

Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin
Fachbereich 1: Ingenieurwissenschaften – Energie und Information
Studiengang Regenerative Energien (M.Sc.)

Auswirkungen preisoptimiert betriebener Wärmepumpen auf Niederspannungsnetze unter Einfluss dynamischer Stromtarife und zeitvariabler Netzentgelte

Masterarbeit

Vorgelegt von:

Philipp Kleinetigges

Matrikelnummer: 593860

Datum:

27.04.2026

Betreuung:

Prof. Dr.-Ing. Volker Quaschning

M. Sc. Lucas Meissner

Inhaltsverzeichnis

KURZFASSUNG	II
ABSTRACT	IV
Abbildungsverzeichnis	VI
Tabellenverzeichnis	VII
Abkürzungsverzeichnis	VIII
Symbolverzeichnis	IX
1 EINLEITUNG	1
1.1 Motivation	1
1.2 Technische und regulatorische Grundlagen	2
1.3 Stand der Forschung	4
1.4 Zielsetzung und Vorgehensweise	7
2 SYSTEMMODELLIERUNG	10
2.1 Eingangsdaten	11
2.2 Dezentrale Optimierung	23
2.3 Netzsimulation	36
3 SZENARIO-ANALYSE	38
3.1 Bewertungsindikatoren	38
3.2 Definition der Szenarien	39
4 ERGEBNISSE	41
4.1 Ergebnisse am Beispiel eines Referenzgebäudes	41
4.2 Netzauswirkungen	44
4.3 Auswirkungen für die Endkunden	49
4.4 Sensitivitätsanalysen	52
5 DISKUSSION	64
5.1 Zusammenfassung der Ergebnisse	64
5.2 Einordnung der Ergebnisse	65
5.3 Beschränkungen der Untersuchung	67
5.4 Empfehlungen für weiterführende Forschung	68
6 FAZIT	70
Literaturverzeichnis	72
Anhang	76

Kurzfassung

Der Hochlauf elektrischer Wärmepumpen führt zu einem wachsenden elektrischen Lastaufkommen in Niederspannungsverteilnetzen und erzeugt neue Belastungsszenarien für die lokale Netzinfrastruktur. Die Einführung dynamischer Stromtarife und zeitvariabler Netzentgelte nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes soll Flexibilitätspotenziale erschließen und Lastspitzen mindern. Die vorliegende Arbeit untersucht, inwiefern das Zusammenspiel dieser Preissignale bei preisoptimierter Wärmepumpensteuerung den Netzzustand und die Wirtschaftlichkeit für Endkunden in einem für den Berliner Stadtrand repräsentativen Niederspannungsnetz beeinflusst.

Hierzu wurde ein zweistufiges Simulationsmodell entwickelt. Im ersten Schritt optimiert ein modellprädiktiver Regler mit einem rollenden 48-Stunden-Planungshorizont den Wärmepumpenbetrieb von 221 Einfamilienhäusern kostenminimal. Innerhalb des Horizonts werden die Eingangsdaten als deterministisch angenommen. Jedes Gebäude wird durch ein individuelles thermisches Gebäudemodell abgebildet, das gegen prognostizierte Heizwärmebedarfswerte des Gebäudebestands kalibriert wurde. Elektrische Grundlast- und Trinkwarmwasserprofile werden für jeden Haushalt individuell generiert, um statistische Überlagerungseffekte in der Netzsimulation zu vermeiden. Auf Basis des thermischen Gebäudemodells und der Trinkwarmwasserprofile wird für jedes Gebäude ein Wärmepumpensystem mit Wärmepumpe, Heizstab sowie zwei separaten thermischen Speichern für Raumwärme und Trinkwarmwasser dimensioniert. Im zweiten Schritt wurden die resultierenden Lastprofile in einer Monte-Carlo-Simulation mit 64 Iterationen durch Lastflussberechnungen in einem realen Berliner Referenznetz der Stromnetz Berlin GmbH ausgewertet. Vier Tarifvarianten wurden für das Szenariojahr 2035 mit einem Wärmepumpenanteil von 44,3 % verglichen: Ein statischer Stromtarif und ein dynamischer Stromtarif, jeweils einmal mit statischem Netzentgelt und zeitvariablem Netzentgelt.

Der prognostizierte Wärmepumpenausbau führt unter den meteorologischen Bedingungen des Jahres 2025 zu keinen Grenzwertverletzungen, während unter Extremwinterbedingungen (Jahr 2021) die Transformatorlast die Nennleistung überschreitet. Das zeitvariable Netzentgelt erweist sich als das netzdienlichste Instrument und reduziert die Jahreshöchstlast am Transformator um 6,1 % bei Endkundenersparnissen von 4 % (gegenüber dem Berliner Grundversorgungstarif; Obergrenze). Der dynamische Stromtarif mit statischem Netzentgelt erzielt mit 22 % deutlich höhere Kosteneinsparungen (Obergrenze), entlastet die Jahreshöchstlast jedoch kaum (-0,8 %). Die Kombination beider Signale maximiert die Kosteneinsparung auf 31 % (Obergrenze), erzielt auf der Netzseite jedoch nur -1,1 %, da die Überlagerung der beiden Preissignale keine Lastverschiebung in Zeiten geringer Netzauslastung garantiert. Der Median der Jahresarbeitszahlen der Wärmepumpen bleibt über alle Tarifvarianten nahezu konstant bei 3,64 bis 3,67. Eine Sensitivitätsanalyse der kritischen Wärmepumpen-Anteile unter Extremwinterbedingungen (Jahr 2021, ungünstigste Platzierung der Wärmepumpen) zeigt, dass die Nennleistung des Transformators je nach Tarifvariante bei einem Wärmepumpenanteil zwischen rund 30 % (statischer Tarif mit statischem Netzentgelt) und rund 50 % (dynamischer Tarif mit zeitvariablem Netzentgelt) überschritten wird. Eine weitere Sensitivitätsanalyse offenbart ein erhebliches Synchronisierungsrisiko: Ein Anstieg des Börsenpreinsniveaus um 20 % lässt die Jahreshöchstlast um 34,5 % ansteigen und überschreitet damit die Nennleistung des Transformators von 400 kW. Ein ergänzender Tarifvergleich mit marktüblichen statischen Alternativen zeigt, dass günstigere Angebote die Kostenlücke zu dynamischen Tarifen verringern; letztere behalten jedoch einen Robustheitsvorteil, da ihr Kostenanstieg im Extremjahr 2021 (rund 13 %) geringer ausfällt als bei statischen Tarifen (26 %).

Die Ergebnisse zeigen, dass dynamische Stromtarife Kostenersparnisse und Netzentlastung nicht gleichzeitig optimieren: Als kostenoptimales Steuerungssignal lenken sie Flexibilität nicht ausschließ-

lich in netzdienliche Zeitfenster und können bei steigendem Preisniveau durch Synchronisierungseffekte netzbelastend wirken. Die ausgewiesenen Einsparungen gegenüber dem Grundversorgungstarif sind als Obergrenzen zu verstehen. Die zeitliche Struktur des Netzentgelts nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes ist zum Zeitpunkt dieser Arbeit daher der entscheidende Faktor für die Netzverträglichkeit des Wärmepumpenausbaus.

Abstract

The increasing deployment of electric heat pumps creates growing electrical load in low-voltage distribution networks, introducing new operating scenarios for local grid infrastructure. The introduction of dynamic electricity tariffs and time-variable network charges under Section 14a of the German Energy Industry Act is intended to unlock demand-side flexibility and mitigate peak loads. This thesis investigates the extent to which the interplay of these price signals, under price-optimized heat pump control, affects grid state and consumer economics in a typical distribution grid of the Berlin suburban area.

To analyze this problem, a two-stage simulation model was developed. In the first stage, a model predictive controller with a rolling 48-hour planning horizon optimizes cost-minimal heat pump operation for 221 single-family residential buildings. Within the planning horizon, all input data are assumed to be deterministic. Each building is represented by an individual thermal building model calibrated against projected heating demand values of the actual building stock. Individualized electrical base load and domestic hot water profiles are generated for each household to avoid synchronization effects in the network simulation. Based on the thermal building model and the domestic hot water profiles, a heat pump system comprising a heat pump, an auxiliary heater, and two separate thermal storage tanks for space heating and domestic hot water is dimensioned for each building. In the second stage, the resulting load profiles are evaluated in a Monte Carlo simulation with 64 iterations using power flow calculations in a real Berlin reference network operated by Stromnetz Berlin GmbH. Four tariff variants were compared for the scenario year 2035 at a heat pump penetration rate of 44,3 %: a static electricity tariff and a dynamic electricity tariff, each combined with either a static or a time-variable network charge.

The projected heat pump expansion causes no grid limit violations under the weather conditions of 2025, while extreme winter conditions (year 2021) cause the transformer load to exceed its rated capacity. The time-variable network charge proves to be the most beneficial instrument from the distribution system operator's perspective, reducing annual peak load by 6,1 % with consumer savings of 4 % (relative to the Berlin default supplier tariff; upper bound). The dynamic electricity tariff with static network charge achieves substantially higher cost savings of 22 % (upper bound), but provides negligible peak load relief (−0,8 %). The combination of both signals maximizes cost savings at 31 % (upper bound), but achieves only −1,1 % annual peak load reduction, as the superposition of the two price signals does not guarantee load shifting into periods of low grid utilization. The median seasonal coefficient of performance of the heat pumps remains nearly constant across all tariff variants at 3,64 to 3,67. A sensitivity analysis of critical heat pump penetration rates under extreme winter conditions (year 2021, worst-case heat pump placement) reveals that the transformer's rated capacity is exceeded at penetration rates ranging from approximately 30 % (static tariff with static network charge) to approximately 50 % (dynamic tariff with time-variable network charge). A further sensitivity analysis reveals a significant synchronization risk: a 20 % increase in spot market price levels causes annual peak load to rise by 34,5 %, exceeding the transformer's rated capacity of 400 kW. An additional comparison with market-available alternative static electricity tariffs shows that lower-priced offers substantially narrow the cost gap relative to dynamic tariffs; the latter retain a robustness advantage, however, as their cost increase in the extreme year 2021 (approximately 13 %) is lower than for static tariffs (26 %).

The results show that dynamic electricity tariffs cannot simultaneously optimize cost savings and grid relief: as cost-optimal control signals, they do not direct flexibility exclusively into grid-beneficial

time windows and can, at elevated price levels, increase network load through synchronization effects. The cost savings reported relative to the default supplier tariff represent upper bounds. The temporal structure of the network charge under Section 14a of the German Energy Industry Act is therefore, at the time of this work, the decisive factor for grid-compatible heat pump deployment.

Abbildungsverzeichnis

Bild 1.1	Funktionsprinzip einer Wärmepumpe.	2
Bild 2.1	Übersicht über die Modellarchitektur.	10
Bild 2.2	Mittlere tägliche Solarstrahlung (DNI und DHI) im Jahr 2025.	11
Bild 2.3	Mittlere tägliche Außentemperatur im Jahr 2025.	12
Bild 2.4	Vergleich der Außentemperaturverläufe: HTW 2025 & 2021, TRY Standardjahr und TRY Extremwinter.	12
Bild 2.5	Vergleichs-Rasterdiagramm der Day-Ahead-Börsenstrompreise 2020 und 2025. . .	15
Bild 2.6	Korrelation zwischen Baujahr und spezifischem Heizwärmebedarf der EFH im Referenznetz.	16
Bild 2.7	Jahresheizwärmebedarf der MPC-Optimierung für das Testreferenzjahr unter statischem Tarif mit statischem Netzentgelt im Verhältnis zur EnergyMap Berlin.	17
Bild 2.8	Mittleres elektrisches Tageslastprofil und TWW-Bedarf je Haushaltsgröße.	19
Bild 2.9	Gleichzeitigkeitsfaktor der Grundlastprofile in Abhängigkeit von der Profilanzahl k . .	20
Bild 2.10	Projizierte Entwicklung des Wärmepumpen-Anteils im deutschen Gebäudesektor nach den Ariadne Szenarien zur Klimaneutralität 2045.	21
Bild 2.11	Topologie des Referenznetzes.	22
Bild 2.12	Schematische Darstellung des WP-Systems.	26
Bild 4.1	Zeitreihen Beispielhafter Wintertag Referenzgebäude bei dynamischem Tarif mit zeitvariablem Netzentgelt.	42
Bild 4.2	Zeitreihen Beispielhafter Wintertag Referenzgebäude Dynamischer Tarif mit zeitvariablem Netzentgelt (Fortsetzung).	43
Bild 4.3	Saisonale Profile Referenzgebäude bei dynamischem Tarif mit zeitvariablem Netzentgelt.	44
Bild 4.4	Vergleich der Bewertungsindikatoren aller fünf Szenarien.	46
Bild 4.5	Kastengrafik: Verteilung der Netz-Bewertungsindikatoren (Szenariovergleich). . . .	47
Bild 4.6	Jahresdauerlinien im Szenariovergleich.	48
Bild 4.7	Verteilung der Jahresarbeitszahl im WP-Bestand (Tarifvergleich).	49
Bild 4.8	Verteilung der jährlichen WP-Strombezugskosten (Tarifvergleich).	50
Bild 4.9	Relative und absolute Ersparnis nach thermischem Heizwärmebedarf (Tarifvergleich).	51
Bild 4.10	Vergleich 2025 vs. 2021: Netz-Indikatoren, Kosten und JAZ über alle Szenarien. . .	54
Bild 4.11	Kritische WP-Anteile für die vier Tarifvarianten.	56
Bild 4.12	Sensitivität der Netz-Bewertungsindikatoren und Strombezugskosten gegenüber dem Börsenpreisniveau.	59
Bild 4.13	WP-Strombezugskosten im Vergleich marktüblicher statischer Alternativtarife (Median).	61
Bild 4.14	Gesamtstrombezugskosten inkl. Haushaltslast im Vergleich marktüblicher statischer Alternativtarife (Median).	62

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1.1	Übersicht über die finalen Ergebnisse des Literatur-Reviews.	5
Tabelle 1.2	Übersicht der untersuchten Szenarien.	9
Tabelle 2.1	Preiskomponenten statischer und dynamischer Stromtarife unter Berücksichtigung spezifischer Werte für das Netzgebiet der Stromnetz Berlin GmbH im Jahr 2025 . .	14
Tabelle 2.2	Übersicht über die Flexibilitätspotenziale von Wärmepumpen.	23
Tabelle 2.3	Übersicht häufig genutzter Steuerungsvarianten für Wärmepumpensysteme. . . .	31
Tabelle 3.1	Übersicht der untersuchten Szenarien.	39
Tabelle 4.1	Elektrische Lastverschiebung nach Szenario für das Jahr 2035.	48

Abkürzungsverzeichnis

ALKIS	Amtliches Liegenschaftskatasterinformationssystem
BESS	Batterie-Energiespeichersystem (englisch: <i>Battery Energy Storage System</i>)
COP	Leistungszahl (englisch: <i>Coefficient of Performance</i>)
CPP	Zeitvariabler Tarif mit Events (englisch: <i>Critical Peak Pricing</i>)
DHI	Diffuse Horizontalstrahlung (englisch: <i>Diffuse Horizontal Irradiance</i>)
DLC	Direkte Laststeuerung (englisch: <i>Direct Load Control</i>)
DNI	Direkte Normalstrahlung (englisch: <i>Direct Normal Irradiance</i>)
EFH	Einfamilienhaus
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EV	Elektroauto (englisch: <i>Electric Vehicle</i>)
HEMS	Heim-Energiemanagementsystem (englisch: <i>Home Energy Management System</i>)
HT	Hochlasttarif
iMSys	Intelligentes Messsystem
JAZ	Jahresarbeitszahl
MFH	Mehrfamilienhaus
MILP	Gemischt-ganzzahlige lineare Optimierung (englisch: <i>Mixed-Integer Linear Programming</i>)
MPC	Modellprädiktive Regelung (englisch: <i>Model Predictive Control</i>)
NT	Niedriglasttarif
PV	Photovoltaik
RH	Raumheizung
SMGW	Smart Meter Gateway
ST	Standardlasttarif
ToU	Zeitvariabler Tarif (englisch: <i>Time-of-Use</i>)
TWW	Trinkwarmwasser
VNB	Verteilnetzbetreiber
WP	Wärmepumpe

Symbolverzeichnis

Zeichen	Einheit	Beschreibung
A_{NF}	m^2	Beheizte Nettofläche
$\mathbf{A}$	$\mathbb{R}^{9 \times 9}$	Systemmatrix des thermischen Gebäudemodells
$\mathbf{b}$	$\mathbb{R}^9$	Eingangsvektor des thermischen Gebäudemodells
C	J K^{-1}	Wärmekapazität
d	-	Vorschritt der Optimierung
Δt	s	Zeitschrittgröße der Optimierung
ε_{GF}	-	Konvergenz-Toleranz des Gleichzeitigkeitsfaktors
E	J	Energiegehalt des thermischen Speichers
η_{HS}	-	Wirkungsgrad des elektrischen Heizstabs
f	-	Faktor
GF	-	Gleichzeitigkeitsfaktor
h	m	Höhe
JAZ	-	Jahresarbeitszahl
k_A	W K^{-1}	Wärmeverlustkoeffizient des Speichers
k	-	Anzahl verschiedener Grundlastprofile je Haushaltsgrößen-Kategorie
k^*	-	Konvergenzpunkt der Profilanzahl
M	€/K	Strafkoeffizient
P_{el}	W	Elektrische Wirkleistung
p_{el}	€/kW h	Arbeitspreis Strom
S	-	Sicherheitsfaktor der Speicherauslegung
T_{hor}	h	Optimierungshorizont
u	$\{0, 1\}$	Binäre Steuerungsvariable
V	L	Speichervolumen
$\mathcal{W}$	-	Menge der Netzknoten mit Wärmepumpe
x_{kor}	-	Korrigierter Wärmepumpen-Anteil (ohne Fernwärme)
$\mathbf{x}$	$\mathbb{R}^9$	Zustandsvektor des thermischen Gebäudemodells

Indizes

Index	Bedeutung	Index	Bedeutung
aus	Entnahme (aus Speicher)	Außen	Außenluft / Außenumgebung
biv	Bivalenzpunkt	Block	Blockierstunden
curtail	Bedarfskürzung	el	Elektrisch
Eq	Äquivalente Außentemp.	Ext	Opake Außenbauteile
Fen	Fenster (transp. Bauteile)	Gesch	Geschoss
Gesamt	Gesamtbestand	ges	Gesamt (Summe)
GF	Gleichzeitigkeitsfaktor	H	Wärmesenke (Vorlauf)
HK	Heizkurve / Koeffizient	HL	Heizlast
HS	Heizstab	i	Laufindex (Knoten, Anschl.)
in	Zufluss (in Speicher)	Inf	Infiltration / Lüftung
Int	Innenbauteile	IW	Interne Wärmegewinne
k	Profiltiefe (LPG)	kon	Konvektiv
L	Wärmequelle (Außenluft)	Luft	Raumluft
max	Max. (Ober- / Kapazitätsgrenze)	min	Min. (Unter- / Kapazitätsgrenze)
MPC	Modellprädiktive Regelung	n	Nenn- (Nominalwert)
nom	Nominalwert	norm	Normwert (nach Norm)
Pers	Person	Pumpe	Umwälzpumpe Heizkreis
rad	Radiativ / Strahlungsbasiert	Raum	Innenraum
Ref	Referenz-/Virtualknoten	RH	Raumheizung
Sol	Solar	Sp	Speicher
t	Zeitschritt (diskret)	th	Thermodynamisch (Carnot)
TH	Big-M-Strafwert	TWW	Trinkwarmwasser
VL	Vorlauf	WP	Wärmepumpe / Koeffizient
*	Optimal / kalkulatorisch	V	Speichervolumen-Koeff.

1 Einleitung

1.1 Motivation

Die Dekarbonisierung des Energiesystems stellt eine der zentralen gesellschaftlichen und technischen Herausforderungen des 21. Jahrhunderts dar. Im Zuge der deutschen Energiewende nimmt die Elektrifizierung des Wärmesektors eine Schlüsselrolle ein, um die Klimaschutzziele der Bundesregierung zu erreichen. Die Wärmepumpe (WP) ist unter aktuellen Erkenntnissen die ökonomisch sinnvollste Lösung für Einfamilien- und Zweifamilienhäuser, was zu einem prognostizierten massiven Hochlauf installierter Anlagen in den kommenden Jahren führen wird [1].

Diese Transformation bewirkt einen fundamentalen Strukturwandel in der Nutzung der elektrischen Verteilnetze. Insbesondere die Niederspannungsnetze sehen sich durch die Integration leistungstarker Verbrauchseinrichtungen wie WP und Ladeinfrastrukturen für Elektroautos (englisch: *Electric Vehicles*) (EV) neuen Belastungsszenarien ausgesetzt. Die zunehmende Durchdringung dieser Technologien erhöht das Risiko von Betriebsmittelüberlastungen und Spannungsbandverletzungen, sofern keine adäquaten Anpassungen in der Netzplanung und -betriebsführung erfolgen [2].

Parallel zur physischen Elektrifizierung schreitet die Digitalisierung der Niederspannungsnetze durch den Rollout intelligenter Messsysteme (iMSys) (bzw. Smart Meter Gateways (SMGW)) voran [3]. Diese technische Infrastruktur ermöglicht die Einführung & Nutzung dynamischer Stromtarife. Entgegen klassischer statischer Stromtarife, enthalten diese mit dem viertelstündlichen Großhandelspreis für Strom eine dynamische Preiskomponente. So entsteht ein finanzieller Anreiz, den Betrieb von WP preisoptimiert zu steuern und Lasten in Zeiten niedriger Strompreise zu verschieben [4].

Hierbei entsteht jedoch potenziell ein Zielkonflikt zwischen marktdienlichem und netzdienlichem Verhalten. Eine preisoptimierte Betriebsweise einer hohen Anzahl von WP birgt die Gefahr von Synchronisationseffekten: Wenn eine Vielzahl von Anlagen auf ein identisches Preissignal reagiert, können Lastspitzen entstehen, welche die ursprünglichen Maximallasten übersteigen und damit möglicherweise die lokale Netzinfrastruktur überlasten können [5].

Um diesen Herausforderungen zu begegnen, hat der Gesetzgeber mit der Novellierung des § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) und den Festlegungen der Bundesnetzagentur neue Rahmenbedingungen für die Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen geschaffen. Ein zentrales Instrument stellen hierbei lokale zeitvariable Netzentgelte dar, die als Anreiz dienen sollen, Lastspitzen in Zeiten schwacher Auslastung des lokalen Niederspannungsnetzes zu verschieben [6][7].

Die Motivation dieser Arbeit liegt in der Notwendigkeit, das komplexe Wechselspiel zwischen diesen Faktoren zu durchdringen. Sie wird in der Forschungsgruppe Solarspeichersysteme an der Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin verfasst und ist in das Forschungsprojekt *KLIMTEC* (Klimaschutztechnologien in Berliner Niederspannungsnetzen) eingebettet. In Kooperation mit dem Verteilnetzbetreiber (VNB) Stromnetz Berlin GmbH zielt das Projekt darauf ab, die wachsenden Anforderungen an die zukünftige Netzplanung durch praxisnahe Untersuchungen zu evaluieren [8]. Vor diesem Hintergrund untersucht diese Arbeit, wie sich die Überlagerung von dynamischen Börsenstrompreisen und zeitvariablen Netzentgelten auf das Lastverhalten von WP auswirkt und welche konkreten Konsequenzen dies für die Betriebsmittelauslastung und Spannungsqualität in repräsentativen Niederspannungsnetzen hat.

1.2 Technische und regulatorische Grundlagen

Dieser Abschnitt legt die technischen, methodischen und regulatorischen Grundlagen für die vorliegende Untersuchung dar. Zunächst werden die Funktionsweise und das Flexibilitätspotenzial von WP in Kombination mit Heim-Energiemanagementsystemen (HEMS) erläutert. Darauf aufbauend werden die Charakteristika von Niederspannungsnetzen sowie die Methodik der probabilistischen Netzsimulation beschrieben. Abschließend wird der regulatorische und wirtschaftliche Rahmen beleuchtet, welcher durch die flächendeckende Einführung intelligenter Messsysteme (iMSys), dynamischer Stromtarife sowie der Neuregelung des § 14a EnWG aufgespannt wird.

1.2.1 Wärmepumpen und Heim-Energiemanagementsysteme

WP basieren auf einem umgekehrten Kältemaschinenprozess, bei dem Wärmeenergie von einer niedrigen Temperaturstufe (z. B. Umgebungsluft, Grundwasser oder Erdboden) auf eine höhere Temperaturstufe gehoben wird. Der Prozess umfasst Verdampfung, Kompression, Kondensation und Expansion des Kältemittels in einem geschlossenen Kreislauf mit Kompressor, Expansionsventil und zwei Wärmetauschern (Verdampfer und Kondensator). Das Prinzip wird in Bild 1.1 dargestellt. Die Effizienz wird durch den Leistungszahl (englisch: *Coefficient of Performance*) (COP) beschrieben, der in der Praxis oftmals Werte von 3–5 annimmt und stark von der Temperaturdifferenz zwischen Quelle und Senke abhängt [9].

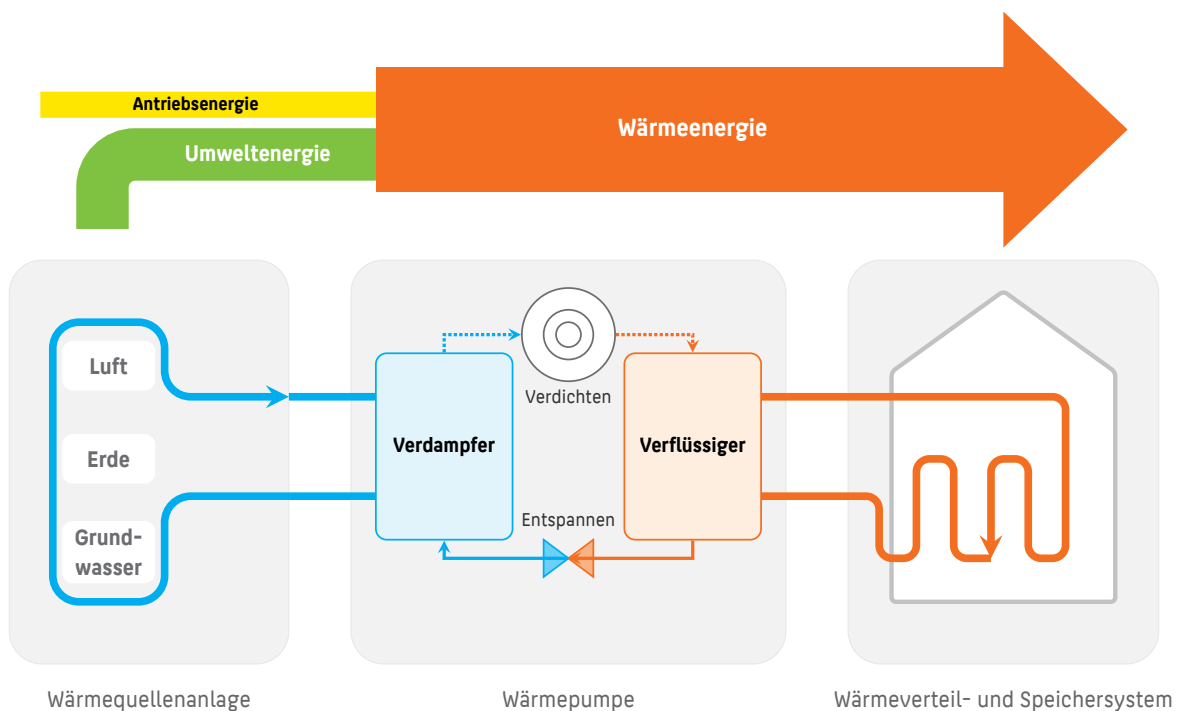


Bild 1.1 Funktionsprinzip einer Wärmepumpe (Eigene Darstellung basierend auf [10]).

Die Steuerung von WP erfolgt in der Regel entweder über An-Aus-Schaltung für WP mit fester Drehzahl oder über die Drehzahlsteuerung für WP mit variabler Drehzahl. Letzteres ermöglicht die differenzierte Steuerung des elektrischen Bedarfs und der thermischen Leistung. Dadurch lässt sich eine höhere operative Flexibilität in Zusammenhang mit preis- oder netzorientierter Steuerung erzielen [11].

Um das Potenzial dieser Flexibilität zu heben, bedarf es sogenannter HEMS. Ein HEMS fungiert als zentrale, intelligente Steuereinheit eines Haushalts. Es verknüpft die elektrischen und thermischen Anlagen informationstechnisch mit der Außenwelt, insbesondere durch die Anbindung an das SMGW

eines iMSys. In modernen Architekturen ist das HEMS dadurch in der Lage, Sensordaten aus dem Gebäude mit externen Echtzeitdaten wie dynamischen Stromtarifen, variablen Netzentgelten oder Wetterprognosen zu verarbeiten und geräteübergreifend zu optimieren [12].

Während rudimentäre HEMS lediglich auf Basis erweiterter starrer Regeln agieren, ermöglichen moderne, prädiktive Verfahren wie die Modellprädiktive Regelung (MPC) eine tatsächliche Optimierung des Betriebs. Auf Basis der lokalen Wetter- und Preisprognosen löst sie für einen definierten Zeithorizont ein mathematisches Optimierungsproblem, um die Gesamtbetriebskosten zu minimieren, ohne die Nutzerkomfortvorgaben zu verletzen. Studien zeigen, dass derartige prädiktive Verfahren klassische reaktive Regler hinsichtlich Kosteneffizienz und Flexibilität ausnutzung um bis zu 20 % übertreffen können [11].

Als physikalischer Freiheitsgrad für diese Optimierung dienen dem HEMS thermische Speicherkapazitäten, die eine zeitliche Entkopplung des thermischen Bedarfs und der Heizleistung ermöglichen. Neben geplanten Speichern, wie den Pufferspeichern für die Raumheizung und das Trinkwarmwasser (TWW), spielt vor allem die bauliche Masse des Gebäudes eine essenzielle Rolle und kann je nach Bauart des Gebäudes selber als thermischer Speicher fungieren. Durch das gezielte Anheben der Raum- oder Speichertemperaturen in Niedrigpreisphasen wird elektrische Energie in thermische Energie umgewandelt und zeitversetzt genutzt [11]. Dieses Lastverschiebepotenzial bildet die essenzielle Grundvoraussetzung, damit das Gesamtsystem auf markt- und netzbasierte Anreize reagieren kann.

1.2.2 Niederspannungsnetze und Netzsimulation

Die Niederspannungsnetze (0,4 kV) bilden die letzte Stufe der elektrischen Energieverteilung zum Endverbraucher. Die massenhafte Integration leistungsstarker Verbrauchseinrichtungen wie WP führt potenziell zu kritischen Netzbelastungen [2]. Die erhöhten Leistungsflüsse verursachen Spannungsabfälle entlang der Netzstränge. Die Qualität der Versorgungsspannung ist in Europa durch die Norm DIN EN 50160 reglementiert [13].

Diese schreibt vor, dass die 10-Minuten-Mittelwerte der Spannung zu 95 % der Zeit innerhalb eines Bandes von $\pm 10\%$ um den Nennwert verbleiben müssen. Zudem resultiert der Stromfluss in thermischen Verlusten in Kabeln und Transformatoren. Eine Auslastung von über 100 % der Bemessungsleistung erhöht das Risiko für eine beschleunigte Alterung oder den Ausfall der Betriebsmittel signifikant [2].

Für die Bewertung der erhöhten Netzbelastung kommen computergestützte stationäre Lastflussberechnungen zum Einsatz. Das in dieser Arbeit eingesetzte Open-Source-Framework Pandapower löst das nichtlineare Gleichungssystem, basierend auf den kirchhoffschen Gesetzen und knotenspezifischen Leistungs- und Spannungsvorgaben, iterativ durch das Newton-Raphson-Verfahren [14].

Um der Unsicherheit der örtlichen Verteilung zukünftiger Verbraucher wie WP gerecht zu werden, können Netzsimulationen um probabilistische Methoden ergänzt werden. Monte-Carlo-Simulationen bieten durch eine Vielzahl von Zufallsziehungen möglicher Installationsszenarien eine statistisch robuste Wahrscheinlichkeitsverteilung der zu erwartenden Grenzwertverletzungen. Dies wird beispielhaft in [15] angewendet.

1.2.3 Regulatorischer und wirtschaftlicher Rahmen

Um die technische und wirtschaftliche Flexibilisierung auf Verteilnetzebene zu ermöglichen, treibt der Gesetzgeber den Rollout von iMSys voran. Solch ein System besteht aus einer Modernen Messeinrichtung (mME) und einem SMGW [3].

Diese digitale Infrastruktur erlaubt die Nutzung dynamischer Stromtarife. Die dynamische Komponente des Tarifs ändert sich infolgedessen viertelstündlich. Aus ökonomischer Sicht entsteht hierdurch für die Anschlussnehmer mit HEMS ein intrinsischer Anreiz, den Betrieb flexibler Lasten in Zeiten hoher Einspeisung erneuerbarer Energien und somit niedriger Beschaffungskosten zu verschieben.

Auf der regulatorischen Seite wurde mit der Neufassung des § 14a EnWG eine verbindliche Rechtsgrundlage geschaffen, um Netzüberlastungen in den unteren Spannungsebenen präventiv entgegenzuwirken. Die Bundesnetzagentur hat hierzu Rahmenbedingungen verabschiedet [6], [7], die Netzbetreibern in definierten Notsituationen einen temporären steuernden Eingriff (Dimmen auf bis zu 4,2 kW Bezugsleistung) gestatten. Als Kompensation für diese netzdienliche Flexibilitätsbereitstellung können die Anschlussnehmer zwischen verschiedenen Entgeltreduktionen (Modulen) wählen.

Im Rahmen von Modul 3 ist die Einführung von zeitvariablen Netzentgelten vorgesehen. Diese strukturieren die Netzentgelte tageszeitabhängig: Der Strombezug in den vom lokalen VNB definierten Hochlastfenstern des Verteilnetzes wird mit einem Aufschlag sanktioniert, während der Bezug in Schwachlastzeiten vergünstigt wird. Folglich determinieren zukünftig zwei zeitabhängige Preissignale die optimierte Betriebsführung von WP: die börsenpreisgetriebene dynamische Komponente des Stromtarifs und das lokale tageszeitabhängige Netzentgelt. Das komplexe Wechselspiel dieser beiden Instrumente bildet den zentralen Untersuchungsgegenstand dieser Thesis.

1.3 Stand der Forschung

In diesem Abschnitt wird der Stand der Forschung in Hinblick auf das Thema dieser Arbeit beleuchtet. Der hierfür durchgeführte Literatur-Review zeigt relevante Untersuchungen mitsamt einer Analyse der berücksichtigten Aspekte und der Ergebnisse auf. Abschließend werden Lücken in der analysierten Literatur aufgezeigt und Schlussfolgerungen für die Zielsetzung dieser Arbeit getroffen. Es ist zu beachten, dass die Literaturübersicht in dieser Arbeit einen Überblick über das Thema ermöglichen soll, allerdings der Fokus auf Simulationsanalysen liegt. Dementsprechend erhebt das Kapitel keinen Anspruch einer systematischen Literaturanalyse gerecht zu werden.

Auf Basis der gesetzten Forschungsfrage "Inwieweit wirkt sich das Zusammenspiel der in Deutschland eingeführten Preissignale - dynamische Stromtarife und zeitvariable Netzentgelte - mit einer preisoptimierten Steuerung von WP auf den Netzzustand aus, der durch den steigenden Anteil von WP in einem Niederspannungsnetz entsteht, das repräsentativ für den Berliner Stadtrand ist?" (siehe Abschnitt 1.4) wurden relevante Untersuchungen ermittelt. Hierbei kamen nicht nur klassische Stichwortsuchen, sondern auch die KI-basierte Suchmaschine *Elicit* zum Einsatz, die es ermöglicht, weitere relevante Untersuchungen zu identifizieren. In diesem Schritt wurden 656 potenziell relevante Untersuchungen identifiziert.

Um die Relevanz dieser zu bewerten, wurde eine Bewertung der Titel und Abstracts mit folgenden Kriterien durchgeführt:

- Untersucht die Veröffentlichung die Integration, den Betrieb oder die Steuerung von WP in Stromverteilungsnetzen?
- Wird sich auf Niederspannungsnetze konzentriert?
- Untersucht die Veröffentlichung dynamische Strompreise, zeitabhängige Tarife, zeitvariable Netzgebühren oder andere zeitvariable Preissignale (und nicht nur statische oder feste Preise)?
- Werden die preisreaktive Steuerung, das Nachfragemanagement oder die Nachfragerreaktion von WP analysiert (anstatt WP ohne Preissignalkomponente zu untersuchen)?

- Wird die technische Leistungsfähigkeit des Netzes anhand von Indikatoren wie Spannungsbändern, Leitungsauslastung, Leistungsverlusten oder Stromqualitätsmetriken gemessen oder analysiert (anstatt sich ausschließlich auf wirtschaftliche Ergebnisse zu konzentrieren)?
- Wird sich auf Verteilungsnetze in Wohngebieten (städtisch oder vorstädtisch) konzentriert und nicht ausschließlich auf industrielle oder gewerbliche Umgebungen?

Die 25 Arbeiten mit der höchsten Übereinstimmung zu den genannten Kriterien bilden die Grundlage für die Literaturübersicht. Diese wurden im nächsten Schritt detailliert in Hinblick auf die Methodik und der berücksichtigten Aspekte analysiert. Das finale Ergebnis unter Berücksichtigung zweckmäßiger harter Kriterien (Netzurückwirkungen untersucht, Untersuchung auf Verteilnetzebene, WP modelliert) wird in Tabelle 1.1 dargestellt.

Tabelle 1.1 Übersicht über die finalen Ergebnisse des Literatur-Reviews.

Autor (Jahr)	Methodik	Dez.	Quantitative Bewertungsgrößen	Stromtarif	Netzentgelt
Sudhoff et al., 2023 [16]	O, R	Nein	Spitzenlast	Statisch, TOU	Statisch, TOU, Kapazitätsb., Hybrid
Stute et al., 2023 [15]	O	Ja	Spitzenlast, Spannungsband, Betriebsmittelausl., Systemwirkungsgrad	Statisch, TOU, Dyn.	Statisch, TOU, Dyn.
Haendel et al., 2023 [17]	O, MPC	Hybrid	–	Dyn.	–
Werner et al., 2020 [18]	O	Ja	–	Dyn.	Dyn.
Wiemer et al., 2025 [19]	R	Nein	Betriebsmittelausl., Spannungsband	TOU	TOU
Haendel et al., 2024 [20]	O	Ja	–	TOU, CPP	TOU, CPP
Velkovski et al., 2024 [21]	O	Nein	–	Statisch, Dyn., TOU	Statisch, TOU, Kapazitätsb., Dyn.
Winzer et al., 2022 [5]	O	Ja	Spitzenlast	Statisch, TOU, CPP, Dyn., Hybrid	Statisch, TOU, Kapazitätsb., CPP, Dyn., Hybrid

Legende:

O: Optimierung, R: Regelbasiert, MPC: Model Predictive Control

TOU: Time-of-Use, CPP: Critical Peak Pricing, Dyn.: Dynamisch

Dez.: Dezentrale Entscheidungsfindung –: Keine Angabe/Nicht betrachtet

Im Folgenden werden diese Untersuchungen kurz vorgestellt:

- Sudhoff et al. (2023) [16] optimieren mittels zentraler linearer Programmierung den Betrieb einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft in deutschen Referenznetzen (ländlich/städtisch). Das Modell integriert Photovoltaik (PV), Batterie-Energiespeichersysteme (englisch: *Battery Energy Storage Systems*) (BESS), EV sowie WP unter Berücksichtigung thermischer Speicher und vergleicht statische, zeitvariable sowie leistungspreisbasierte Tarife. Die Ergebnisse zeigen, dass primär Leistungspreiskomponenten die Netzurückwirkungen effektiv mindern und Leistungsspitzen um bis zu 50 % reduzieren, wohingegen rein energiebasierte Anreize die jährliche Spitzenlast teilweise sogar erhöhen.

- Stute et al. (2023) [15] untersuchen in einer agentenbasierten Simulation eines deutschen Vorstadt-Netzes die Auswirkungen einer heterogenen Tarifwahl auf Netz und Verbraucher. Das Modell optimiert dezentral den Einsatz von WP, EV und BESS unter Berücksichtigung thermischer Pufferspeicher und vergleicht statische, Zeitvariabler Tarif (englisch: *Time-of-Use*) (ToU)- sowie Day-Ahead-basierte Tarife. Die Ergebnisse zeigen, dass dynamische Tarife zwar die individuellen Lastspitzen erhöhen (15 %), durch Durchmischungseffekte unterschiedlicher Tarifentscheidungen jedoch die Netzbezugsspitze um bis zu 11 % gesenkt wird, wenngleich Grenzwertverletzungen häufiger auftreten.
- Haendel et al. (2023) [17] analysieren mittels MPC und einem gekoppelten Markt-Netz-Modell die Flexibilität von WP in einem Niederspannungs-Referenznetz. Die Studie vergleicht zentrale (systemdienliche) mit dezentralen (eigenverbrauchsoptimierten) Strategien und betrachtet dabei die Bildung von Energiegemeinschaften mit reduzierten Netzentgelten. Quantitativ erweist sich die Wärmepumpenlast – unter Berücksichtigung thermischer Trägheit durch Gebäudemodelle und Speicher – als weitgehend unkritisch für das Netz; durch die Optimierung in Energiegemeinschaften lassen sich die Strombezugskosten der Teilnehmer um maximal 6,9 % senken.
- Werner et al. (2020) [18] stellen einen vollständig dezentralen Steuerungsansatz („Soft Control“) vor, bei dem flexible Einheiten mittels lokaler Entscheidungsalgorithmen als Schwarm auf Echtzeit-Preissignale reagieren. Diese Preissignale (Balance- und Congestion-Indikatoren) werden direkt aus physikalischen Netzzustandsgrößen wie Frequenz, Spannung oder Leistungsbilanz abgeleitet, wodurch Markt- und Netzmechanismen fusioniert werden. Untersucht wird das Konzept am Beispiel eines Wohnquartiers sowie eines Inselnetzes mit WP, Blockheizkraftwerken (BHKW), elektrischen Heizern und PV, wobei die thermische Trägheit über eine normierte Flexibilitätsreserve (Pufferspeicherfüllstand) in die Entscheidungsprozesse einfließt. Die Ergebnisse zeigen qualitativ, dass sich Erzeugung und Verbrauch durch die autonome Reaktion der Geräte effektiv ausgleichen lassen, ohne dass eine zentrale Optimierung oder Fahrplanierung notwendig ist.
- Wiemer et al. (2025) [19] analysieren im Kontext der deutschen Regulierung (§ 14a EnWG) die Auswirkungen von zentralen Steuerungsmaßnahmen („Dimmen“) auf den Netzbetrieb und die Ausbauplanung. Am Beispiel eines ländlichen Mittel- und Niederspannungsnetzes (Oberrhein/Schutterwald) untersuchen sie Szenarien mit hoher Durchdringung von WP und EV. Verglichen werden eine präventive (zeitbasierte, auf Prognosen beruhende) und eine netzzustandsorientierte (messwertbasierte) Regelung, wobei abgeregelte Energiemengen vereinfacht zeitversetzt nachgeholt werden, ohne dass eine detaillierte thermische Gebäudesimulation erfolgt. Die Ergebnisse zeigen, dass die netzzustandsorientierte Steuerung effektiver ist und die notwendigen Netzausbaukosten im Niederspannungsnetz um ca. 18 % (von 1,04 Mio € auf 0,85 Mio €) senkt, den Netzausbau in Hochlastszenarien jedoch nicht vollständig ersetzen kann.
- Haendel et al. (2024) [20] untersuchen in einer agentenbasierten Marktsimulation eines CIGRE-Niederspannungsnetzes (Szenario 2030) die Effektivität dynamischer Netzentgelte zur Steuerung von WP, EV und PV-Anlagen. Die Studie vergleicht ToU und Zeitvariabler Tarif mit Events (englisch: *Critical Peak Pricing*) (CPP) Modelle, die auf Day-Ahead-Preisen basieren, mit einem theoretisch optimalen netzdienlichen Benchmark (ermittelt via Optimal Power Flow). Unter Berücksichtigung thermischer Gebäudemodelle und großer Pufferspeicher zeigt sich, dass CPP zwar effektiver als ToU ist, jedoch sehr hohe Preisanreize benötigt, um Lastspitzen zu glätten; die erzielbaren Stromkosteneinsparungen bleiben mit 1 % bis 2 % gering, und sommerliche PV-Überlastungen lassen sich rein tariflich kaum vermeiden.
- Velkovski et al. (2024) [21] nutzen eine zentrale Gemischt-ganzzahlige lineare Optimierung (englisch: *Mixed-Integer Linear Programming*) (MILP) zur Betriebsoptimierung einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft in einem österreichischen Niederspannungsnetz. Das Modell integriert

PV, BESS, EV sowie eine Großwärmepumpe (Fernwärme) mit thermischem Speicher und vergleicht die Auswirkungen von acht Tarifstrukturen, darunter flache und dynamische (Day-Ahead) Energiepreise in Kombination mit reduzierten Netzentgelten, ToU-Tarifen oder Leistungspreisen. Die Analyse zeigt, dass Energy Sharing grundsätzlich Netzverluste und Spannungsschwankungen mindert; rein dynamische Tarife riskieren jedoch durch Synchronisierungseffekte höhere Lastspitzen und Überspannungen, weshalb sich die Integration einer Leistungspreiskomponente als effektivste Maßnahme zur Reduktion von Netzzrückwirkungen erweist.

- Winzer et al. (2022) [5] untersuchen mittels linearer Optimierung verschiedene dynamische Netztarifdesigns für ein synthetisches Schweizer Verteilnetz (Szenario 2020 und 2050). Das Modell optimiert den Einsatz von WP, EV, PV-Anlagen und BESS aus der Perspektive der Haushalte (dezentral) sowie aus Netzbetreiber-Sicht (zentral) und vergleicht dabei flache Tarife, ToU, CPP, lastproportionale Tarife („Gridload“) sowie Leistungspreise und Direkte Laststeuerung (englisch: *Direct Load Control*) (DLC). Die Ergebnisse zeigen, dass zeitvariable Tarife (ToU/ CPP) in Szenarien mit hoher Flexibilität durchdringung massive Rebound-Peaks erzeugen, die die ursprüngliche Spitzenlast sogar übertreffen können; effektiv senken nur DLC (bis zu 43 % Spitzenlastreduktion) und Leistungspreise (ca. 11 %) die Netzbelastung zuverlässig, wobei Letztere jedoch die Stromkosten für unflexible Haushalte und Prosumer deutlich erhöhen.

Die vorliegende Literatur zeigt, dass die Flexibilisierung steuerbarer Verbraucher wie WP und EV auf Basis von dynamischen Preissignalen vielversprechend ist. Es zeigt sich jedoch auch, dass die Ausgestaltung der Preissignale einen signifikanten Einfluss auf die Netzauswirkungen hat. Darüber hinaus verfolgen die Publikationen unterschiedliche methodische Ansätze: Zentrale Optimierungen zeigen das technische Potenzial, während agentenbasierte Modelle die aktuelle dezentrale Entscheidungsfindung abbilden.

Dennoch bleiben einige Fragen unbeantwortet: Viele Studien betrachten einzelne Preissignale isoliert voneinander, jedoch ist eine Untersuchung des Zusammenspiels der konkret in Deutschland eingeführten Preissignale, dynamische Stromtarife und zeitvariable Netzentgelte, imperativ. Während auf die Gefahr von laststeigernden Synchronisationseffekten hingewiesen wird, sind die konkreten Auswirkungen der eingeführten Preissignale zu untersuchen.

Darüber hinaus beziehen die Studien häufig Abregelung nach § 14a EnWG in die Betrachtung ein. Dabei bleibt jedoch die Frage offen, wie sich das Netz bei einer ausschließlich dezentralen Entscheidungsfindung ohne steuernden Eingriff verhält, bei der sich alle Anschlussnehmer ökonomisch rational verhalten. Dies kommt dem Status Quo näher, bei dem ein steuernder Eingriff i.d.R. zwar vorbereitet, aber noch nicht möglich ist.

Abschließend ist festzustellen, dass in der untersuchten Literatur zumeist Benchmark-Netze betrachtet werden und darüber hinaus das thermische Verhalten der Gebäudesubstanz nicht berücksichtigt oder stark vereinfacht wird. Für typische Niederspannungsnetze am Berliner Stadtrand fehlt eine dedizierte Betrachtung, die die spezifische Netztopologie, die zu erwartende hohe Wärmepumpendichte und die spezifische Bausubstanz unter Berücksichtigung des thermischen Verhaltens dieser Gebäude berücksichtigt.

1.4 Zielsetzung und Vorgehensweise

Aus der Analyse des Standes der Forschung geht hervor, dass bisherige Studien die spezifische Kombination der in Deutschland aktuell eingeführten Preissignale – dynamische Stromtarife nach Börsenpreis und zeitvariable Netzentgelte nach § 14a EnWG – noch nicht hinreichend in ihrem Wechselspiel untersucht haben. Insbesondere fehlt eine Betrachtung, die eine rein dezentrale, ökonomisch

rationale Betriebsweise von Wärmepumpen (ohne externen Dimming-Eingriff) in einem für den Berliner Stadtrand typischen Netzgebiet unter Berücksichtigung thermischer Gebäudemodelle analysiert.

Das Ziel dieser Arbeit ist die simulationsbasierte Bewertung der Auswirkungen einer preisoptimierten Betriebsführung von WP auf den Zustand von Niederspannungsnetzen. Im Fokus steht dabei die Interaktion zwischen marktlichen Anreizen (dynamische Stromtarife) und regulatorischen Komponenten (zeitvariable Netzentgelte). Es soll quantifiziert werden, inwiefern diese Preissignale in einem Szenario mit hoher Wärmepumpendichte (Prognosejahr 2035) zur Netzstabilität beitragen oder neue Belastungssituationen hervorrufen.

Hieraus leitet sich folgende Hauptforschungsfrage ab:

Inwieweit wirkt sich das Zusammenspiel der in Deutschland eingeführten Preissignale – dynamische Stromtarife und zeitvariable Netzentgelte – bei einer preisoptimierten Steuerung auf den Netzzustand aus, der durch den steigenden Anteil von Wärmepumpen in einem für den Berliner Stadtrand repräsentativen Niederspannungsnetz entsteht?

Zur Beantwortung dieser zentralen Fragestellung werden vier Teilforschungsfragen untersucht:

1. Quantifizierung der Referenzentwicklung: Wie stark verändert sich der Netzzustand (Betriebsmittelauslastung, Spannung) im untersuchten Netzgebiet durch den Anstieg des Wärmepumpen-Anteils bis 2035, sofern die neuen Preissignale keine Anwendung finden?
2. Vergleich der Einzelmechanismen: Wie unterscheidet sich die Wirkung des rein markt-basierten Anreizes (Dynamischer Stromtarif) von der des rein regulatorischen Anreizes (Zeitvariables Netzentgelt) im Hinblick auf den für 2035 identifizierten Netzzustand?
3. Analyse von Zielkonflikten: Führt die Steuerung durch reine dynamische Stromtarife zu neuen, synchronisierten Lastspitzen (z.B. in günstigen Nachtstunden), die den Netzzustand 2035 potenziell stärker belasten als ohne die Preissignale?
4. Bewertung der Kombination der Preissignale: In welchem Maße kann die Kombination der Preissignale die potenziellen Nachteile der Einzel-Mechanismen kompensieren und zu einem robusteren Netzzustand führen?

Zur Beantwortung der Forschungsfragen wird ein zweistufiger Ansatz gewählt: Dezentrale Optimierung des Wärmepumpenbetriebs und anschließender Netzsimulation. Die Thesis gliedert sich hierbei in folgende Abschnitte:

Systemmodellierung (Kapitel 2): Zunächst erfolgt die detaillierte Beschreibung der Eingangsdaten und Modellkomponenten. Jeder Haushalt wird mit einem thermischen Gebäudemodell und einer WP modelliert. Die Optimierung des Betriebs erfolgt über MPC, deren Zielfunktion die Minimierung der individuellen Strombezugskosten unter Einhaltung der Komfortgrenzen ist. Es findet kein direkter Steuereingriff durch den Netzbetreiber statt. Im zweiten Schritt erfolgt die Simulation der Auswirkungen auf das Referenznetz mittels Pandapower. Diese Netzsimulation wird in eine Monte-Carlo-Simulation mit 64 Iterationen eingebettet, um den Einfluss der Verteilung der Haushalte mit WP zu berücksichtigen. Dabei wird eine zufällig erzeugte WP-Zuweisungsmatrix verwendet, die szenarien- und anteilsübergreifend konsistente sowie ineinander geschachtelte Teilmengen liefert.

Szenario-Analyse (Kapitel 3): Um die Forschungsfragen isoliert betrachten zu können, werden fünf Szenarien definiert. Diese unterscheiden sich im Durchdringungsgrad der Technologien und der Zusammensetzung des Stromtarifes. Tabelle 1.2 fasst die Szenarien zusammen.

Tabelle 1.2 Übersicht der untersuchten Szenarien.

Szenario	WP-Anteil	Stromtarif
2025 - Status Quo	5,4 % (Ist-Stand)	Statischer Stromtarif mit statischem Netzentgelt
2035 - Referenzentwicklung	44,3 % (Prognose)	Statischer Stromtarif mit statischem Netzentgelt
2035 - Nur zeitvariable Netzentgelte	44,3 % (Prognose)	Statischer Stromtarif mit zeitvariablem Netzentgelt
2035 - Nur dynamische Stromtarife	44,3 % (Prognose)	Dynamischer Stromtarif mit statischem Netzentgelt
2035 - Kombination der Preissignale	44,3 % (Prognose)	Dynamischer Stromtarif mit zeitvariablem Netzentgelt

Ergebnisse (Kapitel 4): Die Auswertung der Simulationsergebnisse erfolgt in Hinblick auf die Netzurückwirkungen und in Hinblick auf die ökonomischen Auswirkungen für die Haushalte. Aus Netzsicht werden die Betriebsmittelauslastungen sowie die Einhaltung der Spannungsbänder nach DIN EN 50160 analysiert. Kritische Zustände und Lastspitzen werden quantifiziert. Aus Kundensicht wird die Effektivität der Kostenminimierung bewertet. Ergänzend wird in einer Sensitivitätsanalyse untersucht, ab welchem Wärmepumpen-Anteil in den jeweiligen Szenarien kritische Grenzwerte im Netz verletzt werden und wie sich erhöhte Börsenstrompreise auf die Szenarien mit dynamischen Stromtarifen auswirken.

Diskussion und Fazit (Kapitel 5 & 6): Abschließend werden die Ergebnisse interpretiert und eingeordnet. Besonderes Augenmerk liegt auf der Identifikation von Zielkonflikten zwischen Marktdienlichkeit und Netzdienlichkeit. Basierend darauf werden Handlungsempfehlungen für weitere Untersuchungen im Rahmen des Projektes geliefert.

2 Systemmodellierung

In diesem Kapitel wird die methodische Herangehensweise der Arbeit detailliert dargestellt. Wie in Abschnitt 1.4 erläutert, teilt sich diese in zwei konsekutive Schritte auf: eine dezentrale Optimierung des WP-Betriebs auf Haushaltsebene und eine anschließende Netzsimulation auf Netzebene.

In beiden Fällen sind eine Vielzahl von Eingangsdaten erforderlich, um ein realitätsnahes Abbild des Status quo sowie der Zukunftsszenarien zu schaffen. Entsprechend werden zunächst die verwendeten Eingangsdaten beschrieben und analysiert. Nachfolgend werden die einzelnen Modellkomponenten für die Optimierung und die in eine Monte-Carlo-Simulation eingebettete Netzsimulation betrachtet. Das prinzipielle Zusammenspiel dieser Komponenten ist in Bild 2.1 veranschaulicht.

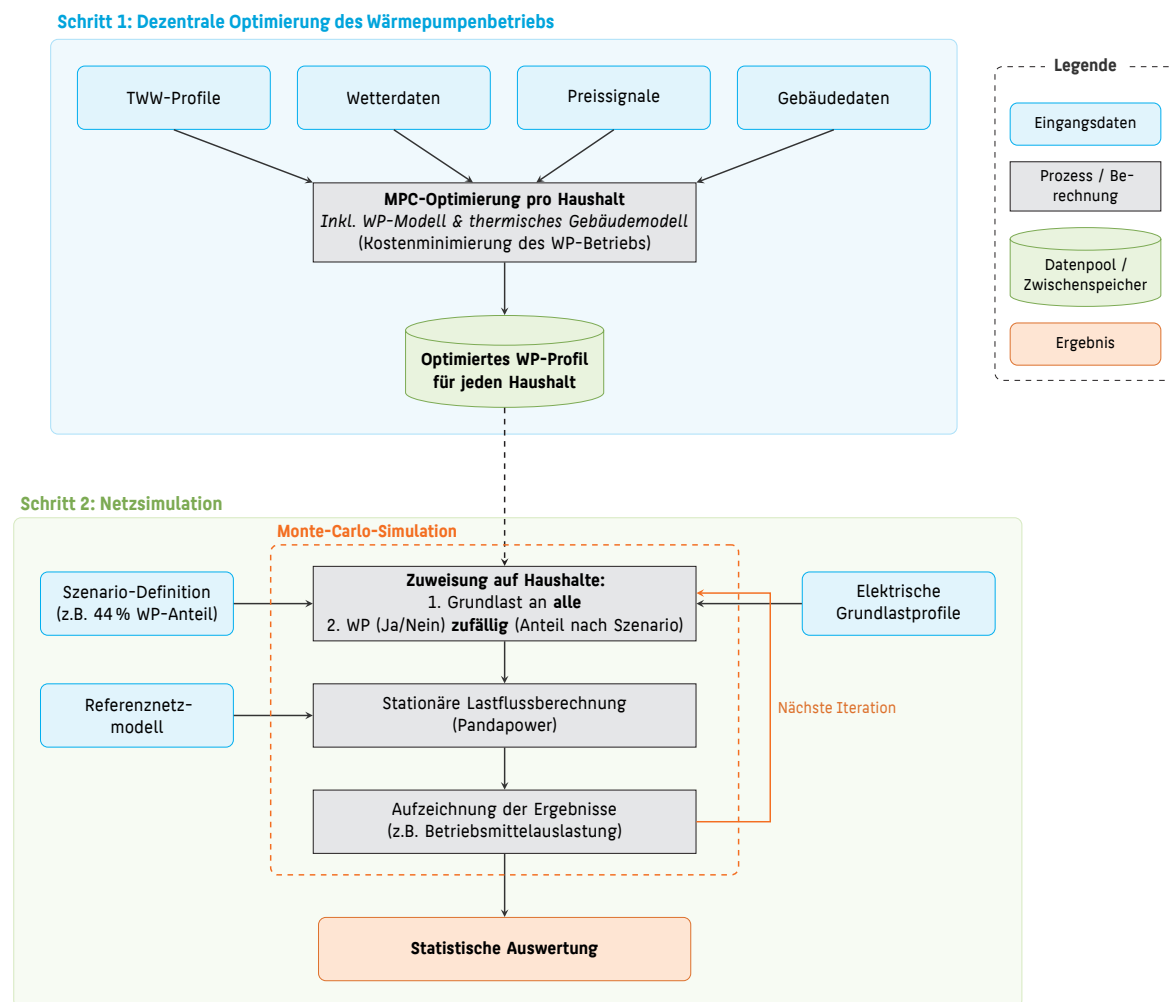


Bild 2.1 Übersicht über die Modellarchitektur.

2.1 Eingangsdaten

In diesem Abschnitt werden die verwendeten Eingangsdaten dargestellt und systematisch untersucht. Für die Eingangsdaten werden soweit wie möglich Daten in viertelstündlicher Auflösung herangezogen. Diese Festlegung der zeitlichen Simulationsauflösung von 15 Minuten basiert auf dem europäischen Viertelstunden-Handelsintervall des EPEX Day-Ahead-Marktes und orientiert sich zudem eng an der 10-Minuten-Aggregation für die Spannungsbandbetrachtung nach DIN EN 50160. Die Datengrundlage umfasst im Folgenden: Wetterdaten, Preissignale, Gebäudedaten, elektrische Grundlastprofile, Trinkwarmwasser-Profile, Zukunftsszenarien sowie das Referenznetzmodell.

2.1.1 Wetterdaten

Die Modellierung von WP setzt Daten über den Temperaturverlauf im betrachteten Jahr voraus. Der Hintergrund ist, dass es sich bei dem COP von WP um eine temperaturabhängige Größe handelt. Dies geht beispielsweise aus der folgenden Berechnungsvorschrift (Gleichung (2.1)) für den theoretischen maximalen COP einer WP hervor [9]:

$$COP_{th} = \frac{T_H}{T_H - T_L} \quad (2.1)$$

mit:

- COP_{th} : Theoretischer maximaler COP der Wärmepumpe (Carnot-Grenze) [-]
- T_H : Temperatur der Wärmesenke (Vorlauf) [K]
- T_L : Temperatur der Wärmequelle (Außenluft) [K]

Die verwendeten Wetterdaten entstammen der Wetterstation an der Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin (HTW Berlin) [22]. Für diese Thesis werden zwei meteorologische Größen als Messreihe in einer 15-minütigen zeitlichen Auflösung für das Jahr 2025 abgerufen: die Außentemperatur $T_{\text{außen}}$ sowie die Solarstrahlung in Form der Direkte Normalstrahlung (englisch: *Direct Normal Irradiance*) (DNI) und der Diffuse Horizontalstrahlung (englisch: *Diffuse Horizontal Irradiance*) (DHI). Die Außentemperatur beeinflusst direkt den COP der WP und die witterungsgeführte Heizkurve sowie die Wärmeverluste der Gebäude; die Strahlungsdaten werden zur Berechnung der solaren Wärmegewinne und der äquivalenten Außentemperatur im thermischen Gebäudemodell benötigt.

Bild 2.2 zeigt den Verlauf der mittleren täglichen Solarstrahlung am Campus der Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin (HTW Berlin).

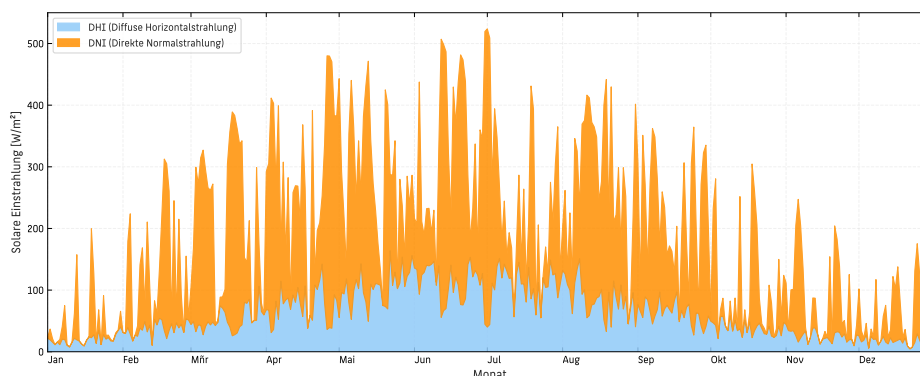


Bild 2.2 Mittlere tägliche direkte Normalstrahlung (DNI) und diffuse Horizontalstrahlung (DHI) im Jahr 2025 am Standort der HTW Berlin (Eigene Darstellung basierend auf [22]).

In Bild 2.2 wird zwischen der DNI und der DHI unterschieden. Während die DNI jenen Anteil der solaren Einstrahlung beschreibt, der die Erdoberfläche auf direktem Weg – also ohne vorherige Streuung oder Absorption in der Atmosphäre – erreicht, repräsentiert die DHI jene Strahlung, die durch Streuprozesse an Wolken, Aerosolen oder Gasmolekülen auf eine horizontale Fläche trifft [23]. Der Verlauf zeigt eine ausgeprägte Saisonalität. In den Sommermonaten werden bedingt durch den steilen Einstrahlungswinkel und die geringere Bewölkung die höchsten Werte erreicht, wobei die DNI hier deutlich dominiert. In den Wintermonaten sinkt das Strahlungsangebot signifikant ab; zudem nähern sich DNI und DHI hier an.

Der Verlauf der mittleren täglichen Außentemperatur am gleichen Standort inklusive statistischer Kennwerte wird in Bild 2.3 dargestellt.

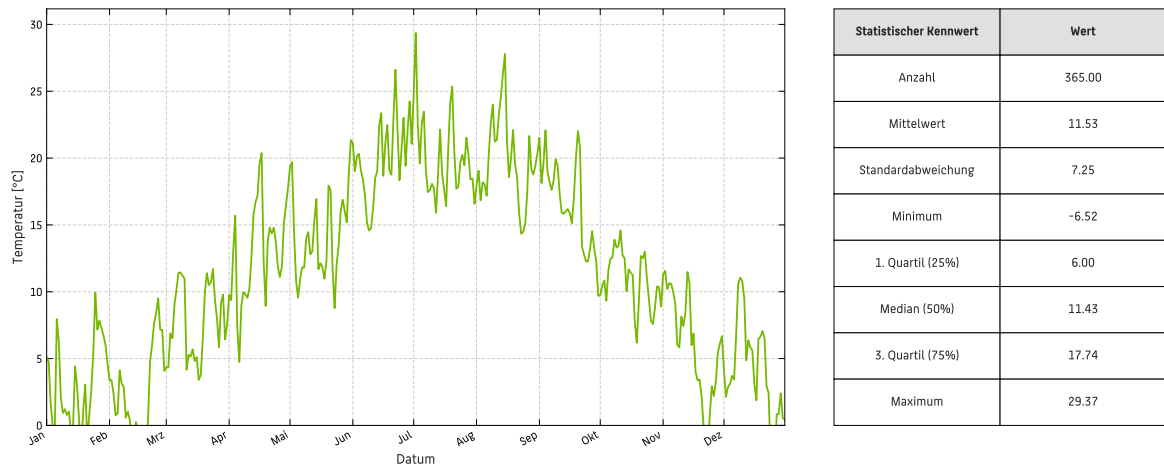


Bild 2.3 Mittlere tägliche Außentemperatur im Jahr 2025 am Standort der HTW Berlin (Eigene Darstellung basierend auf [22]).

Zusätzlich zu den gemessenen Wetterdaten des Jahres 2025 werden zum Zweck der Validierung ebenfalls die offiziellen ortsgenauen Testreferenzjahre des Deutschen Wetterdienstes herangezogen [24]. Anstelle der realen Kurzzeiteffekte des Jahres 2025 lassen sich hierdurch repräsentative Fälle evaluieren. Es kommt in diesem Fall das aus langjährigen Beobachtungen (1995-2012) abgeleitete durchschnittliches Wetterjahr zum Einsatz. Dieses dient als Vergleichsbasis, um witterungsbereinigte Jahresverbräuche zu simulieren. Der Bild 2.4 stellt den Temperaturverlauf der drei verwendeten Klimadatensätze gegenüber: das Messjahr 2025 der HTW-Wetterstation, das TRY-Standardjahr sowie den TRY-Extremwinter des DWD.

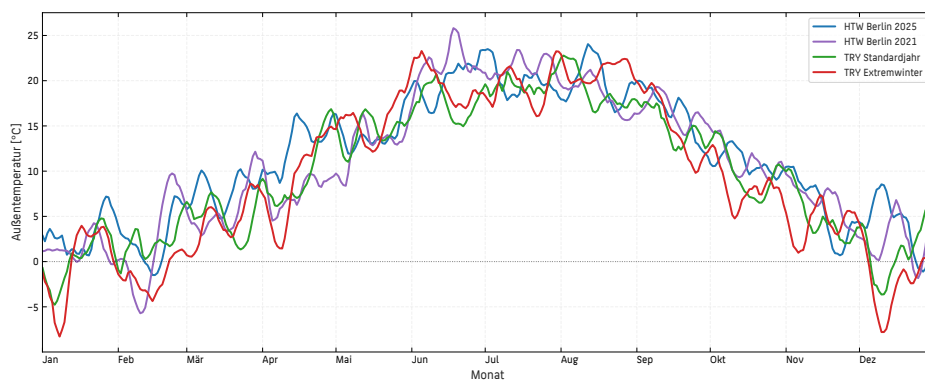


Bild 2.4 Vergleich der Außentemperaturverläufe (HTW 2025 & 2021, TRY Standardjahr und TRY Extremwinter) auf Basis des 7-Tage-gleitenden Mittelwertes (eigene Darstellung basierend auf [22], [24]).

2.1.2 Preissignale

Die ökonomisch optimierte Steuerung des Wärmepumpenbetriebs sowie die daraus resultierenden Netzzurückwirkungen werden maßgeblich durch die zugrundeliegenden Preissignale determiniert. Das in der Optimierung verwendete finale Preissignal setzt sich neben den immer statischen staatlich veranlassten Preisbestandteilen aus einer marktlichen Komponente – bestehend aus dem Großhandelspreis und einer Anbietermarge – und dem Netzentgelt zusammen. Um die Forschungsfragen differenziert beantworten zu können, werden in dieser Arbeit sowohl statische als auch dynamische Ausprägungen der marktlichen Komponente und des Netzentgelts untersucht.

Die detaillierte Zusammensetzung der für die Simulation verwendeten Extremfälle – ein statischer Stromtarif mit statischem Netzentgelt gegenüber einem dynamischen Tarif mit zeitvariablen Netzentgelten – ist für das Netzgebiet der Stromnetz Berlin GmbH im Jahr 2025 in Tabelle 2.1 (siehe nächste Seite) aufgeschlüsselt.

Als Referenz für den statischen Stromtarif dient der Grundversorgungstarif des Grundversorgers Vattenfall. Hierbei wird ein fester, zeitunabhängiger Arbeitspreis für die Energiebeschaffung und den Vertrieb von 20,24 ct/kWh (netto) angesetzt.

Demgegenüber steht der dynamische Stromtarif, der sich direkt an den viertelstündlichen Preisschwankungen des europäischen Day-Ahead-Marktes orientiert. Für die Modellierung dieses Tarifs wird die Preisstruktur des Anbieters Tibber herangezogen. Der Arbeitspreis ergibt sich hierbei zeitpunktgenau in viertelstündlicher Auflösung (bzw. stundenscharf für den Zeitraum vor der unterjährigen Marktumstellung 2025) aus dem aktuellen Börsenpreis zuzüglich einer fixen Beschaffungspauschale von 2,15 ct/kWh.

Neben der reinen Energiebeschaffung fallen staatlich induzierte Preisbestandteile an, wie Stromsteuer, Konzessionsabgaben und diverse Umlagen, die in beiden Tarifmodellen identisch ausfallen. Ein entscheidender Unterschied ergibt sich jedoch in der Struktur der Netzentgelte.

Die Novellierung des § 14a EnWG regelt die netzorientierte Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen wie z.B. WP. Im Gegenzug für diese Steuerbarkeit erhalten die Anlagenbetreiber reduzierte Netzentgelte. In den simulierten Szenarien finden zwei der drei verfügbaren Module Anwendung:

- **Pauschale Netzentgeltreduktion (Modul 1):** Die Betreiber erhalten eine pauschale Reduzierung des Netzentgelts in Form eines fixen Abschlags. Der verbrauchsabhängige Arbeitspreis des Netzentgelts bleibt statisch und tageszeitunabhängig.
- **Zeitvariables Netzentgelt (Modul 3):** Durch die Festlegung der Bundesnetzagentur können Anlagenbetreiber optional zeitvariable Netzentgelte wählen, jedoch nur in Kombination mit der pauschalen Netzentgeltreduktion nach Modul 1 [7]. Stromnetz Berlin muss hierfür drei Preisstufen anbieten (Hoch-, Standard- und Niedertarif), wie in Tabelle 2.1 dargestellt wird, und so eine Lastverschiebung der Endkunden in Zeiten mit geringerer Netzauslastung anregen.

Die konkreten Zeitfenster des zeitvariablen Netzentgelts für das Netzgebiet der Stromnetz Berlin GmbH sind in Tabelle 2.1 aufgeführt: Der Hochtarif (HT) gilt werktags von 17:15 bis 20:15 Uhr, der Niedertarif (NT) von 22:15 bis 6:30 Uhr; der Standardtarif (ST) ist für alle übrigen Zeiten vorgesehen [25].

Wie in der Szenario-Übersicht (vgl. Tabelle 3.1) dargelegt, werden die genannten Tarifkomponenten in der MPC je nach Szenario isoliert oder in Kombination angewendet. Das resultierende viertelstündliche Preissignal für die Zielfunktion der Optimierung berechnet sich somit allgemein als Summe aus den statischen staatlich induzierten Umlagen und den jeweils entweder statischen oder dynamischen Netzentgelten und Beschaffungskosten.

Tabelle 2.1 Preiskomponenten statischer und dynamischer Stromtarife unter Berücksichtigung spezifischer Werte für das Netzgebiet der Stromnetz Berlin GmbH im Jahr 2025 (Eigene Darstellung basierend auf [25], [26], [27], [28], [29], [7], [30] und [31]).

Kostenkomponente	Statischer Tarif (mit statischem Netzentgelt)	Dynamischer Tarif (mit zeitvariablem Netzentgelt)
I. Arbeitspreis (Variabel in ct/kWh)		
1. Beschaffung & Vertrieb	20,24 ¹	Spotpreis + 2,15 ²
2. Netzentgelt (Berlin)	9,97	HT: 18,63 / ST: 9,97 / NT: 3,49 ⁶
3. KWKG-Umlage	0,28	0,28
4. Offshore-Netzumlage	0,82	0,82
5. §19 StromNEV-Umlage	1,56	1,56
6. Konzessionsabgabe (Berlin)	2,39	2,39 ⁷
7. Stromsteuer	2,05	2,05
Summe Arbeitspreis (Netto)	37,31 ct/kWh	9,25 ct/kWh + Zeitvariable Komponenten³
II. Grundpreis (Fix in €/Jahr)		
1. Netzentgelt	33,36	33,36
2. Messstellenbetrieb	16,81 ⁴	42,02 ⁴
3. Stromversorger	76,56 ¹	60,40 ²
4. Netzentgeltreduzierung (§ 14a EnWG Modul 1)	-142,01 ⁸	-142,01 ^{5,8}
Summe Grundpreis (Netto)	-12,09 €/a	1,75 €/a

Legende:

HT: Hochlasttarif (HT), ST: Standardlasttarif (ST), NT: Niedriglasttarif (NT), mME: Moderne Messeinrichtung
iMSys: iMSys, KWKG: Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
StromNEV: Stromnetzentgeltverordnung

Fußnoten:

- ¹ Für den statischen Stromtarif wird der Tarif für die Grundversorgung des Berliner Grundversorgers Vattenfall angenommen [29].
- ² Für den dynamischen Tarif wird die Preiszusammensetzung des Anbieters Tibber angenommen. Die Komponente für Beschaffung & Vertrieb setzt sich bei diesem aus den Großhandelspreisen des europäischen Day-Ahead-Markts und weiteren Beschaffungskosten von 2,15 ct/kWh zusammen. Zusätzlich wird ein monatlicher Grundpreis von 5,03 € Netto erhoben [31].
- ³ Zeitvariable Komponenten: Spotpreis, Netzentgelte
- ⁴ Für den statischen Tarif wird der Betrieb einer modernen Messeinrichtung angenommen. Dies ist sowohl für den statischen Tarif als auch für Modul 1 §14 a EnWG ausreichend. Sowohl für einen dynamischen Tarif als auch für das zeitvariable Netzentgelt nach Modul 3 §14 a EnWG wird jedoch ein intelligentes Messsystem benötigt [28]. Da Stromnetz Berlin in den Entgelten für den Messstellenbetrieb noch keine Steuerboxen aufführt [26], werden die hierfür zukünftig anfallenden Kosten nicht berücksichtigt.
- ⁵ Das Modul 3 findet ausschließlich in Kombination mit Modul 1 Anwendung [28].
- ⁶ Stromnetz Berlin definiert folgende Zeitfenster: HT 17.15 - 20.15 Uhr, ST 6.30 - 17.15 Uhr, ST 20.15 - 22.15 Uhr und NT 22.15 - 6.30 Uhr [25].
- ⁷ Für Belieferungen im Schwachlastzeitfenster des Netzbetreibers kann eine niedrigere Schwachlastkonzessionsabgabe erhoben werden. Der Bundesgerichtshof hat jedoch in einem Urteil klargestellt, dass dies an bestimmte Voraussetzungen wie u.A. einer gesonderten Messbarkeit geknüpft ist. Daher kann eine steuerbare Verbrauchseinrichtung nur von der geringeren Konzessionsabgabe profitieren, wenn diese Voraussetzungen erfüllt sind [30]. In dieser Thesis wird keine gesonderte Messung angenommen, so dass die Schwachlastkonzessionsabgabe nicht anfällt.
- ⁸ Durch die Netzentgeltreduzierung nach § 14a EnWG Modul 1 darf kein negatives Netzentgelt entstehen. Somit liegt das zu zahlende Netzentgelt (als Summe aus Arbeitspreis, Grundpreis und Netzentgeltreduzierung) immer bei mindestens 0 € [7].

Während die Fixkosten (Grundpreise) für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Haushalte über das gesamte Jahr relevant sind, bilden ausschließlich die arbeitsabhängigen, variablen Preiskomponenten das Anreizsignal für die zeitliche Lastverschiebung der Wärmepumpen innerhalb der MPC-Optimierung.

Um die zeitliche Struktur der Day-Ahead-Marktpreise zu visualisieren, eignet sich ein Rasterdiagramm. Die Bild 2.5 stellt die viertelstündlich aufgelösten Börsenstrompreise des europäischen Day-Ahead-Marktes für die Jahre 2020 und 2025 gegenüber. Die Farbskala ist auf das 2.–98. Perzentil beider Jahre gemeinsam normiert, damit extreme Ausreißer nicht die Lesbarkeit verzerren.

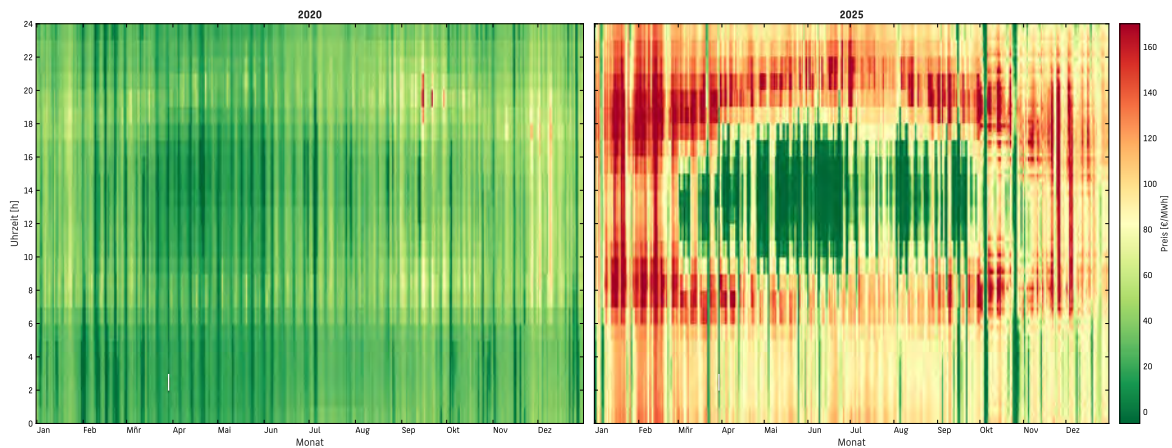


Bild 2.5 Vergleichs-Rasterdiagramm der viertelstündlichen Day-Ahead-Börsenstrompreise für die Jahre 2020 (links) und 2025 (rechts). Farbskala: gemeinsames 2.–98. Perzentil beider Jahre (Eigene Darstellung basierend auf [32], [33]).

Im Jahresverlauf zeigen sich deutliche saisonale Muster: In den Wintermonaten werden durch die hohe Stromnachfrage und eingeschränkte Erzeugungskapazitäten (geringere Windeinspeisung und Solarertrag) regelmäßig Preisspitzen sichtbar. Die Sommertage hingegen, insbesondere in den Mittagsstunden von Mai bis August, weisen häufig sehr niedrige Marktpreise auf, wenn Photovoltaik-Überproduktion auf geringe Nachfrage trifft. Dieser Effekt ist im Jahr 2025 gegenüber 2020 deutlich ausgeprägter, was den fortschreitenden Zubau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten widerspiegelt. Diese Preisvolatilität bildet die Grundlage des Optimierungsanreizes für den preissensitiven Wärmepumpenbetrieb in dieser Arbeit.

2.1.3 Gebäudedaten

Für die thermischen Gebäudemodelle werden Daten über die im Referenznetzgebiet befindlichen Einfamilienhäuser (EFH) benötigt. Für die Erstellung der thermischen Gebäudemodelle wird das Tool TEASER [34] verwendet. Dieses ermöglicht es auf Basis einer geringen Menge an Eingangsdaten individuelle thermische Gebäudemodelle zu erstellen. Dadurch lässt sich der reale Gebäudebestand im betrachteten Netzgebiet deutlich realitätsnäher abbilden als unter der Verwendung einer geringen Zahl von standardisierten Gebäudemodellen. Die Eingangsdaten umfassen:

- Nutzungsart des Gebäudes
- Bauweise und Gebäudekategorie
- Baujahr
- Anzahl der Etagen
- Höhe der Etagen
- Nettofläche

Bei allen betrachteten Gebäuden handelt es sich bei der Nutzungsart um Wohngebäude und für die Bauweise wird die Massivbauweise angenommen, welche typischerweise in Deutschland Anwendung

findet. Da im Rahmen dieser Thesis lediglich die EFH berücksichtigt werden, fallen alle betrachteten Gebäude in diese Kategorie. Damit unterscheiden sich die Gebäude nur im Baujahr, der Anzahl an Etagen, der Höhe dieser und der Nettofläche.

Das Referenznetzmodell enthält die Koordinaten der Hausanschlüsse der EFH, jedoch keine postalischen Adressen. Um eine hohe Datenqualität zu gewährleisten, wurde auf eine automatisierte Geokodierung verzichtet, da sich diese als zu fehleranfällig erwies. Stattdessen erfolgte eine manuelle Zuordnung: Jedem der 221 EFH-Netzknoten wurde in einem Suchradius von 50 Metern die eindeutige Gebäude-ID des amtlichen Liegenschaftskatasterinformationssystems (ALKIS) des Landes Berlin zugewiesen.

Über diese ALKIS-ID werden die geometrischen Grunddaten bezogen. Da ALKIS jedoch keine gebäudescharfen Baujahre und energetischen Kennwerte liefert, wurde der Datensatz mit der EnergyMap Berlin [35] verknüpft, einem gebäudescharfen Wärmekataster. Dabei erfolgt die Verknüpfung auf Basis der eindeutigen ALKIS-ID. Von den 221 EFH im Netzgebiet können 156 Gebäude in der EnergyMap über die ALKIS-ID zugeordnet werden.

Die Kombination beider Datenquellen ermöglicht eine detaillierte Auswertung des Gebäudebestands. Eine zentrale Erkenntnis liefert die Korrelation zwischen dem Baujahr und dem spezifischen Heizwärmebedarf der in der EnergyMap erfassten Gebäude. Dies wird in Bild 2.6 dargestellt.

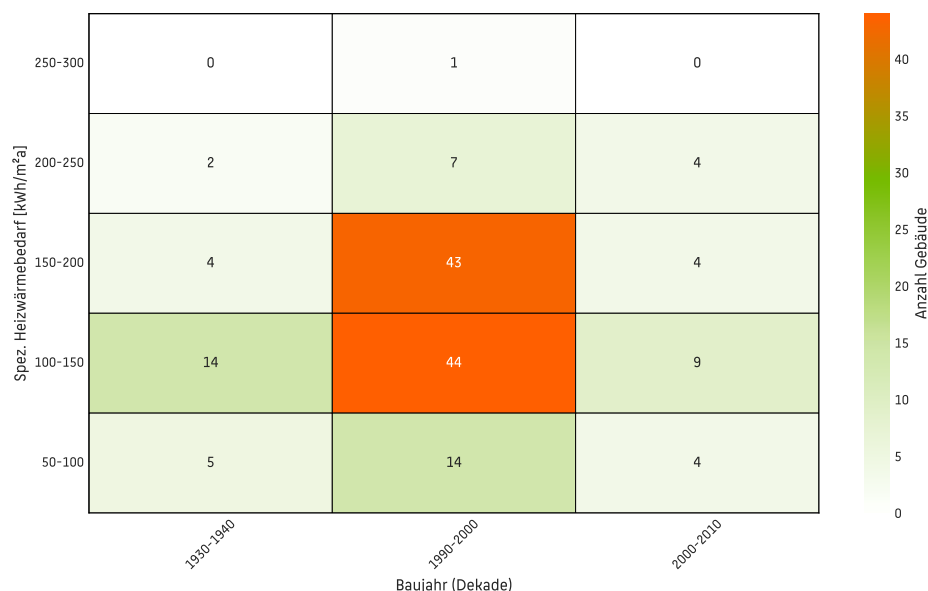


Bild 2.6 Korrelation zwischen Baujahr und spezifischem Heizwärmebedarf der EFH im Referenznetz (eigene Darstellung basierend auf [35]).

Wie in Abbildung 2.6 ersichtlich, wurde der Großteil der Gebäude im Zeitraum zwischen 1990 und 2000 erbaut. Es zeigt sich aber auch eine deutliche Streuung der energetischen Qualität in Abhängigkeit des Baualters. Hierbei werden ausschließlich die 155 in der EnergyMap erfassten EFH berücksichtigt. Bei genauerer Betrachtung der Datenverteilung ist es kontraintuitiv, dass viele der älteren Gebäude einen niedrigeren spezifischen Heizwärmebedarf aufweisen als deutlich neuere Gebäude. So liegt der Schwerpunkt der Dekade 1930–1940 im Bereich von 100 kWh/m²a bis 150 kWh/m²a, während bei den Bauten der 1990er Jahre auch eine Häufung im höheren, schlechteren Bereich von 150 kWh/m²a bis 200 kWh/m²a zu verzeichnen ist.

Dieser scheinbare Widerspruch lässt sich jedoch auf Basis der in der EnergyMap verfügbaren Daten erklären. Hinsichtlich des Heizwärmebedarfs liefert die EnergyMap drei Berechnungsvarianten: den Ist-Zustand sowie einen herkömmlich und einen optimal sanierten Zustand. Für alle Gebäude der

Dekade 1930–1940 gilt, dass der Wert des Ist-Zustands dem Wert für den herkömmlichen sanierten Zustand entspricht. Damit wird ersichtlich, dass für alle Gebäude dieser Baualtersklasse angenommen wird, dass bereits eine energetische Sanierung stattgefunden hat. Diese Beobachtung trifft auch auf einen Großteil der Gebäude ab dem Baujahr 1990 zu, da deren baulicher Basisstandard bereits dem Niveau einer herkömmlichen Sanierung im Altbestand entspricht.

Um diese energetischen Qualitätsunterschiede im MILP-Modell der WP-Optimierung dynamisch abzubilden, wird eine automatisierte Abgleichsmethodik zwischen dem in der EnergyMap gemeldeten, witterungsbereinigten Jahresheizwärmebedarf und den Ergebnissen der MPC-Optimierung durchgeführt. Da TEASER für Sanierungen definierte Sanierungsjahre unterstützt (1995, 2002, 2009 und 2014), stehen pro Gebäude potenziell fünf Sanierungskonfigurationen zur Auswahl: der unsanierte Basisstandard sowie vier sanierte Standards. Im Rahmen der Kalibrierung wird für jedes EFH das Optimierungsmodell iterativ für alle fünf verfügbaren Sanierungskonfigurationen durchgerechnet. Um eine methodisch korrekte Abgleichbarkeit mit dem gemeldeten, Jahresverbrauch der EnergyMap zu gewährleisten, werden diese Kalibriersimulationen gezielt nicht mit den realen Wetterdaten aus dem Jahr 2025 durchgeführt, sondern greifen auf das Testreferenzjahr 2015 des Deutschen Wetterdienstes (vgl. Abschnitt 2.1.1) sowie den statischen Stromtarif mit statischem Netzentgelt zurück. Der Optimierer simuliert somit MPC-basiert das Betriebsverhalten der Wärmepumpe über das gesamte Testreferenzjahr und summiert die abgegebene thermische Energie. Letztendlich wird für das Objekt derjenige Sanierungsstandard permanent übernommen und für die Szenario-Analyse verwendet, dessen simulierter thermischer Jahresheizwärmebedarf die geringste absolute Abweichung zum EnergyMap-Verbrauch aufweist.

Die Plausibilität der Ergebnisse dieser Methodik wird mit Bild 2.7 belegt. Die Abbildung zeigt den

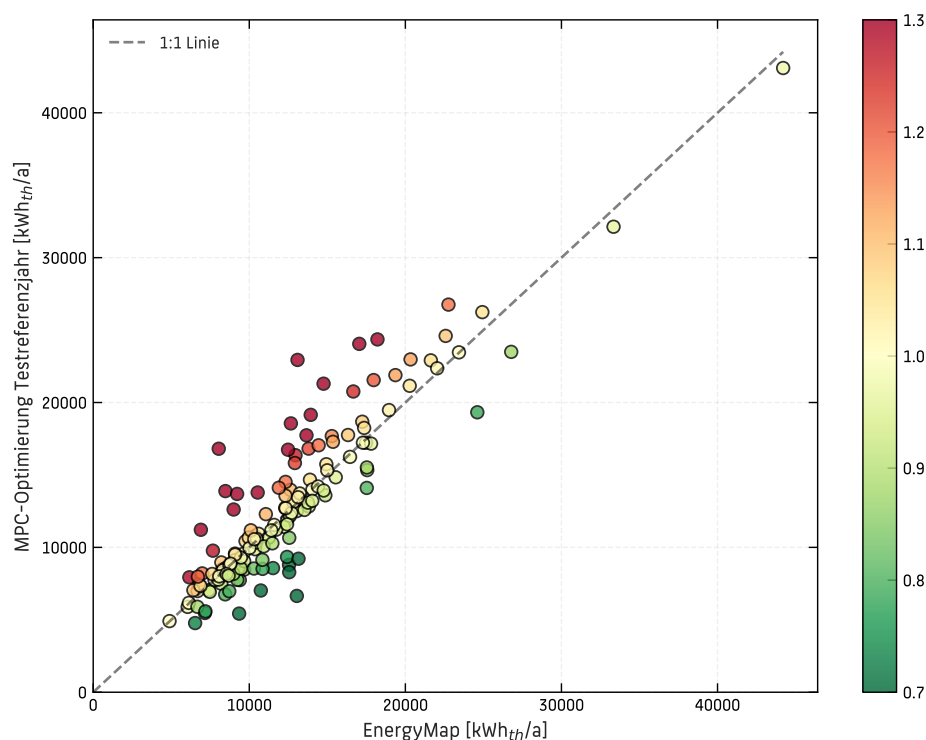


Bild 2.7 Jahresheizwärmebedarf der MPC-Optimierung für das Testreferenzjahr unter statischem Tarif mit statischem Netzentgelt im Verhältnis zur EnergyMap Berlin.

Jahresheizwärmebedarf, der sich aus der MPC-Optimierung unter den Witterungsbedingungen des Testreferenzjahres und einem statischen Stromtarif mit statischem Netzentgelt ergibt, im Verhältnis

zum witterungsbereinigten Bedarf aus der EnergyMap. Das Verhältnis liegt im Median bei 1,00 und für 78 % der Gebäude liegt das Verhältnis im Bereich ± 20 %.

Einige für TEASER zwingend erforderliche Parameter sind weder in den Daten aus ALKIS noch in den Daten aus der EnergyMap vollständig enthalten und müssen über plausible Annahmen hergeleitet werden:

Beheizte Nettofläche Die beheizte Nettofläche (A_{NF}) wird primär direkt aus der EnergyMap bezogen, die diesen Wert für jeden verzeichneten Gebäudedatensatz liefert. Für die 65 EFH, die nicht in der EnergyMap erfasst sind, wird als Ersatzwert der Median der bekannten beheizten Nettoflächen aller EnergyMap-Gebäude im Netzgebiet eingesetzt.

Mittlere Geschosshöhe und Plausibilisierung der Geschossanzahl Die mittlere Geschosshöhe (h_{Gesch}) ergibt sich grundsätzlich aus dem Quotienten der ALKIS-Gebäudehöhe (h) und der ALKIS-Geschossanzahl (n_{Gesch}). Da die Rohdaten hierbei teilweise fehlerhaft sind (beispielsweise gibt es Gebäude mit einer Geschossanzahl von null), wird eine algorithmische Plausibilisierung durchgeführt. Führt die gemeldete Geschossanzahl zu unplausiblen Raumhöhen (definiert als $h_{\text{Gesch}} > 4,0$ m oder $h_{\text{Gesch}} < 2,0$ m), wird die Geschosshöhe für die Geometrieberechnung iterativ so korrigiert, dass die resultierende Geschosshöhe möglichst nah am angenommenen Standardwert von 2,8 m liegt. Für Gebäude mit komplett fehlender Gebäudehöhe wird ebenfalls dieser Standardwert herangezogen.

Baujahre Da das Baujahr der Gebäude nicht in ALKIS verfügbar ist, wird dieses primär aus der EnergyMap bezogen. Für die verbleibenden Gebäude, die nicht in der EnergyMap verzeichnet sind, wird als Ersatzwert der Median der bekannten Baujahre aller EnergyMap-Gebäude im Netzgebiet eingesetzt. Die Verwendung des Medians anstelle des arithmetischen Mittels verhindert eine Verzerrung durch einzelne Ausreißer im Baultersbestand.

2.1.4 Elektrische Grundlast- und Trinkwarmwasser-Profile

Für die Netzsimulation ist die Quantifizierung der an den Netzverknüpfungspunkten der Haushalte anliegenden Last elementar. Diese Last setzt sich aus zwei Bestandteilen zusammen: dem elektrischen Lastprofil der preisoptimierten WP und dem elektrischen Grund- bzw. Haushaltslastprofil. Letzteres wird als statisch angenommen – somit existieren keine weiteren Flexibilitäten im Haushalt – und unterliegt damit nicht der Optimierung. Darüber hinaus wird für die MPC-Optimierung ein TWW-Profil benötigt, das den zeitlichen Verlauf des TWW-Bedarfs je Haushalt beschreibt.

Da das Referenznetz 221 EFH umfasst, entstehen bei Verwendung einer begrenzten Anzahl verfügbarer Messprofile unweigerlich Superpositionen: Erhalten mehrere Gebäude zeitlich identische Lastprofile, überlagern sich deren Lastspitzen systematisch und verzerren die Ergebnisse der Netzsimulation. Eine realistische Netzsimulation auf Ebene der Niederspannungsnetze erfordert daher individuelle elektrische Grundlastprofile [36]. Das gleiche gilt für das TWW-Profil. Dies spiegelt auch die Realität wider, da reale Haushaltslastprofile sich voneinander unterscheiden und nicht exakt gleich sind.

Zur Erzeugung dieser wird daher der LoadProfileGenerator [37] eingesetzt. Zu beachten ist, dass der LoadProfileGenerator für jeden simulierten Haushalt sowohl das elektrische Grundlastprofil als auch das dazu passende thermische TWW-Profil generiert. Beide Profile entstammen damit denselben Verhaltensannahmen, was ihre Konsistenz innerhalb eines Haushalts sicherstellt. Über die Python-Schnittstelle werden vollständige Jahresprofile in 1 min-Auflösung berechnet und auf 15 min gemittelt.

Für jede der fünf Haushaltsgrößen-Kategorien (1-5 Personen) werden vorab genau so viele Profile generiert, wie Gebäude der entsprechenden Kategorie im Netzgebiet vorhanden sind. Die Haushaltsgröße je Gebäude basiert dabei zum Zweck der Einheitlichkeit auf einer Berechnungsannahme aus TEASER, wonach pro Quadratmeter beheizter Nettofläche eine Personenzahl von 0,02 angenommen wird. Das Ergebnis wird gerundet und kann einen maximalen Wert von fünf und einen minimalen Wert von eins annehmen.

Die 221 generierten Lastprofile unterscheiden sich systematisch nach Haushaltsgröße. Bild 2.8 zeigt das mittlere elektrische Tageslastprofil sowie den Trinkwarmwasserbedarf getrennt nach Haushaltsgröße (1–5 Personen).

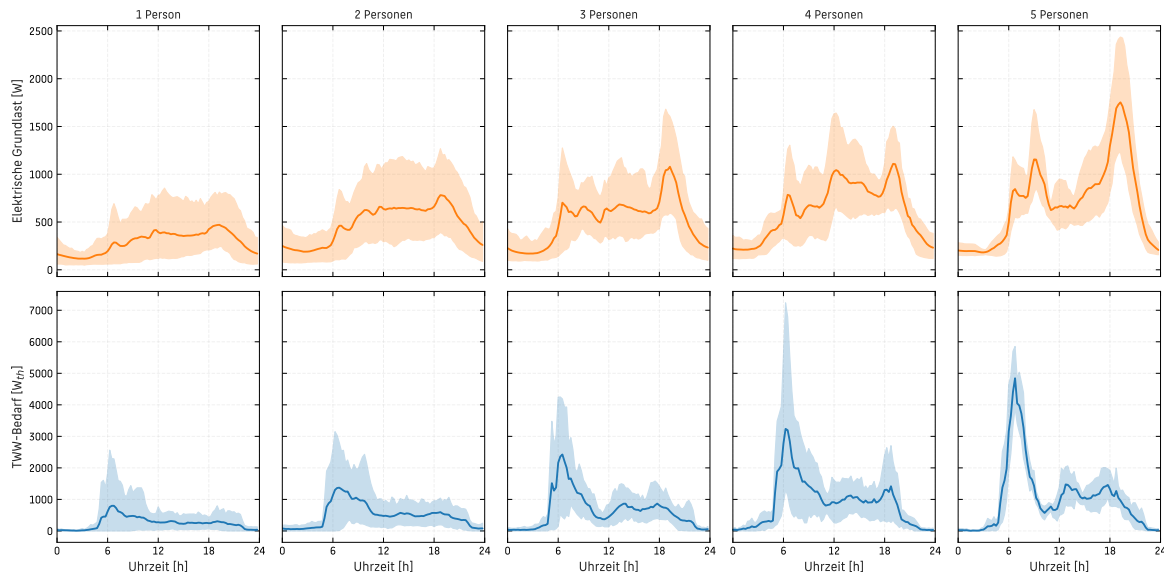


Bild 2.8 Mittleres elektrisches Tageslastprofil (oben) und Trinkwarmwasserbedarf (unten) für Haushaltsgrößen von 1 bis 5 Personen. Linie = Kategoriemittel über alle Jahrestage; Band = 10.–90. Perzentile der Einzel-Jahres-Tagesprofile innerhalb der Kategorie (Eigene Darstellung basierend auf[37]).

Es ist deutlich erkennbar, dass sowohl der absolute Bedarf als auch die zeitliche Struktur stark durch die Haushaltsgröße geprägt sind: Größere Haushalte weisen nicht nur einen höheren Gesamtverbrauch auf, sondern auch ausgeprägtere Morgen- und Abendspitzen. Diesbezüglich ist festzustellen, dass grundsätzlich im elektrischen Profil eine Abendspitze auftritt, während die TWW-Bedarfsspitze am Morgen auftritt. Ein Rasterdiagramm der durchschnittlichen Lastprofile findet sich in Abschnitt A.1.

Aus methodischer Sicht stellt sich die Frage, ob für die Netzsimulation tatsächlich 221 vollständig individuelle Lastprofile erforderlich sind oder ob eine geringere Anzahl verschiedener Profile die statistischen Eigenschaften des realen Bestands hinreichend genau abbildet. Zur Beantwortung wird in Anlehnung an [36] der Gleichzeitigkeitsfaktor herangezogen. Er ist definiert als das Verhältnis der maximalen Last überlagerter Haushalte zur Summe ihrer Einzelspitzen. Ein Gleichzeitigkeitsfaktor von 1 entspricht dem schlimmsten Fall vollständig synchronisierter Lastspitzen; ein Gleichzeitigkeitsfaktor kleiner 1 zeigt statistische Diversität an: Je mehr Haushalte aggregiert werden, desto kleiner wird der Gleichzeitigkeitsfaktor.

Um die erforderliche Profilanzahl systematisch zu untersuchen, wird der Gleichzeitigkeitsfaktor in Abhängigkeit der Profilanzahl untersucht. Hierfür wird der Parameter k eingeführt: k bezeichnet abweichend von [36] die Anzahl verschiedener Profile je Haushaltsgrößen-Kategorie statt der Gesamtanzahl der Haushalte. Bei $k = 1$ erhalten alle Haushalte einer Kategorie dasselbe Profil (maximale Korrelation), bei $k = k_{\max} = 108$ erhält jedes Gebäude ein vollständig individuelles Profil (aktuell gewählter Ansatz).

Bild 2.9 zeigt den Gleichzeitigkeitsfaktor als Funktion von k . Es ist zu beachten, dass diese Abbildung auf dem generierten Datensatz von 221 Profilen basiert und keine vollständige stochastische Untersuchung darstellt. Es soll lediglich eine erste Indikation über die erforderliche Profilanzahl geben.

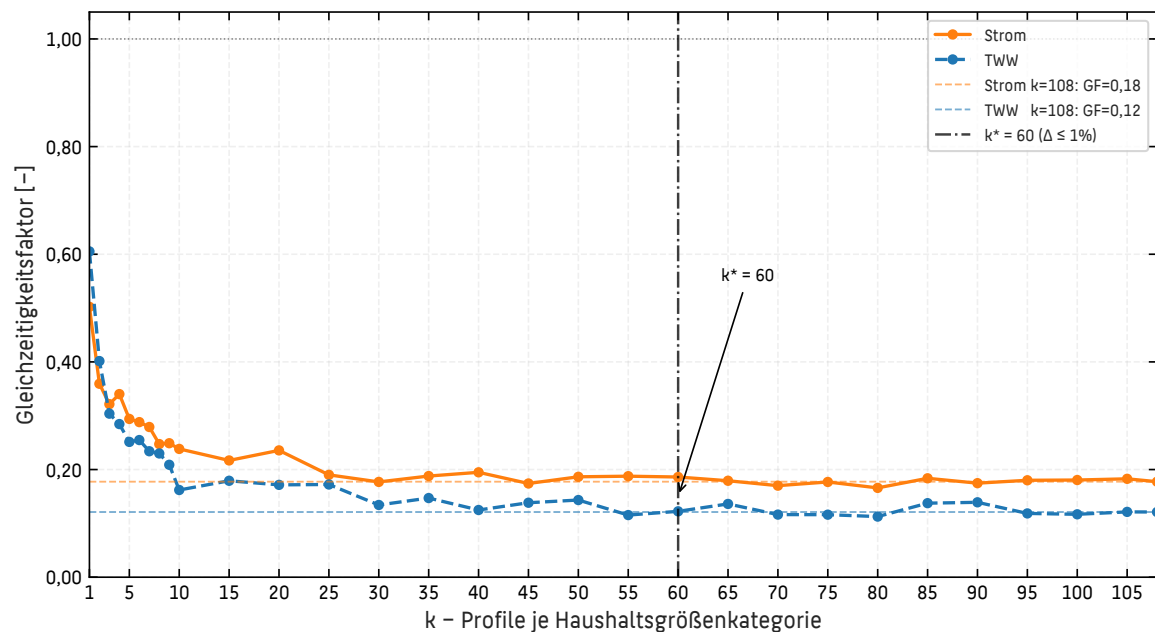


Bild 2.9 Gleichzeitigkeitsfaktor der Grundlastprofile. GF für elektrische Grundlast bei verschiedenen Profilanzahlen k mit eingetragenem Konvergenzpunkt k^* .

Es zeigt sich, dass bei $k^* \approx 60$ verschiedenen Profilen je Haushaltsgröße eine Abweichung des Gleichzeitigkeitsfaktors gegenüber der vollständigen Individualität ($k = 108$) für beide Profile von weniger als $\varepsilon_{GF} = 1\%$ erreicht wird. Dies entspräche einer Gesamtzahl von rund 160 Profilen bzw. 72 % der gesamten Anzahl an Gebäuden.

Dennoch wird in dieser Arbeit der vollständige individuelle Ansatz mit $k = 108$ verwendet, das heißt jedes der 221 EFH erhält ein einzigartiges Profil. Diese Entscheidung maximiert die statistische Unabhängigkeit der Lastprofile und verhindert systematische Superpositionseffekte vollständig.

2.1.5 Zukunftsszenarien

Für die Untersuchung des Einflusses preisoptimierter WP ist es zentral, Annahmen über die Entwicklung des WP-Bestandes im Referenznetz zu treffen.

Hierfür ist zu berücksichtigen, dass die Entwicklung des Wärmepumpenbestandes einen Bestandteil der Transformation des gesamten Energiesystems bildet. Insofern sind Zukunftsszenarien von Bedeutung, welche wissenschaftlich fundiert die Transformation des Gesamtsystems hin zur Klimaneutralität aufzeigen. Für diese Arbeit werden dazu die Ariadne Szenarien [1] herangezogen. Diese quantitativen, auf Modellen beruhenden Szenarien skizzieren die Wege, wie Deutschland bis zum Jahr 2045 klimaneutral werden kann.

Der linke Teil von Bild 2.10 zeigt die Entwicklung des WP-Anteils im TechnologiemiX der Heizungstechnologien im deutschen Gebäudesektor, unterschieden nach den Szenarien, auf.

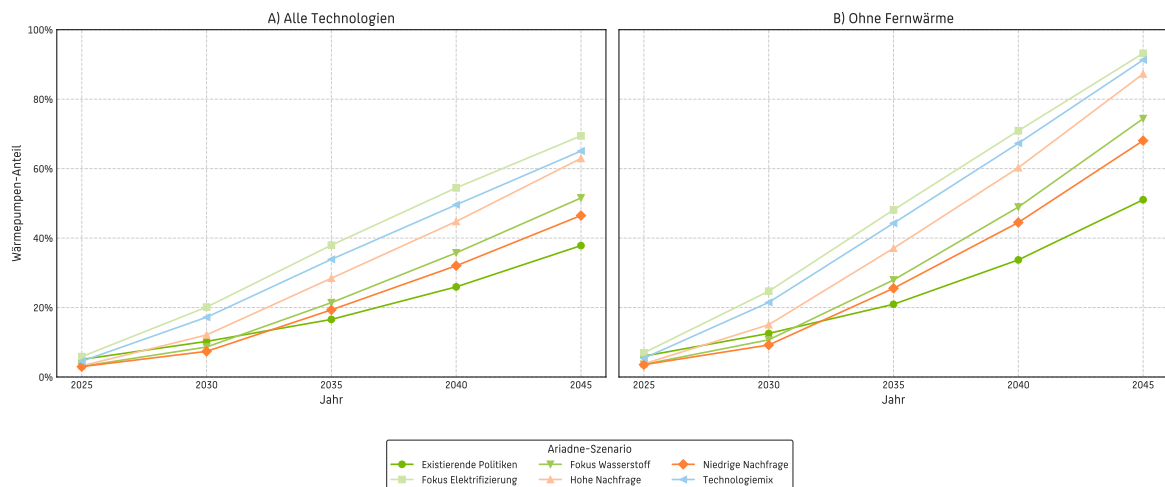


Bild 2.10 Projizierte Entwicklung des Wärmepumpen-Anteils im deutschen Gebäudesektor nach den Ariadne Szenarien zur Klimaneutralität 2045. (Eigene Darstellung basierend auf [1]).

Unter Berücksichtigung, dass das Referenznetz in einem Gebiet dezentraler Versorgung liegt, in dem der Bau eines Fernwärmenetzes sehr unwahrscheinlich ist (siehe Abschnitt 2.1.6), kann Fernwärme aus den Szenarien herausgerechnet werden. Der korrigierte Wärmepumpenanteil $x_{\text{kor}}^{\text{WP}}$ ergibt sich aus der Anzahl Wärmepumpen N_{WP} , der Gesamtanzahl an Heizungen N_{Gesamt} und der Anzahl an Fernwärmeanschlüssen N_{FW} mittels Gleichung (2.2).

$$x_{\text{kor}}^{\text{WP}} = \frac{N_{\text{WP}}}{N_{\text{Gesamt}} - N_{\text{FW}}} \quad (2.2)$$

Diese Korrektur führt in allen Szenarien zu einem höheren Wärmepumpen-Anteil als im Bundesdurchschnitt. Dies wird im rechten Teil von Bild 2.10 dargestellt.

Es wird ersichtlich, dass in diesem Fall ein Wärmepumpen-Anteil von mehr als 90 % erreicht werden könnte, was über dem Bundesdurchschnitt läge. Für diese Thesis wird das TechnologiemiX-Szenario zugrunde gelegt. Es wird wie folgt beschrieben [1]: „Dieses Szenario beschreibt einen Pfad zur Erreichung der Klimaneutralität mit einem weitgehend an Kosteneffizienz orientierten Mix an Technologien und Energieträgern. Dabei erreicht der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung weitgehend die politisch gesetzten Ziele. Das gemischte Energieträgerportfolio beinhaltet Importe auf mittlerem Niveau. Bezüglich des Einsatzes von direkter Elektrifizierung und indirekter Elektrifizierung ordnet es sich zwischen den [...] Szenarien Fokus Elektrifizierung und Fokus Wasserstoff ein. Dabei wird zur Erreichung der Klimaziele auf einen Mix an Instrumenten gesetzt.“

2.1.6 Referenznetz

Für diese Untersuchung wird ein Netzmodell von Stromnetz Berlin GmbH, dem VNB für das Berliner Stadtgebiet, bereitgestellt. Es handelt sich bei diesem Netzmodell um ein Niederspannungsnetz, welches repräsentativ für den Berliner Stadtrand ist: Es liegen fast nur EFH und Zweifamilienhäuser in dem Netzgebiet.

Die Topologie des im Osten der Stadt gelegenen Referenznetzes wird in Bild 2.11 dargestellt. Die orangenen Knotenpunkte sind EFH-Hausanschlusspunkte, alle anderen Knoten werden grau dargestellt. Die Position des Transformators ist gelb markiert.

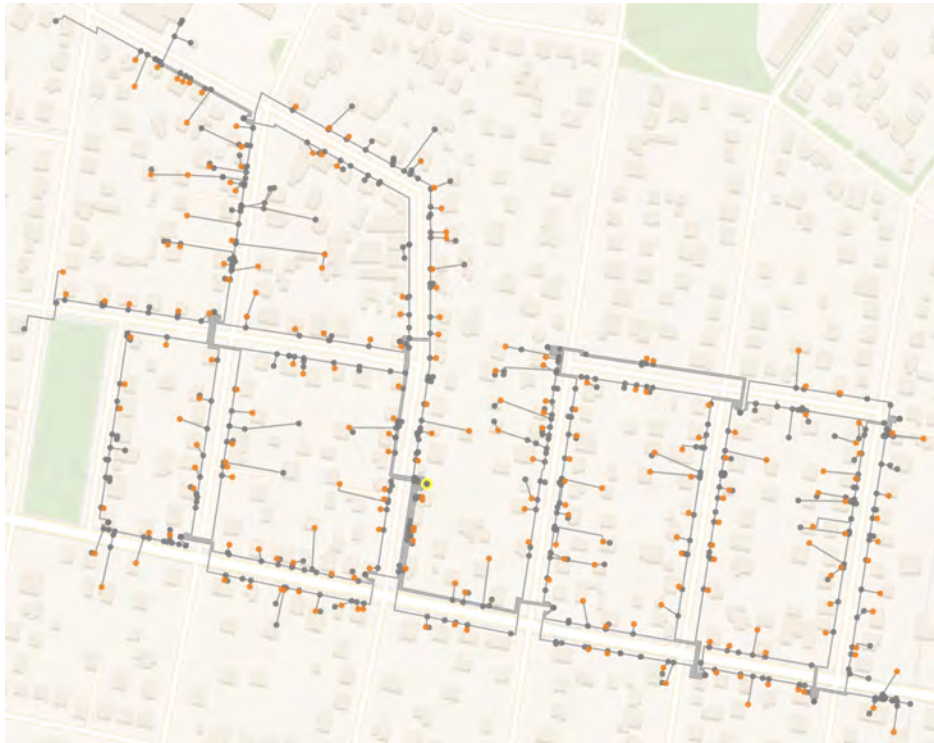


Bild 2.11 Topologie des Referenznetzes (Eigene Darstellung basierend auf dem Netzmodell von Stromnetz Berlin GmbH).

Das Netzmodell liegt in Form eines Pandapower-Modells vor. Im Sinne der Kontinuität und Zusammenarbeit innerhalb des Forschungsprojektes wird für diese Arbeit ebenfalls Pandapower zur Netzsimulation verwendet. Folgende Eckdaten gelten für das Netzgebiet:

- Es handelt sich um ein Niederspannungsnetz mit 400 V Nennspannung.
- Für die Netzknotenpunkte liegt die Information vor, ob und welche Art von Netzanschlusspunkt es sich handelt.
- Es umfasst 253 Hausanschlüsse (221 EFH, 2 Gewerbe, 16 Mehrfamilienhäuser (MFH), 14 Sonstige).
- Es ist über einen 400 kVA Transformator mit der 10 kV Netzebene verbunden.
- Es liegen keine Verbrauchsdaten vor.
- Es liegen keine Daten über installierte steuerbare Verbrauchseinrichtungen (z.B. EV, WP) und PV-Anlagen vor.
- Es umfasst eine Fläche von ca. 0,3 km².

Darüber hinaus gilt es zu berücksichtigen, dass das Referenznetz nach den Ergebnissen der verkürzten Wärmeplanung für das Land Berlin in einem Gebiet der dezentralen Versorgung liegt. In solchen Gebieten ist mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht mit einem Anschluss an das Fernwärmenetz zu rechnen [38].

2.2 Dezentrale Optimierung

Der erste methodische Schritt ist die dezentrale Optimierung des Wärmepumpenbetriebs (vgl. Bild 2.1). Dies bedeutet, dass jeder Haushalt bzw. WP agentenbasiert auf Gebäudeebene mittels MPC unter Berücksichtigung des Strombezugspreises den WP-Betrieb in Hinblick auf das individuelle wirtschaftliche Optimum optimiert. Dies wird in Abschnitt 2.2.3 näher erläutert. Für diese Optimierung werden die in Abschnitt 2.1 vorgestellten Wetterdaten, Preissignale, elektrischen Grundlastprofile und Gebäude-daten sowie darüber hinaus Modelle zur Abbildung des WP-Systems und der thermischen Trägheit der Gebäude benötigt. Diese Modelle werden in den folgenden Abschnitten 2.2.1 und 2.2.2 beschrieben.

Grundlegende Voraussetzung für den preisoptimierten Betrieb ist die Möglichkeit, die elektrische Last der WP zeitlich zu verschieben. Das Flexibilitätspotenzial von WP, welches dies ermöglicht, ist maßgeblich von mehreren Faktoren abhängig. Tabelle 2.2 gibt eine Übersicht über diese Faktoren.

Tabelle 2.2 Übersicht über die Flexibilitätspotenziale von Wärmepumpen (Eigene Darstellung basierend auf [11]).

Einflussfaktor	Hinweise
Wärmebedarf	• Bestimmt die Energiemenge, die verschoben werden kann. • Bestimmt die Zeit die nach einer Lastverschiebung zur Erholung benötigt wird (Zeit bis der Speicher voll geladen oder entladen ist).
Dimensionierung der WP	• Bestimmt, ob Lastverschiebung zu einem bestimmten Zeitpunkt möglich ist. • Bestimmt die Leistung, die hoch- oder heruntergefahren werden kann (abhängig vom aktuellen Wärmebedarf).
Art & Dimensionierung des Speichers	• Bestimmt, wann und für wie lange Energie gespeichert werden kann. • Bestimmt wie viel Energie gespeichert werden kann (abhängig vom aktuellen Ladestand und Wärmebedarf).
Dynamische Systemeigenschaften	• Bestimmt, wie die WP genutzt werden kann, unter Berücksichtigung von: – Minimaler Laufzeit in einem Betriebspunkt. – Maximal erlaubter Anzahl an Lastwechseln. – Maximal erlaubter Gradienten im WP-Betrieb.

Die in der Übersicht dargestellten Einflussfaktoren werden im Folgenden auf Basis von Fischer und Madani (2017) [11] näher beschrieben. Die absolute Energiemenge, die zeitlich verschoben werden kann, wird maßgeblich durch den nutzer- und witterungsabhängigen Wärmebedarf (Raumwärme und Trinkwarmwasser) bestimmt. Eine aktive Leistungserhöhung zur gezielten Einspeicherung von Wärme (positive Flexibilität) ist nur realisierbar, wenn die Maximalkapazität der Wärmepumpe den momentanen Gebäudebedarf übersteigt. Entspricht die Leistung exakt der aktuellen Heizlast, bleibt als einzige Option die temporäre Lastreduktion (negative Flexibilität). Erschwerend kommt hinzu, dass das Flexibilitätspotenzial starken saisonalen Schwankungen unterliegt: Da der thermische Bedarf die maximal verschiebbare Energiemenge limitiert, ist das absolute Potenzial zur Lastverschiebung in der winterlichen Heizperiode naturgemäß deutlich größer als im Sommer. Die paradoxe Folge an

besonders kalten Tagen ist jedoch, dass der Leistungsspielraum der Wärmepumpe für zusätzliche Lastzuschaltungen gerade dann am geringsten ausfällt. Sinkende Außentemperaturen führen physikalisch bedingt zu einem Abfall des COP sowie der maximalen Heizleistung, während die Anlage gleichzeitig stark ausgelastet ist, um den hohen Grundbedarf des Gebäudes zu decken.

Dauer und Volumen der Lastverschiebung hängen maßgeblich vom genutzten Speichersystem ab. Bei dedizierten Pufferspeichern wird die nutzbare Kapazität durch das Temperaturdelta zwischen der geforderten Mindesttemperatur (welche im Winter ansteigt) und der anlagenspezifischen Maximaltemperatur definiert. Dient hingegen die Gebäudemasse als thermischer Speicher (Bauteilaktivierung), bildet der Erhalt des thermischen Komforts für die Bewohner die absolute Grenze, wobei solare und interne Wärmegewinne zwingend mitbilanziert werden müssen. Unabhängig vom Speichertyp wird die insgesamt verschiebbare Energiemenge stark durch die Zyklenhäufigkeit bestimmt: Ein dynamischerer Betrieb mit häufigen Lade- und Entladevorgängen erhöht die genutzte Flexibilität im Vergleich zu seltenen, langen Zyklen [11].

Zusätzlich limitieren die trägen dynamischen Eigenschaften der Wärmepumpe den kurzfristigen Flexibilitätsabruf. Technische Vorgaben wie maximale Leistungsgradienten des Verdichters (Rampenraten) sowie steuerungstechnische Mindestlauf- und Mindestruhezeiten drosseln die Reaktionsgeschwindigkeit des Systems. Da hochfrequente Schaltvorgänge (Takten) die Lebensdauer des Verdichters zudem drastisch reduzieren, erfordert der netzdienliche Betrieb stets eine Abwägung zwischen maximaler Flexibilitätsausreizung und dem Schutz der Anlagenkomponenten [11].

Diese Einflussfaktoren gilt es entsprechend in der nachfolgenden Modellierung zu berücksichtigen und abzubilden.

2.2.1 Thermische Gebäudemodelle

Die thermische Gebäudemasse, als Teil der Speicherkapazität, ist ein maßgeblicher Einflussfaktor für das Flexibilitätspotenzial von WP (vgl. Abschnitt 2.2). Infolgedessen ist es imperativ das thermische Verhalten der Gebäude im Netzgebiet zu modellieren.

Im Abschnitt 2.1.3 wurde erläutert, dass das Tool TEASER (Tool for Energy Analysis and Simulation for Efficient Retrofit) [34] zur Generierung individueller thermischer Gebäudemodelle genutzt wird. Die hierfür benötigten Gebäudedaten werden aus der EnergyMap Berlin und aus ALKIS gewonnen (vgl. Abschnitt 2.1.3).

Als Ergebnis werden Modelle in der Modellierungssprache Modelica generiert, die sich anschließend zur Simulation in Simulationsumgebungen wie Dymola und OpenModelica exportieren lassen [39]. Eine Einbindung des Modelica-Modells in das lineare Optimierungsmodell erscheint in Hinblick auf die Rechenkomplexität nicht zielführend, da es sich als „Black Box“-Modell zu einer Nichtlinearität im Optimierungsmodell führen würde. Stattdessen wird folgender Weg gewählt: TEASER-intern werden die thermischen Gebäudemodelle als RC-Modell abstrahiert. Das „R“ steht hierbei für Widerstand während das „C“ für Kapazität steht. Dies basiert auf dem Ansatz das thermische Verhalten der Gebäude durch Ersatzschaltbilder anzunähern.

Das hierfür standardmäßig von TEASER verwendete Zwei-Elemente-Modell der AixLib (angelehnt an das Modell der VDI 6007) [40] fasst alle opaken Außenbauteile zu einer T-Schaltung aus R_{Ext} , C_{Ext} und $R_{\text{Ext,Rest}}$ zusammen, während die Innenbauteile (Innenwände) über eine L-Schaltung aus R_{Int} und C_{Int} abgebildet werden. Abweichend zur VDI 6007 wird zusätzlich ein separater Fensterwiderstand R_{Fen} modelliert (3R2C). Das Raumluftvolumen mit der Kapazität C_{Luft} bildet den thermischen Mittelpunkt, an dem alle konvektiven Wärmeströme angreifen. Das thermische Netzwerk des Modells ist in Anhang B (Bild B.1) dargestellt.

Durch eine entsprechende Einstellung ließen sich theoretisch sowohl simplere als auch komplexere Modelle (bis zu Fünf-Elemente-Modelle) verwenden. Bei dem Zwei-Elemente-Modell handelt es sich jedoch bereits um den besten Kompromiss zwischen Genauigkeit der komplexeren Modelle und der Rechengeschwindigkeit des simpleren Ein-Element-Modells, was insbesondere bei der Optimierung einer Vielzahl von Gebäuden eine Rolle spielt [41].

Die RC-Parameter werden von TEASER berechnet [40]. Als Schwester-Bibliothek zu TEASER stellt die ebenfalls vom Institute for Energy Efficient Buildings and Indoor Climate der RWTH Aachen (RWTH-EBC) entwickelte Open-Source-Bibliothek `pyCity_calc` [42] eine vollständige Python-Implementierung des Zwei-Elemente-Modells aus AixLib / VDI 6007 bereit, die Modelle aus TEASER mit den RC-Parametern als Eingangsgröße verarbeitet. Dabei werden die Fenster in den $R_{\text{Ext,Rest}}$ eingerechnet (2R2C statt 3R2C). Im Standardbetrieb von `pyCity_calc` wird eine Sollraumtemperatur vorgegeben und der daraus resultierende Wärmebedarf $\dot{Q}_{\text{RH}}$ berechnet. Dies entspricht einer klassischen Heizlastsimulation.

Für die MPC-Optimierung ist jedoch die entgegengesetzte Wirkrichtung erforderlich: Die Heizleistung $\dot{Q}_{\text{RH}}$ muss als freie Entscheidungsvariable des Optimierers eingesetzt werden können, während sich die Raumlufthtemperatur T_{Innen} als Zustandsgröße ergibt. Da `pyCity_calc` diesen inversen Pfad nicht nativ unterstützt, wurde eine eigene Python-Implementierung geschrieben, die $\dot{Q}_{\text{RH}}$ als Eingang und T_{Innen} als Ausgang hat.

Um die Korrektheit der eigenen Implementierung sicherzustellen, wurde eine Validierung durchgeführt: Ein Optimierungsmodell hält T_{Innen} konstant auf dem gleichen Sollwert, den `pyCity_calc` als Eingangsgröße verwendet. Die resultierende $\dot{Q}_{\text{RH}}$ -Zeitreihe stimmt exakt mit dem `pyCity_calc`-Referenzergebnis überein, was die Äquivalenz der Implementierungen bestätigt.

Ein weiterer wesentlicher Eingang des Gebäudemodells ist die äquivalente Außentemperatur $T_{\text{Eq,Ext}}$, die nach VDI 6007 die kombinierte Wirkung aus Außentemperatur, kurzweiliger Solarstrahlung und langweiligem atmosphärischen Strahlungsaustausch an der Außenwandoberfläche repräsentiert [40]. Die Berechnung der solaren Einträge für sechs diskrete Wandorientierungen erfolgt analog dem `pyCity_calc`-Ansatz [34].

Die eigene Implementierung des invertierten Gebäudemodells überführt das VDI-Modell in ein lineares Gleichungssystem der Form:

$$\mathbf{A}(t) \cdot \mathbf{x}(t) = \mathbf{b}(t) \quad (2.3)$$

Dieses System beschreibt das thermische Verhalten des Gebäudes für jeden viertelstündlichen Zeitschritt t . Die einzelnen Komponenten der Gleichung haben folgende physikalische Bedeutung:

- Der Zustandsvektor $\mathbf{x}(t)$: Dieser Vektor spannt mit neun Variablen den aktuellen internen Zustand des Gebäudes auf. Er beinhaltet neben den Kern- und Oberflächentemperaturen der Wände vor allem zwei für die Optimierung essenzielle Größen: die Raumlufthtemperatur (x_4) sowie die von der Wärmepumpe eingespeiste Heizwärme (x_6).
- Die Systemmatrix $\mathbf{A}(t)$: Diese 9×9 -Matrix beschreibt die physikalische Trägheit des Gebäudes (Wärmewiderstände und -kapazitäten der Bauteile). Sie ist leicht zeitvariant, da sie im Zeitverlauf schwankende konvektive Einflüsse wie die aktuelle Lüftungs- und Infiltrationsrate des Gebäudes verarbeitet.
- Der Lastvektor $\mathbf{b}(t)$: Auf der rechten Seite der Gleichung werden alle einwirkenden Einflüsse von außen zusammengefasst. Er errechnet sich aus dem aktuellen Wetter (Solarstrahlung und Außentemperatur), den inneren Wärmegewinnen durch Personen und Geräte sowie dem Temperaturzustand des Gebäudes aus dem vorangegangenen Zeitschritt. So wird die thermische Speicherfähigkeit des Gebäudes über die Zeit transportiert.

Innerhalb des MILP-Optimierungsmodells bildet Gleichung (2.3) die Nebenbedingung NB 1. Die Gleichung verknüpft die freie Optimierungsvariable (eingespeiste Heizwärme, x_7) mit der Raumlufttemperatur (x_5). Nutzt der Solver also thermische Energie zur Aufladung der Gebäudehülle, simuliert diese Gleichung den genauen Temperaturanstieg im Haus.

2.2.2 Wärmepumpenmodell

Das in dieser Arbeit verwendete WP-Systemmodell basiert auf dem Ansatz von Fischer et al. [43] und umfasst die Modellierung der WP selbst, eines Pufferspeichers für die Raumheizung, eines TWW-Speichers sowie eines elektrischen Heizstabs als Zusatzheizer. Bild 2.12 zeigt die Systemstruktur im Überblick.

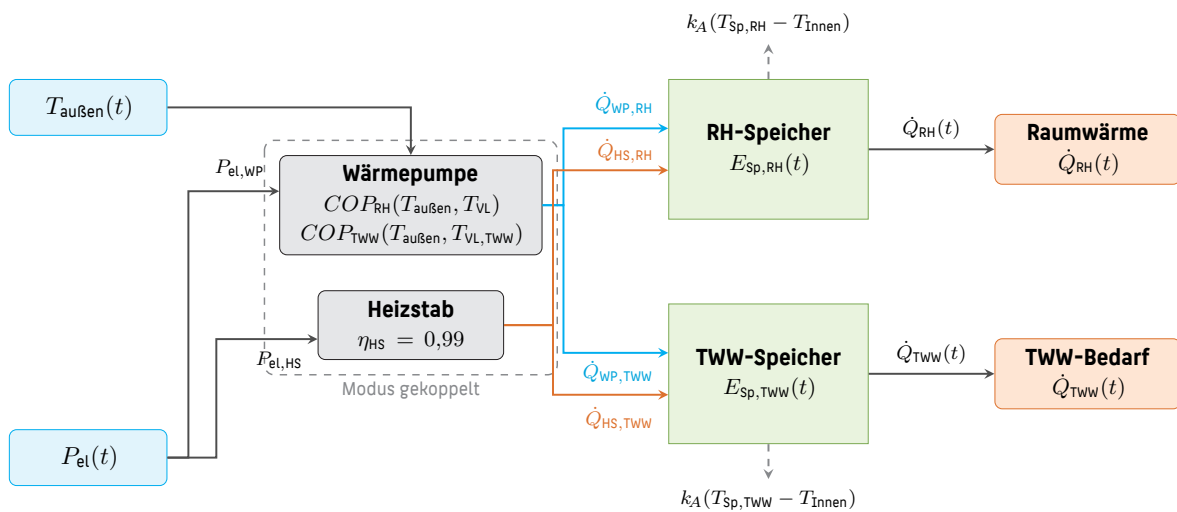


Bild 2.12 Schematische Darstellung des WP-Systems mit separatem Heizstab, RH-Pufferspeicher und TWW-Speicher (Eigene Darstellung basierend auf [43]).

mit:

- P_{el} : Elektrische Wirkleistung [W]
- $P_{\text{el,WP}}$: Elektrische Eingangsleistung der Wärmepumpe [W]
- $P_{\text{el,HS}}$: Elektrische Eingangsleistung des Heizstabs [W]
- COP_{RH} : Leistungszahl der Wärmepumpe im Raumheizungsbetrieb [-]
- COP_{TWW} : Leistungszahl der Wärmepumpe im Trinkwarmwasserbetrieb [-]
- η_{HS} : Wirkungsgrad des elektrischen Heizstabs [-]
- $\dot{Q}_{WP,RH}$: Wärmeleistung der Wärmepumpe für den Raumheizungs-Pufferspeicher [W]
- $\dot{Q}_{WP,TWW}$: Wärmeleistung der Wärmepumpe für den Trinkwarmwasserspeicher [W]
- $\dot{Q}_{HS,RH}$: Wärmeleistung des Heizstabs für den Raumheizungs-Pufferspeicher [W]
- $\dot{Q}_{HS,TWW}$: Wärmeleistung des Heizstabs für den Trinkwarmwasserspeicher [W]
- $\dot{Q}_{RH}$: Heizwärmestrom der Raumheizungsanlage ans Gebäude [W]
- $\dot{Q}_{TWW}$: Trinkwarmwasser-Wärmebedarf [W]
- $T_{\text{außen}}$: Außentemperatur [$^{\circ}\text{C}$ / K]
- T_{VL} : Vorlauftemperatur der Wärmepumpe [$^{\circ}\text{C}$]
- $T_{VL,TWW}$: Angenommene Vorlauftemperatur für TWW-Betrieb [$^{\circ}\text{C}$]
- T_{Innen} : Raumlufttemperatur [K]
- $E_{Sp,RH}$: Energieinhalt des Raumheizungs-Pufferspeichers [J]
- $E_{Sp,TWW}$: Energieinhalt des Trinkwarmwasserspeichers [J]

- $T_{Sp,RH}$: Temperatur des Raumheizungs-Pufferspeichers [$^{\circ}\text{C}$]
- $T_{Sp,TWW}$: Temperatur des Trinkwarmwasserspeichers [$^{\circ}\text{C}$]
- k_A : Wärmeverlustkoeffizient des Speichers [W K^{-1}]

Der COP der WP im Raumheizungsbetrieb wird mithilfe der Bibliothek `hpLib` [44] berechnet und es wird eine generische Luft-Wasser-WP angenommen. Der COP ist eine Funktion der Außentemperatur $T_{\text{außen}}$ und der Vorlauftemperatur T_{VL} :

$$COP_{RH} = f(T_{\text{außen}}, T_{VL}) \quad (2.4)$$

Die Vorlauftemperatur folgt einer witterungsgeführten Heizkurve nach Fischer et al. [43], Gleichung (3):

$$T_{VL}(T_{\text{außen}}) = a_0^{HK} + a_1^{HK} \cdot T_{\text{außen}} + a_2^{HK} \cdot T_{\text{außen}}^2 \quad (2.5)$$

Für die EFH werden ausschließlich klassische Heizkörper angenommen. Daher wird einheitlich die Heizkurve für Heizkörper (A–10/W51) mit den Koeffizienten $a_0^{HK} = 42,14^{\circ}\text{C}$, $a_1^{HK} = -0,96$ und $a_2^{HK} = ,0062^{\circ}\text{C}^{-1}$ nach Fischer et al. [43], Tabelle 1 verwendet.

Da T_{VL} und damit der COP gemäß Gleichung (2.5) ausschließlich von der vorausbekannten Außentemperatur abhängen, lässt sich die COP-Zeitreihe vor der Optimierung berechnen. Dies ist ein wesentliches Merkmal der Formulierung: Die Wärmeleistungs-Variablen $\dot{Q}_{WP,RH}(t)$ und $\dot{Q}_{WP,TWW}(t)$ erscheinen dadurch linear in Zielfunktion und Nebenbedingungen [45]. Die Ganzzahligkeit des Modells geht allein auf die Binärvariablen $u(t)$ für den Betriebsmodus der WP und $u_{\text{pumpe}}(t)$ für die Umwälzpumpe zurück (vgl. Abschnitt 2.2.3).

Im TWW-Betrieb wird eine feste Vorlauftemperatur $T_{VL,TWW} = 52,5^{\circ}\text{C}$ angenommen – dem arithmetischen Mittel aus Mindest- (45°C) und Höchsttemperatur (60°C) des TWW-Speichers. Daraus ergibt sich die TWW-Leistungszahl:

$$COP_{TWW} = f(T_{\text{außen}}, T_{VL,TWW}) \quad (2.6)$$

Diese Vorberechnung ermöglicht – analog zu $COP_{RH}(t)$ – eine lineare Formulierung der TWW-Strombezugskosten in der Zielfunktion.

Die maximale Heizleistung der WP ist nach Fischer et al. [43], Gleichung (6) linear von der Außentemperatur abhängig:

$$\dot{Q}_{\text{max},WP}(T_{\text{außen}}) = a_0^{WP} + a_1^{WP} \cdot T_{\text{außen}} \quad (2.7)$$

Für eine Luft-Wasser-WP gelten nach Fischer et al. [43], Tabelle 1 die Koeffizienten $a_0^{WP} = 5800 \text{ W}$ und $a_1^{WP} = 210 \text{ W K}^{-1}$. Mit sinkender Außentemperatur nimmt die Heizleistung ab – genau dann, wenn der Wärmebedarf des Gebäudes und damit der Flexibilitätsbedarf am höchsten ist. Dies bestätigt die in Abschnitt 2.2 diskutierte saisonale Asymmetrie des Flexibilitätspotenzials.

Die Nennheizleistung der WP wird so ausgelegt, dass sie gemeinsam mit einem elektrischen Heizstab die Norm-Heizlast des Gebäudes deckt. Die Auslegung erfolgt am *Bivalenzpunkt* – der Außentemperatur T_{biv} , unterhalb derer die WP die Heizlast allein nicht mehr decken kann und der Heizstab zugeschaltet wird. Die benötigte Leistung am Bivalenzpunkt $\dot{Q}_{WP,biv}$ ergibt sich nach Fischer et al. [43], Gleichung (9) zu:

$$\dot{Q}_{WP,biv} = \dot{Q}_{RH}(T_{biv}) + \dot{Q}_{TWW,nom} \quad (2.8)$$

Die gebäudespezifische Raumheizlast $\dot{Q}_{RH}(T_{biv})$ wird dabei nicht als pauschale Flächenlast angenähert, sondern individuell aus dem thermischen Gebäudemodell abgeleitet. Grundlage hierfür ist, dass das verwendete Werkzeug TEASER die Norm-Heizlast berechnet und bereitstellt. Dieser Ansatz ermöglicht eine gebäudetypspezifische Dimensionierung, die den tatsächlichen energetischen Zustand des jeweiligen Gebäudes berücksichtigt.

In der Originalformulierung von Fischer et al. [43] wird ein Blockierstunden-Faktor ergänzt:

$$f = \frac{24}{24 - n_{\text{Block}}} \quad (2.9)$$

Dieser kompensiert netzseitige Sperrzeiten n_{Block} bei der Auslegung. In der vorliegenden Arbeit wird f bewusst weggelassen. Mit der Neuregelung des § 14a EnWG sind vollständige Unterbrechungen steuerbarer Verbrauchseinrichtungen für Neuanlagen unzulässig; der VNB darf lediglich auf 4,2 kW dimmen. Daher wird angenommen, dass kein Leistungszuschlag mehr erforderlich ist.

Der nominale TWW-Leistungsbedarf pro Person ergibt sich nach Fischer et al. [43], Gleichung (10) zu:

$$\dot{Q}_{\text{TWW,nom}} = 0,2 \text{ kW} \cdot n_{\text{Pers}} \quad (2.10)$$

Die Anzahl der im Haushalt lebenden Personen (n_{Pers}) wird hierbei nicht als globale Konstante pauschalisiert, sondern gebäudespezifisch abgeleitet. Die Berechnung erfolgt anhand der in TEASER hinterlegten Annahmen (vgl. Abschnitt 2.1.3). Diese Größe dient ausschließlich der Auslegung der WP am Bivalenzpunkt gemäß Gleichung (2.8); der zeitlich aufgelöste TWW-Bedarf im Optimierungsbetrieb entstammt dem LoadProfileGenerator (vgl. Abschnitt 2.1.4).

Die Restlast, die die WP bei der Normaußentemperatur T_{norm} nicht allein decken kann, wird durch einen elektrischen Heizstab mit der Nennleistung $\dot{Q}_{\text{HS,nom}}$ nach Fischer et al. [43], Gleichung (12) abgedeckt:

$$\dot{Q}_{\text{HS,nom}} = \dot{Q}_{\text{HL,nom}} - \dot{Q}_{\text{max,WP}}(T_{\text{norm}}) \quad (2.11)$$

Der Heizstab wird als idealer elektrischer Wärmeerzeuger mit festem Wirkungsgrad η_{HS} modelliert nach Fischer et al. [43], Gleichung (7):

$$\dot{Q}_{\text{HS,ges}}(t) = \eta_{\text{HS}} \cdot P_{\text{el,HS}}(t), \quad \eta_{\text{HS}} = 0,99 \quad (2.12)$$

Dabei gilt $\dot{Q}_{\text{HS,ges}}(t) = \dot{Q}_{\text{HS,RH}}(t) + \dot{Q}_{\text{HS,TWW}}(t)$ als Summe der Heizstab-Wärmeleistungen für Raumheizung (RH)- und TWW-Speicher.

Sowohl der RH-Pufferspeicher als auch der TWW-Speicher werden als vollständig durchmischte Einknotenspeicher nach Fischer et al. [43], Gleichung (8) modelliert. Die diskrete Energiebilanz lautet:

$$E(t) = E(t-1) + \left[\dot{Q}_{\text{in}}(t) - \dot{Q}_{\text{aus,symbol}}(t) + k_A \cdot (T_{\text{Innen}}(t) - T_{\text{Sp}}(t)) \right] \cdot \Delta t \quad (2.13)$$

mit dem Energieinhalt $E(t) = C \cdot T_{\text{Sp}}(t)$, der Wärmekapazität des Speichers C , der Temperatur des Speichers T_{Sp} , der von Wärmepumpe und Heizstab zugeführten Wärme $\dot{Q}_{\text{in}}$, der abgeführten Wärme $\dot{Q}_{\text{aus,symbol}}$, dem Wärmeverlustkoeffizienten k_A sowie der Raumlufttemperatur $T_{\text{Innen}}(t)$.

Die Speichervolumina werden nach Fischer et al. [43], Gleichung (13) und (14) dimensioniert:

$$V_{\text{RH}} = a_0^V + a_1^V \cdot \dot{Q}_{\text{WP,nom}} \quad (2.14)$$

$$V = S \cdot 65 \cdot n_{\text{Pers}}^{72} \quad (2.15)$$

mit dem Sicherheitsfaktor $S \in [1,0; 1,25]$ und der Nennleistung $\dot{Q}_{\text{WP,nom}}$ in Kilowatt. Für Heizkörpersysteme gelten nach Fischer et al. [43], Tabelle 1 die Koeffizienten $a_0^V = 143,75 \text{ L}$ und $a_1^V = 3,19 \text{ L kW}^{-1}$. In dieser Arbeit wird $S = 1,0$ und eine gebäudespezifische Personenzahl n_{Pers} (siehe oben) angenommen.

Für die Temperaturgrenzen der Speicher gelten in Anlehnung an Fischer et al. [43] folgende physikalische Begrenzungen:

- **RH-Pufferspeicher:** Die obere Temperaturgrenze beträgt 60 °C. Die untere Speichertemperatur wird durch zwei Bedingungen reglementiert: Zum einen existiert eine physikalische harte Untergrenze von 15 °C. Zum anderen wird während der Heizperiode eine dynamische betriebliche Restriktion auf dem Niveau der Vorlauftemperatur $T_{\min, \text{RH}}(t) = T_{\text{VL}}(T_{\text{außen}}(t))$ gesetzt (vgl. Nebenbedingung NB 6, bestraft durch $s_{\text{RH}, \min}$).
- **TWW-Speicher:** Die physikalische Untergrenze liegt bei 10 °C, was als Kaltwasser-Zulauftemperatur aus dem Trinkwassernetz angenommen wird. Darüber liegt bei 45 °C eine betriebliche, weiche Schranke zur Gewährleistung des Hygiene- und Legionellenschutzes (vgl. Nebenbedingung NB 8, bestraft durch $s_{\text{TWW}, \min}$). Die absolute obere Speichergrenze ist ebenfalls auf 60 °C limitiert.

Es sei an dieser Stelle betont, dass die in der zugrunde liegenden Studie von Fischer et al. [43] für den konventionellen Regler beschriebenen Hysteresen in dem hier eingesetzten MPC-Optimierungsmodell bewusst keine Anwendung finden. Der Solver nutzt den zulässigen Raum innerhalb der physikalischen Speichergrenzen stets vollständig aus, um das Flexibilitätspotenzial im Rahmen der ökonomischen Zielfunktion auszuschöpfen.

Das TWW-Wärmelastprofil $\dot{Q}_{\text{TWW}}(t)$ wird analog zum elektrischen Grundlastprofil mittels des Load-ProfileGenerator synthetisiert (vgl. Abschnitt 2.1.4). Dabei wird jedem Gebäude ein individuelles Profil zugewiesen, das exakt auf die modellierte Haushaltsgröße n_{Pers} abgestimmt ist.

2.2.3 Optimierungsmodell

Das Optimierungsmodell zielt auf die optimale Betriebsführung der WP im Referenznetz ab. Die Betriebsführung von WP lässt sich in drei grundsätzliche Kategorien unterscheiden [11]:

- **Fokus auf preisoptimierten Betrieb:** Betrieb von WP unter zeitvariablen Preissignalen.
- **Fokus auf netzdienlichem Betrieb:** Bereitstellung netzdienlicher Leistungen (Spannungshaltung, Engpassmanagement, Vorhaltung von Reserven).
- **Fokus auf Integration erneuerbarer Energien:** Vereinfachung der Integration erneuerbarer Energien und Glättung der Residuallast.

Ein detaillierter Vergleich dieser drei Fokusbereiche kann dem Review von Fischer und Madani (2017) [11] entnommen werden.

Somit hängt der Begriff der „optimalen“ Betriebsführung vom gewählten Fokus ab. In dieser Thesis wird der Betrieb der WP in Hinblick auf den Preis optimiert – Netzdienlichkeit & Integration erneuerbarer Energien wird außer Acht gelassen. Dies dient dem Ziel dieser Arbeit den Einfluss der zeitvariablen Preissignale, dynamischer Stromtarife und zeitvariabler Netzentgelte, bei preisoptimierter Betriebsführung zu untersuchen. Entsprechend wird die Zielfunktion des Optimierungsmodells auf die Minimierung der individuellen Strombezugskosten ausgerichtet.

Neben dem Fokus bzw. der Zielfunktion sind auch die Systemgrenzen von Bedeutung. Nach Fischer und Madani (2017) [11] lassen sich drei hierarchische Ebenen identifizieren: Netzebene, Gebäudeebene und Wärmepumpenebene. Auf der untersten Ebene, der Wärmepumpenebene, wird der technische Betrieb der WP gesteuert während auf der Gebäudeebene auch andere Komponente wie z.B. thermische Speicher in die Steuerung einbezogen werden. Auf Netzebene werden Steuerungsentscheidungen

für Netzgebiete bzw. Gebäudebestände getroffen. Im Rahmen dieses Optimierungsmodells wird sich auf der Gebäudeebene bewegt, ohne detaillierte technische Modellierung der WP. Die technischen Betriebsgrenzen der WP werden jedoch als Nebenbedingungen berücksichtigt.

Im Kontext digitalisierter Verteilnetze ist es erforderlich, dass ein Austausch zwischen diesen drei Modellebenen erfolgt. In Abhängigkeit der Autonomie auf Gebäudeebene wird drei Kategorien unterschieden:

- **Passive Systeme (direkte Steuerung):** Die wesentlichen Entscheidungen werden auf einer Netzebene getroffen. Beispielsweise der VNB übermittelt dabei konkrete Sollwerte an das dezentrale Feldgerät, welches versucht, diese Vorgaben strikt umzusetzen.
- **Passiv-intelligente Systeme (indirekte Steuerung):** Die übergeordnete Netzebene gibt keine direkten Sollwerte, sondern lediglich ein Preis- oder Kostensignal vor. Das Feldgerät nutzt diese externe Information, um seinen Betrieb innerhalb der vorgegebenen Kostenstruktur eigenständig zu optimieren.
- **Aktive Systeme (agentenbasierte Steuerung):** Alle beteiligten Einheiten agieren als eigenständige Agenten, die bestrebt sind, eine individuelle oder gemeinschaftliche Zielfunktion zu maximieren. Die tatsächlichen Steuerungseingriffe werden durch interaktive Verhandlungen zwischen den Akteuren ermittelt. So wird sichergestellt, dass sowohl die übergeordneten Systemziele als auch die spezifischen Eigeninteressen im laufenden Betrieb in Einklang gebracht werden.

Da in dieser Thesis DLC o.Ä. von der Netzebene zur Gebäudeebene nicht berücksichtigt wird, um die Auswirkungen eines rein preisoptimierten Betriebs zu quantifizieren, wird die Steuerung auf Netzebene nicht weiter berücksichtigt. Folglich bewegt sich diese Arbeit in der dritten Kategorie mit einer individuellen wirtschaftlichen Optimierung je Gebäude.

Abschließend ist nach Fischer und Madani (2017) [11] zwischen verschiedenen Steuerungsvarianten auf Gebäudeebene zu unterscheiden. Eine Übersicht dieser Steuerungsvarianten wird in Tabelle 2.3 gegeben.

Tabelle 2.3 Übersicht häufig genutzter Steuerungsvarianten für Wärmepumpensysteme (Eigene Darstellung basierend auf [11]).

Variante	Vorteile	Nachteile
Regelbasiert	• Meist einfach zu implementieren und zu entwerfen • Geringer Rechenaufwand • Keine externen Informationen benötigt	• Meist unflexibel, an den Anwendungsfall angepasste Regeln • A-priori-Expertenwissen erforderlich
Modellfreie prädiktive Regelung	• Nutzt Informationen aus Vorhersagen • Kompromiss zwischen Komplexität und Leistung • Geringer Rechenaufwand • Bessere Leistung im Vergleich zu einfachen regelbasierten Steuerungen	• Meist statisch an den Anwendungsfall angepasst • A-priori-Expertenwissen erforderlich
Modellbasierte prädiktive Regelung (MPC)	• Nutzt Informationen aus Vorhersagen • Optimale oder nahezu optimale Lösungen möglich • Flexibel gegenüber Änderungen der Randbedingungen (wie Preisstrukturen) • Berücksichtigung von Nebenbedingungen möglich • Meist überlegene Leistung im Vergleich zu regelbasierten Steuerungen	• Komplex im Entwurf • Modellierungsaufwand • Hohe Rechenanforderungen • Vorhersagefehler • Modellierungsfehler • Robustheit
Stochastische prädiktive Regelung	• Berücksichtigt Fehler in der Vorhersage • Meist bessere Ergebnisse als nicht-stochastische MPC • Robustheit	• Komplex im Entwurf • Kann rechenintensiv sein

Die Varianten der regelbasierten Steuerung und der modellfreien prädiktiven Regelung kommen aufgrund der notwendigen individuellen Anpassung an den Anwendungsfall für agentenbasierte Steuerungen unterschiedlicher Gebäudetypen unter variierenden Rahmenbedingungen (z.B. dynamischer vs. statischer Stromtarif) nicht in Frage. Obwohl stochastische prädiktive Regelung meist bessere Ergebnisse als nicht-stochastische MPC liefert, wird sich aufgrund der Komplexität und der Rechenintensität für MPC als Steuerungsvariante und damit als Basis für das Optimierungsmodell entschieden.

Zusammenfassend wird für diese Thesis ein Optimierungsmodell angestrebt, welches den Betrieb der Wärmepumpen agentenbasiert auf Gebäudeebene mittels MPC unter Berücksichtigung des Strombezugspreises in Hinblick auf das individuelle wirtschaftliche Optimum optimiert. Das hierfür aufgestellte Optimierungsproblem für die MPC-Optimierung ist ein MILP, das mit dem Gurobi Solver gelöst wird [46]. Es kombiniert typische Ansätze zur MPC-Optimierung von WP [47] mit dem konkreten Wärmepumpenmodell (vgl. Abschnitt 2.2.2).

Die Entscheidungsvariablen sind:

- $\dot{Q}_{WP,RH}(t), \dot{Q}_{WP,TWW}(t) \geq 0$ – Wärmeleistung der Wärmepumpe für den Raumheizungs-Pufferspeicher bzw. Wärmeleistung der Wärmepumpe für den Trinkwarmwasserspeicher [W]
- $\dot{Q}_{HS,RH}(t), \dot{Q}_{HS,TWW}(t) \geq 0$ – Wärmeleistung des Heizstabs für den Raumheizungs-Pufferspeicher bzw. Wärmeleistung des Heizstabs für den Trinkwarmwasserspeicher [W]
- $u(t) \in \{0, 1\}$ – Binäre Steuerungsvariable $\{0, 1\}$
- $\mathbf{x}(t) \in \mathbb{R}^9$ – Zustandsvektor des thermischen Gebäudemodells
- $E_{Sp,RH}(t), E_{Sp,TWW}(t) \geq 0$ – Energieinhalt des Raumheizungs-Pufferspeichers bzw. Energieinhalt des Trinkwarmwasserspeichers [J]
- $s_{T,max}(t), s_{T,min}(t) \geq 0$ – Slack für das Überschreiten der Maximal-Komfortraumtemperatur bzw. Slack für das Unterschreiten der Mindest-Komfortraumtemperatur [K]
- $s_{RH,min}(t) \geq 0$ – Slack für das Unterschreiten der RH-Speicher-Mindesttemperatur [J]
- $s_{TWW,min}(t) \geq 0$ – Slack für das Unterschreiten der Warmwasser-Mindesttemperatur [J]
- $s_{TWW,Kürzung}(t) \geq 0$ – Slack für unerfüllbaren TWW-Spitzenbedarf (Bedarfskürzung) [W]

Zielfunktion – Minimierung der Strombezugskosten über den Horizont T_{hor} :

$$\min \sum_{t=0}^{T_{hor}-1} \left(\underbrace{\left[\frac{\dot{Q}_{WP,RH}(t)}{COP_{RH}(t)} + \frac{\dot{Q}_{WP,TWW}(t)}{COP_{TWW}(t)} + \frac{\dot{Q}_{HS,RH}(t) + \dot{Q}_{HS,TWW}(t)}{\eta_{HS}} \right]}_{P_{el}(t) [W]} \cdot p_{el}(t) \cdot \frac{\Delta t}{3,6 \cdot 10^6 \text{ J kW}^{-1} \text{ h}} \right. \\ \left. + M \cdot (s_{T,max}(t) + s_{T,min}(t)) + M_{RH} \cdot \frac{s_{RH,min}(t)}{C_{Sp,RH}} \right. \\ \left. + M_{TWW} \cdot \frac{s_{TWW,min}(t)}{C_{Sp,TWW}} + M_{Kürzung} \cdot \frac{s_{TWW,Kürzung}(t) \cdot \Delta t}{C_{Sp,TWW}} \right) \quad (2.16)$$

Der geklammerte Ausdruck berechnet die elektrische Wirkleistung $P_{el}(t)$: Die WP-Wärmeleistungen werden durch den jeweiligen COP dividiert, die Heizstab-Leistung durch den Wirkungsgrad η_{HS} . Der Faktor $\Delta t / 3,6 \cdot 10^6 \text{ J kW}^{-1} \text{ h}$ dient zur Konvertierung in Kilowattstunden, sodass mit dem Arbeitspreis $p_{el}(t)$ in €/kWh die Kosten in Euro resultieren.

Um sicherzustellen, dass das System bei allen möglicherweise auftretenden Zielkonflikten priorisiert und für die verschiedenen Gebäude lösbar bleibt, bestraft die Zielfunktion jegliche Verletzungen der Systemgrenzen über Strafkoeffizienten. Diese vier Strafkoeffizienten bilden eine strikte Hierarchie ab, womit die TWW-Priorisierung in Anlehnung an Fischer et al. [43] umgesetzt wird:

$$\underbrace{M_{Kürzung}}_{8 \times M} > \underbrace{M_{TWW}}_{4 \times M} > \underbrace{M_{RH}}_{2 \times M} > \underbrace{M}_{1 \times M} \quad (2.17)$$

Ausgehend von einem Basiswert ($M = 125 \text{ €/K je Viertelstunde}$) verdoppelt sich die Strafe mit jeder Prioritätsstufe. Bei Kapazitätsengpässen entscheidet der Solver folglich systematisch zugunsten der kritischeren Anforderung:

- (1) **TWW-Versorgung sicherstellen:** Ein künstliches Kürzen des Trinkwarmwasserbedarfs (weil Speicher und Wärmepumpe eine aktuelle Zapfspitze physikalisch nicht decken können) ist der absolute Ausnahmefall und wird am stärksten bestraft.

- (2) **Legionellenschutz:** Die Einhaltung der Hygiene-Mindesttemperatur ($T_{\text{Sp,TWW}} \geq 45^\circ\text{C}$) hat stets Vorrang vor dem allgemeinen Heizbetrieb.
- (3) **Vorlauftemperatur:** Ein zu tiefes Auskühlen des Heizungspuffers unter die berechnete Vorlauftemperatur (T_{VL}) wird aktiver vermieden als ein bloßer Abfall der Raumtemperatur.
- (4) **Komfortband:** Eine kurzzeitige Abweichung von der idealen Raumtemperatur der Bewohner bildet die weichste Begrenzung und wird vom Solver als erste Option in Betracht gezogen.

Nebenbedingungen:

NB 1 – Thermisches Gebäudemodell (vgl. Abschnitt 2.2.1):

$$\mathbf{A}(t) \mathbf{x}(t) = \mathbf{b}(t), \quad \dot{Q}_{\text{RH}}(t) \geq 0, \quad x_7(t) = x_8(t) = 0 \quad \forall t \quad (2.18)$$

$x_6(t) = \dot{Q}_{\text{RH}}(t)$ ist die freie Optimierungsvariable (Heizwärmestrom aus dem RH-Speicher ans Gebäude), $x_4(t) = T_{\text{Innen}}(t)$ die resultierende Raumlufthtemperatur. $x_7(t) = x_8(t) = 0$, da kein Wandheizsystem vorhanden ist.

NB 2 – Thermischer Komfort: Stellt sicher, dass die Raumlufthtemperatur $T_{\text{Innen}}(t)$ zu jedem Zeitschritt innerhalb des thermischen Komfortbands gehalten wird. Anstelle harter Grenzen werden hierbei Slack-Variablen $s_{T,\text{max}}(t)$, $s_{T,\text{min}}(t) \geq 0$ eingesetzt, um Unlösbarkeiten bei Extremwetterlagen zu vermeiden. Unterschreitungen der Minimaltemperatur $T_{\text{min}} = 20^\circ\text{C}$ sowie Überschreitungen der Maximaltemperatur $T_{\text{max}} = 23^\circ\text{C}$ werden durch einen Strafkoeffizienten M in der Zielfunktion penalisiert:

$$T_{\text{Innen}}(t) + s_{T,\text{min}}(t) \geq T_{\text{min}} \quad \forall t \quad (2.19)$$

$$T_{\text{Innen}}(t) - s_{T,\text{max}}(t) \leq T_{\text{max}} \quad \forall t \quad (2.20)$$

NB 3 – Heizstab: Der Heizstab wird an den aktuellen Betriebsmodus der WP gekoppelt. Dadurch wird sichergestellt, dass der Heizstab im RH-Betrieb ausschließlich Raumwärme und im TWW-Betrieb ausschließlich Warmwasser erzeugt. Entsprechend ist die Heizstab-Wärmeleistung durch die Nennleistung $\dot{Q}_{\text{HS,nom}}$ begrenzt und zusätzlich binär an $u(t)$ gekoppelt:

$$\dot{Q}_{\text{HS,RH}}(t) \leq \dot{Q}_{\text{HS,nom}} \cdot (1 - u(t)) \quad \forall t \quad (2.21)$$

$$\dot{Q}_{\text{HS,TWW}}(t) \leq \dot{Q}_{\text{HS,nom}} \cdot u(t) \quad \forall t \quad (2.22)$$

NB 4 – Wärmepumpe: Die WP kann pro Zeitschritt entweder RH oder TWW versorgen, nicht beides gleichzeitig. Die Binärvariable $u(t) = 1$ aktiviert den TWW-Modus und sperrt den RH-Ast vollständig und umgekehrt:

$$\dot{Q}_{\text{WP,RH}}(t) \leq \dot{Q}_{\text{max,WP}}(t) \cdot (1 - u(t)) \quad \forall t \quad (2.23)$$

$$\dot{Q}_{\text{WP,TWW}}(t) \leq \dot{Q}_{\text{max,WP}}(t) \cdot u(t) \quad \forall t \quad (2.24)$$

Der Wert $\dot{Q}_{\text{max,WP}}(t)$ ist die zeitvariable Maximalleistung der WP.

NB 5 – RH-Speicherbilanz:

$$E_{\text{Sp,RH}}(t) = E_{\text{Sp,RH}}(t-1) + \left[\dot{Q}_{\text{WP,RH}}(t) + \dot{Q}_{\text{HS,RH}}(t) - \dot{Q}_{\text{RH}}(t) - k_A \cdot \left(\frac{E_{\text{Sp,RH}}(t)}{C_{\text{Sp,RH}}} - T_{\text{Innen}}(t) \right) \right] \cdot \Delta t \quad (2.25)$$

wobei der letzte Term in der eckigen Klammer die thermischen Speicherverluste an die umgebende Raumlufthtemperatur abbildet. $\dot{Q}_{\text{RH}}(t)$ ist der aus NB 1 resultierende Heizwärmestrom an das Gebäude.

NB 6 – RH-Speicher-Temperaturgrenzen: Der RH-Pufferspeicher soll mindestens auf der aktuellen Vorlauftemperatur geladen sein, damit die WP das Heizsystem jederzeit versorgen kann. Diese Mindestanforderung greift analog zu Fischer et al. [43] nur während der Heizperiode, welche als Unterschreitung der gleitenden 72-Stunden-Mitteltemperatur der Außenluft ($\bar{T}_{\text{außen},72h}$) unter die Heizgrenztemperatur (T_{HG}) von 15 °C definiert wird:

$$E_{\text{Sp,RH}}(t) + s_{\text{RH,min}}(t) \geq C_{\text{Sp,RH}} \cdot T_{\text{VL}}(T_{\text{außen}}(t)) \cdot \mathbb{1}_{\{\bar{T}_{\text{außen},72h} < T_{\text{HG}}\}} \quad \forall t \quad (2.26)$$

$$E_{\text{Sp,RH}}(t) \leq C_{\text{Sp,RH}} \cdot T_{\text{Sp,max}} \quad \forall t \quad (2.27)$$

NB 7 – TWW-Speicherbilanz: Analoge Energiebilanz für den TWW-Speicher. Anstelle des regelbaren Wärmestroms $\dot{Q}_{\text{RH}}(t)$ tritt das exogene TWW-Profil $\dot{Q}_{\text{TWW}}(t)$:

$$E_{\text{Sp,TWW}}(t) = E_{\text{Sp,TWW}}(t-1) + \left[\dot{Q}_{\text{WP,TWW}}(t) + \dot{Q}_{\text{HS,TWW}}(t) - \dot{Q}_{\text{TWW}}(t) + s_{\text{TWW,Kürzung}}(t) - k_A \cdot \left(\frac{E_{\text{Sp,TWW}}(t)}{C_{\text{Sp,TWW}}} - T_{\text{Innen}}(t) \right) \right] \cdot \Delta t \quad (2.28)$$

NB 8 – TWW-Speicher-Temperaturgrenzen: Der TWW-Speicher muss stets zwischen der Untergrenze $T_{\text{TWW,min}}$ und dem technischen Maximalwert $T_{\text{Sp,max}}$ gehalten werden:

$$E_{\text{Sp,TWW}}(t) + s_{\text{TWW,min}}(t) \geq C_{\text{Sp,TWW}} \cdot T_{\text{TWW,min}} \quad \forall t \quad (2.29)$$

$$E_{\text{Sp,TWW}}(t) \leq C_{\text{Sp,TWW}} \cdot T_{\text{Sp,max}} \quad \forall t \quad (2.30)$$

NB 9 – Heizkreis: Physikalisch kann das Heizsystem nur dann Wärme an den Raum abgeben, wenn der Pufferspeicher wärmer ist als die Raumluft ($T_{\text{Sp,RH}}(t) \geq T_{\text{Innen}}(t)$). Ohne explizite Modellierung dieser Bedingung würden thermodynamisch unmögliche Zustände eintreten. Um dies zu verhindern, wird eine binäre Variable $u_{\text{pumpe}}(t) \in \{0, 1\}$ eingeführt:

$$\dot{Q}_{\text{RH}}(t) \leq \dot{Q}_{\text{pumpe,max}} \cdot u_{\text{pumpe}}(t) \quad \forall t \quad (2.31)$$

$$\frac{E_{\text{Sp,RH}}(t)}{C_{\text{Sp,RH}}} - T_{\text{Innen}}(t) + 273,15 \text{ K} \geq -M_{\text{TH}} \cdot (1 - u_{\text{pumpe}}(t)) \quad \forall t \quad (2.32)$$

mit dem Big-M-Wert M_{TH} für die maximale erwartete Temperaturdifferenz. Wenn $u_{\text{pumpe}}(t) = 0$: $\dot{Q}_{\text{RH}}(t) = 0$ (Heizung aus) und der Speicher darf kühler als die Raumluft sein. Wenn $u_{\text{pumpe}}(t) = 1$: Heizung darf laufen und $T_{\text{Sp,RH}}(t) \geq T_{\text{Innen}}(t)$ ist erzwungen.

NB 10 – Heizkreispumpen-Obergrenze: Die hydraulische Infrastruktur wie die Umwälzpumpe wird auf die Norm-Heizlast $\dot{Q}_{\text{HL,nom}}$ des Gebäudes dimensioniert. Die obere Grenze der Wärmeübergabeleistung ergibt sich zu:

$$\dot{Q}_{\text{RH}}(t) \leq \dot{Q}_{\text{pumpe,max}} = f_{\text{pumpe}} \cdot \dot{Q}_{\text{HL,nom}} \quad \forall t \quad (2.33)$$

mit dem Auslegungsfaktor f_{pumpe} . Hierfür wird ein Wert von 1,5 angenommen. Diese Begrenzung verhindert insbesondere bei dynamischen Tarifen unrealistisch hohe Entleervorgänge des Pufferspeichers in einzelnen Intervallen.

Gegenüber dem regelbasierten Simulationsmodell von Fischer et al. [43] werden die technischen Mindestlaufzeit (6 min) und Mindestpausezeit (3 min) der WP im vorliegenden MPC-Modell nicht als explizite Nebenbedingungen abgebildet. Da die Zeitschrittgröße der Optimierung mit $\Delta t = 15$ min deutlich über diesen Grenzen liegt, ist jeder Zeitschritt implizit einem vollständigen Lauf- oder Ruhezustand gleichzusetzen. Daher ist eine separate Modellierung nicht erforderlich.

Das vollständige MILP-Problem lässt sich abschließend kompakt zusammenfassen als:

$$\begin{aligned}
 \min_{\Theta} \sum_{t=0}^{T_{\text{hor}}-1} & \left(\left[\frac{\dot{Q}_{\text{WP,RH}}(t)}{COP_{\text{RH}}(t)} + \frac{\dot{Q}_{\text{WP,TWW}}(t)}{COP_{\text{TWW}}(t)} + \frac{\dot{Q}_{\text{HS,RH}}(t) + \dot{Q}_{\text{HS,TWW}}(t)}{\eta_{\text{HS}}} \right] \cdot p_{\text{el}}(t) \cdot \frac{\Delta t}{3,6 \cdot 10^6 \text{ J kW}^{-1} \text{ h}} \right. \\
 & + M(s_{T,\text{max}}(t) + s_{T,\text{min}}(t)) + M_{\text{RH}} \frac{s_{\text{RH,min}}(t)}{C_{\text{Sp,RH}}} \\
 & \left. + M_{\text{TWW}} \frac{s_{\text{TWW,min}}(t)}{C_{\text{Sp,TWW}}} + M_{\text{Kürzung}} \frac{s_{\text{TWW,Kürzung}}(t) \cdot \Delta t}{C_{\text{Sp,TWW}}} \right) \\
 \text{s. t.} \\
 \text{(NB1)} \quad & \mathbf{A}(t) \mathbf{x}(t) = \mathbf{b}(t), \quad \dot{Q}_{\text{RH}}(t) \geq 0, \quad x_7(t) = x_8(t) = 0 \quad \forall t \\
 \text{(NB2)} \quad & T_{\text{min}} - s_{T,\text{min}}(t) \leq T_{\text{Innen}}(t) \leq T_{\text{max}} + s_{T,\text{max}}(t) \quad \forall t \\
 \text{(NB3)} \quad & \dot{Q}_{\text{HS,RH}}(t) \leq \dot{Q}_{\text{HS,nom}}(1 - u(t)), \quad \dot{Q}_{\text{HS,TWW}}(t) \leq \dot{Q}_{\text{HS,nom}} u(t) \quad \forall t \\
 \text{(NB4)} \quad & \dot{Q}_{\text{WP,RH}}(t) \leq \dot{Q}_{\text{max,WP}}(t)(1 - u(t)), \quad \dot{Q}_{\text{WP,TWW}}(t) \leq \dot{Q}_{\text{max,WP}}(t) u(t) \quad \forall t \\
 \text{(NB5)} \quad & E_{\text{Sp,RH}}(t) = E_{\text{Sp,RH}}(t-1) \\
 & + \left[\dot{Q}_{\text{WP,RH}}(t) + \dot{Q}_{\text{HS,RH}}(t) - \dot{Q}_{\text{RH}}(t) - k_A \left(\frac{E_{\text{Sp,RH}}(t)}{C_{\text{Sp,RH}}} - T_{\text{Innen}}(t) \right) \right] \Delta t \quad \forall t \\
 \text{(NB6)} \quad & C_{\text{Sp,RH}} T_{\text{VL}}(T_{\text{außen}}(t)) \mathbb{1}_{\{\bar{T}_{\text{außen},72h} < T_{\text{HG}}\}} - s_{\text{RH,min}}(t) \\
 & \leq E_{\text{Sp,RH}}(t) \leq C_{\text{Sp,RH}} T_{\text{Sp,max}} \quad \forall t \\
 \text{(NB7)} \quad & E_{\text{Sp,TWW}}(t) = E_{\text{Sp,TWW}}(t-1) + \left[\dot{Q}_{\text{WP,TWW}}(t) + \dot{Q}_{\text{HS,TWW}}(t) - \dot{Q}_{\text{TWW}}(t) \right. \\
 & \left. + s_{\text{TWW,Kürzung}}(t) - k_A \left(\frac{E_{\text{Sp,TWW}}(t)}{C_{\text{Sp,TWW}}} - T_{\text{Innen}}(t) \right) \right] \Delta t \quad \forall t \\
 \text{(NB8)} \quad & C_{\text{Sp,TWW}} T_{\text{TWW,min}} - s_{\text{TWW,min}}(t) \leq E_{\text{Sp,TWW}}(t) \leq C_{\text{Sp,TWW}} T_{\text{Sp,max}} \quad \forall t \\
 \text{(NB9)} \quad & \dot{Q}_{\text{RH}}(t) \leq \dot{Q}_{\text{Pumpe,max}} \cdot u_{\text{Pumpe}}(t), \\
 & \frac{E_{\text{Sp,RH}}(t)}{C_{\text{Sp,RH}}} - T_{\text{Innen}}(t) + 273,15 \text{ K} \geq -M_{\text{TH}}(1 - u_{\text{Pumpe}}(t)) \quad \forall t \\
 \text{(NB10)} \quad & \dot{Q}_{\text{RH}}(t) \leq \dot{Q}_{\text{Pumpe,max}} \quad \forall t
 \end{aligned}
 \tag{2.34}$$

wobei Θ die Menge der Optimierungsvariablen darstellt:

$$\Theta = \left\{ \dot{Q}_{\text{WP,RH}}(t), \dot{Q}_{\text{WP,TWW}}(t), \dot{Q}_{\text{HS,RH}}(t), \dot{Q}_{\text{HS,TWW}}(t), u(t), \mathbf{x}(t), u_{\text{Pumpe}}(t), \right. \\
 \left. E_{\text{Sp,RH}}(t), E_{\text{Sp,TWW}}(t), s_{T,\text{max}}(t), s_{T,\text{min}}(t), s_{\text{RH,min}}(t), s_{\text{TWW,min}}(t), s_{\text{TWW,Kürzung}}(t) \right\}_{t=0}^{T_{\text{hor}}-1}$$

2.2.4 MPC-Optimierung

Das in Gleichung (2.34) formulierte MILP wird nicht als zusammenhängendes Problem über das gesamte Simulationsjahr gelöst, sondern als MPC mit einem rollenden Horizont iterativ abgearbeitet. Der Prädiktionshorizont beträgt $T_{\text{hor}} = 192$ Zeitschritte (entspricht 48 h bei $\Delta t = 15$ min). Dieser Ansatz bietet gleich zwei Vorteile: Es verringert die Rechenzeit im Vergleich zur Ausführung eines einzigen Optimierungsproblems mit perfekter Voraussicht und es spiegelt die Realität, in der die Eingangsparameter nicht bereits über das ganze Jahr bekannt sind, besser wider. Pro Iteration wird das Fenster um einen Vorschrift von $d = 96$ Zeitschritten (24 h) vorgerückt, wobei stets nur die optimale Lösung dieses Vorschrifts in die finale Simulation übernommen wird.

Zur Gewährleistung der Konsistenz über die Zeitschrittgrenzen hinweg werden die Systemzustände am Ende eines Vorschriffs extrahiert. Die resultierende Raumlufttemperatur sowie die aktuellen Energieinhalte der Pufferspeicher dienen als Initialzustände der Folgeiteration. Innerhalb eines Fensters wird dabei perfekte Vorausschau auf exogene Eingangsdaten (Temperatur, Solarstrahlung, Strompreise) angenommen. Da jedes der 221 betrachteten Einfamilienhäuser im Referenznetz ein individuelles TWW-Profil erhält (vgl. Abschnitt 2.1.4), verbietet sich eine Vereinfachung durch Zusammenfassung der Gebäude. Für alle 221 Anlagen wird für die anschließende Netzsimulation daher ein individuelles Optimierungsproblem aufgestellt und gelöst.

Zur Lösung der Optimierungsprobleme wird der Solver Gurobi [46] eingesetzt. Die Lösungsgenauigkeit (MIP-Gap) ist auf 2 % festgelegt, um ein effizientes Verhältnis zwischen Ergebnisqualität und Berechnungsdauer sicherzustellen. Da die Gebäudeoptimierungen auf lokaler Netzebene nicht miteinander gekoppelt sind, ist das Problem trivial parallelisierbar. Ein vollständiges Szenario mit allen dezentralen Akteuren lässt sich dadurch auf moderner Hardware parallelisiert im Zeitraum von ca. 1 Stunde evaluieren.

2.3 Netzsimulation

2.3.1 Lastflussberechnungen

Der zweite methodische Schritt ist die Netzsimulation (vgl. Bild 2.1). Die im vorangegangenen Schritt erzeugten, preisoptimierten WP-Lastprofile, werden mit elektrischen Grundlastprofilen ergänzt und als kombinierte Lastprofile auf das Netz angewendet. Dadurch lässt sich quantifizieren, welche Konsequenzen ein preisoptimierter WP-Betrieb für die lokale Netz-Infrastruktur hat.

Als Berechnungsbasis für die Netzsimulation wird das Python-Framework Pandapower eingesetzt, das den Newton-Raphson-Algorithmus für Wechselstrom-Lastflussberechnungen verwendet [14]. Das bereitgestellte Referenznetz der Stromnetz Berlin GmbH liegt in diesem Format vor, so dass im Sinne der Kontinuität und Zusammenarbeit das Tool verwendet wird und keine Alternativen verglichen werden. Pro 15 min-Zeitschritt wird ein stationärer Lastfluss berechnet, um das Verhalten des Verteilnetzes im gesamten Jahresgang zu evaluieren.

Die an einem Netzknoten für Einfamilienhäuser i anliegende Gesamtwirkleistung $P_{\text{ges},i}(t)$ berechnet sich superponiert aus zwei Komponenten:

$$P_{\text{ges},i}(t) = H_i(t) + \mathbb{1}_{i \in \mathcal{W}} \cdot P_{\text{el},i}(t) \quad (2.35)$$

Die elektrische Haushaltsgrundlast $H_i(t)$ entstammt dem zugeteilten Lastprofil (vgl. Abschnitt 2.1.4). Die Indikatorfunktion $\mathbb{1}_{i \in \mathcal{W}}$ aktiviert das spezifisch berechnete MPC-Lastprofil $P_{\text{el},i}(t)$, sofern der Knoten i zur probabilistisch gezogenen Menge $\mathcal{W}$ der Wärmepumpenbesitzer gehört. Basierend auf anderen Studien in der Literatur werden die Lasten als reine Wirklasten unter Vernachlässigung der Blindleistungskomponente modelliert [15], [43].

Da die exakte Verteilung zukünftiger WP im Referenznetz unbekannt ist, wird ihre Platzierung im Rahmen einer Monte-Carlo-Simulation angelehnt an [15] stochastisch modelliert: Um statistische Verzerrungen (wie eine rein zufällige Überkonzentration von Anlagen an einem singulären, schwachdimensionierten Leitungsstrang) zu vermeiden, werden die Netzsimulationen mehrfach mit unterschiedlicher Verteilung wiederholt.

In jedem der insgesamt 64 Simulationsdurchläufe wird eine probabilistische Teilmenge $\mathcal{W}$ aus den 221 EFH-Knoten gezogen, deren Gesamtumfang dem Anteil an WP für das entsprechende Szenario entspricht. Die Wahl einer Anzahl von 64 Iterationen basiert dabei auf [15], wo eine Iterationszahl

von 50 gewählt wird. Da sich auf der zur Verfügung stehenden Hardware die Laufzeit von 50 und 64 Iterationen bei parallelisierter Ausführung sich praktisch nicht unterscheidet, wird die Anzahl auf 64 erhöht, um so eine noch höhere Belastbarkeit der Ergebnisse zu erzielen. Zur Sicherstellung der belastbaren Vergleichbarkeit zwischen verschiedenen Tarifszenarien wird zudem die stochastische Vergabe über eine 64×221 Zuweisungsmatrix fixiert. Als Beispiel: Ein Szenariolauf mit 44,3 % WP-Anteil verfügt in Iteration i stets über exakt dieselben WP-Standorte wie ein Szenario mit nur 5,4 %, lediglich erweitert um die zusätzlichen Haushalte. Netzeffekte lassen sich durch diesen Ansatz trennscharf auf Preisstrukturen oder Durchdringungsaspekte zurückführen, ohne durch abweichende Verteilungen statistisch verfälscht zu werden.

2.3.2 Thermisches Transformatorenmodell

Um neben den statischen Belastungsgrenzen auch die zeitlich aufgelösten thermischen Effekte in den Verteilnetzen zu erfassen, wird die Netzsimulation um ein thermisches Transformatorenmodell erweitert. Hierzu kommt die in Python implementierte Open-Source-Bibliothek `Transformer Thermal Model` zum Einsatz, welche auf Basis der Netzsimulationsergebnisse die Temperaturentwicklung im Inneren des Transformators berechnet [48].

Da nur generische Netzdaten vorliegen, werden notwendige Auslegungsparameter des thermischen Modells für den Transformator abgeleitet. Hierbei werden die lastabhängigen Kupferverluste über die Nennscheinleistung und die Kurzschlussspannung approximiert. Für die lastunabhängigen Eisenverluste werden die generischen Leerlaufverluste der `pandapower`-Daten herangezogen. Es wird ferner ein konventionelles Isolationsmaterial (*Normal Paper Insulation*) für die Wicklungen angenommen.

Da Ortsnetztransformatoren nicht immer als Freiluftanlagen, sondern in geschlossenen Kompaktstationen untergebracht sein können, wird der stündlich variierenden Außentemperatur des Wetterprofils zusätzlich ein statischer Temperaturaufschlag von 10 K hinzugefügt. Dies berücksichtigt die aus der internen Verlustleistung resultierende Aufheizung des Stationsinnenraumes und stellt sicher, dass die thermische Belastung im Modell nicht unterschätzt wird.

3 Szenario-Analyse

Nachdem im vorangegangenen Kapitel die Modellierung detailliert hergeleitet wurde, widmet sich dieses Kapitel der Beantwortung der formulierten Forschungsfragen. Hierzu werden zunächst in Abschnitt 3.1 die verwendeten Bewertungsindikatoren eingeführt, anhand derer die Auswirkungen der intelligenten Wärmepumpensteuerung auf das lokale Verteilnetz und die Endkunden quantifiziert werden. Daran anschließend erfolgt in Abschnitt 3.2 die detaillierte Definition der evaluierten Zukunftsszenarien.

3.1 Bewertungsindikatoren

Zur strukturierten Quantifizierung der Netzauswirkungen sowie zur Beurteilung der Kosten für die Endkunden werden in der Auswertung die nachfolgenden Indikatoren betrachtet. Die verwendeten Indikatoren leiten sich dabei aus der Literaturrecherche ab (siehe Tabelle 1.1).

Betriebsmittelauslastung Im Fokus dieses Indikators steht die Analyse der thermischen Belastung von elektrischen Komponenten wie Transformatoren und Leitungen im Niederspannungsnetz. Als kritisch wird eine Auslastung erachtet, die 100 % der thermischen Nennstromtragfähigkeit beziehungsweise der Nennscheinleistung eines Betriebsmittels übersteigt. Wenn Überlastungen auftreten, wird zusätzlich die kumulierte Dauer solcher Überlastsituationen für das Kalenderjahr quantifiziert.

Für den Transformator gilt zudem, dass neben der relativen Auslastung die temperaturbedingte Degradation des Isolationsmaterials einen tiefergehenden Bewertungsindikator darstellt. Wie die Literatur zeigt, führt eine kurzfristige Nennwertüberschreitung nicht zwangsläufig zum sofortigen Transformatorausfall, sondern resultiert in einem Anstieg der Heißpunkt-Temperatur der Wicklungen. Dieser thermische Stress beschleunigt jedoch das Altern des Isolationspapiers nachhaltig [49], [50].

Der Grad dieser Materialermüdung wird in der Literatur in Alterungsraten angegeben, welche auf Modellen der Standards IEC 60076-7 sowie IEEE C57.91 basieren [50]. Diese Normen bewerten das Ausmaß, in welchem die Alterungsrate bei Unterschreitung einer definierten Referenztemperatur (abhängig vom Papiertyp) verlangsamt, oder bei deren Überschreitung drastisch beschleunigt wird.

Um dieses Verhalten in der vorliegenden Evaluation quantitativ greifbar zu machen, dient der Indikator Trafoalterung, der in verbrauchten Tagen der Lebensdauer pro Betriebsjahr gemessen wird. Arbeitet ein Transformator exakt und konstant an seiner thermischen Auslegungsgrenze, so liegt die Alterungsrate theoretisch bei 1,0. Verstreicht demnach ein volles Betriebsjahr unter normativ idealen Temperatur- und Lastbedingungen, verschleißt der Transformator exakt um 365 Tage/a.

Netzspannungsqualität Gemäß der Norm DIN EN 50160 [13] darf die Spannung im Niederspannungsnetz ein definiertes Toleranzband nicht dauerhaft verlassen. Spezifisch müssen die Spannungen an den Knotenpunkten zu 95 % der Zeit im Intervall von $\pm 10\%$ um die Netz-Nennspannung U_n verbleiben. Hinsichtlich dieses Spannungsbandes werden die absoluten Minimalspannungen im Referenznetz zur Identifikation kritischer Netzknoten evaluiert. Wenn Überlastungen auftreten, wird zusätzlich die kumulierte Dauer solcher Überlastsituationen für das Kalenderjahr quantifiziert. Maximale Spannungen sind nicht zu betrachten, da keine Leistungseinspeisung ins Netz erfolgt.

Jahreshöchstlast (Netzbezug) Die maximale summierte Bezugsleistung am Übergabepunkt zum Mittelspannungsnetz wird ebenfalls quantifiziert. Sie erlaubt auf einer übergeordneten Betrachtungsebene direkte Rückschlüsse über die Gleichzeitigkeit des Wärmepumpenbetriebs sowie die daraus resultierenden Spitzen für das vorgelagerte Stromnetz.

Wirtschaftlichkeit (Kundensicht) Um die Anreizwirkung und die Akzeptanz der Tarifmodelle aus Sicht der dezentralen Anschlussnehmer zu bewerten, werden die resultierenden Strombezugskosten pro Haushalt ausgewertet. Dieser Indikator dient dazu, die finanzielle Attraktivität der netz- und marktdienlichen Flexibilitätsbereitstellung für Endkunden quantifizierbar zu machen.

Jahresarbeitszahl (JAZ) Die JAZ beschreibt die mittlere thermische Effizienz des Gesamtsystems aus WP und elektrischem Heizstab über das gesamte Betriebsjahr [51]:

$$JAZ = \frac{\sum_t (\dot{Q}_{WP,RH}(t) + \dot{Q}_{WP,TWW}(t) + \dot{Q}_{HS,RH}(t) + \dot{Q}_{HS,TWW}(t)) \cdot \Delta t}{\sum_t P_{el}(t) \cdot \Delta t} \quad (3.1)$$

In der preisoptimierten Betriebsführung kann die JAZ sich geringfügig zwischen den Szenarien unterscheiden, da Lasten zeitlich verlagert werden und der COP daher abweichen kann (vgl. Bild 4.7).

3.2 Definition der Szenarien

Um die Forschungsfragen (vgl. Abschnitt 1.4) isoliert betrachten zu können, werden fünf Szenarien definiert. Diese basieren auf folgender Vereinfachung: Während die Netztopologie und die berücksichtigten Wetterdaten in allen Szenarien konstant gehalten werden, variiert der WP-Anteil auf Basis der Zukunftsszenarien (vgl. Abschnitt 2.1.5) und die Zusammensetzung des Stromtarifs (vgl. Abschnitt 2.1.2). Grundsätzlich lassen sich die Szenarien in zwei Zeiträume unterteilen: den Status Quo (2025) und das Prognosejahr (2035).

Die definierten Szenarien werden in Tabelle 3.1 zusammengefasst.

Tabelle 3.1 Übersicht der untersuchten Szenarien.

Szenario	WP-Anteil	Stromtarif
2025 - Status Quo	5,4 % (Ist-Stand, korr.)	Statischer Stromtarif mit statischem Netzentgelt
2035 - Referenzentwicklung	44,3 % (Prognose, korr.)	Statischer Stromtarif mit statischem Netzentgelt
2035 - Nur zeitvariable Netzentgelte	44,3 % (Prognose, korr.)	Statischer Stromtarif mit zeitvariablem Netzentgelt
2035 - Nur dynamische Stromtarife	44,3 % (Prognose, korr.)	Dynamischer Stromtarif mit statischem Netzentgelt
2035 - Kombination der Preissignale	44,3 % (Prognose, korr.)	Dynamischer Stromtarif mit zeitvariablem Netzentgelt

Die einzelnen Szenarien werden im Folgenden beschrieben:

- **2025 - Status Quo:** Dieses Szenario bildet den gegenwärtigen Netzzustand ab und dient als grundlegende Referenzbasis für alle weiteren Betrachtungen. Es wird ein WP-Anteil von 5,4 % angenommen, was dem korrigierten Ariadne-Anteil für dezentrale Versorgungsgebiete (ohne Fernwärme) im Jahr 2025 nach dem Technologiemic-Szenario entspricht (vgl. Abschnitt 2.1.5). Auf der Kostenseite kommen ausschließlich statische Tarife zur Anwendung; sowohl die Energiebeschaffungskomponente als auch die Netzentgelte sind zeitlich konstant.
- **2035 - Referenzentwicklung:** Dieses Szenario projiziert den Status Quo in das Prognosejahr 2035, ohne dass neue, flexibilisierende Preismechanismen greifen. Der WP-Anteil steigt hierbei signifikant auf 44,3 % an (korrigierter Ariadne-Wert ohne Fernwärme, Technologiemic). Die Tarifstruktur bleibt jedoch analog zum Status Quo vollständig statisch. Dieses Szenario dient dazu, den reinen physischen Einfluss des Lastzuwachses auf die Netzinfrastruktur zu isolieren und beantwortet somit die erste Teilforschungsfrage. Es bildet die quantitative Vergleichsbasis zur Bewertung der nachfolgenden Flexibilisierungsmaßnahmen.
- **2035 - Nur zeitvariable Netzentgelte:** In diesem Szenario wird die isolierte Wirkung des regulatorischen Eingriffs gemäß der Ausgestaltung des § 14a EnWG untersucht (Beantwortung der zweiten Teilforschungsfrage). Bei einem identischen WP-Anteil von 44,3 % setzt sich das Preissignal aus einer statischen Energiebeschaffungskomponente und einem zeitvariablen Netzentgelt zusammen.
- **2035 - Nur dynamische Stromtarife:** Zur Untersuchung der isolierten Wirkung marktbasierter Anreize (Teilforschungsfragen 2 und 3) wird in diesem Szenario ein Tarifmodell verwendet, das aus einem statischen Netzentgelt und einer dynamischen Energiebeschaffungskomponente besteht. Letztere bildet die stündlichen Großhandelspreise des Day-Ahead-Marktes ab. Ziel dieses Szenarios ist es, zu analysieren, ob der rein ökonomische Anreiz zur Lastverschiebung in Zeiten niedriger Börsenstrompreise zu synchronisierten Lastspitzen und damit potenziell zu neuen Überlastungssituationen im lokalen Verteilnetz führt.
- **2035 - Kombination der Preissignale:** Das finale Zielszenario führt die Überlagerung beider Preissignale zusammen. Der simulierte Gesamttarif ist dynamisch und kombiniert die Preisvolatilität des Börsenstrommarktes mit den lokalen Steuerungsanreizen der variablen Netzentgelte. Durch dieses Szenario wird die vierte Teilforschungsfrage adressiert, indem evaluiert wird, inwieweit das Zusammenspiel der Preissignale bestehende Zielkonflikte zwischen Marktdienlichkeit und Netzdienlichkeit kompensieren und zu einer robusteren Netzbetriebsführung bei einem WP-Anteil von 44,3 % beitragen kann.

4 Ergebnisse

Dieses Kapitel präsentiert und bewertet die Simulationsergebnisse. Zunächst werden in Abschnitt 4.1 die Ergebnisse am Beispiel eines repräsentativen Einzelgebäudes illustriert. Auf dieser Basis erfolgt in Abschnitt 4.2 die Untersuchung der fünf Zukunftsszenarien auf Netzebene. Anschließend bewertet Abschnitt 4.3 die wirtschaftlichen Konsequenzen für die Gesamtheit der Anschlussnehmer, bevor in Abschnitt 4.4 Sensitivitätsanalysen die Robustheit der Ergebnisse einordnen.

4.1 Ergebnisse am Beispiel eines Referenzgebäudes

Um die komplexe thermisch-elektrische Wirkungsweise des WP-Betriebs als Resultat der MPC-Optimierung nachvollziehbar zu machen, werden die Auswirkungen der unterschiedlichen Tarifmodelle zunächst anhand eines repräsentativen Einzelgebäudes analysiert.

Als exemplarische Referenz wird ein EFH mit durchschnittlichen Eigenschaften herangezogen. Eine statistische Auswertung der Gebäudedaten qualifiziert diesen Anschlussnehmer aufgrund der median-nahen Parameter als Repräsentanten: Das betrachtete Wohngebäude (Baujahr 1995) befindet sich in unrenoviertem Zustand und verfügt über eine beheizte Wohnfläche von ca. 82 m². Auf Basis dieser Fläche wird eine Haushaltsgröße von 3 Personen abgeleitet. Das zugeordnete TWW-Profil weist einen jährlichen TWW-Bedarf von ca. 7461 kWh_{th} auf, während das zugeordnete elektrische Grundlastprofil einen jährlichen elektrischen Bedarf von ca. 6379 kWh_{el} aufweist. Es gilt zu beachten, dass dieser Wert nicht den elektrischen Bedarf für die WP beinhaltet.

Die Normheizlast des Gebäudes liegt bei ca. 11,0 kW_{th}. Die installierte Wärmepumpentechnik wird hiervon ausgehend dimensioniert: Die thermische Nennleistung der WP liegt bei 11,6 kW_{th}. Ferner ist das System mit einem elektrischen Heizstab mit einer Nennleistung von 7,7 kW_{th} ausgestattet. Es gilt zu beachten, dass die WP aufgrund der Temperaturabhängigkeit der Maximalleistung bei der Normaußentemperatur nur eine Leistung von 3,3 kW_{th} bereitstellen kann. In Summe mit dem Heizstab ergibt sich eine Leistung von 11,0 kW_{th} in Höhe der zuvor genannten Normheizlast. Die resultierende Anlagentechnik verzeichnet einen thermischen Heizungspufferspeicher mit $V_{RH} = 181$ L sowie einen Trinkwarmwasserspeicher von berechneten $V = 143$ L. Die errechnete JAZ des Systems liegt im Fall des statischen Tarifs mit statischem Netzentgelt (Tarifmodell des Szenarios 2025 - Status quo) bei 3,50 und im Fall des dynamischen Tarifs mit zeitvariablem Netzentgelt bei 3,47.

Um das thermodynamische und elektrische Verhalten im Detail darzustellen, zeigen Bild 4.1 und Bild 4.2 den Betrieb des WP-Systems an einem ausgewählten Wintertag unter einem dynamischen Tarif mit zeitvariablem Netzentgelt. Die ersten zwei Zeitreihen zeigen die exogenen Einflussfaktoren bestehend aus dem dynamischen Tarif und der Außentemperatur. Die dritte Zeitreihe veranschaulicht die Reaktion des thermischen Gebäudemodells: Die Innentemperatur wird durch das Modell innerhalb des vorgegebenen Komfortbandes gehalten. Die weiteren Zeitreihen zeigen sowohl das thermische Verhalten als auch die resultierenden elektrischen Lastprofile.

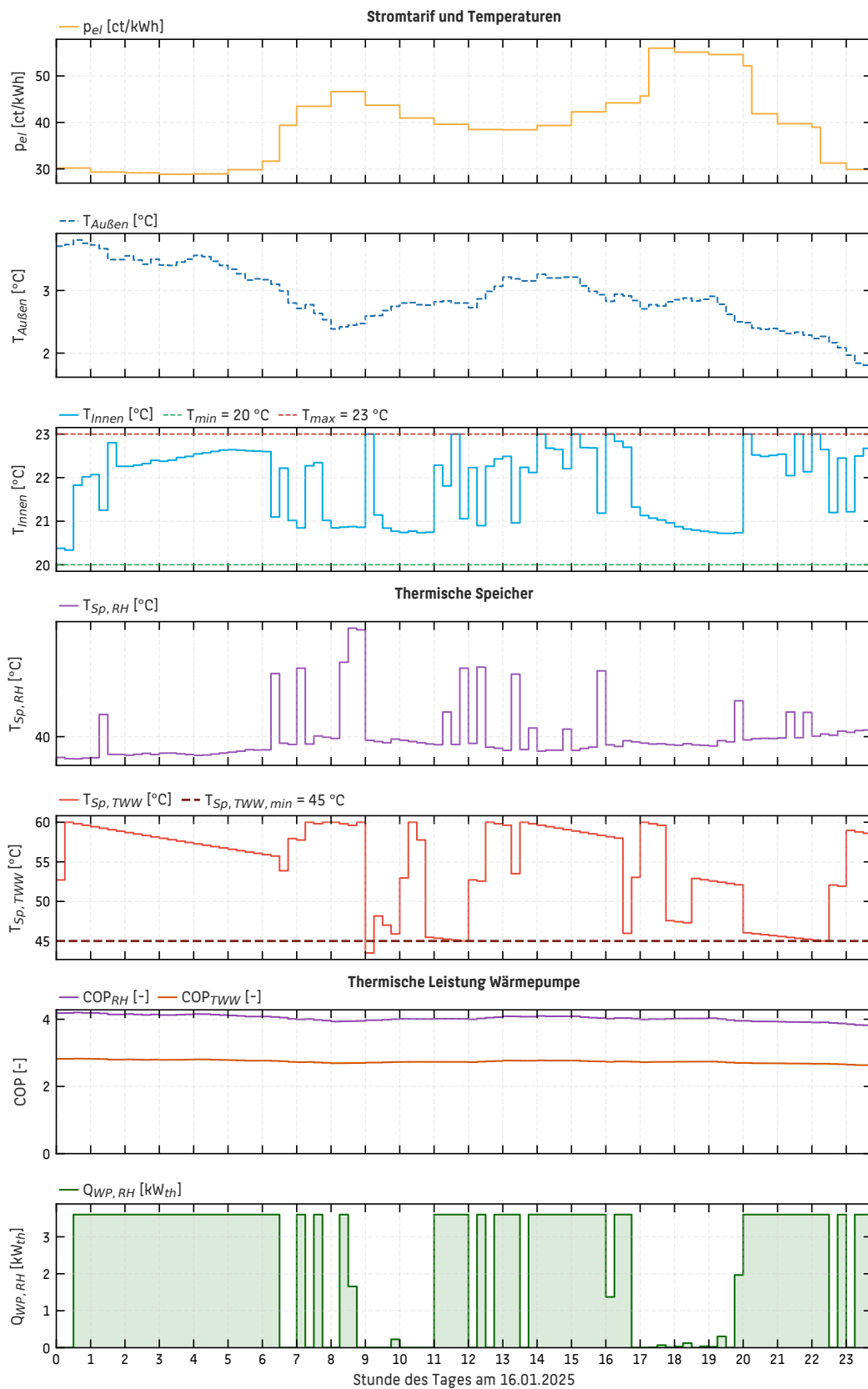


Bild 4.1 Zeitreihen für den WP-Betrieb des Referenzgebäudes an einem beispielhaften Wintertag unter Berücksichtigung eines dynamischen Tarifs mit zeitvariablem Netzentgelt.

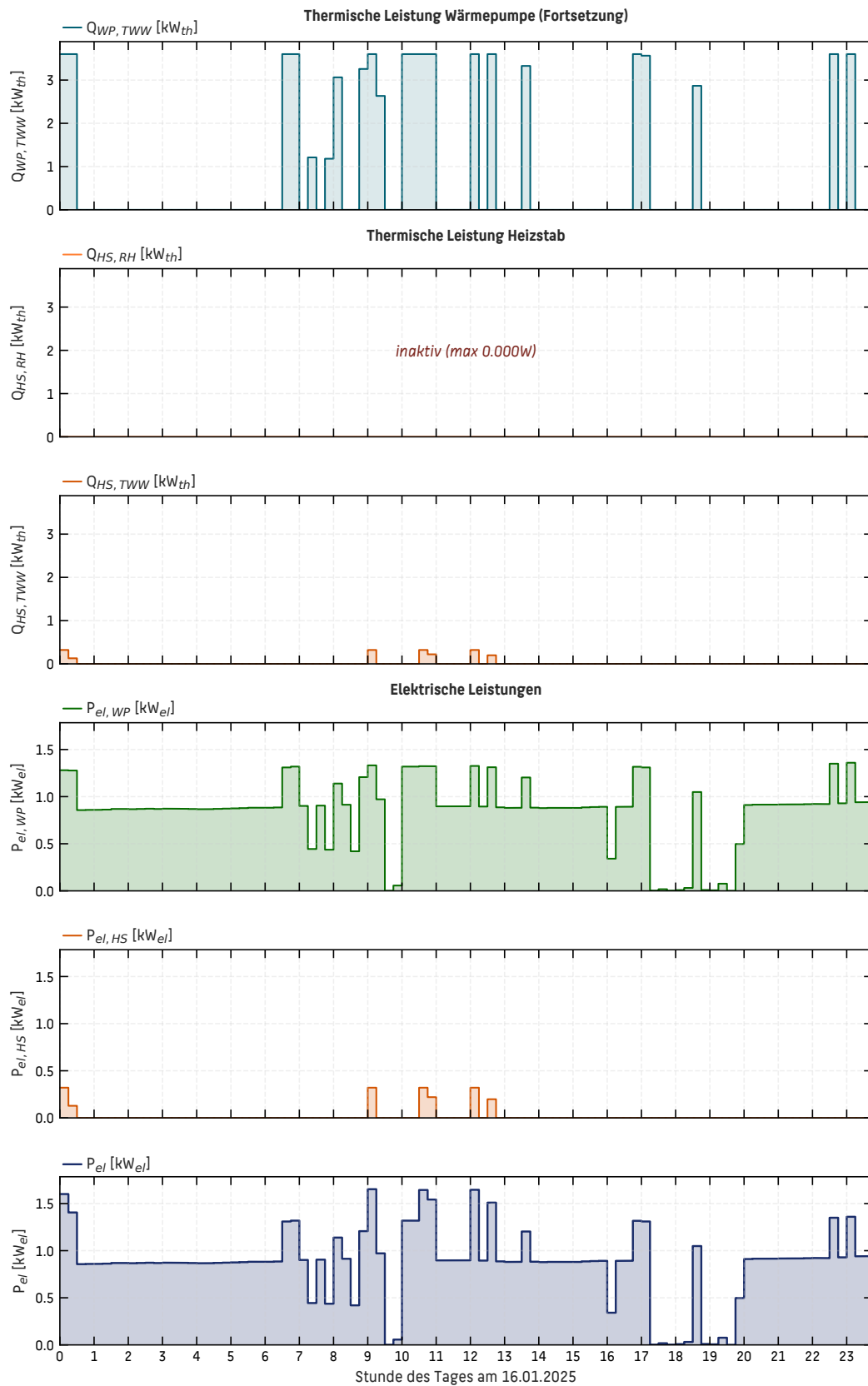


Bild 4.2 Zeitreihen für den WP-Betrieb des Referenzgebäudes an einem beispielhaften Wintertag unter Berücksichtigung eines dynamischen Tarifs mit zeitvariablem Netzentgelt (Fortsetzung).

Um das resultierende Verhalten dieses Einzelgebäudes allgemein zu beurteilen, illustriert Bild 4.3 das durchschnittliche, saisonale Tageslastprofil des kombinierten elektrischen Bedarfs der WP und des Heizstabes. Es zeigt sich unter anderem ein klarer Abfall der elektrischen Bezugsleistung beim Wechsel vom ST-Zeitfenster in das HT-Zeitfenster. Dies zeigt die preisoptimierte Lastverschiebung auf. Der Effekt wird in den durchschnittlichen saisonalen Tageslastprofilen aller Gebäude noch deutlicher (vgl. Abschnitt C.2).

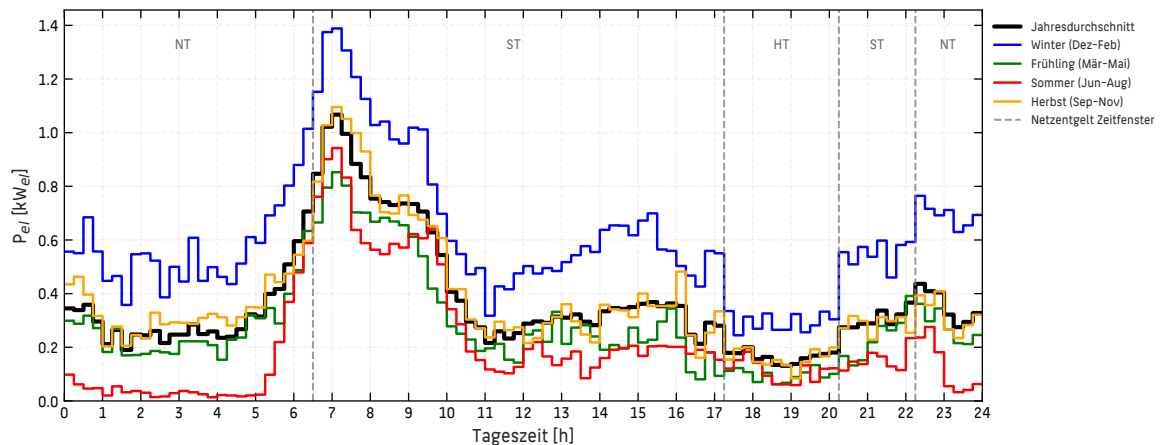


Bild 4.3 Saisonale Auswertung des durchschnittlichen elektrischen Tageslastprofils (Wärmepumpe inkl. Heizstab) für das Referenzgebäude bei dynamischem Tarif mit zeitvariablem Netzentgelt.

In Abschnitt C.1 finden sich Jahreszeitreihen für das Referenzgebäude für alle fünf Szenarien sowie jeweils die dazugehörige saisonale Auswertung der durchschnittlichen elektrischen Tageslastprofile.

4.2 Netzauswirkungen

Die Netzauswirkungen der fünf Szenarien werden anhand der in Abschnitt 3.1 eingeführten Bewertungsindikatoren quantifiziert: der minimalen Systemspannung, der maximalen Leitungsauslastung, der thermischen Alterung des Transformators sowie der Jahreshöchstlast. Da der Simulationslauf unter keinem der untersuchten Szenarien Verletzungen der Netzgrenzwerte produziert, verlagert sich die Analyse von der Untersuchung dieser hin zur Betrachtung der jeweiligen Verteilung der Maximalwerte sowie der Durchschnittswerte. Für jeden Indikator liegen die Ergebnisse aus 64 Monte-Carlo-Iterationen mit unterschiedlicher stochastischer WP-Verteilung im Netz vor (vgl. Abschnitt 2.3).

Hinweis: Die Netzsimulation berechnet alle Bewertungsindikatoren auf Basis der gesamten Knoteneinspeisung, die neben der WP-Last (inkl. Heizstab) auch die haushaltsspezifische elektrische Grundlast umfasst. Letztere wird auf Basis der Haushaltsgröße zugewiesen und bleibt über alle Szenarien konstant; ausschließlich die WP-Last variiert szenariospezifisch.

Die fünf Szenarien werden nachfolgend nach einem einheitlichen Schema analysiert. Wichtig zu beachten ist hier, dass für die Bewertungsindikatoren jeweils der durchschnittliche Wert über alle 64 Monte-Carlo-Iterationen angegeben wird. Bild 4.4 fasst die Ergebnisse zusammen.

- Das Szenario 2025 – *Status Quo* bildet den gegenwärtigen Netzzustand mit einem WP-Anteil von 5,4 % bei einem statischen Tarif mit statischem Netzentgelt ab. Die Jahreshöchstlast beträgt 279 kW_{el}. Die minimale Systemspannung von 0,974 p.u. sowie die maximale Leitungsauslastung von 67,1 % lassen deutliches Potenzial für höheren Verbrauch ohne Überschreitung

der Netzgrenzwerte erkennen. Die thermische Alterung des Transformators beträgt lediglich 0,114 Tage/Jahr.

Schlussfolgerung: Bei einem WP-Anteil von 5,4 % verbleiben alle Netzkomponenten mit deutlichem Abstand zu ihren Betriebsgrenzen. Der gegenwärtige WP-Bestand ist für das Netz unkritisch.

- Das Szenario *2035 – Referenzentwicklung* projiziert den Status Quo in das Jahr 2035 ohne neue Flexibilisierungsanreize: Der WP-Anteil steigt auf 44,3 % bei unverändertem statischen Tarif mit statischem Netzentgelt. Die Jahreshöchstlast erhöht sich auf 360 kW_{el} (+29 % gegenüber Status Quo). Die maximale Leitungsauslastung steigt auf 79,6 %, die minimale Systemspannung sinkt auf 0,967 p.u. und die thermische Alterung des Transformators nimmt auf 0,226 Tage/Jahr zu.
Schlussfolgerung: Trotz der Laststeigerung auf 360 kW_{el} (+29 %) verbleiben alle Betriebsgrößen innerhalb der Grenzwerte. Dies signalisiert, dass das Netz die prognostizierte WP-Durchdringung bei statischen Tarifen mit statischem Netzentgelt ohne weitere Maßnahmen tragen könnte.
- Das Szenario *2035 – Nur zeitvariable Netzentgelte* untersucht die isolierte Wirkung eines statischen Tarifs mit einem zeitvariablen Netzentgelt bei gleichem WP-Anteil von 44,3 %. Die MPC-Optimierung verlagert Lasten gezielt in die Niedertarif-Zeitfenster, was zu einer Reduktion der Jahreshöchstlast auf 338 kW_{el} (-6,1 % gegenüber der Referenzentwicklung) führt. Die maximale Leitungsauslastung sinkt auf 77,7 % und die thermische Alterung des Transformators reduziert sich auf 0,204 Tage/Jahr.
Schlussfolgerung: Der statische Tarif mit zeitvariablem Netzentgelt erzielt unter allen 2035-Szenarien die stärkste Reduzierung bei Jahreshöchstlast (-6,1 %) und Leitungsauslastung (-1,9 Prozentpunkte) gegenüber der Referenzentwicklung.
- Das Szenario *2035 – Nur dynamische Stromtarife* setzt einen dynamischen Tarif mit statischem Netzentgelt ein, bei gleichem WP-Anteil von 44,3 %. Die MPC-Optimierung verschiebt Lasten in Zeiten günstiger Börsenstrompreise. Die Jahreshöchstlast beträgt 357 kW_{el}. Dies ist nahezu identisch zur Referenzentwicklung (360 kW_{el}). Die maximale Leitungsauslastung liegt mit 77,8 % trotzdem leicht unter der Referenz, die thermische Alterung des Transformators beträgt 0,219 Tage/Jahr.
Schlussfolgerung: Der dynamische Tarif mit statischem Netzentgelt entlastet das Netz in Bezug auf die Jahreshöchstlast kaum (-0,8 %), reduziert die Leitungsauslastung jedoch leicht auf 77,8 %. Er ist aus Netzsicht weitgehend neutral. Somit geht der wirtschaftliche Vorteil für den Endkunden (vgl. Abschnitt 4.3) mit nur marginaler Netzentlastung einher.
- Das Szenario *2035 – Kombination der Preissignale* setzt einen Tarif ein, der beide Preissignale kombiniert: ein dynamischer Tarif mit zeitvariablem Netzentgelt, bei gleichem WP-Anteil von 44,3 %. Die Jahreshöchstlast beträgt 356 kW_{el} und liegt damit leicht unter der Referenzentwicklung (360 kW_{el}). Die maximale Leitungsauslastung von 78,8 % liegt zwischen den Werten der Szenarien *2035 – Referenzentwicklung* (79,6 %) und *2035 – Nur zeitvariable Netzentgelte* (77,7 %). Die thermische Alterung des Transformators beträgt 0,199 Tage/Jahr und weist damit den niedrigsten Wert aller Szenarien auf.
Schlussfolgerung: Das Szenario *2035 – Kombination der Preissignale* entlastet das Netz gegenüber der Referenzentwicklung in allen Bewertungsindikatoren, erreicht jedoch nicht die Netzentlastung des Szenarios *2035 – Nur zeitvariable Netzentgelte*. Die dynamische Preiskomponente und das zeitvariable Netzentgelt zielen teilweise auf unterschiedliche Zeitfenster ab, wodurch die effektive Entlastung des Netzes sinkt. Gleichzeitig maximiert dieses Szenario die Endkundenersparnisse (vgl. Abschnitt 4.3).

Bild 4.4 fasst die vier Bewertungsindikatoren als Balkendiagramm zusammen. Jeder Balken repräsentiert den arithmetischen Mittelwert der Extremwerte über 64 Monte-Carlo-Iterationen, während die detaillierte Streuung dieser Extremwerte über alle Iterationen in Bild 4.5 dargestellt ist.

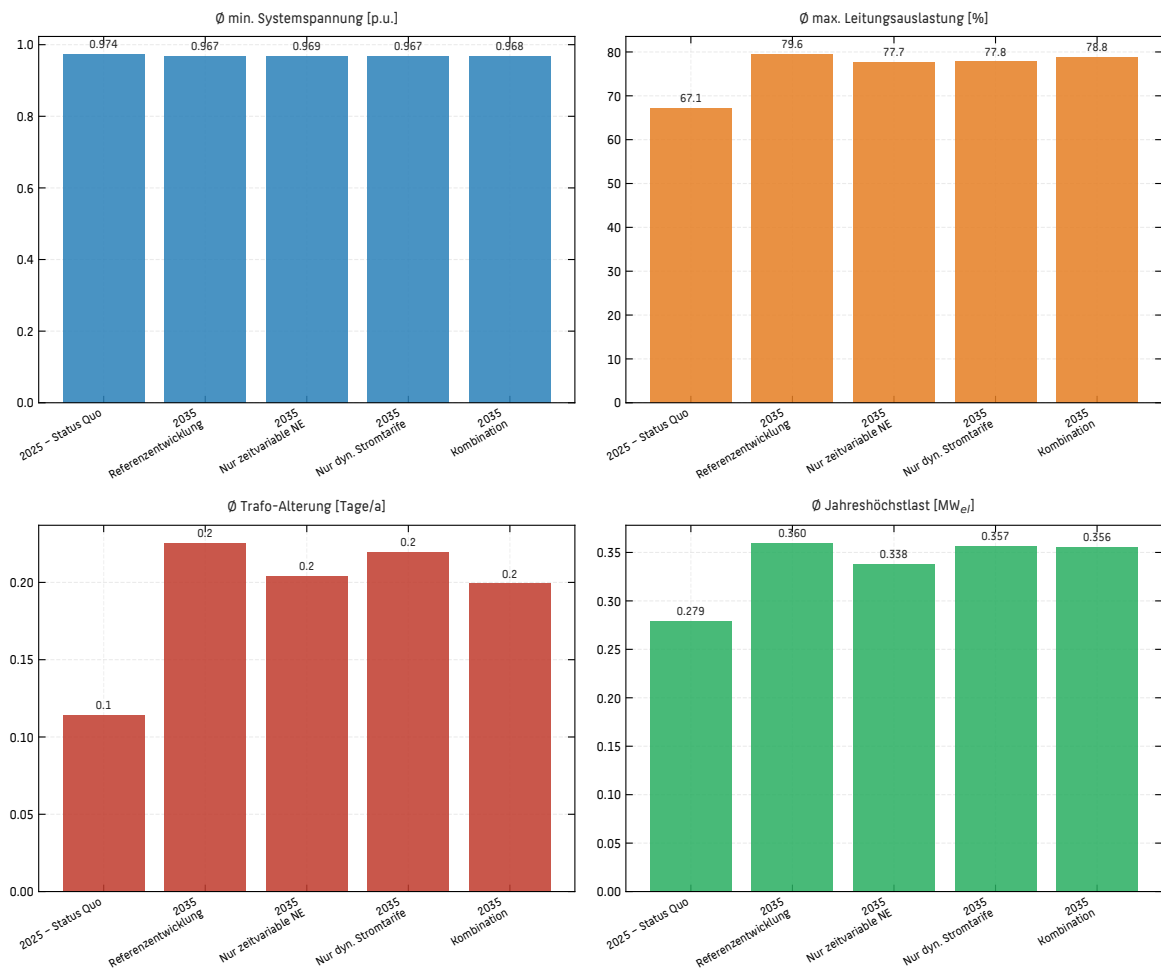


Bild 4.4 Vergleich der vier Bewertungsindikatoren für den Netzzustand für alle fünf Szenarien.

Bild 4.5 zeigt für jeden der vier Bewertungsindikatoren die vollständige Verteilung über alle 64 Monte-Carlo-Iterationen. Die Kastengrafiken ermöglichen eine Einschätzung der stochastischen Streuung, die durch unterschiedliche WP-Zuweisung im Netz entsteht.

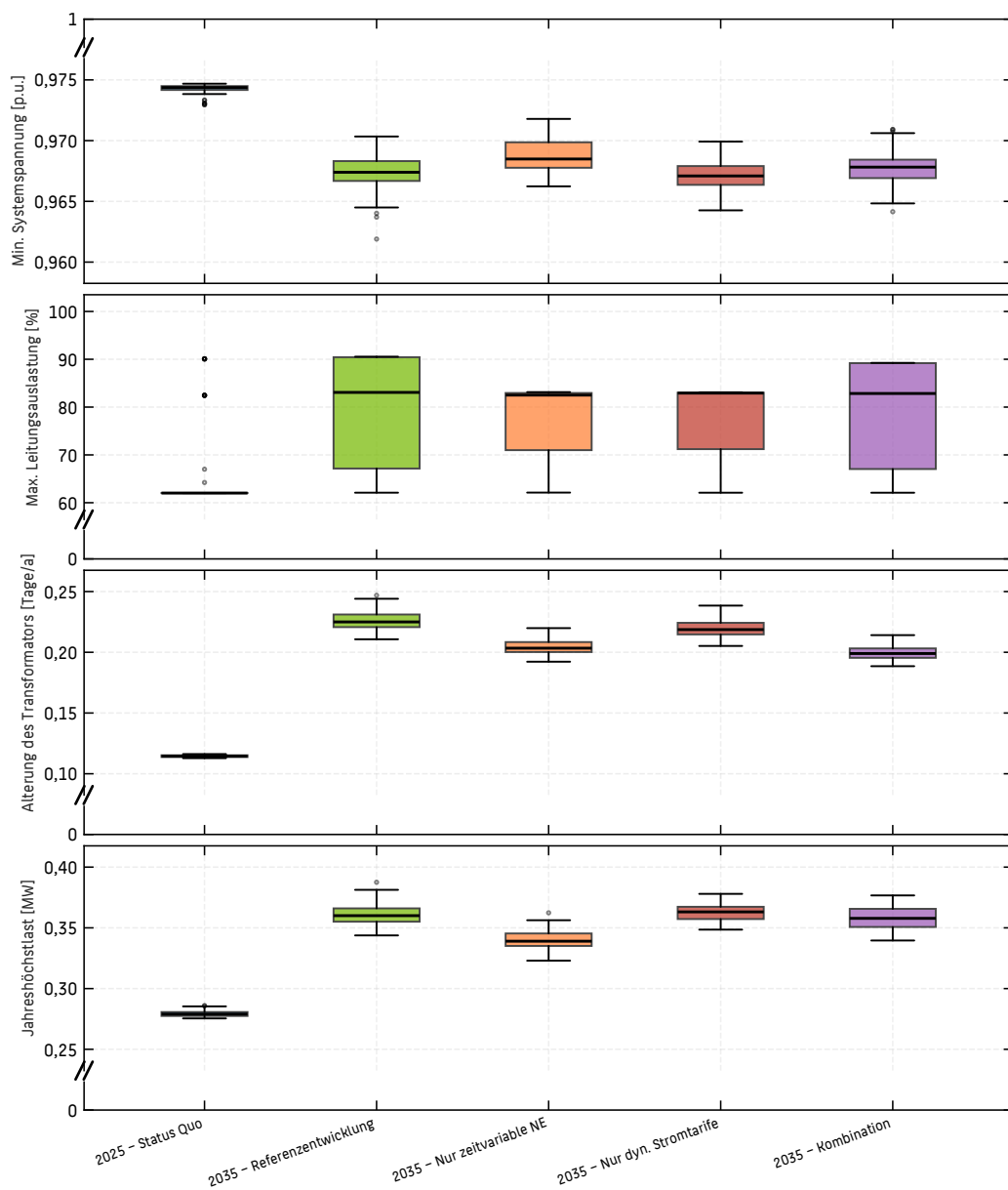


Bild 4.5 Verteilung der vier Netz-Bewertungsindikatoren über alle 64 Monte-Carlo-Iterationen für die fünf Szenarien.

Bild 4.6 stellt zudem die sortierten Jahresdauerlinien der Last für alle fünf Szenarien gegenüber. Jede Linie repräsentiert den Mittelwert über alle 64 Monte-Carlo-Iterationen der gesamten elektrischen Leistung aller Haushalte im Netz. Da die Grundlast über alle Szenarien identisch ist, spiegeln die Unterschiede zwischen den Linien der Szenarien des Szenariojahres 2035 ausschließlich die Lastverschiebung durch den WP-Betrieb wider.

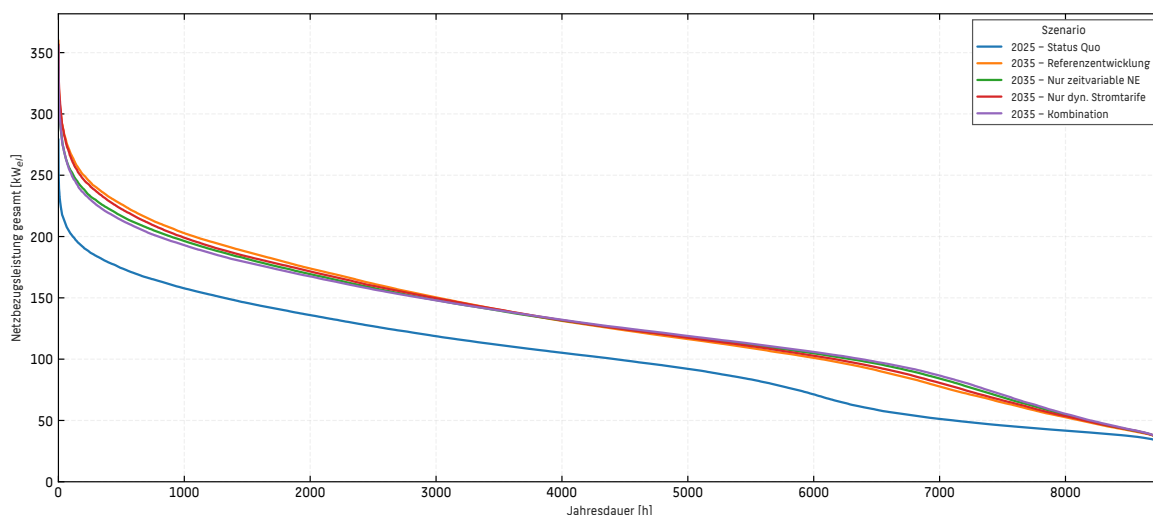


Bild 4.6 Sortierte Jahresdauerlinie der gesamten elektrischen Last für alle fünf Szenarien.

Die Höhe der Lastverschiebung wird in Tabelle 4.1 quantifiziert und nach Szenarien aufgeschlüsselt. Das *Szenario 2035 - Referenzentwicklung* dient dabei als Basis, weshalb die verschobene Energie und die Verschiebung in Prozent der Gesamtlast für dieses Szenario null betragen.

Tabelle 4.1 Elektrische Lastverschiebung nach Szenario für das Jahr 2035.

Szenario	Wärme- pumpe inkl. Heizstab [MWh/a]	Elektr. Grundlast [MWh/a]	Gesamt- energie Haushalt [MWh/a]	Verscho- bene Energie [MWh/a]	Verschie- bung [% der WP- Energie]	Verschie- bung [% der Gesamt- energie]
Referenzentwicklung	675,4	836,8	1512,2	–	–	–
Nur zeitvariable Netz- entgelte	662,9	836,8	1499,7	79,2	11,7	5,3
Nur dynamische Strom- tarife	672,7	836,8	1509,5	68,3	10,1	4,5
Kombination der Preis- signale	660,9	836,8	1497,8	111,1	16,4	7,4

Es zeigt sich, dass im Fall des *Szenarios 2035 - Kombination der Preissignale* die höchste Lastverschiebung in Höhe von 111,1 MWh/a erreicht wird. Im Vergleich zum Referenzszenario wird somit 16,4 % der WP-Energie verschoben. Durch den Einfluss der statischen Grundlast ergibt sich an der Gesamtlast jedoch nur eine Verschiebung in Höhe von 7,4 %.

4.3 Auswirkungen für die Endkunden

Die vorangegangene Analyse hat die Auswirkungen des preisoptimierten WP-Betriebs auf das Niederspannungsnetz quantifiziert. Im Folgenden wechselt die Perspektive zur Endkundenseite und untersucht, welche wirtschaftlichen Konsequenzen die Tarifwahl für die Haushalte hat.

Anders als bei den Netzauswirkungen spielt der WP-Durchdringungsgrad hier keine Rolle: Die Strombezugskosten eines Haushalts hängen ausschließlich von seinem eigenen Lastprofil und dem zugewiesenen Tarif ab. Die Kostenbewertung gliedert sich daher nach den vier Tarifvarianten, nicht nach den fünf Szenarien: Szenarien mit gleicher Tarifstruktur liefern je Haushalt identische Kosten, sodass ihre Ergebnisse nach Tarifvarianten zusammengefasst werden können. Für jede Tarifvariante werden die Strombezugskosten aller 221 MPC-optimierten Anschlussnehmer auf Basis ihrer individuell berechneten Lastprofile ausgewertet.

Bild 4.7 zeigt die Verteilung der JAZ über alle Anschlussnehmer für die vier Tarifvarianten.

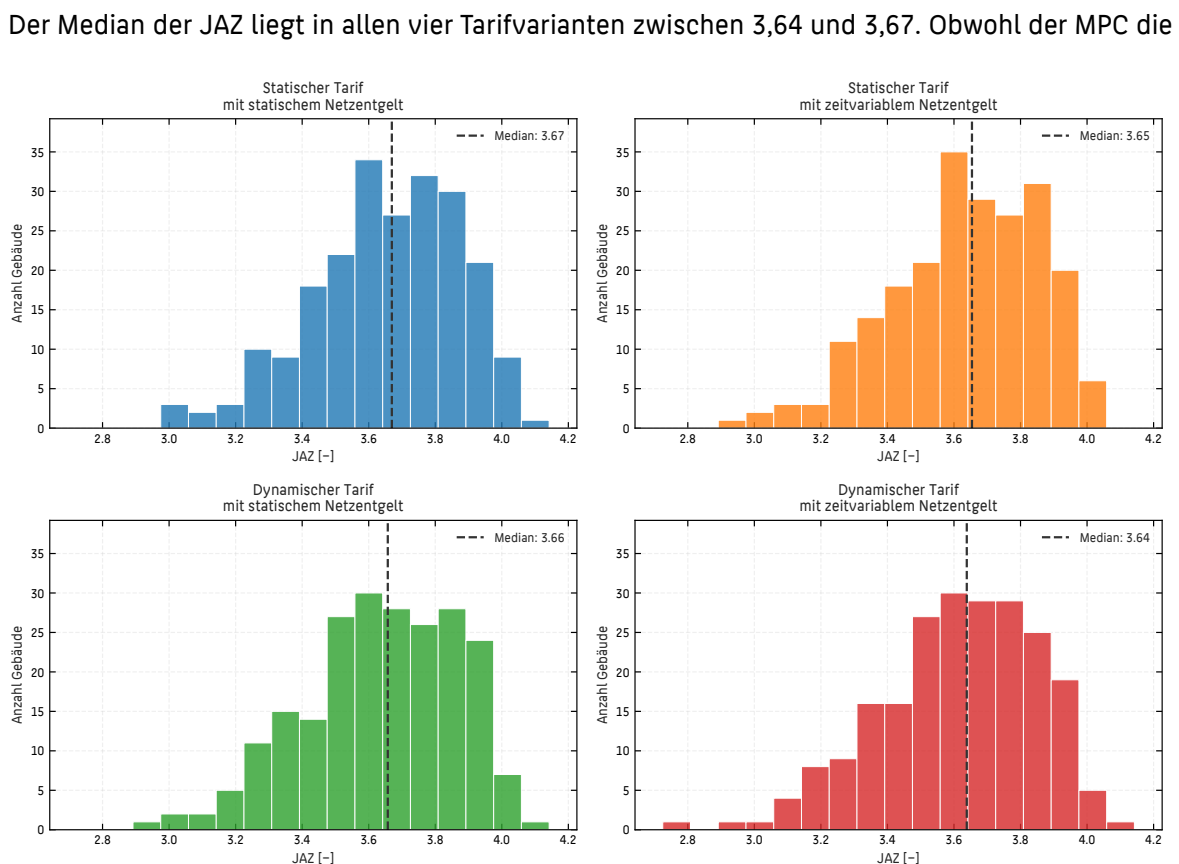


Bild 4.7 Verteilung der JAZ aller Haushalte im Netzgebiet für die vier Tarifvarianten.

WP-Betriebszeiten zeitlich verlagert, ändert sich die über das gesamte Heizsystem gemittelte Effizienz nicht signifikant. Dies ist physikalisch plausibel: Der jährliche Wärmebedarf ändert sich nicht durch die Optimierung. Es kann lediglich im begrenzten Maße der Zeitpunkt des Wärmebezugs geändert werden.

Im nächsten Schritt werden die jährlichen Strombezugskosten für den WP-Betrieb betrachtet. Diese ergeben sich aus dem bezogenen Strom multipliziert mit dem jeweiligen Brutto-Arbeitspreis (inkl. aller Umlagen und Mehrwertsteuer) sowie einem tarifspezifischen Jahresgrundpreis. Die elektrische Grundlast des Haushalts bleibt dabei außen vor.

Bild 4.8 vergleicht die sich ergebenden Jahreskosten über alle 221 Gebäude für die vier Tarifvarianten.

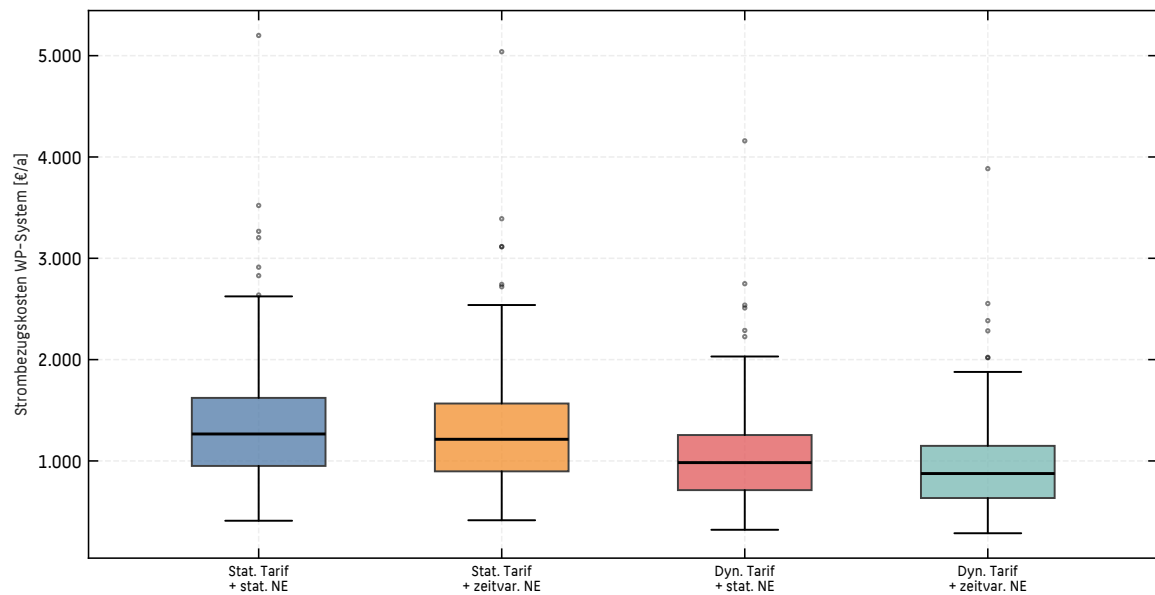


Bild 4.8 Boxplot der jährlichen WP-Strombezugskosten aller 221 Anschlussnehmer für die vier Tarifvarianten.

Im Fall des statischen Tarifs mit statischem Netzentgelt beträgt der Median der jährlichen WPStrombezugskosten 1266 €/a. Die mittleren 50 % der Haushalte bewegen sich in einem Band von 951 bis 1622 €/a. Diese ausgeprägte Streuung spiegelt die Heterogenität des Gebäudebestands wider: Kleine Gebäude mit geringem Heizwärmebedarf erzeugen Jahreskosten ab ca. 410 €, während große Gebäude mit hohem Heizwärmebedarf bis zu 5199 €/a aufweisen.

Ein statischer Tarif mit zeitvariablen Netzentgelten führt mit einem Median von 1214 €/a zu einer Einsparung von rund 52 €/a (ca. 4 %) gegenüber dem statischen Tarif mit statischem Netzentgelt. Der dynamische Stromtarif ohne zeitvariables Netzentgelt erzielt mit einem Median von 984 €/a eine deutlich stärkere Reduktion von ca. 282 €/a (22 %). Die Kombination beider Preissignale erreicht den niedrigsten Median von 876 €/a, was einer Gesamtersparnis von rund 390 €/a (31 %) entspricht.

Bild 4.9 differenziert die Einsparungen nach dem thermischen Heizwärmebedarf der Gebäude. Das obere Diagramm zeigt die relative, das untere die absolute Ersparnis gegenüber dem statischen Tarif mit statischem Netzentgelt. Das Band um jede Kurve markiert den Bereich, in dem die mittleren 50 % der Haushalte liegen.

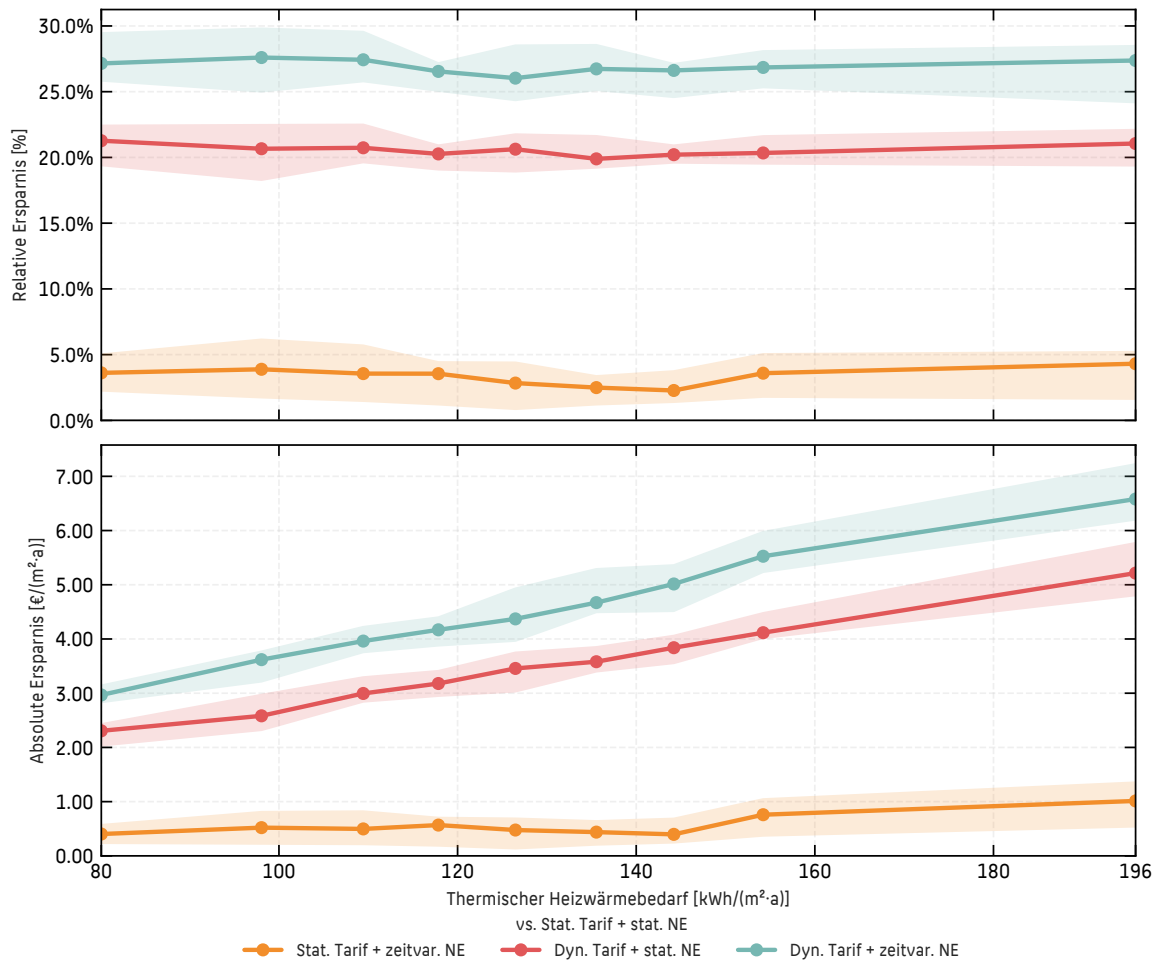


Bild 4.9 Relative Ersparnis [%] (oben) und absolute Ersparnis [€/m² a] (unten) gegenüber dem statischen Tarif mit statischem Netzentgelt in Abhängigkeit des thermischen Heizwärmebedarfs [kWh_{th}/(m² a)].

Die relative Ersparnis ist über den gesamten Bedarfsbereich weitgehend konstant: Die Kombination beider Preissignale erzielt unabhängig vom Gebäudetyp eine Reduktion von rund 27 %, der dynamische Tarif mit statischem Netzentgelt rund 21 % und das zeitvariable Netzentgelt rund 4 %.

Die absolute Ersparnis hingegen wächst deutlich mit dem Heizwärmebedarf: Gebäude mit hohem thermischen Bedarf profitieren je Quadratmeter stärker. Für die in der Arbeit untersuchten Ergebnisse zeigt sich: Tendenziell haben Gebäude mit schlechter Dämmung und somit höherem Heizwärmebedarf eine größere absolute Kostenersparnis durch alternative Tarifvarianten als Gebäude mit guter Dämmung und niedrigerem Heizwärmebedarf.

4.4 Sensitivitätsanalysen

Die Kernergebnisse der vorangegangenen Abschnitte basieren auf einem definierten Satz von Eingangsgrößen: dem Wetterjahr 2025, den zugehörigen Börsenstrompreisen sowie einem WP-Anteil von 44,3 % im Szenariojahr 2035. Um die Robustheit dieser Ergebnisse gegenüber einer Variation der zentralen Systemparameter zu beurteilen, werden in diesem Abschnitt vier Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Zur Reduktion des Rechenaufwands werden für die ersten drei Sensitivitäten abweichend jeweils 32 Monte-Carlo-Iterationen je Datenpunkt verwendet.

Die **erste Sensitivität** untersucht das Verhalten des Systems unter den Bedingungen des Jahres 2021 als meteorologisches und energiewirtschaftliches Extremjahr. Im Vergleich zum Referenzfall unterscheidet sich dieses Jahr sowohl durch ein kälteres Temperaturprofil als auch durch ein verändertes Börsenpreisniveau, sodass beide Eingangsdaten simultan variiert werden (Abschnitt 4.4.1).

Die **zweite Sensitivität** untersucht systematisch, ab welchem WP-Durchdringungsgrad unter den Wetterbedingungen des Jahres 2021 Verletzungen der Netzgrenzwerte auftreten (Abschnitt 4.4.2).

Die **dritte Sensitivität** hält das Wetterjahr konstant und variiert das Börsenstrompreisniveau, um den Einfluss des Börsenstrompreises auf die Netzauswirkungen und Endkundenkosten zu isolieren (Abschnitt 4.4.3).

Die **vierte Sensitivität** verlässt die bisherige Annahme des Berliner Grundversorgungstarifs als statische Referenz. Da er zu den teureren Marktangeboten zählt, sind die ausgewiesenen Kosteneinsparungen dynamischer Preismodelle als Obergrenze zu interpretieren. Diese Sensitivität vergleicht ihn daher mit zwei marktüblichen statischen Alternativen, um einzuordnen, wie sich die Wirtschaftlichkeit des dynamischen Ansatzes gegenüber dem realen Marktumfeld darstellt (Abschnitt 4.4.4).

4.4.1 Extremjahr 2021

Die in Abschnitt 4.2 präsentierten Netzauswirkungen beruhen auf den Wetterdaten des Jahres 2025. Ein ausgeprägtes Kälteereignis, wie es im realen Netzbetrieb auftreten kann, wird durch dieses Datenjahr jedoch nicht abgebildet. Um die thermischen und elektrischen Spitzenlasten unter verschärften Winterbedingungen zu erfassen, wird in dieser Sensitivität das Jahr 2021 als alternatives Eingangsdatenjahr herangezogen.

Die Auswahl eines geeigneten Extremwinter-Datensatzes stellt eine methodische Herausforderung dar: Die Eingangsdaten (Außentemperaturprofil und Börsenstrompreise) sind physikalisch und strukturell miteinander korreliert. Kältere Perioden gehen typischerweise mit erhöhtem Heizbedarf und wind- sowie sonnenarmer Witterung einher, was gleichzeitig die Stromnachfrage steigert und die Einspeisung erneuerbarer Energien reduziert [52]. Da konventionelle Kraftwerke die fehlende erneuerbare Erzeugung ersetzen und nach dem Merit-Order-Prinzip den Großhandelsstrompreis setzen, beeinflusst die Witterung unmittelbar das Börsenstrompreisniveau [53]. Da im vorliegenden Modell beide Größen als exogene Zeitreihen eingehen, müssen sie zwingend demselben Jahr entstammen.

Im Rahmen dieser Arbeit wurden mehrere Alternativen geprüft:

- **Realer Extremwinter 2010:** Dieses Jahr weist ausgeprägte Kälteperioden auf [54], entstammt jedoch einem Energiesystem mit deutlich geringerem Anteil erneuerbarer Energien und strukturell anderem Börsenpreisniveau als das Jahr 2025 [55]. Eine Übertragbarkeit der Preiszeitreihen auf den heutigen Markt ist daher nicht gegeben.
- **DWD-Testreferenzjahr Extremwinter:** Das synthetische Extremwinterprofil des Deutschen Wetterdienstes bildet Extremwinterbedingungen realitätsnah ab, verfügt jedoch über keine korrespondierenden Börsenstrompreise. Eine Generierung passender Börsenstrompreise wäre erforderlich. Der damit verbundene Aufwand überschreitet jedoch den Rahmen dieser Masterarbeit.
- **Kalenderjahr 2021:** Das Jahr 2021 vereint tatsächliche meteorologische Kälteereignisse mit einem aktuellen Energiemix und real beobachteten Börsenstrompreisen. Gemäß dem Klimastatusbericht des Deutschen Wetterdienstes [54] weist das Jahr 2021 die geringste Mitteltemperatur und die meisten Frosttage seit 2013 sowie die meisten Eistage seit 2017 auf. Gleichzeitig ist das Energiesystem des Jahres 2021 in dem Anteil erneuerbarer Erzeugung und der Struktur des Strommarktes dem Jahr 2025 näher als frühere Extremwinter. Das Jahr 2021 stellt damit den bestmöglichen Kompromiss zwischen Extremcharakter und Repräsentativität für das betrachtete Energiesystem dar.

Als unmittelbare Konsequenz dieser Wahl werden in der vorliegenden Sensitivität nicht ausschließlich die extremen Wetterbedingungen isoliert, sondern zugleich das spezifische Börsenpreisniveau und die -struktur des Jahres 2021 übernommen. Eine Trennung beider Effekte ist im vorliegenden Modellrahmen nicht möglich und wird daher in Abschnitt 4.4.3 ergänzend durch eine separate Preisvariation adressiert.

Bild 4.10 stellt die Ergebnisse der Simulation mit den Eingangsdaten des Jahres 2021 den ursprünglichen Ergebnissen der Szenarien gegenüber. Die Abbildung gliedert sich in zwei Abschnitte: Die oberen vier Graphen zeigen die Netzauswirkungen anhand der vier Bewertungsindikatoren für alle fünf Szenarien; die unteren zwei Graphen vergleichen die wirtschaftlichen Konsequenzen und die JAZ über die vier Tarifvarianten.

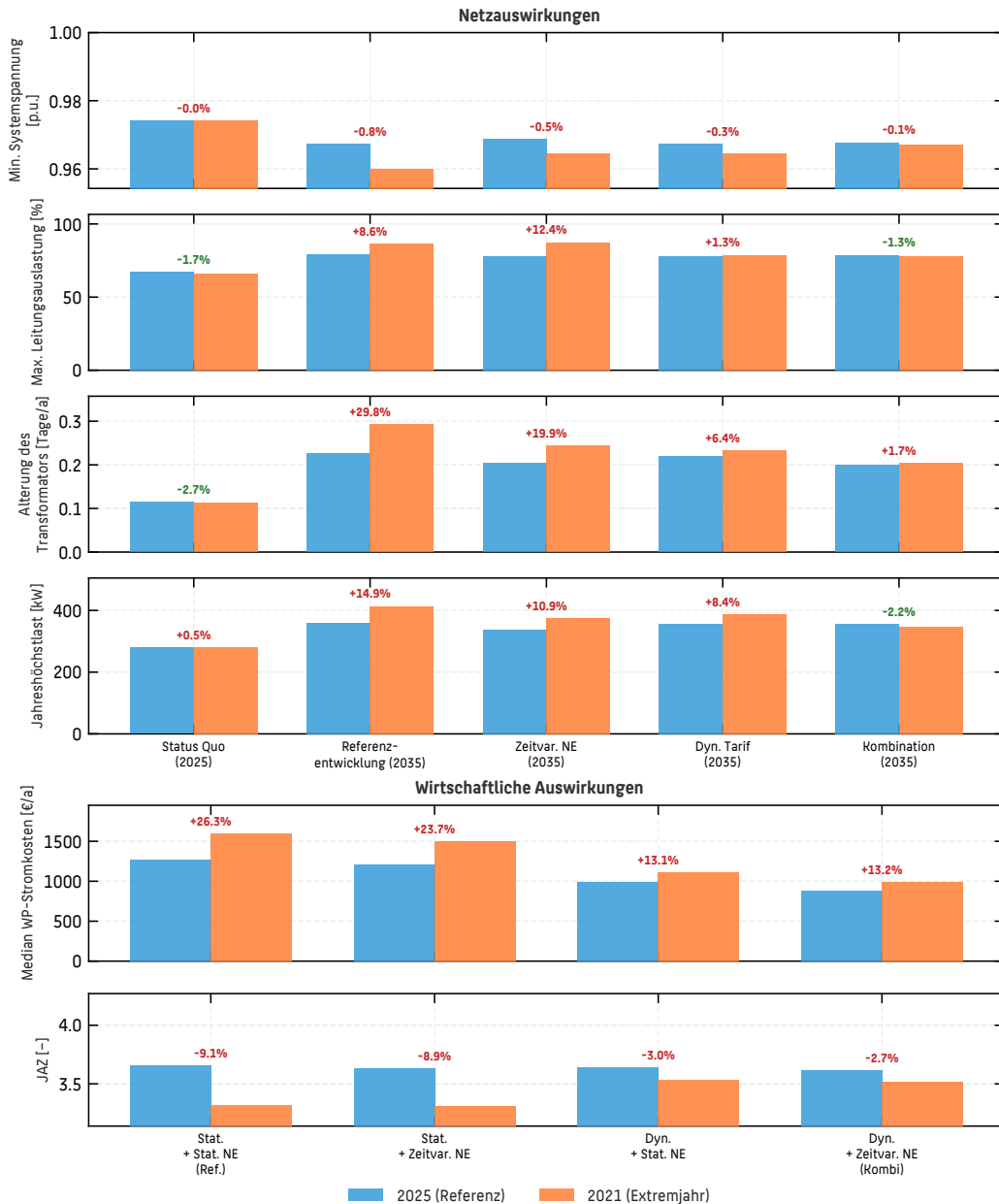


Bild 4.10 Vergleich der Simulationsergebnisse unter den Eingangsdaten der Jahre 2025 (Standard) und 2021 (Extremjahr). *Oben:* Vier Netz-Bewertungsindikatoren für alle fünf Szenarien. *Unten:* Strombezugskosten und Jahresarbeitszahl für die vier Tarifvarianten.

Das Extremjahr 2021 verschärft die Netzauswirkungen in allen Szenarien messbar. Die minimale Systemspannung sinkt in jedem Szenario geringfügig, bleibt jedoch in allen Fällen oberhalb des nach EN 50160 zulässigen Grenzwertes von 0,9 p.u. und damit innerhalb des zulässigen Bereichs. Die stärkste Verschlechterung entsteht bei Szenario 2035 – *Referenzentwicklung*: Die maximale Leitungsauslastung steigt von 79,6 % auf rund 86 % (+8,6 Prozentpunkte), die thermische Alterung des Transformators erhöht sich um 29,8 %. Am deutlichsten zeigt sich die Verschärfung der Netzauswirkungen in der

Jahreshöchstlast: Im Szenario *2035 – Referenzentwicklung* überschreitet die Jahreshöchstlast im Extremjahr die Marke von 400 kW_{el} und übersteigt damit die Nennleistung des installierten Transformators deutlich. Es handelt sich somit um ein Niveau, das der Lebensdauer des Transformators schaden kann. Dieser Befund zeigt, dass bereits eine WP-Durchdringung von annähernd 50 % im untersuchten Netzgebiet mit statischem Preissignal im Extremjahr zu einer Transformatorüberlastung führen kann.

Die Szenarien mit dynamischem Stromtarif (*2035 – Nur dynamische Stromtarife* und *2035 – Kombination der Preissignale*) zeigen sich gegenüber dem Extremjahr deutlich robuster als das Referenzszenario: Die Jahreshöchstlast steigt dort nur um 10,3 % bzw. 8,4 %, die thermische Alterung des Transformators erhöht sich um 19,9 % bzw. 6,4 %. Dies ist jeweils deutlich weniger als die 14,9 % bzw. 29,8 % in den Szenarien mit statischem Tarif. Dies lässt sich auf die vorausschauende Speicherstrategie der MPC-Optimierung zurückführen: Bei dynamischen Tarifen kann der Wärmespeicher in preisgünstigen Zeitfenstern vor den kältesten Stunden aufgeladen werden, sodass die Heizlast zum kältesten Zeitpunkt, wenn alle Haushalte gleichzeitig maximalen Wärmebedarf haben und die Preise hoch sind, teilweise bereits gedeckt ist. Statische Tarife bieten diese Möglichkeit nicht, da der Betrieb nicht auf die Entwicklung des Börsenstrompreises reagiert.

Der Median der jährlichen WP-Betriebskosten steigt im Extremjahr 2021 in allen vier Tarifvarianten deutlich an: Im Falle eines statischen Tarifs mit statischem Netzentgelt (*2035 – Referenzentwicklung*) erhöht er sich um rund 26 %, bedingt durch höheren thermischen Bedarf. Szenarien mit dynamischem Tarif verzeichnen mit rund 13 % den geringsten Kostenanstieg, da der dynamische Tarif auch im Extremjahr eine stärkere Ausnutzung preisgünstiger Zeitfenster ermöglicht und so den Kostenanstieg begrenzt.

Die Systemeffizienz sinkt im Extremjahr 2021 in allen Tarifvarianten geringfügig: Die mittlere JAZ liegt im Extremjahr rund 2,7 % bis 9,1 % unter den Referenzwerten des Jahres 2025, in Absolutwerten ein Rückgang von ca. 0,10 bis 0,34 Punkten. Dieser Rückgang ist physikalisch plausibel: Kältere Außentemperaturen verringern den COP der Wärmepumpe und erhöhen den relativen Anteil des elektrischen Heizstabs, was die Systemeffizienz senkt.

Somit lässt sich zusammenfassen, dass das Extremjahr 2021 eine erhebliche Verschärfung der Belastung des Niederspannungsnetzes darstellt. Szenarien mit rein statischen Tarifen sind am stärksten betroffen: Die Jahreshöchstlast steigt im Szenario *2035 – Referenzentwicklung* auf über 400 kW_{el} und überschreitet damit die Nennleistung des Transformators. Demgegenüber erweisen sich Szenarien mit dynamischer Preiskomponente als merklich robuster: Die preisinduzierte Lastverschiebung wirkt auch unter extremen Wetterbedingungen netzentlastend und dämpft den Kostenanstieg für die Endverbraucher sowie die Netzauswirkungen.

4.4.2 Kritische Wärmepumpen-Anteile

Im Sinne einer Extremfallbetrachtung basiert die folgende Analyse auf dem Datenjahr 2021. Dieses weist, wie in Abschnitt 4.4.1 erläutert, extreme Winterbedingungen auf und führt zu erhöhten thermischen Lasten und elektrischen Spitzenlasten. Darüber hinaus wird bei der Aggregation der 32 Monte-Carlo-Iterationen je Datenpunkt nicht der Mittelwert, sondern die jeweils *ungünstigste* Einzeliteration herangezogen: Für jeden Netz-Bewertungsindikator wird diejenige Iteration ausgewählt, die für diesen Indikator den extremsten Wert aufweist. Damit zeigt die folgende Abbildung Extremfälle der Netzbelastungen, die sich bei der ungünstigsten räumlichen Verteilung der WP im Niederspannungsnetz ergeben können.

Bild 4.11 zeigt die vier Netzindikatoren über einen WP-Durchdringungsgrad von 0 % bis 100 %. Gestrichelte Linien markieren die jeweiligen Grenzwerte.

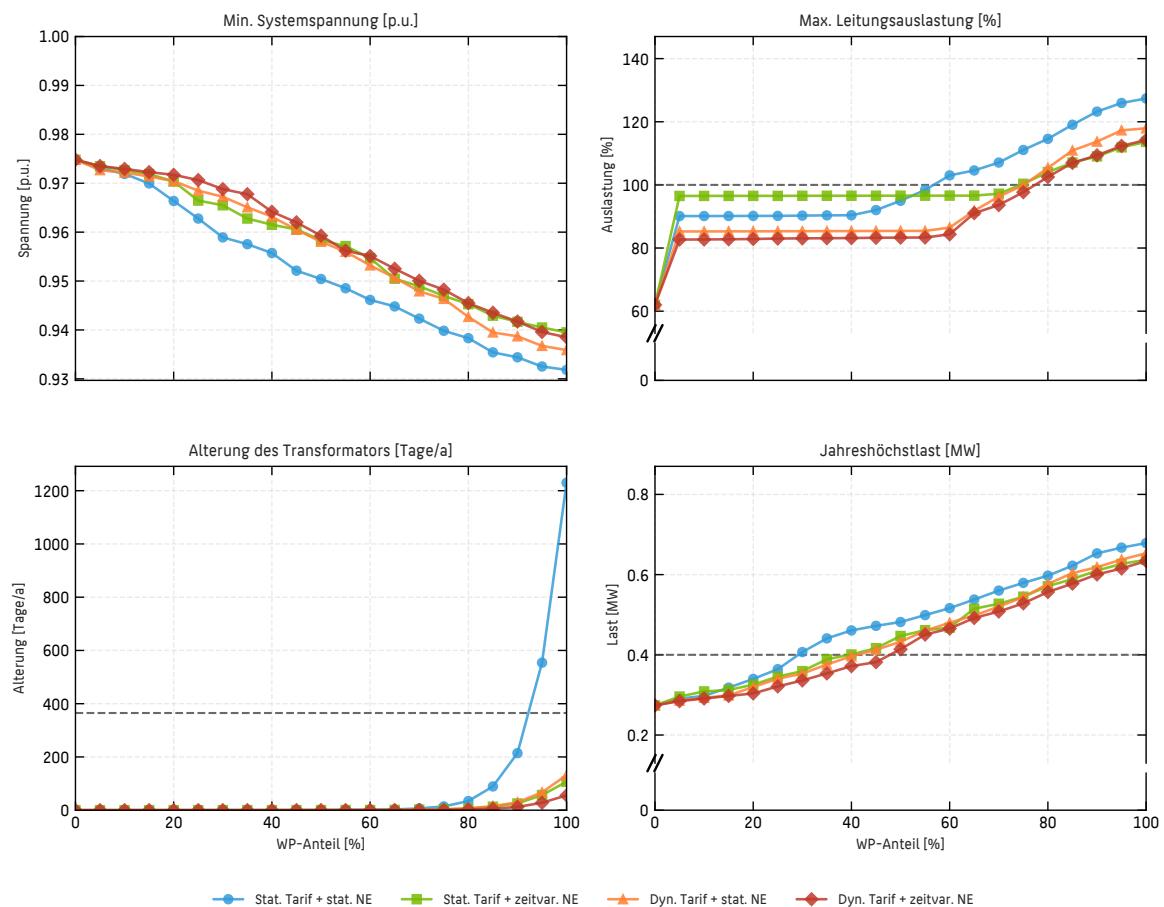


Bild 4.11 Kritische WP-Anteile unter Extremfallbedingungen (Datenjahr 2021, ungünstigste Monte-Carlo-Iteration je Indikator) für die vier Tarifvarianten.

Die Jahreshöchstlast stellt den kritischsten Indikator dar, da sie die Nennleistung des Transformators von 0,4 MW am frühesten überschreitet. Bei einem WP-Anteil von 0 % beträgt die Last in allen Tarifvarianten 0,274 MW. Im Tarif *Statischer Tarif mit statischem Netzentgelt* wird der Grenzwert bereits bei einem WP-Anteil von rund 30 % überschritten; bei 40 % liegt die Höchstlast bereits bei 0,461 MW, also 15 % oberhalb der Nennleistung des Transformators. Tarife mit einer zeitvariablen Netzentgeltkomponente verschieben diese kritische Schwelle spürbar: Der *Dynamische Tarif mit zeitvariablem Netzentgelt* erreicht den Grenzwert erst bei rund 50 % WP-Anteil. Bei vollständiger WP-Durchdringung (100 %) steigt die Jahreshöchstlast auf 0,679 MW (Statischer Tarif mit statischem Netzentgelt) bzw.

0,634 MW (Dynamischer Tarif mit zeitvariablem Netzentgelt) und übersteigt damit die Nennleistung um 70 % bzw. 59 %. Die Jahreshöchstlast ist dabei so zu interpretieren, dass der Transformator zum Teil an oder über seiner Nennleistung betrieben wird. Ob dies zu einer nennenswerten Reduzierung der Lebensdauer führt, hängt jedoch nicht von der absoluten Spitzenlast allein, sondern von der Dauer der thermischen Überlastung ab: Kurzzeitige Spitzen können Transformatoren in der Regel ohne nennenswerte Alterungswirkung überstehen.

Alle Tarifvarianten beginnen bei 0 % WP-Anteil mit einer identischen Leitungsauslastung von 62,0 % und überschreiten den Grenzwert von 100 % erst bei deutlich höheren Durchdringungsgraden. Der *Statische Tarif mit statischem Netzentgelt* erreicht diesen kritischen Wert bei einem WP-Anteil von rund 55 %. Dynamische Tarife wirken hier deutlich verzögernd: Der *Dynamische Tarif mit zeitvariablem Netzentgelt* überschreitet die 100 %-Marke erst bei einem Anteil von rund 77 %. Bei vollständiger WP-Durchdringung erreicht der Statische Tarif mit statischem Netzentgelt eine Auslastung von 127,4 %, während die dynamischen Varianten Werte zwischen 113,6 % und 117,9 % aufweisen.

Die thermische Alterung des Transformators wird nicht durch die momentane Spitzenlast, sondern auch durch die Dauer der Überlastung bestimmt: Gemäß dem thermischen Transformatorenmodell steigt die Alterungsrate exponentiell mit der Heißpunkt-Temperatur an.

Während alle Varianten bei niedrigen WP-Anteilen ähnlich geringe Alterungswerte unter 1 Tage/Jahr aufweisen, tritt beim *Statischen Tarif mit statischem Netzentgelt* ab einem WP-Anteil von 80 % ein sprunghafter Anstieg auf 34 Tage/Jahr auf; bei 100 % Durchdringungsgrad erreicht die Alterung den extremen Wert von 1230 Tage/Jahr. Dies entspricht dem 3,4-Fachen der normalen Alterung von 365 Tage/Jahr. Der Grenzwert von 365 Tage/Jahr wird bei dieser Tarifvariante bei einem WP-Anteil von rund 90 % erreicht. Die übrigen drei Tarifvarianten verbleiben selbst bei vollständiger WP-Durchdringung unterhalb dessen: Die Alterung erreicht Maximalwerte zwischen 55 Tage/Jahr (Dynamischer Tarif mit zeitvariablem Netzentgelt) und 132 Tage/Jahr (Dynamischer Tarif mit statischem Netzentgelt).

Die Systemspannung sinkt mit steigendem WP-Anteil gleichmäßig in allen Tarifvarianten und verletzt dabei in keinem betrachteten Fall den nach EN 50160 zulässigen Mindestwert von 0,9 p.u.. Den tiefsten Wert erreicht der *Statische Tarif mit statischem Netzentgelt* mit 0,932 p.u. bei vollständiger Durchdringung. Zwischen den Tarifvarianten bestehen bei diesem Indikator nur geringe Unterschiede: Der Unterschied bei 100 % WP-Anteil beträgt lediglich 0,008 p.u. (0,932 bis 0,940).

Die Extremfallbetrachtung zeigt, dass abhängig von der Tarifvariante bereits bei moderaten WP-Durchdringungsgraden zwischen 30 % und 50 % die Nennleistung des Transformators überschritten wird. Die Wahl des Tarifmodells hat dabei einen erheblichen Einfluss: Zeitvariable Netzentgelte verschieben den kritischen Schwellenwert bei der Jahreshöchstlast um bis zu 20 Prozentpunkte. Während die Leitungsauslastung und die Systemspannung für alle Tarifvarianten fast linear ansteigen, zeigt die Alterung des Transformators für den *Statischen Tarif mit statischem Netzentgelt* ein nichtlineares Verhalten mit einem starken Anstieg bei hohen WP-Anteilen, was auf die Nichtlinearität des Alterungsverhaltens zurückzuführen ist.

4.4.3 Börsenpreisniveau

Die in Abschnitt 4.2 und Abschnitt 4.3 vorgestellten Ergebnisse basieren auf den realen Börsenstrompreisen des Jahres 2025. Dieses Preisniveau ist jedoch nicht als unveränderlich anzusehen: Strukturelle Veränderungen im Erzeugungsmix, steigende Anteile erneuerbarer Energien und der erwartete Zubau von Batteriespeichern werden die Preisstruktur langfristig beeinflussen. Ziel der dritten Sensitivitätsanalyse ist eine Einordnung, wie robust die Ergebnisse gegenüber Variationen des Börsenpreisniveaus sind.

Da ausschließlich die Szenarien mit dynamischem Stromtarif die Börsenstrompreise in die MPC-Optimierung einbeziehen, sind auch nur diese beiden Tarifvarianten von einer Preisvariation betroffen:

- 2035 – *Nur dynamische Stromtarife* (MPC-Optimierung auf Basis des dynamischen Stromtarifs mit statischem Netzentgelt)
- 2035 – *Kombination der Preissignale* (MPC-Optimierung auf Basis des dynamischen Stromtarifs mit zeitvariablem Netzentgelt)

Die Szenarien mit statischem Tarif (*2025 – Status quo*, *2035 – Referenzentwicklung*, *2035 – Nur zeitvariable Netzentgelte*) sind von dieser Sensitivität nicht betroffen, da ihre MPC-Optimierung nicht vom Börsenpreisniveau abhängig ist.

Methodisch wird das Preisniveau des Jahres 2025 durch Faktoren (0,6, 0,8, 1,0, 1,2 und 1,4) skaliert und die jeweiligen Jahressimulationen werden für beide Tarifvarianten wiederholt. Dabei bleiben alle anderen Eingangsgrößen (Temperaturprofil, WP-Bestand, Netzstruktur) identisch zum Basisszenario (Wetterjahr 2025, WP-Anteil 44,3 %). Durch den Faktor steigt die Amplitude des Preissignals in positive als auch negative Richtung wodurch die Spreizung zwischen Hoch- und Niedrigpreiszeitfenstern steigt.

Es ist dabei zu beachten, dass der Börsenstrompreis nur einen Teil des Arbeitspreises der Endkunden ausmacht. Der vom Anschlussnehmer zu zahlende Arbeitspreis setzt sich zusammen aus dem Börsenstrompreis, staatlich induzierten Preisbestandteilen sowie der Anbietermarge des Energielieferanten (vgl. Tabelle 2.1). Im vorliegenden Modell werden ausschließlich die Börsenstrompreisanteile variiert; alle übrigen Tarifbestandteile bis auf die Mehrwertsteuer bleiben konstant. Die tatsächliche Sensitivität der Strombezugskosten gegenüber dem Börsenpreisfaktor ist daher gedämpft: Ein Anstieg des Börsenstrompreises um 40 % führt aufgrund der fixen Tarifanteile zu einer deutlich geringeren prozentualen Erhöhung der Kosten.

Die Analyse verfolgt zwei Fragestellungen: Erstens, wie stark verändern sich die Betriebskosten in Abhängigkeit vom Preisniveau? Zweitens, wie wirkt sich die Änderung des Preisniveaus auf die Netzbelastung aus?

Bild 4.12 stellt die Ergebnisse dieser Sensitivitätsanalyse dar.

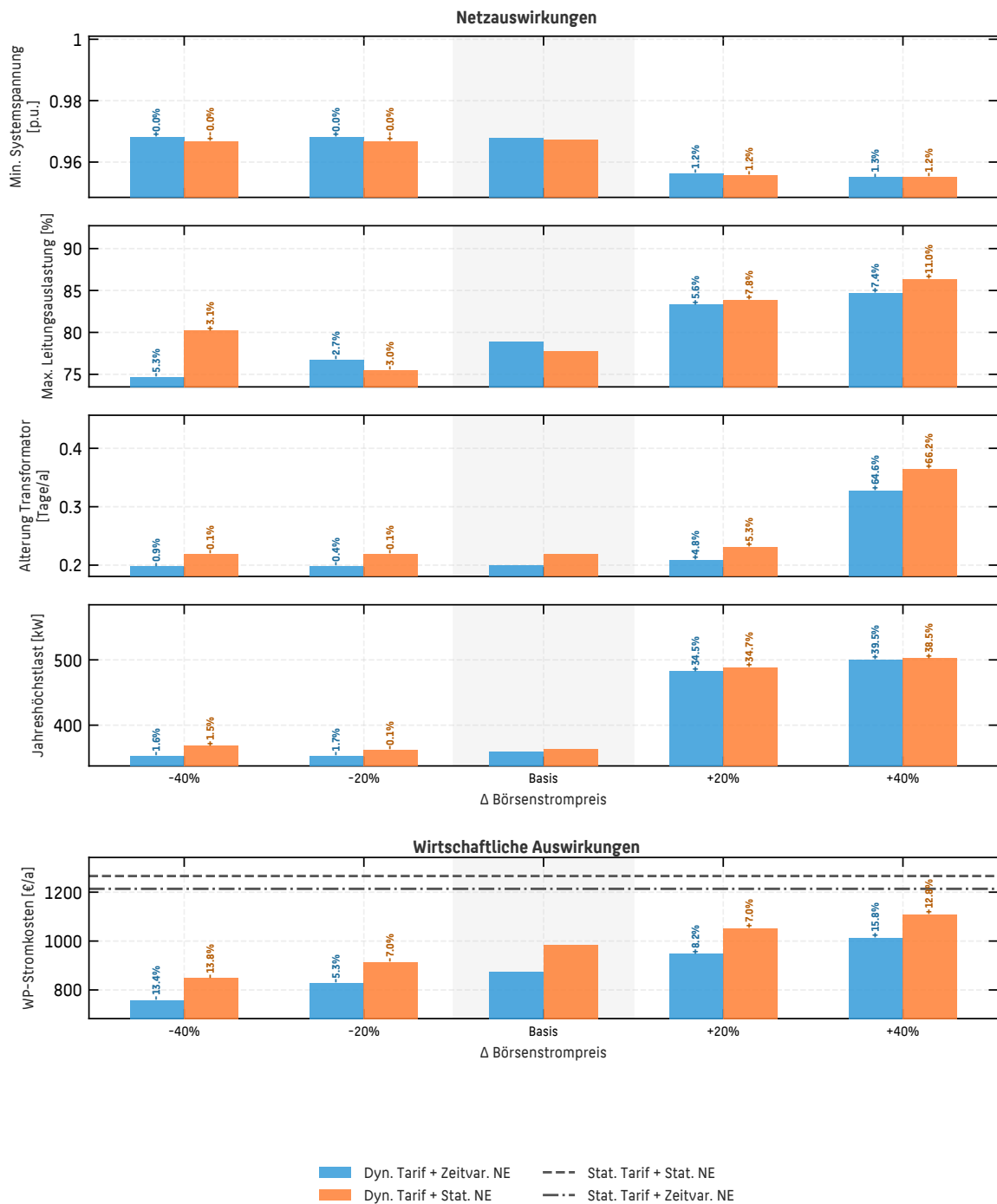


Bild 4.12 Sensitivität der Netz-Bewertungsindikatoren und der Strombezugskosten gegenüber dem Börsenpreinsniveau für die Tarifvarianten *Dynamischer Tarif mit zeitvariablem Netzentgelt* und *Dynamischer Tarif mit statischem Netzentgelt* im Szenariojahr 2035 (Wetterjahr 2025, WP-Anteil 44,3 %).

Die auffälligste Beobachtung dieser Sensitivitätsanalyse betrifft die Jahreshöchstlast. Während sie im unveränderten Fall mit 358,5 kW (Dynamischer Tarif mit zeitvariablem Netzentgelt) bzw. 362,6 kW (Dynamischer Tarif mit statischem Netzentgelt) noch unterhalb der Nennleistung des Transformators von 400 kW liegt, steigt sie bei einem Börsenpreisfaktor von 1,2 auf 482,3 kW (+34,5 %) bzw. 488,4 kW

(+34,7 %) an. Dadurch wird die Nennleistung des Transformators um rund 20 % überschritten. Bei einem Börsenpreisfaktor von 1,4 steigen die Werte weiter auf 499,9 kW (+39,5 %) bzw. 502,1 kW (+38,5 %).

Dieser Sprung ist auf einen Synchronisierungseffekt zurückzuführen: Bei höherem und volatilerem Börsenpreisniveau konzentriert die MPC-Optimierung den WP-Betrieb auf eine noch kleinere Anzahl günstiger Zeitfenster. Da alle Haushalte im Netz das gleiche Ziel verfolgen, überlagern sich ihre Lastspitzen, was zu einer stark erhöhten Spitzenlast am gemeinsamen Transformator führt. Bei niedrigeren Faktoren kehrt sich der Effekt um: Das schwächere Preissignal führt zu einer gleichmäßigeren Lastverteilung und einer leicht reduzierten Jahreshöchstlast (352,5 kW, -1,7 %).

Die maximale Leitungsauslastung folgt dem gleichen Muster wie die Jahreshöchstlast, jedoch mit geringerem Ausmaß: Bei einer Erhöhung um 20 % steigt sie um 5,6 % (Zeitvar. NE) bzw. 7,8 % (Stat. NE), bei einer Erhöhung um 40 % steigt sie um 7,4 % bzw. 11,0 %. Die thermische Alterung des Transformators zeigt bei einer Erhöhung um 40 % einen erheblichen relativen Anstieg (+64,6 % bzw. +66,2 %), liegt jedoch in allen Szenarien mit Absolutwerten zwischen 0,2 Tage/Jahr und 0,4 Tage/Jahr weit unterhalb einer Alterung von 365 Tage/Jahr und ist daher betrieblich unkritisch. Die minimale Systemspannung sinkt bei Erhöhung des Börsenpreisniveaus geringfügig um maximal 1,3 % auf 0,955 p.u. und verbleibt damit deutlich oberhalb des zulässigen Mindestwerts von 0,9 p.u..

Im Gegensatz zur stark nichtlinearen Netzreaktion reagiert der Median der Strombezugskosten auf Börsenpreisänderungen in beiden Tarifvarianten nahezu symmetrisch und moderat. Im unveränderten Fall beträgt der Median der jährlichen Strombezugskosten 876 € (Dynamischer Tarif mit zeitvariablem Netzentgelt) bzw. 984 € (Dynamischer Tarif mit statischem Netzentgelt). Bei einem Preisanstieg um 40 % erhöhen sich die Kosten auf 1014 € (+15,8 %) bzw. 1110 € (+12,8 %); bei einem Preisrückgang um 40 % sinken sie auf 758 € (-13,4 %) bzw. 848 € (-13,8 %). Die Kostendifferenz zu den statischen Tarifvarianten bleibt in allen Szenarien bestehen: Selbst bei einem Preisanstieg um 40 % liegen beide dynamischen Varianten unter dem Median der statischen Tarife im unveränderten Fall.

Die Sensitivitätsanalyse zeigt damit ein asymmetrisches Bild: Während die Strombezugskosten in einem erwartbaren, gedämpften Rahmen auf das Preisniveau reagieren, steigt die Netzbelastung durch den Synchronisierungseffekt stark und nichtlinear an. Bei einem Preisanstieg um 20 % überschreitet die Jahreshöchstlast erstmals die Nennleistung des Transformators, obwohl dies im Fall des unveränderten Börsenpreisniveaus nicht der Fall ist. Dies unterstreicht, dass dynamische Tarife zwar prinzipiell netzentlastend wirken können, ihre tatsächliche Wirkung jedoch stark vom Preisniveau abhängt.

4.4.4 Alternative statische Tarife

Die in Abschnitt 4.3 präsentierten Strombezugskosten verwenden den Berliner Grundversorgungstarif als statischen Referenztarif. Da es sich dabei um eines der teureren Marktangebote handelt, sind die ausgewiesenen Kosteneinsparungen dynamischer Tarife als Obergrenze zu verstehen: Ein Wechsel von einem günstigeren statischen Vertragstarif zu einem dynamischen Tarif führt zu einer entsprechend geringeren absoluten Ersparnis. Um diesen Effekt zu quantifizieren, werden zwei marktübliche statische Alternativtarife herangezogen:

- **Vattenfall ÖkoStrom12 Standard:** Ein aktuell in Berlin erhältlicher Standardvertrag mit einem Netto-Arbeitspreis von 26,81 ct/kWh und einem Grundpreis von 10,90 €/Monat [56]. Der Arbeitspreis liegt damit rund 28 % unter dem der Berliner Grundversorgung.
- **BDEW-Bundesdurchschnitt 2025:** Die BDEW-Strompreisanalyse 2026 weist für das Jahr 2025 einen mittleren Haushaltsstrompreis von 39,3 ct/kWh brutto für einen Referenzhaushalt mit 3500 kWh/a aus [57]. Da dieser Mischwert Grund- und Arbeitspreis kombiniert enthält, wird zur Trennung die Grundpreisstruktur des Vattenfall-Tarifs übernommen; der implizite Netto-Arbeitspreis ergibt sich damit zu 29,40 ct/kWh.

Bild 4.13 zeigt die reinen WP-Strombezugskosten (Median über alle 221 Haushalte) für alle statischen Tarifevarianten mit den zwei Netzentgeltvarianten im Vergleich.

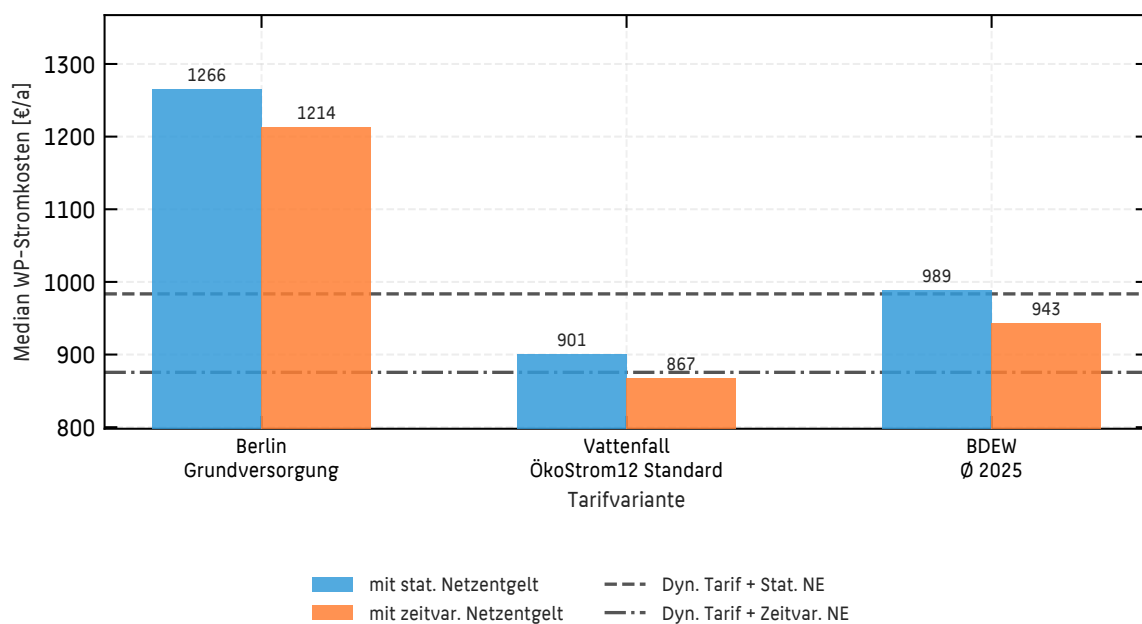


Bild 4.13 Median der jährlichen WP-Strombezugskosten aller 221 Anschlussnehmer im Vergleich der drei statischen Tarifniveaus (Berliner Grundversorgung, Vattenfall ÖkoStrom12 Standard, BDEW-Ø 2025) jeweils mit statischem und zeitvariablem Netzentgelt sowie den dynamischen Tarifvarianten als Referenz.

Der Median der jährlichen WP-Strombezugskosten beträgt beim Berliner Grundversorgungstarif mit statischem Netzentgelt 1266 €/a und mit zeitvariablem Netzentgelt 1214 €/a. Der Vattenfall ÖkoStrom12 Standard Tarif reduziert die Kosten aufgrund des deutlich niedrigeren Arbeitspreises auf 901 €/a mit statischem Netzentgelt (-28,8 %) und 867 €/a mit zeitvariablem Netzentgelt (-28,7 %) gegenüber der Berliner Grundversorgung. Der Median-Wert auf Basis des BDEW-Bundesdurchschnitts

liegt mit 989 €/a (statisches Netzentgelt) und 943 €/a (zeitvariables Netzentgelt) zwischen diesen beiden Niveaus. Zum Vergleich: Die dynamischen Tarifvarianten erzielen 984 €/a (Dynamischer Tarif mit statischem Netzentgelt) und 876 €/a (Dynamischer Tarif mit zeitvariablem Netzentgelt) und liegen damit in einem ähnlichen Bereich.

Bild 4.14 erweitert die Betrachtung um die haushaltliche Grundlast. Dabei wird ein gemeinsamer Messpunkt ohne separaten WP-Zähler angenommen: WP und Haushaltslast werden über denselben Zähler abgerechnet und zahlen daher zu jedem Zeitschritt denselben Arbeitspreis. Der Grundpreis fällt einmalig pro Haushalt an.

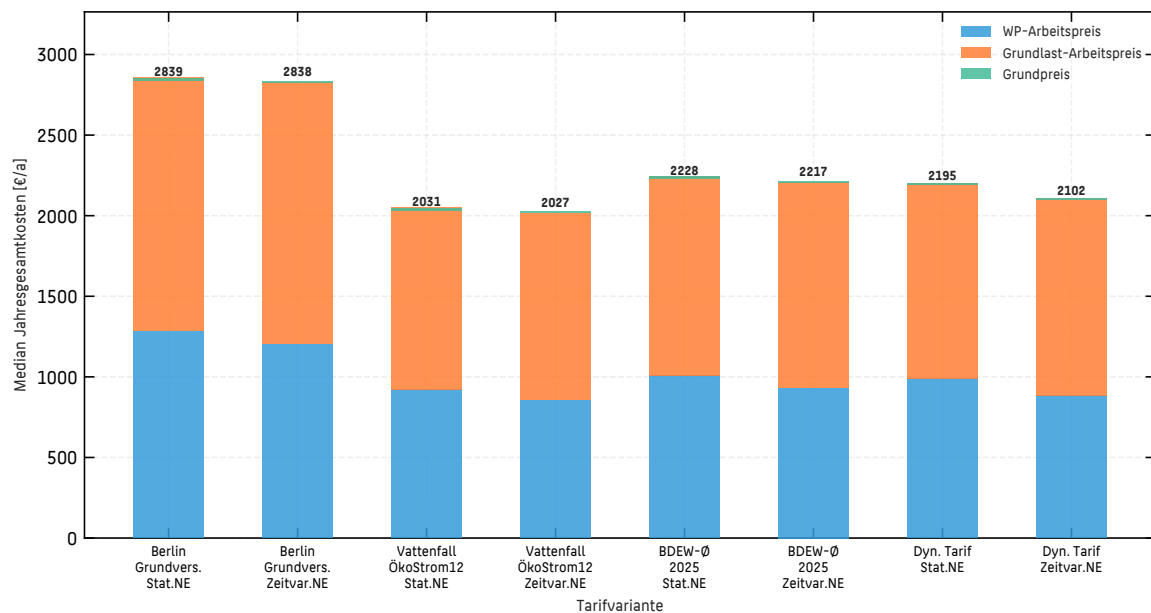


Bild 4.14 Median der jährlichen Gesamtstrombezugskosten (WP-Arbeitspreis, Grundlast-Arbeitspreis und Grundpreis) aller 221 Anschlussnehmer bei gemeinsamer Messung von WP und Haushaltslast ohne separaten WP-Zähler.

Bei gemeinsamer Messung dominiert die Haushaltsgrundlast leicht, da sie in allen Varianten den gleichen zeitabhängigen Arbeitspreis zahlt wie die WP. Die Berliner Grundversorgung weist mit 2839 €/a (statisches Netzentgelt) und 2838 €/a (zeitvariable Netzentgelt) die höchsten Gesamtkosten auf. Der Unterschied zwischen beiden Netzentgeltvarianten ist aufgrund der dominierenden Grundlast minimal. Der Vattenfall ÖkoStrom12 Standard Tarif erreicht mit 2031 €/a (statisches Netzentgelt) und 2027 €/a (zeitvariable Netzentgelt) die niedrigsten Gesamtkosten aller betrachteten Varianten: Es wird eine Einsparung von rund 808 €/a (–28,5 %) gegenüber der Berliner Grundversorgung erzielt. Der BDEW-Bundesdurchschnitt liegt mit 2228 €/a (statisches Netzentgelt) bzw. 2217 €/a (zeitvariable Netzentgelt) zwischen den beiden statischen Vergleichstarifen. Die dynamischen Varianten erzielen 2195 €/a (Dynamischer Tarif mit statischem Netzentgelt) und 2102 €/a (Dynamischer Tarif mit zeitvariablem Netzentgelt). Sie liegen damit unterhalb des BDEW-Durchschnitts, jedoch oberhalb der günstigsten Vattenfall-Varianten.

Aus rein kostenbezogener Perspektive erscheinen die günstigeren statischen Tarife, insbesondere der ÖkoStrom12 Standard Tarif, für Haushalte mit WP als kosteneffiziente Alternative zu dynamischen Tarifen. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass die Sensitivitätsanalyse für das Extremjahr 2021 (Abschnitt 4.4.1) eine deutlich höhere Kostenrobustheit dynamischer Tarife gezeigt hat: Während bei statischen Tarifvarianten der Median der WP-Strombezugskosten im Extremjahr um rund 26 %

ansteigt, beträgt der Anstieg bei dynamischen Tarifen lediglich rund 13 %. Dynamische Tarife nutzen preisgünstige Zeitfenster auch unter Extrembedingungen effizienter und dämpfen damit den witterungsbedingten Kostenanstieg.

5 Diskussion

Das vorliegende Kapitel bündelt die Ergebnisse der Szenarioanalyse und der Sensitivitätsanalysen (Kapitel 4) zu einer kritischen Gesamtbewertung. Hierzu werden die Ergebnisse zunächst zusammengefasst, bevor sie im Kontext der Forschungsfragen und des Stands der Forschung interpretiert werden. Anschließend werden die Grenzen der gewählten Methodik transparent gemacht sowie konkrete Ansatzpunkte für weiterführende Forschung benannt.

5.1 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die wesentlichen Ergebnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Alle vier untersuchten Szenarien für das Szenariojahr 2035 verletzen bei einem WP-Anteil von 44,3 % keine Netzgrenzwerte. Gegenüber dem Szenario 2025 - *Status quo* steigt die Jahreshöchstlast im Szenario 2035 - *Referenzentwicklung* von 279 kW auf 360 kW (+29 %), die thermische Alterung des Transformators von 0,114 auf 0,226 Tage/Jahr.
- Der statische Tarif mit zeitvariablem Netzentgelt erzielt unter allen 2035-Szenarien die stärkste Netzentlastung: Die Jahreshöchstlast sinkt auf 338 kW (-6,1 % gegenüber der Referenzentwicklung), die Leitungsauslastung auf 77,7 %.
- Der dynamische Tarif mit statischem Netzentgelt ist aus Netzsicht weitgehend neutral (Jahreshöchstlast -0,8 %), senkt aber den Median der jährlichen WP-Strombezugskosten um rund 282 €/a (-22 %) gegenüber dem statischen Tarif mit statischem Netzentgelt (Berliner Grundversorgungstarif; Obergrenze – vgl. Abschnitt 4.4.4).
- Das Szenario 2035 - *Kombination der Preissignale* (dynamischer Tarif mit zeitvariablem Netzentgelt) weist mit 0,199 Tage/Jahr die geringste Alterung des Transformators und mit 876 €/a die niedrigsten Strombezugskosten aller Szenarien auf (-31 % gegenüber dem statischen Tarif mit statischem Netzentgelt auf Basis des Berliner Grundversorgungstarifs; Obergrenze – vgl. Abschnitt 4.4.4). Die Jahreshöchstlast liegt jedoch leicht über dem Fall des statischen Tarifs mit zeitvariablem Netzentgelt, da beide Preissignale nicht immer auf dieselben Zeitfenster abzielen.
- Die Analyse der kritischen WP-Anteile zeigt, dass beim statischen Tarif mit statischem Netzentgelt die Nennleistung des Transformators von 0,4 MW bereits bei einem WP-Anteil von rund 30 % überschritten wird, während der dynamische Tarif mit zeitvariablem Netzentgelt diese Schwelle erst bei einem WP-Anteil von rund 50 % überschreitet. Die thermische Alterung des Transformators überschreitet beim statischen Tarif mit statischem Netzentgelt den Grenzwert von 365 Tage/Jahr erst ab einem WP-Anteil von rund 90 %; alle anderen Tarifvarianten verbleiben selbst bei vollständiger Durchdringung unterhalb dessen.
- Das Extremjahr 2021 verschärft die Netzauswirkungen in allen Szenarien messbar. Im Szenario 2035 - *Referenzentwicklung* überschreitet die Jahreshöchstlast unter Extremwinterbedingungen erstmals die Nennleistung des Transformators von 400 kW, was bei dauerhafter Überlastung die Lebensdauer des Transformators beeinträchtigen kann. Szenarien mit dynamischer Preiskomponente zeigen sich deutlich robuster.

- Die Börsenpreissensitivität belegt eine gedämpfte Kostenreaktion: Ein Preisanstieg um 40 % führt aufgrund der fixen Tarifbestandteile nur zu einem Kostenanstieg von rund 13 % bis 16 %. Gleichzeitig tritt bei einem Preisanstieg um 20 % ein Synchronisierungseffekt auf: Die Last der Haushalte bündelt sich auf wenige günstige Zeitfenster, wodurch die Jahreshöchstlast sprunghaft auf über 400 kW ansteigt (obwohl sie im Basisszenario unterhalb der Nennleistung liegt).
- Die MPC-gesteuerte WP reagiert auf beide Preissignale mit messbarer Lastverschiebung, die im saisonalen Tageslastprofil sichtbar ist. Die JAZ bleibt dabei über alle Tarifvarianten nahezu konstant, da die Optimierung den Zeitpunkt, nicht die Gesamtmenge des Wärmebezugs verändert.
- Der Vergleich mit marktüblichen alternativen statischen Stromtarifen (Abschnitt 4.4.4) zeigt, dass die ausgewiesenen Kosteneinsparungen dynamischer Tarife gegenüber dem Berliner Grundversorgungstarif als Obergrenze zu verstehen sind. Gegenüber dem günstigeren Vattenfall ÖkoStrom12 Standard Tarif (Netto-Arbeitspreis 26,81 ct/kWh) liegt der Median der WP-Strombezugskosten bei 901 €/a (statisches NE) bzw. 867 €/a (zeitvariables NE) und damit in einem ähnlichen Bereich wie die dynamischen Tarifvarianten (984 €/a und 876 €/a). Dynamische Tarife erweisen sich in diesem Vergleich jedoch als robuster gegenüber Extremjahren: Der Kostenanstieg im Jahr 2021 beträgt bei statischen Tarifen rund 26 %, bei dynamischen Tarifen lediglich rund 13 %.

5.2 Einordnung der Ergebnisse

In diesem Abschnitt erfolgt eine Einordnung der Ergebnisse in den Kontext der Forschungsfragen und des Stands der Forschung:

- Der WP-Hochlauf auf 44,3 % Durchdringungsgrad führt im untersuchten Niederspannungsnetz unter den Wetterbedingungen des Jahres 2025 zu keinen Grenzwertverletzungen. Die Jahreshöchstlast steigt gegenüber dem Status Quo 2025 um 29 % auf 360 kW, verbleibt jedoch unterhalb der Nennleistung des Transformators von 400 kW. Die maximale Leitungsauslastung erreicht im ungünstigsten Szenario 79,6 %. Die Untersuchung kritischer WP-Anteile unter den kälteren Wetterbedingungen des Jahres 2021 hat hingegen ergeben, dass beim statischen Tarif mit statischem Netzentgelt die Nennleistung des Transformators bereits bei einem WP-Anteil von rund 30 % überschritten wird, während der dynamische Tarif mit zeitvariablem Netzentgelt diese Schwelle auf rund 50 % verschiebt. Daraus folgt, dass der prognostizierte WP-Hochlauf bis 2035 für das betrachtete Netz bei Wetterbedingungen des Jahres 2025 ohne zusätzliche eingreifende Maßnahmen verträglich ist, bei Extremwetterbedingungen und suboptimaler Verteilung der WP im Netzgebiet Grenzwerte jedoch früher verletzt werden können. Eine vergleichende Einordnung der Ergebnisse ist dahingend erschwert, dass die Robustheit des Netzes und die damit einhergehenden Netzauswirkungen stark von der konkreten Netztopologie abhängig sind [2]: Beispielsweise können Netze mit hohen Leitungslängen früher Spannungsverletzungen aufweisen und in Netzen mit klein dimensionierten Transformatoren früher Überlastungen des Transformators auftreten. Für suburbane Niederspannungsnetze wird in [2] ausgeführt, dass sie im Vergleich zu ländlichen und städtischen Netzen am anfälligsten für alle drei Kriterien (Spannungsbandverletzungen, Leitungsüberlastung, Transformatorüberlastung) sind. In einer anderen Studie wird für ein deutsches Niederspannungsnetz gezeigt, dass unter Nutzung einer MPC-Optimierung auf Netzebene eine WP-Durchdringung von 100 % unkritisch sein kann und eine rein kostenoptimale Betriebsweise häufig ohne Verletzung von Netzgrenzwerten möglich ist [17]. Abschließend ist darauf hinzuweisen, dass in der Literatur in Extremszenarien nicht

die WP-Lasten der Heizperiode, sondern die hohe PV-Einspeisung in den Sommermonaten als kritisch identifiziert wird [2].

- Die Ergebnisse zeigen, dass die untersuchten Preissignale grundlegend unterschiedliche Wirkungen aufweisen. Das zeitvariable Netzentgelt erweist sich als das netzdienlichere Instrument: Es reduziert die Jahreshöchstlast um 6,1 % und verschiebt 11,7 % der WP-Energie in entlastende Zeitfenster, bei jedoch vergleichsweise geringen Endkundenersparnissen von ca. 52 €/a (4 % gegenüber dem Grundversorgungstarif; Obergrenze). Der Grund liegt darin, dass die HT/NT-Zeitfenster des Netzentgelts explizit auf typische Netzlastspitzenzeiten ausgelegt sind und die Optimierung den WP-Betrieb gezielt in diese entlastenden Zeiträume verlagert. Der dynamische Tarif mit statischem Netzentgelt folgt hingegen dem Börsenpreinsniveau, welches keinen Bezug zum lokalen Netzgebiet aufweist. Entsprechend ist die Jahreshöchstlast-Entlastung mit -0,8 % vernachlässigbar, während Endkundenersparnisse von ca. 282 €/a (22 % gegenüber dem Grundversorgungstarif; Obergrenze) erzielt werden. Zudem hängt die Netzwirkung des dynamischen Tarifs stark vom Preisniveau ab: Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass ein Anstieg des Börsenpreinsniveaus um 20 % die Jahreshöchstlast um 34,5 % ansteigen lässt, da die Optimierung den WP-Betrieb auf eine kleinere Anzahl günstiger Zeitfenster konzentriert. [58] bestätigen, dass reine dynamische Preissignale ohne Netzentgeltkomponente die Höchstlast unter bestimmten Marktbedingungen um mehr als 30 % erhöhen können. Damit belegen die Ergebnisse, dass ein ausschließlich börsensbasiertes Preissignal keine verlässliche Netzdienlichkeit garantiert.
- In Bezug auf die Kombination beider Preissignale ergibt sich ein asymmetrisches Bild. Auf der Kostenseite entsteht eine positive Synergie: Die erzielte Einsparung von 31 % (ca. 390 €/a gegenüber dem Grundversorgungstarif; Obergrenze) übersteigt die Summe der Einzeleffekte (4 % und 22 %) um rund 5 Prozentpunkte. Auf der Netzseite tritt der entgegengesetzte Effekt auf: Die Jahreshöchstlast wird nur um -1,1 % reduziert. Somit zeigt sich als Erkenntnis, dass der netzentlastende Effekt des zeitvariablen Netzentgelts durch die Überlagerung mit dem dynamischen Stromtarif stark verringert wird.
- Die JAZ der simulierten WP beträgt über alle Tarifvarianten nahezu konstant zwischen 3,64 und 3,67. Die Kostenoptimierung durch MPC bewirkt damit ausschließlich eine zeitliche Lastverschiebung, nicht aber eine signifikante Änderung des gesamten Energiebedarfs. Dies steht in Übereinstimmung mit einer anderen Studie [11], wonach veränderte WP-Betriebsstrategien die Systemeffizienz nur dann beeinträchtigen, wenn erhöhte Speichertemperaturen, vom optimalen Betriebspunkt weit entfernte Verdichterdrehzahlen oder häufige Schaltvorgänge auftreten. Dies ist in dieser Arbeit nicht der Fall. Die Feldmessungen des Forschungsprojekts WPsmart [59] an 29 Außenluft-WP in Bestandsgebäuden ergaben JAZ von 2,5 bis 3,8 bei einem Mittelwert von 3,1. Die simulierten Werte dieser Arbeit liegen am oberen Rand dieser Spanne. Da der Jahresheizwärmebedarf gegen die EnergyMap Berlin [35] abgeglichen wurde und dabei ein Median-Verhältnis von 1,00 erzielt wurde (vgl. Bild 2.7), ist der Zähler der JAZ-Berechnung als korrekt validiert anzusehen. Die höheren simulierten JAZ-Werte resultieren damit überwiegend auf dem im Nenner stehenden elektrischen Bedarf. Dies ist auf mehrere mögliche Ursachen zurückzuführen, die nachfolgend erläutert werden. Zunächst ist zu berücksichtigen, dass bei den Simulationen für alle Tarifvarianten eine Steuerung mittels mathematischer Optimierung erfolgt. Es ist anzunehmen, dass reale Steuerungen von WP Ansätze verfolgen, beispielsweise regelbasierte Ansätze, die nicht stets eine optimale Betriebsführung erzielen. Zudem werden die Eingangsdaten bei der MPC-Optimierung über den Prognosehorizont von 48 Stunden als deterministisch angenommen. In der Realität sind jedoch Prognoseabweichungen möglich, so dass eine konservativere Betriebsführung erforderlich wird. Eine weitere mögliche Ursache ist, dass in dieser Analyse eine generische WP aus der hplib angenommen wird. Die bei der Feldmessung vertretenen WP weisen möglicherweise niedrige Effizienzen auf, eine Annahme die unter Berücksichtigung des Messraums 2018 bis 2019 plausibel erscheint.

5.3 Beschränkungen der Untersuchung

Nachfolgend werden die methodischen und modellseitigen Beschränkungen der Untersuchung diskutiert:

- Das Modell verwendet einen rollenden Horizont von 48 Stunden. Innerhalb dieses Horizonts werden Börsenstrompreise und Wetterdaten als vollständig bekannt angenommen. In der Praxis würden Preis- und Temperaturprognosen über 48 Stunden Prognoseabweichungen aufweisen, die konservativere Speicherstrategien erzwingen und das theoretische Einsparpotenzial mindern. Die ermittelten Kostenwerte sind daher als Obergrenze des Optimierungsnutzens zu interpretieren.
- Alle Simulationen basieren auf einem einzigen Referenznetz, das von der Stromnetz Berlin GmbH für diese Studie bereitgestellt wurde. Da dieses Netz als repräsentativ für suburbane Niederspannungsnetze im Berliner Stadtgebiet ausgewählt wurde, ist davon auszugehen, dass die identifizierten Tendenzen (insbesondere das Verhältnis der Szenarien zueinander sowie die qualitativen Schlussfolgerungen) auf vergleichbare suburbane Netze übertragbar sind. Quantitative Absolutwerte hängen hingegen von den spezifischen Netztopologien ab: Schwächere Netze mit längeren Niederspannungsleitungen oder kleinerem Transformator könnten bei identischen Szenarien früher Grenzwertverletzungen aufweisen.
- Die Gebäudeparameter basieren auf der Verschneidung von ALKIS-Geodaten mit Prognosewerten der EnergyMap Berlin. Die EnergyMap ist dabei kein Messdatensatz, sondern ein statistisches Prognosemodell: Der gebäudespezifische Heizwärmebedarf wird basierend auf den vorliegenden Gebäudedaten abgeschätzt und stellt keine Verbrauchsmessung dar. Darüber hinaus sind nicht alle Gebäude in der EnergyMap Berlin enthalten, so dass für diese Annahmen getroffen werden müssen. Diese beiden Aspekte bergen das Risiko den Gebäudebestand falsch abzubilden.
- Die Betrachtung der Jahreszeitreihen zeigt, dass die TWW-Speichertemperatur in der Sommerperiode (in der keine Bereitstellung von Raumwärme erforderlich ist) regelmäßig am unteren Temperaturband (ca. 45 °C) verbleibt: Die WP steht zu 100 % der Betriebszeit für TWW bereit und hält die Mindesttemperatur ohne Vorladen ein. In der Heizperiode hingegen wird die Speichertemperatur regelmäßig auf nahe 60 °C aufgeheizt, was den Legionellenschutz sicherstellt. In realen Anlagen sind periodische Desinfektionszyklen auf 60 °C empfohlen, die das Modell möglicherweise nicht vollständig abbildet und damit den elektrischen Verbrauch im Sommerbetrieb unterschätzt.
- Das Netz enthält keine PV-Einspeisung. In einer realistischen Entwicklung bis 2035 ist diese aber zu berücksichtigen, um die kombinierte Wirkung zu quantifizieren. Da aber davon auszugehen ist, dass WP-Hochbetriebszeitfenster und PV-Erzeugungszeitfenster nicht zeitgleich auftreten, ist das bezüglich der hier untersuchten Fragen kein Problem.
- Die Simulation bezieht sich auf zwei einzelne Kalenderjahre (2025 und 2021). Langfristige Degradationseffekte des Transformators oder Ausgleichseffekte zwischen Jahren mit und ohne Extremwetterereignisse sind nicht berücksichtigt. Zudem werden keine klimatischen Veränderungen für das Szenariojahr 2035 abgebildet: Der prognostizierte Temperaturanstieg durch den Klimawandel würde beispielweise den Heizwärmebedarf reduzieren und den COP anheben.
- Das Referenznetz umfasst neben den 221 modellierten EFH weitere 16 MFH, 2 Gewerbeeinheiten und 14 sonstige Anschlüsse, deren Lasten im vorliegenden Modell nicht berücksichtigt wurden. Ebenso sind steuerbare und unflexible Zusatzlasten wie EV nicht enthalten. Dadurch unterschätzt das Modell die reale Grundlast: Die quantifizierten Netzauswirkungen (Jahreshöchstlast, Leitungsauslastung, thermische Trafoalterung) sind daher als *Untergrenze* zu interpretieren;

die quantifizierten kritischen WP-Anteile hingegen als *Obergrenze*, da eine höhere Grundlast den verfügbaren Kapazitätsspielraum für zusätzliche WP-Lasten verringert. Besonders sensitiv reagiert die stark nichtlineare thermische Alterung des Transformators auf Zusatzlasten im Hochlastbereich, da die Alterungsrate exponentiell mit der Hotspot-Temperatur ansteigt. Darüber hinaus ist zu erwarten, dass sich für Haushalte mit zusätzlichen flexiblen Verbrauchern, wie etwa einem EV oder einer PV-Anlage mit BESS, kostenseitig ein abweichendes Bild ergibt, da dynamische Tarife in solchen Konfigurationen weitere Optimierungspotenziale erschließen können.

- Für das Szenariojahr 2035 werden die realen Börsenstrompreise des Jahres 2025 verwendet. Die zukünftige Preisentwicklung bis 2035, welche voraussichtlich durch einen steigenden Anteil erneuerbarer Energien, wachsende Speicherkapazitäten, höhere Elektrifizierung und veränderte CO₂-Bepreisung geprägt sein wird, wird nicht abgebildet. Die ermittelten Einsparpotenziale der dynamischen Tarifvarianten sind daher unter dem Vorbehalt zu interpretieren, dass sie von dem spezifischen Preisniveau und der Preisvolatilität des Jahres 2025 abhängen; die Sensitivitätsanalyse in Abschnitt 4.4.3 adressiert diesen Aspekt teilweise.
- In jedem Szenario verwenden sämtliche Anschlussnehmer denselben Tarif. Diese Modellsetzung maximiert den Synchronisierungseffekt, da alle Haushalte auf identische Preissignale reagieren und ihre Lastspitzen am Transformator überlagern. In der Realität ist die Tarifwahl heterogen: [15] belegen, dass eine freie Tarifwahl die Spitzenlast im Netzgebiet reduziert. Die quantifizierten Netzauswirkungen unter einheitlicher Tarifwahl sind daher als konservatives Szenario zu werten.
- Als statischer Stromtarif wird der Grundversorger-Tarif des Grundversorgers Vattenfall verwendet, der zu den teureren Tarifen am Markt zählt. Die ausgewiesenen Kosteneinsparungen der dynamischen Tarifvarianten sind daher als Obergrenze zu interpretieren: Haushalte, die einen günstigeren statischen Tarif nutzen, würden geringere absolute und prozentuale Ersparnisse realisieren. Die vierte Sensitivitätsanalyse (Abschnitt 4.4.4) quantifiziert diesen Effekt für den Vattenfall ÖkoStrom12 Standard Tarif und den BDEW-Bundesdurchschnitt 2025.

5.4 Empfehlungen für weiterführende Forschung

Aus den identifizierten Beschränkungen und den inhaltlichen Erkenntnissen der Arbeit leiten sich konkrete Ansatzpunkte für weiterführende Forschung ab:

- Die Überführung des deterministischen Optimierungsmodells in eine stochastische MPC-Formulierung würde es erlauben, Preisprognose- und Wetter-Unsicherheiten abzubilden und das Einsparpotenzial unter realistischeren Praxisbedingungen zu evaluieren.
- Die Ergebnisse sollten auf einem repräsentativen Portfolio mehrerer Niederspannungsnetze mit unterschiedlicher Topologie validiert werden, um Aussagen über die generelle Gültigkeit der Ergebnisse ableiten zu können.
- Die vorliegende Arbeit bewertet ausschließlich das im aktuellen Regulierungsrahmen vorgesehene zeitvariable Netzentgelt mit drei Zeitfenster. Weiterführende Forschung könnte alternative Ausgestaltungsformen untersuchen oder die Frage beleuchten, welche konkrete Ausgestaltung des zeitvariablen Netzentgelts für das Netzgebiet der Stromnetz Berlin GmbH die optimale Netzentlastungswirkung erzielt.
- Eine mehrjährige Simulation des akkumulierten Isolationsverschleißes über den gesamten prognostizierten WP-Hochlaufpfad würde belastbarere Aussagen zur verbleibenden Transformatorlebensdauer und zum Reinvestitionsbedarf ermöglichen.

- Zur Verbesserung der Validität der Netzauswirkungen empfiehlt sich eine zweistufige Erweiterung des Modells. Im ersten Schritt sollten die im Referenznetz vorhandenen, bisher nicht modellierten Verbraucher (MFH, Gewerbe, EV) und die PV-Erzeugung als starre Lastprofile an den jeweiligen Netzknoten ergänzt werden. Dies erlaubt es, den isolierten Einfluss der preisoptimierten WP-Steuerung unter Berücksichtigung einer realitätsnäheren Grundlast zu bewerten. Im zweiten Schritt können flexible Zusatzlasten (bspw. intelligentes Laden von EV und BESS) in die MPC-Optimierung integriert werden, um ein vollständig dynamisches System zu simulieren.
- Zur Abbildung einer heterogenen Tarifwahl der Endkunden bietet sich analog zur Methodik von [15] ein Diffusionsmodell an, welches die Adaptionrate verschiedener Tarifvarianten simulieren kann und damit realistischere Einschätzungen der Netzauswirkungen bei heterogener Tarifwahl ermöglicht.
- Die vorliegende Arbeit quantifiziert Kosteneinsparungen primär gegenüber dem Berliner Grundversorgungstarif und ergänzt in Abschnitt 4.4.4 einen Vergleich mit dem Vattenfall ÖkoStrom12 Standard Tarif sowie dem BDEW-Bundesdurchschnitt 2025. Weiterführende Analysen könnten die Tarifbasis auf weitere marktübliche Angebote ausdehnen und dabei auch spezifische WP-Tarife bei separater Messung von WP-Last und Haushaltslast berücksichtigen.

6 Fazit

Die Dekarbonisierung des Wärmesektors durch den Hochlauf elektrischer WP führt zu einem wachsenden elektrischen Lastaufkommen in den elektrischen Niederspannungsnetzen. Gleichzeitig eröffnet die Digitalisierung der Netzinfrastruktur durch intelligente Messsysteme und dynamische Stromtarife neue Möglichkeiten, WP preisoptimiert zu betreiben. Im Mittelpunkt dieser Arbeit stand die Frage, welche Auswirkungen eine solche preisoptimierte Betriebsführung auf den Netzzustand hat und wie sich diese auf die Wirtschaftlichkeit der Endkunden-Haushalte auswirkt. Hierzu wurde ein Simulationsmodell entwickelt, das individuelle MPC-Optimierungen für 221 EFH mit WP in einem realen Berliner Referenznetzgebiet abbildet und verschiedene Tarifvarianten in einer Monte-Carlo-Szenarioanalyse vergleicht.

Im Hinblick auf die Forschungsfragen zeigt die Simulation, dass das untersuchte Niederspannungsnetz den prognostizierten WP-Hochlauf auf 44,3 % Durchdringungsgrad im Szenariojahr 2035 unter den meteorologischen Bedingungen des Jahres 2025 ohne Grenzwertverletzungen bewältigt. Die Jahreshöchstlast steigt gegenüber dem Status quo 2025 um 29 % auf 360 kW, verbleibt jedoch unterhalb der Nennleistung des Transformators von 400 kW. Die Netzverträglichkeit ist dabei kein absolutes Merkmal, sondern abhängig von der Tarifstruktur, die der Optimierung zugrunde liegt: Die Analyse kritischer WP-Anteile unter Extremwinterbedingungen (Jahr 2021) belegt, dass der statische Tarif mit statischem Netzentgelt die Nennleistung des Transformators bereits bei einem WP-Anteil von rund 30 % überschreitet, während der dynamische Tarif mit zeitvariablem Netzentgelt diese Schwelle auf rund 50 % verschiebt. Dies stellt eine signifikante Netzauswirkung dar, die sich allein durch die Ausgestaltung der Preissignale ergibt. Unter den meteorologischen Extrembedingungen des Winters 2021 überschreitet die Jahreshöchstlast im Szenario 2035 – *Referenzentwicklung* die Nennleistung des Transformators, was eine Sensitivität des Systems gegenüber klimatischen Ausnahmeereignissen zeigt.

Zudem zeigt sich, dass der statische Tarif mit zeitvariablem Netzentgelt und der dynamische Tarif mit statischem Netzentgelt fundamental unterschiedliche Wirkungen aufweisen. Der statische Tarif mit zeitvariablem Netzentgelt erweist sich als das netzdienlichere Instrument, da er die Jahreshöchstlast um 6,1 % reduziert und 11,7 % der WP-Energie in entlastende Zeitfenster verschiebt. Die Endkundensparnisse betragen dabei rund 52 €/a (4 % gegenüber dem Berliner Grundversorgungstarif; Obergrenze). Der dynamische Tarif mit statischem Netzentgelt zeigt eine entgegengesetzte Wirkung: Er senkt den Median der jährlichen WP-Strombezugskosten um rund 282 €/a (22 % gegenüber dem Berliner Grundversorgungstarif; Obergrenze), entlastet die Jahreshöchstlast jedoch kaum (–0,8 %). Dabei bleibt die JAZ über alle Tarifvarianten nahezu konstant zwischen 3,64 und 3,67, was belegt, dass die Kostenoptimierung ausschließlich den Zeitpunkt, nicht die Gesamtmenge des Wärmebezugs verändert.

Die Analyse einer Börsenstrompreissensitivität bestätigt das Auftreten messbarer Synchronisierungseffekte. Da alle Haushalte auf identische Preissignale reagieren, überlagern sich ihre Lastspitzen. Bei einem Anstieg des Börsenpreinsniveaus um 20 % gegenüber dem Basisjahr 2025 steigt die Jahreshöchstlast um 34,5 % von 358 kW auf 482 kW. Dies führt zu einer Überschreitung der Nennlast des Transformators. Die Schlussfolgerung ist, dass ein zunächst unkritisches Preissignal unter veränderten Rahmenbedingungen zu einem netzgefährdenden Synchronisationsrisiko werden kann. Es ist jedoch anzunehmen, dass dieser Effekt bei Berücksichtigung einer heterogenen Tarifwahl abgeschwächt wäre.

Die Kombination beider Preissignale zeigt ein asymmetrisches Bild: Auf der Kostenseite verstärken sie sich gegenseitig – die erzielte Einsparung von 31 % (390 €/a gegenüber dem Berliner Grundversorgungstarif; Obergrenze) liegt 5 Prozentpunkte über der additiven Summe der Einzeleffekte. Auf der Netzseite tritt hingegen der gegenteilige Effekt auf: Die Jahreshöchstlast sinkt kombiniert um nur 1,1 %. Der Grund ist, dass sich die Signale überlagern und dadurch keine Lastverschiebung in Zeiten niedriger Netzlast garantiert ist, was den netzdienlichen Effekt der zeitvariablen Netzentgelte teilweise aufhebt.

Ein Vergleich mit marktüblichen alternativen statischen Stromtarifen (Vattenfall ÖkoStrom12 Standard, BDEW-Bundesdurchschnitt 2025) zeigt, dass die ausgewiesenen Kosteneinsparungen gegenüber dem Berliner Grundversorgungstarif als Obergrenze zu verstehen sind. Der Median der WP-Strombezugskosten beim Vattenfall ÖkoStrom12 Standard Tarif liegt mit 901 €/a (statisches Netzentgelt) und 867 €/a (zeitvariables Netzentgelt) in einem ähnlichen Bereich wie die dynamischen Tarifvarianten (984 €/a und 876 €/a). Aus rein kostenbezogener Perspektive stellen günstigere statische Tarife damit eine Alternative für WP-Haushalte dar. Dynamische Tarife erweisen sich jedoch als robuster gegenüber klimatischen Extremereignissen: Im Extremjahr 2021 steigen die Kosten bei statischen Tarifvarianten um rund 26 %, bei dynamischen Tarifen lediglich um rund 13 %, da die preisinduzierte Lastverschiebung auch unter erhöhtem Heizbedarf preisgünstige Zeitfenster ausnutzt. Dieser Robustheitsvorteil sollte bei der Tarifwahl berücksichtigt werden.

Zusammenfassend belegen die Ergebnisse, dass die preisoptimierte MPC-Betriebsführung von WP ein wirksames Instrument zur gleichzeitigen Milderung von Netzauswirkungen und zur Senkung von Strombezugskosten der Endkunden darstellen kann. Beide Ziele sind jedoch nicht beliebig kombinierbar: Das zeitvariable Netzentgelt ist das geeignetere Instrument zur Reduzierung von negativen Netzauswirkungen während dynamische Stromtarife wirtschaftliche Vorteile bieten. Die vorliegenden Ergebnisse liefern damit eine quantitative Grundlage für die regulatorische Debatte um § 14a EnWG und zeigen auf, dass der Gestaltungsspielraum bei der Ausgestaltung von Stromtarifen und Netzentgelten unmittelbar darüber entscheidet, ob der prognostizierte WP-Hochlauf netzbelastend verläuft oder durch die Betriebsmittel getragen werden kann.

Für eine belastbare Generalisierung dieser Befunde über das untersuchte Referenznetzgebiet hinaus sind weiterführende Untersuchungen auf Basis unterschiedlicher Netztopologien erforderlich. Darüber hinaus sind die quantifizierten Netzauswirkungen als Untergrenze zu verstehen, da weitere Lasten wie insbesondere MFH, Gewerbe und EV im vorliegenden Modell nicht berücksichtigt wurden; die quantifizierten kritischen WP-Anteile sind entsprechend als Obergrenze zu werten. Ansatzpunkte für weiterführende Forschung sowie konkrete Empfehlungen für die Weiterentwicklung des Modells wurden im vorangehenden Kapitel dargelegt.

Literaturverzeichnis

- [1] G. Luderer u. a.: „Die Energiewende kosteneffizient gestalten: Szenarien zur Klimaneutralität 2045“, März 2025
- [2] P. Fakhrooian, V. Pitz, B. Scheppat: „Systematic Evaluation of Possible Maximum Loads Caused by Electric Vehicle Charging and Heat Pumps and Their Effects on Common Structures of German Low-Voltage Grids“, *World Electr. Veh. J.*, Bd. 15, Nr. 2, S. 49, Feb. 2024
- [3] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: „Roll-out intelligente messsysteme: Quartalsweise erhebungen“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NetzzugangMesswesen/Mess-undZaehlwesen/iMSys/artikel.html>. [Zugegriffen: 22-Feb-2026]
- [4] J. Stute, S. Pelka, M. Kühnbach, M. Klobasa: „Dodging the electricity price hike: Can demand-side flexibility compensate for spot price increases for households in Germany?“, *Adv. Appl. Energy*, Bd. 14, S. 100174, Juli 2024
- [5] C. Winzer, P. Ludwig: „Optimal Design of Dynamic Grid Tariffs“, *SSRN Electronic Journal*, 2022
- [6] „Festlegungsverfahren zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a Energiewirtschaftsgesetz“, Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, BK6-22-300, Nov. 2023
- [7] „Festlegung von Netzentgelten für steuerbare Anschlüsse und Verbrauchseinrichtungen (NSAVER) nach § 14a EnWG“, Beschlusskammer 8 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, BK8-22/010-A, Nov. 2023
- [8] „Forschungsprojekt KLIMTEC der HTW Berlin“. [Online]. Verfügbar unter: <https://solar.htw-berlin.de/forschungsgruppe/klimtec/>. [Zugegriffen: 22-Feb-2026]
- [9] Z. Wang, M. B. Luther, M. Amirkhani, C. Liu, P. Horan: „State of the Art on Heat Pumps for Residential Buildings“, *Buildings*, Bd. 11, Nr. 8, S. 350, Aug. 2021
- [10] „Funktion & Wärmequellen“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.waermepumpe.de/verbraucher/funktion-waermequellen/>. [Zugegriffen: 24-Feb-2026]
- [11] D. Fischer, H. Madani: „On heat pumps in smart grids: A review“, *Renewable Sustainable Energy Rev.*, Bd. 70, S. 342–357, Apr. 2017
- [12] B. Mahapatra, A. Nayyar: „Home energy management system (HEMS): concept, architecture, infrastructure, challenges and energy management schemes“, *Energy Syst.*, Bd. 13, Nr. 3, S. 643–669, Aug. 2022
- [13] DIN Deutsches Institut für Normung e.V.: „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen; Deutsche Fassung EN 50160:2010 + Cor.:2010 + A1:2015 + A2:2019 + A3:2019“. Nov-2020
- [14] L. Thurner u. a.: „Pandapower—An Open-Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis, and Optimization of Electric Power Systems“, *IEEE Trans. Power Syst.*, Bd. 33, Nr. 6, S. 6510–6521, Nov. 2018
- [15] J. Stute, M. Kühnbach: „Dynamic pricing and the flexible consumer – Investigating grid and financial implications: A case study for Germany“, *Energy Strategy Rev.*, Bd. 45, S. 100987, Jan. 2023
- [16] R. Sudhoff, Y. Bouraoui, S. Schreck, S. Thiem, S. Niessen: „Implications of Electricity Tariff Design on the Operation of Renewable Energy Communities“, in *2023 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT EUROPE)*, 2023, S. 1–5

- [17] M. Haendel, G. Hug, M. Klobasa: „Effects of heat pump scheduling on lowvoltage grids using a receding horizon control strategy“, *IET Smart Grid*, Bd. 6, Nr. 4, S. 432–445, Juni 2023
- [18] S. Werner u. a.: „Smart decentralised energy management“, *CIREN - Open Access Proceedings Journal*, Bd. 2020, Nr. 1, S. 345–348, Jan. 2020
- [19] J. Wiemer, A. Schoen, A. Altayara, D. Mende, M. Braun: „Grid-related control measures for electric vehicle charging stations and heat pumps: implementation and impact analysis“, *IET Conference Proceedings*, Bd. 2024, Nr. 5, S. 997–1005, Jan. 2025
- [20] M. Haendel: „Impact of Dynamic Tariffs on Local Flexible Loads and Integration of Local Photovoltaic Power“, in *2024 20th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, 2024, S. 1–6
- [21] B. Velkovski, V. Z. Gjorgievski, D. Kothona, A. S. Bouhouras, S. Cundeva, N. Markovska: „Impact of tariff structures on energy community and grid operational parameters“, *Sustainable Energy Grids Networks*, Bd. 38, S. 101382, Juni 2024
- [22] Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin: „HTW Wetterstation - Wetterdaten 2025“. [Online]. Verfügbar unter: https://wetter.htw-berlin.de/Download/EGH_SMP4,DIF_SMP5,DHI_0000,DIR_SHP1,TAMB_THE1/2025-01-01/2026-01-01. [Zugegriffen: 09-Apr-2026]
- [23] V. Quaschnig: *Regenerative Energiesysteme: Technologie – Berechnung – Klimaschutz*, 13. Aufl. München: Carl Hanser Verlag GmbH & Co. KG, 2025
- [24] Deutscher Wetterdienst: „Testreferenzjahre (TRY)“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.dwd.de/DE/leistungen/testreferenzjahre/testreferenzjahre.html>. [Zugegriffen: 14-Apr-2026]
- [25] Stromnetz Berlin GmbH: „Preisblatt der Stromnetz Berlin GmbH. Entgelte für den Netzzugang gültig ab 01.01.2025“, 28-Mai-2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.stromnetz.berlin/files/globalassets/dokumente/entgelte/zugang/Entgelte-01-01-2025/NNE-B-2025_20250528.pdf. [Zugegriffen: 23-Okt-2025]
- [26] Stromnetz Berlin GmbH: „Preisblatt der Stromnetz Berlin GmbH. Entgelte für den Messstellenbetrieb gültig ab 01.01.2025“, Dez-2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.stromnetz.berlin/files/globalassets/dokumente/entgelte/messung/Preisblatt-2025/Entgelte-Messstellenbetrieb-B-2025_20241218.pdf. [Zugegriffen: 18-Feb-2026]
- [27] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: „BDEW-Strompreisanalyse Januar 2026“, 13-Jan-2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/>. [Zugegriffen: 17-Feb-2026]
- [28] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: „Für die Umsetzung von Modul 3 der Festlegung von Netzentgelten für steuerbare Anschlüsse und Verbrauchseinrichtungen (NSAVER) nach §14a EnWG (BK8-22/010-A)“, 16-Sep-2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/BDEW-AWH_Modul_3_V1.1_Korrektur070225.pdf. [Zugegriffen: 22-Apr-2026]
- [29] Vattenfall Europe Sales GmbH: „Allgemeiner Preis und Preisbestandteile der Grundversorgung in Berlin“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.vattenfall.de/b53d9042-8d85-4b63-b5ea-2651e1b7fbda>. [Zugegriffen: 18-Feb-2026]
- [30] W. Reimann, C. Gutberlet: „NEUE RECHTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN FÜR NETZ, VERTRIEB UND ANLAGENBETREIBER FÜR SOG. STEUERBARE VERBRAUCHS-EINRICHTUNGEN (STEUVE) SEIT 01.01.2024“, März-2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.brs-rechtsanwaelte.de/neue-regeln-f%C3%BCr-steuerbare-verbrauchseinrichtungen-ab-2024>. [Zugegriffen: 20-Feb-2026]
- [31] Tibber: „Grund -und Arbeitspreis bei Tibber“. [Online]. Verfügbar unter: <https://support.tibber.com/de/articles/12310314-grund-und-arbeitspreis-bei-tibber>. [Zugegriffen: 18-Feb-2026]
- [32] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: „Markt | Großhandelspreise | DE/LU (ab 01.10.2018) | 01.01.2020 - 01.01.2021 | Viertelstunde | CSV“, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.smard.de/home/downloadcenter/download-marktdaten/?downloadAttributes=%7B%22selectedCategory%22%3A%22selectedSubCategory%22%3A%22selectedRegion%22%3A%22DE-LU%22%22selectedFileType%22%3A%22CSV%22%22from%22%3A%221577833200000%22to%22%3A%221609541999999%22%7D>. [Zugegriffen: 21-Apr-2026]

- [33] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: „Markt | Großhandelspreise | DE/LU (ab 01.10.2018) | 01.01.2025 - 01.01.2026 | Viertelstunde | CSV“, 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.smard.de/home/downloadcenter/download-marktdaten/?downloadAttributes=%7B%22selectedCategory%22%3A%22selectedSubCategory%22%3A%22selectedRegion%22%3A%22DE-LU%22%22selectedFileType%22%3A%22CSV%22%22from%22%3A%221735686000000%22to%22%3A%221767308399999%22%7D>. [Zugegriffen: 21-Apr-2026]
- [34] P. Remmen, M. Lauster, M. Mans, M. Fuchs, T. Osterhage, D. Müller: „TEASER: an open tool for urban energy modelling of building stocks“, *J. Build. Perform. Simul.*, Bd. 11, Nr. 1, S. 84–98, Jan. 2018
- [35] „EnergyMap Berlin - Digitales Heizwärmekataster für die kommunale Wärmeplanung“, Nov-2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://energymap-berlin.de/>. [Zugegriffen: 19-Nov-2025]
- [36] C. M. VertgeWall, C. Hölscher, L. Böttcher, J. Bigalke, A. Ulbig: „Modeling and Application of Probabilistic Electrical Household Loads in Distribution Grid Simulations“, in *2022 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*, 2022, S. 1–6
- [37] N. Pflugradt, P. Stenzel, L. Kotzur, D. Stolten: „LoadProfileGenerator: An Agent-Based Behavior Simulation for Generating Residential Load Profiles“, *J Open Source Softw*, Bd. 7, Nr. 71, S. 3574, März 2022
- [38] Senatsverwaltung für Mobilität, Verkehr, Klimaschutz und Umwelt: „Erste Ergebnisse der Wärmeplanung (2024)“, 13-Nov-2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.berlin.de/sen/uvk/klimaschutz/waermewende/waermeplan/>. [Zugegriffen: 14-Nov-2025]
- [39] „RWTH-EBC/TEASER“, Nov-2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://github.com/RWTH-EBC/TEASER>. [Zugegriffen: 20-Nov-2025]
- [40] M. R. Lauster, D. Müller, C. Nytsch-Geusen: *Parametrierbare Gebäudemodelle für dynamische Energiebedarfsrechnungen von Stadtquartieren*, 1st ed. Aachen: E.ON Energy Research Center, RWTH Aachen University, 2018
- [41] M. Lauster, D. Müller: „Characterization of Linear Reduced Order Building Models Using Bode Plots“, in *Proceedings of the 13th International Modelica Conference*, 2019
- [42] J. Schiefelbein, J. Rudnick, A. Scholl, P. Remmen, M. Fuchs, D. Müller: „Automated urban energy system modeling and thermal building simulation based on OpenStreetMap data sets“, *Build. Environ.*, Bd. 149, S. 630–639, Feb. 2019
- [43] D. Fischer, T. Wolf, J. Wapler, R. Hollinger, H. Madani: „Model-based flexibility assessment of a residential heat pump pool“, *Energy*, Bd. 118, S. 853–864, Jan. 2017
- [44] H. Hoops, T. Tjaden, K. Rösken: „RE-Lab-Projects/hplib: v1.9“. Zenodo, Juli-2022
- [45] R. Halvgaard, N. K. Poulsen, H. Madsen, J. B. Jørgensen: „Economic Model Predictive Control for building climate control in a Smart Grid“, in *2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*, 2012, S. 1–6
- [46] Gurobi Optimization, LLC: „Gurobi Optimizer Reference Manual“, 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.gurobi.com>. [Zugegriffen: 22-Apr-2026]
- [47] F. Oldewurtel u. a.: „Use of model predictive control and weather forecasts for energy efficient building climate control“, *Energy Build.*, Bd. 45, S. 15–27, Feb. 2012
- [48] J. Boerma u. a.: „alliander-opensource/transformer-thermal-model“.
- [49] K. D. McBees, J. Chong, P. Rudraraju: „Demand Side Management Effects on Substation Transformer Capacity Limits“, *Applied Sciences*, Bd. 9, Nr. 16, S. 3266, Jan. 2019
- [50] R. Godina, E. M. G. Rodrigues, J. C. O. Matias, J. P. S. Catalão: „Effect of Loads and Other Key Factors on Oil-Transformer Ageing: Sustainability Benefits and Challenges“, *Energies*, Bd. 8, Nr. 10, S. 12147–12186, Okt. 2015
- [51] VDI Verein Deutscher Ingenieure e.V.: „Berechnung der Jahresarbeitszahl von Wärmepumpenanlagen“. Feb-2024
- [52] Agora Energiewende: „Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2021. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2022.“, Agora Energiewende, Jan. 2022
- [53] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bundeskar-

- tellamt: „Monitoringbericht 2022“, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt, Bonn, 2022
- [54] Deutscher Wetterdienst: „Klimastatusbericht für Deutschland Jahr 2025“. Selbstverlag des Deutschen Wetterdienstes, Offenbach am Main, März-2026
- [55] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE: „Energy-Charts“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.energy-charts.info/index.html>. [Zugegriffen: 21-Apr-2026]
- [56] Vattenfall Europe Sales GmbH: „Günstige Stromtarife: Strom vom Stromanbieter Vattenfall“, 24-Apr-2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.vattenfall.de/strom/tarife>. [Zugegriffen: 24-Apr-2026]
- [57] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: „BDEW-Strompreisanalyse April 2026“, 15-Apr-2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/>. [Zugegriffen: 24-Apr-2026]
- [58] M.-L. Arlt, D. Chassin, C. Rivetta, J. Sweeney: „Impact of real-time pricing and residential load automation on distribution systems“, *Energy Policy*, Bd. 184, S. 113906, Jan. 2024
- [59] D. Günther u. a.: „Abschlussbericht: Wärmepumpen in Bestandsgebäuden. Ergebnisse aus dem Forschungsprojekt ‚WPsmart im Bestand‘“, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg, Juli 2020

Anhangsverzeichnis

A	Eingangsdaten	77
A.1	Rasterdiagramm für die Grundlastprofile	77
B	Systemmodellierung	78
B.1	Thermisches Netzwerk	78
C	Weitere Details zu den Ergebnissen	80
C.1	Ergebnisse am Beispiel eines repräsentativen Einzelgebäudes	80
C.1.1	Szenario 2025 - Status quo	80
C.1.2	Szenario 2035 - Referenzentwicklung	83
C.1.3	Szenario 2035 - Nur zeitvariable Netzentgelte	86
C.1.4	Szenario 2035 - Nur dynamische Stromtarife	89
C.1.5	Szenario 2035 - Kombination der Preissignale	92
C.2	Ergebnisse der Szenario-Analyse	95
C.2.1	Szenario 2025 - Status quo	95
C.2.2	Szenario 2035 - Referenzentwicklung	98
C.2.3	Szenario 2035 - Nur zeitvariable Netzentgelte	101
C.2.4	Szenario 2035 - Nur dynamische Stromtarife	104
C.2.5	Szenario 2035 - Kombination der Preissignale	107

A Eingangsdaten

A.1 Rasterdiagramm für die Grundlastprofile

Bild A.1 zeigt zwei Rasterdiagramme für die elektrische Grundlast und den Trinkwarmwasserbedarf über alle 221 Lastprofile. Dargestellt sind jeweils die viertelstündlichen Mittelwerte über alle Profile.

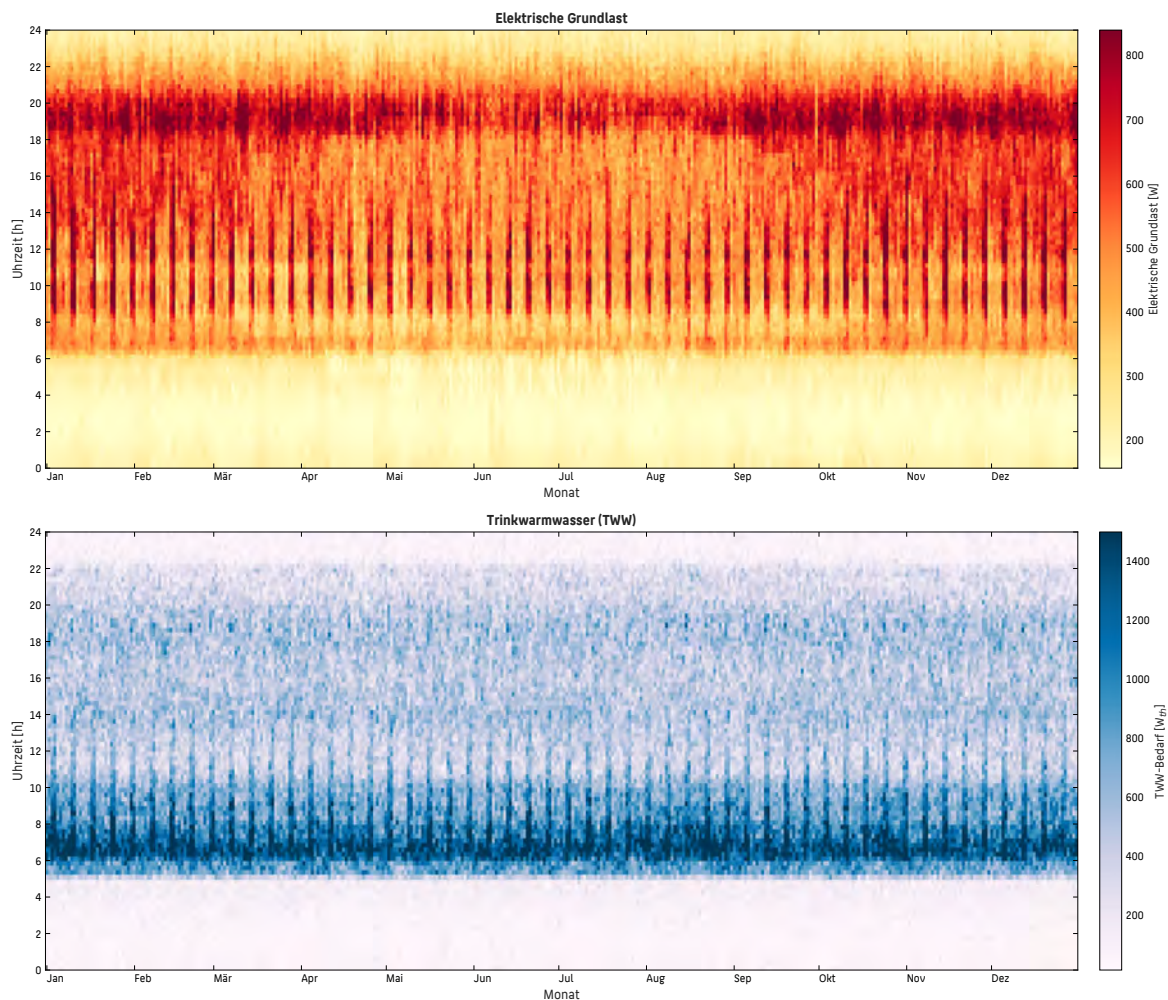


Bild A.1 Rasterdiagramme für die elektrische Grundlast und den Trinkwarmwasserbedarf. **Oben:** Mittlere elektrische Grundlast aller 221 Profile; **Unten:** Mittlerer Trinkwarmwasserbedarf. Beide Signale mit jeweils eigener Farbskala, normiert auf das 2.-98. Perzentil (Eigene Darstellung basierend auf [37]).

B Systemmodellierung

B.1 Thermisches Netzwerk

Das folgende thermische Netzwerk zeigt das Zwei-Elemente-Modell aus AixLib:

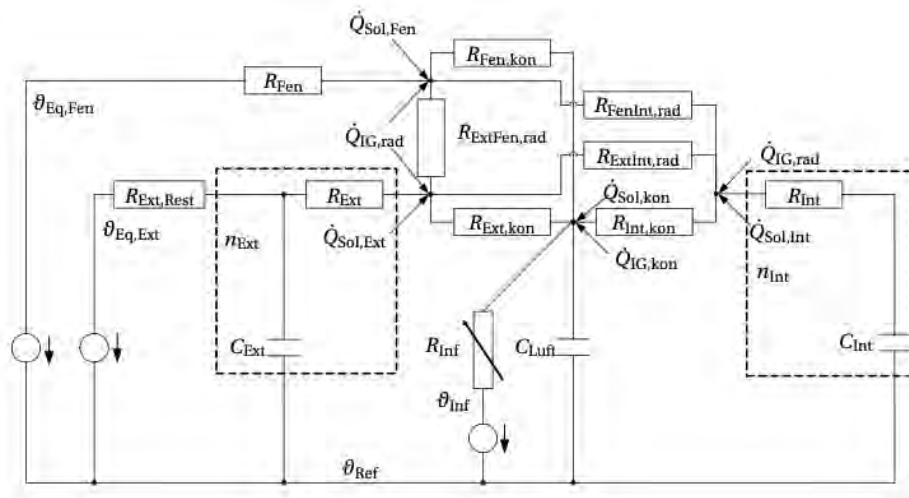


Bild B.1 Thermisches Netzwerk des Zwei-Elemente-Modells aus AixLib [40].

mit:

- $\theta_{Eq,Ext}$ ($= T_{Eq,Ext}$): Äquivalente Außentemperatur für opake Außenbauteile für opake Außenbauteile [K]
- $\theta_{Eq,Fen}$ ($= T_{Eq,Fen}$): Äquivalente Außentemperatur für transparente Außenbauteile [K]
- θ_{Ref} ($= T_{Ref}$): Virtuelle Referenztemperatur zum Schließen des thermischen Netzwerks [K]
- θ_{Inf} ($= T_{Inf}$): Außenlufttemperatur für Infiltration und natürliche Lüftung [K]
- C_{Ext} : Effektive Wärmekapazität der opaken Außenbauteile [$J K^{-1}$]
- R_{Ext} : Effektiver Wärmedurchgangswiderstand der opaken Außenbauteile [$K W^{-1}$]
- $R_{Ext,Rest}$: Restwiderstand der Außenbauteile [$K W^{-1}$]
- $R_{Ext,kon}$: Konvektiver Wärmeübergangswiderstand Außenwand–Raumlufte [$K W^{-1}$]
- R_{Fen} : Wärmedurchgangswiderstand transparenter Außenbauteile [$K W^{-1}$]
- $R_{Fen,kon}$: Konvektiver Wärmeübergangswiderstand Fenster–Raumlufte [$K W^{-1}$]
- C_{Int} : Effektive Wärmekapazität der Innenbauteile [$J K^{-1}$]
- R_{Int} : Wärmedurchgangswiderstand der Innenbauteile [$K W^{-1}$]
- $R_{Int,kon}$: Konvektiver Wärmeübergangswiderstand Innenwand–Raumlufte [$K W^{-1}$]

- C_{Luft} : Wärmekapazität des Raumluftvolumens [J K^{-1}]
- R_{Inf} : Thermischer Widerstand für Infiltration und natürliche Lüftung [K W^{-1}]
- $R_{\text{ExtFen,rad}}$: Strahlungsaustauschwiderstand Außenwand–Fenster [K W^{-1}]
- $R_{\text{FenInt,rad}}$: Strahlungsaustauschwiderstand Fenster–Innenwand [K W^{-1}]
- $R_{\text{ExtInt,rad}}$: Strahlungsaustauschwiderstand Außenwand–Innenwand [K W^{-1}]
- $\dot{Q}_{\text{IW}}$: Interne Wärmegewinne [W]
- $\dot{Q}_{\text{IW,rad}}$: Radiativer Anteil der internen Wärmegewinne [W]
- $\dot{Q}_{\text{Sol,kon}}$: Konvektiver Anteil des solaren Wärmeeintrags [W]
- $\dot{Q}_{\text{Sol,Ext}}$: Solarer Wärmeeintrag auf opake Außenbauteile [W]
- $\dot{Q}_{\text{Sol,Fen}}$: Solarer Wärmeeintrag durch transparente Außenbauteile auf Fensterflächen [W]
- $\dot{Q}_{\text{Sol,Int}}$: Solarer Wärmeeintrag durch transparente Außenbauteile auf Innenbauteile [W]
- n_{Ext} : Anzahl der T-Schaltungen für die Außenbauteile [-]
- n_{Int} : Anzahl der L-Schaltungen für die Innenbauteile [-]

C Weitere Details zu den Ergebnissen

C.1 Ergebnisse am Beispiel eines repräsentativen Einzelgebäudes

C.1.1 Szenario 2025 - Status quo

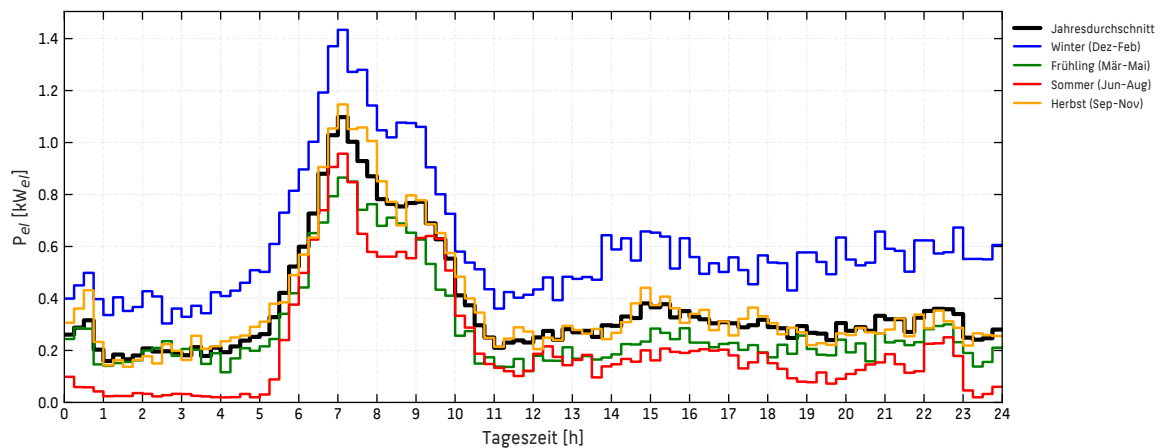


Bild C.1 Saisonale Auswertung des durchschnittlichen elektrischen Tageslastprofils (Wärmepumpe inkl. Heizstab) für das Referenzgebäude im Szenario 2025 - Status quo.

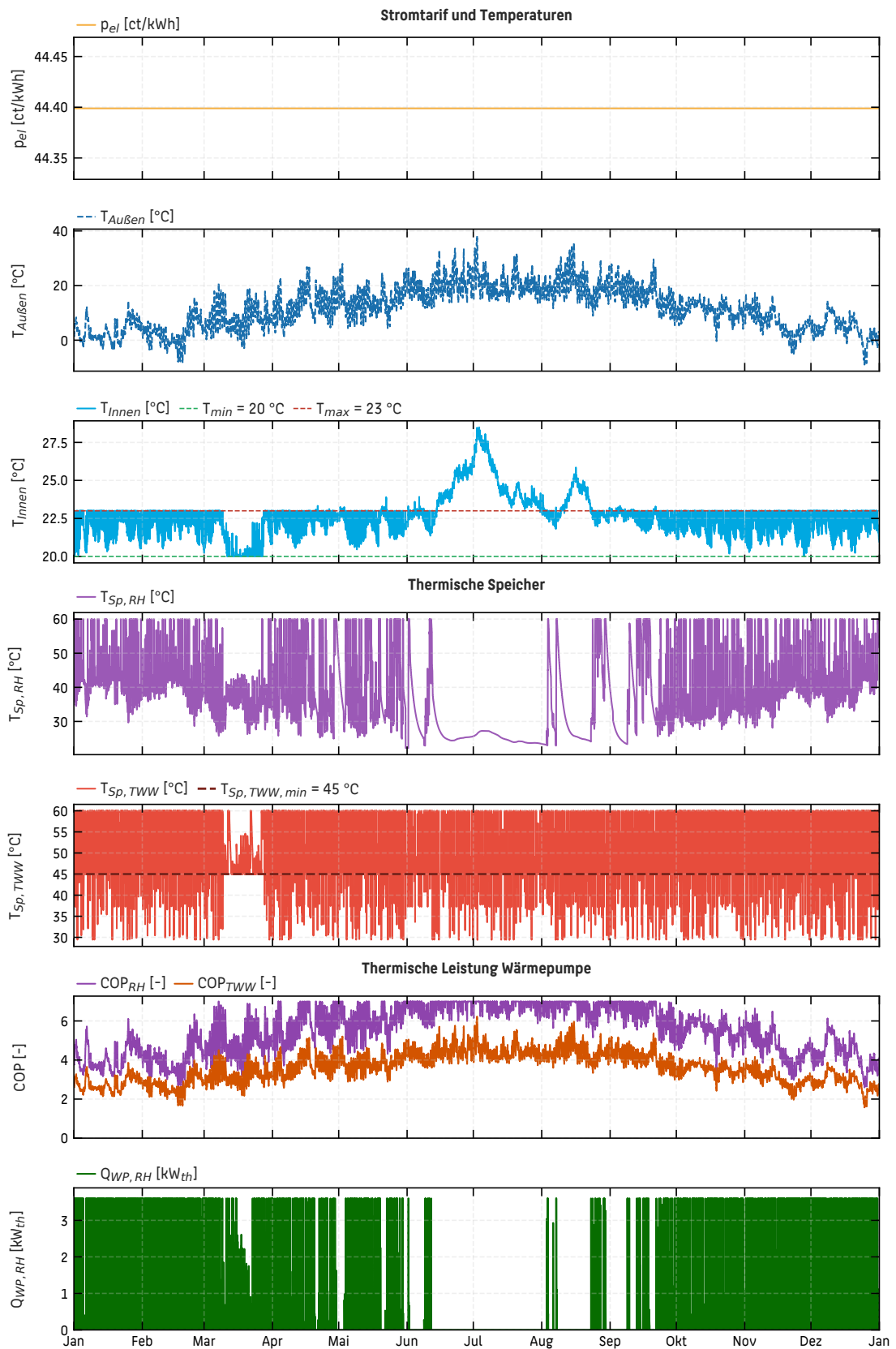


Bild C.2 Jahreszeitreihen für den WP-Betrieb des Referenzgebäudes im Szenario 2025 - Status quo.

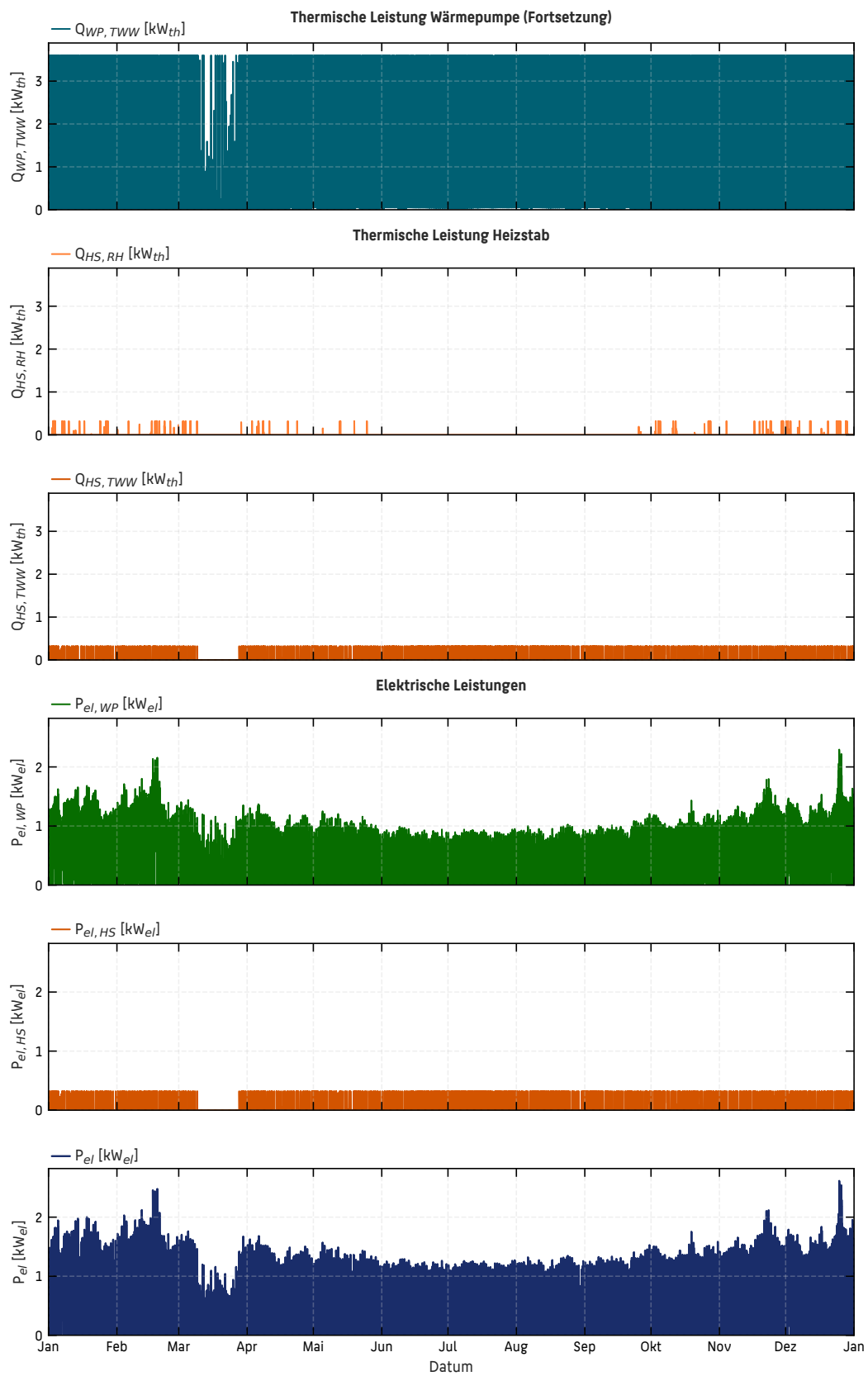


Bild C.3 Jahreszeitreihen für den WP-Betrieb des Referenzgebäudes im Szenario 2025 - Status quo (Fortsetzung).

C.1.2 Szenario 2035 - Referenzentwicklung

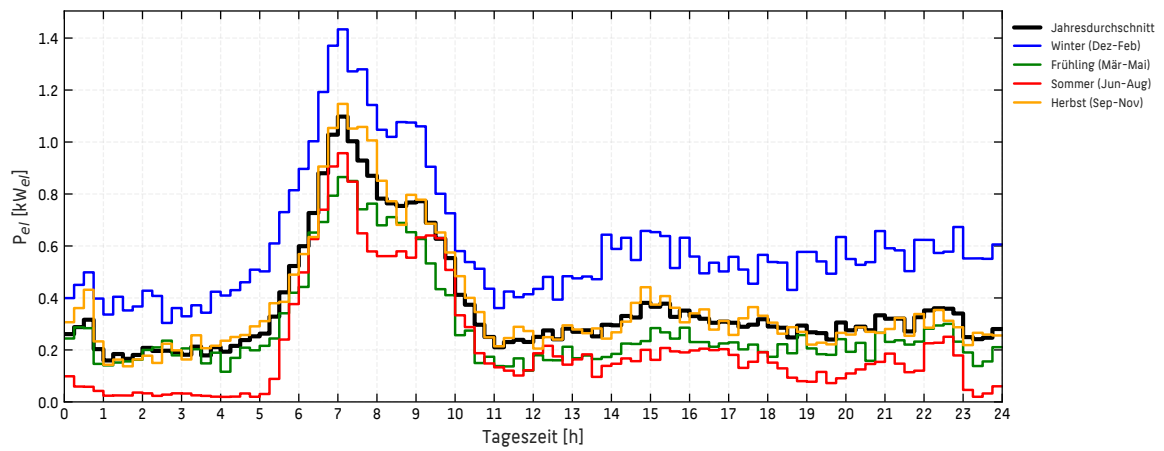


Bild C.4 Saisonale Auswertung des durchschnittlichen elektrischen Tageslastprofils (Wärmepumpe inkl. Heizstab) für das Referenzgebäude im Szenario 2035 - Referenzentwicklung.

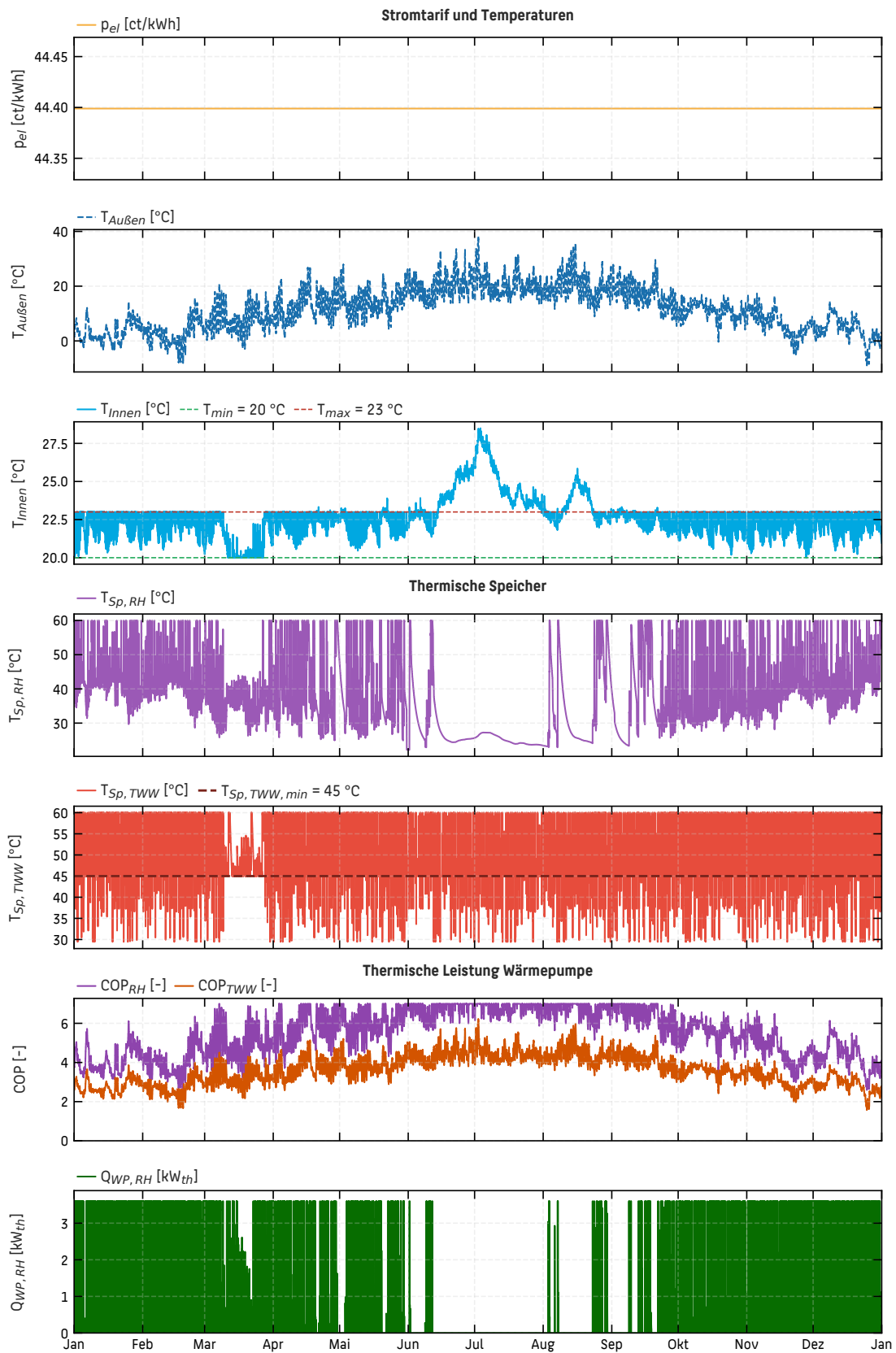


Bild C.5 Jahreszeitreihen für den WP-Betrieb des Referenzgebäudes im Szenario 2035 - Referenzentwicklung.

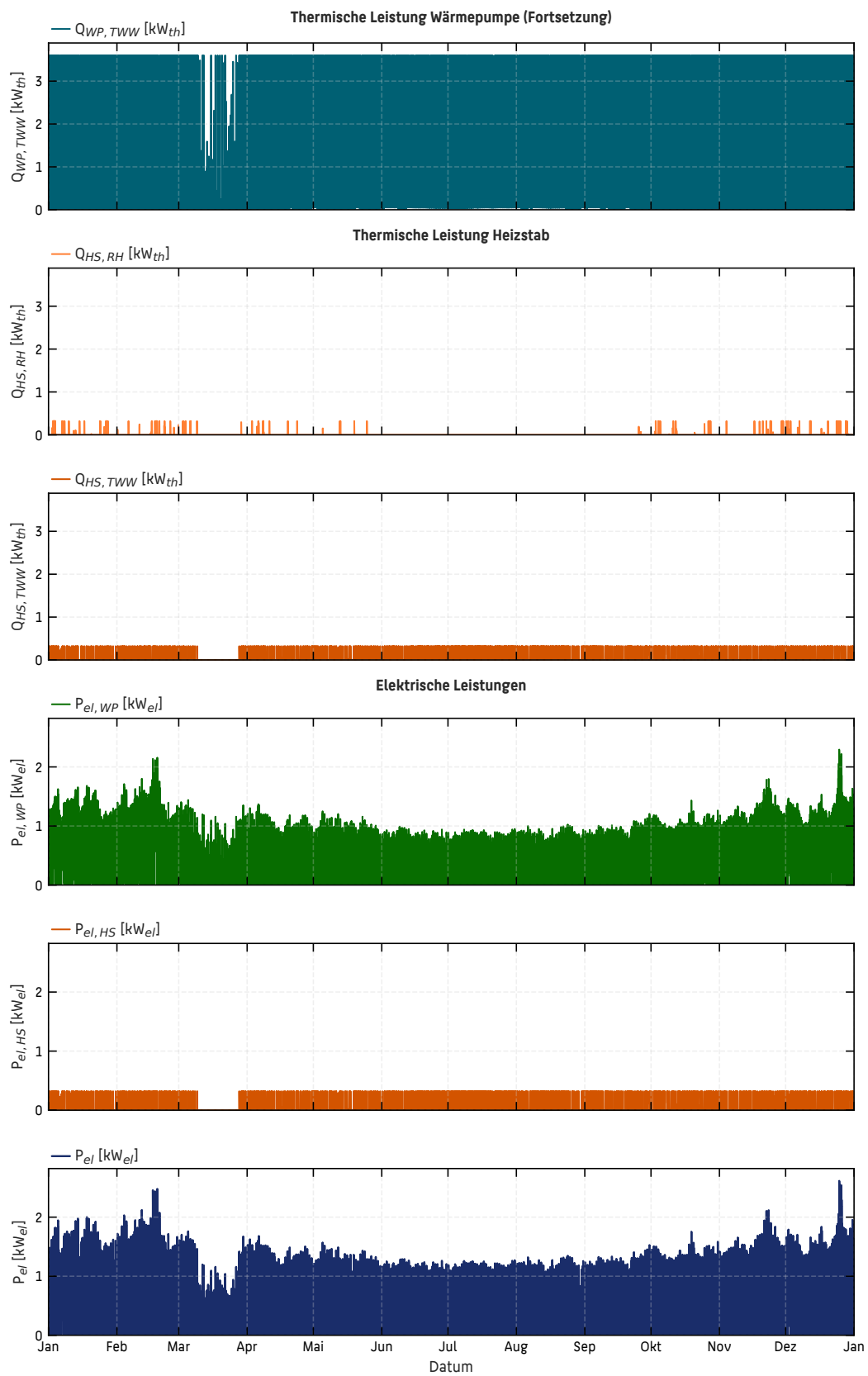


Bild C.6 Jahreszeitreihen für den WP-Betrieb des Referenzgebäudes im Szenario 2035 - Referenzentwicklung (Fortsetzung).

C.1.3 Szenario 2035 - Nur zeitvariable Netzentgelte

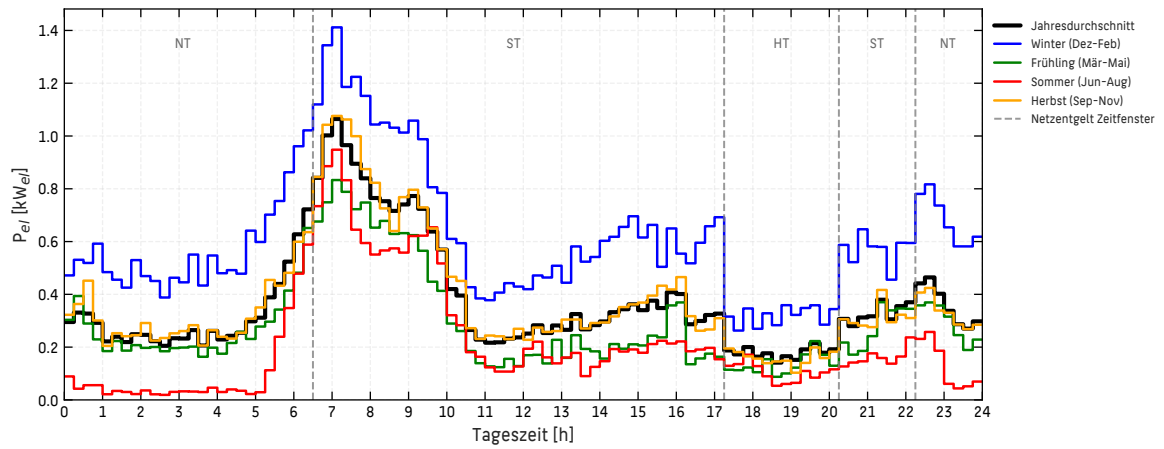


Bild C.7 Saisonale Auswertung des durchschnittlichen elektrischen Tageslastprofils (Wärmepumpe inkl. Heizstab) für das Referenzgebäude im Szenario 2035 - Nur zeitvariable Netzentgelte.

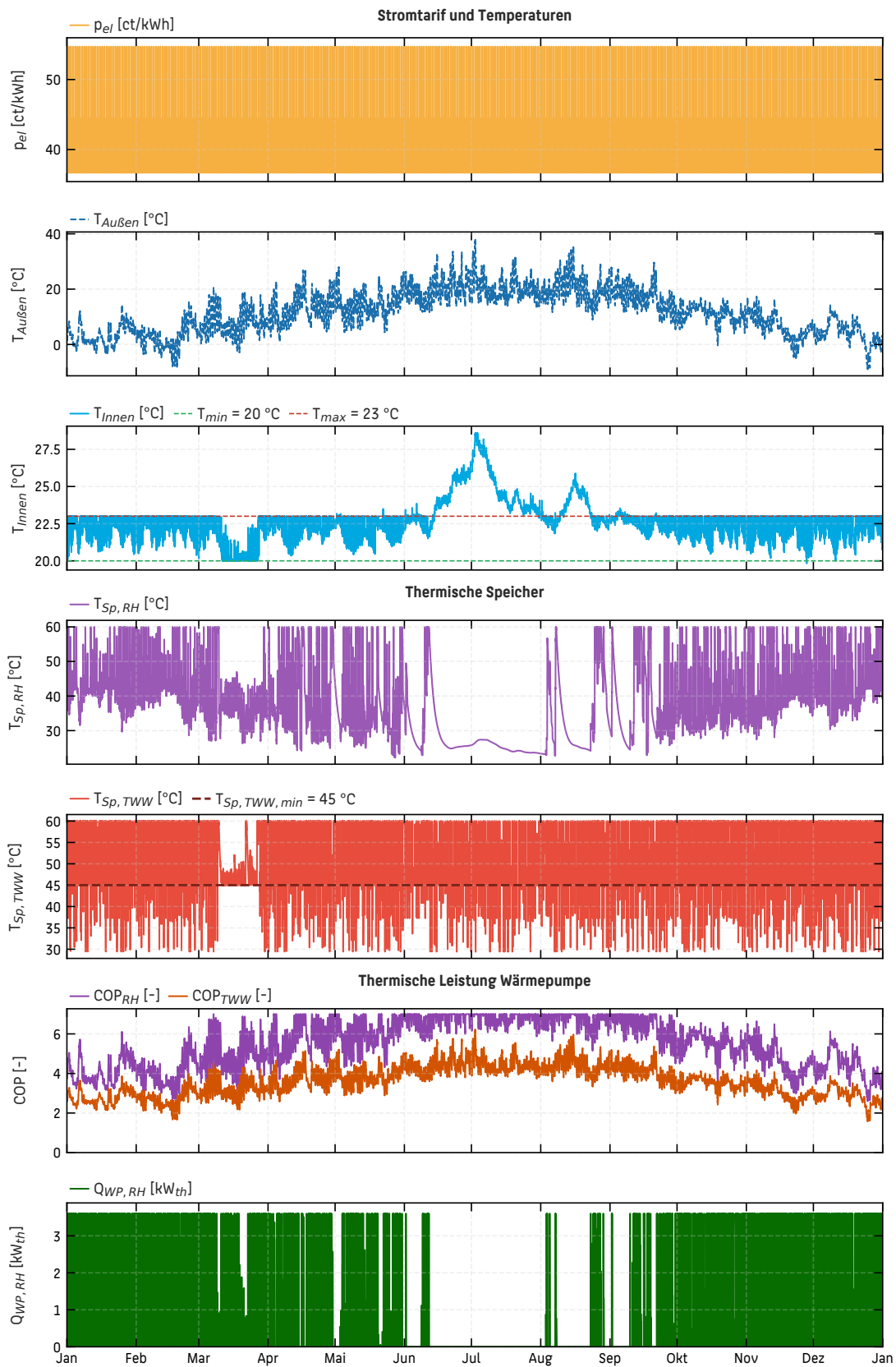


Bild C.8 Jahreszeitreihen für den WP-Betrieb des Referenzgebäudes im Szenario 2035 - Nur zeitvariable Netzentgelte.

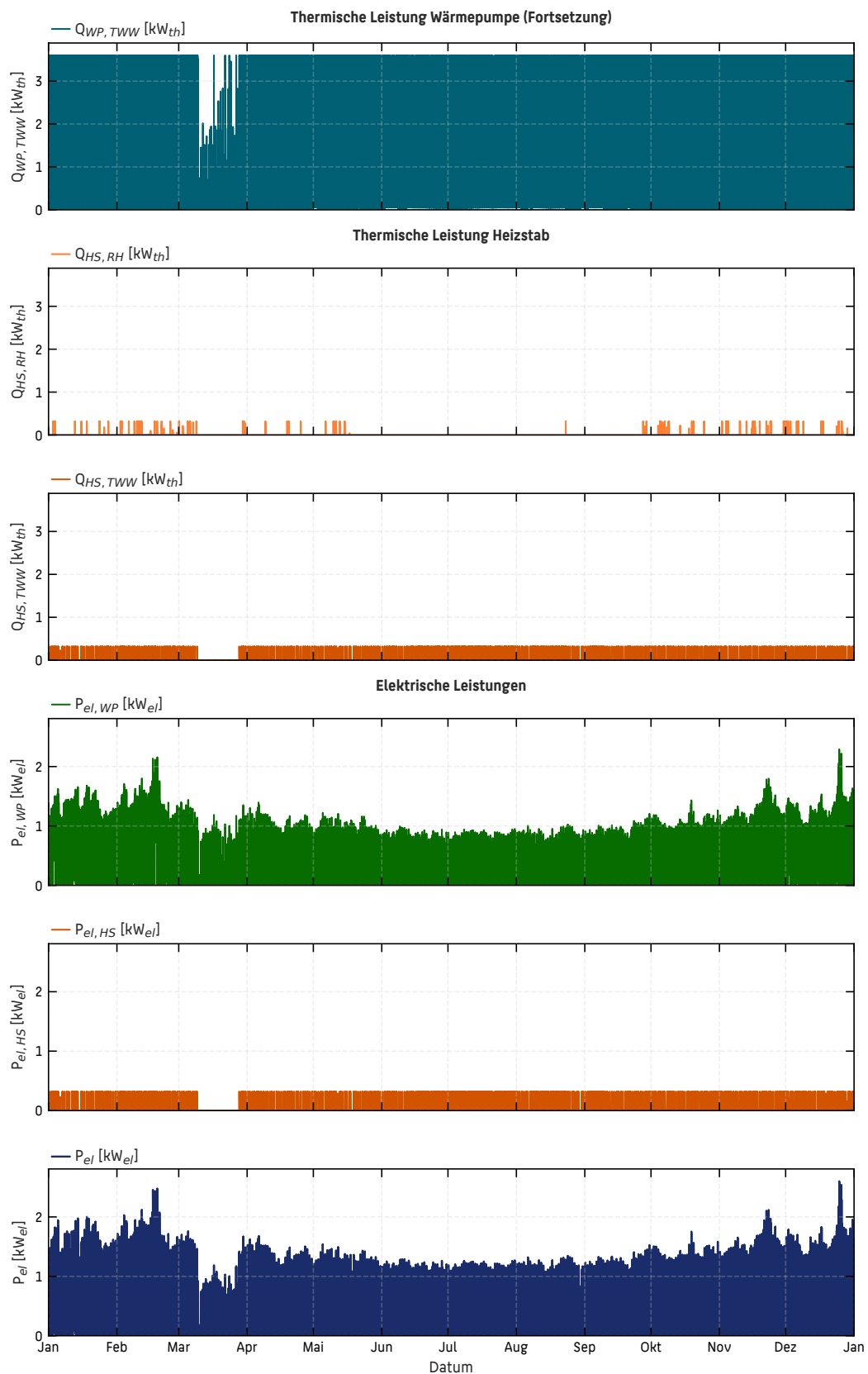


Bild C.9 Jahreszeitreihen für den WP-Betrieb des Referenzgebäudes im Szenario 2035 - Nur zeitvariable Netzentgelte (Fortsetzung).

C.1.4 Szenario 2035 - Nur dynamische Stromtarife

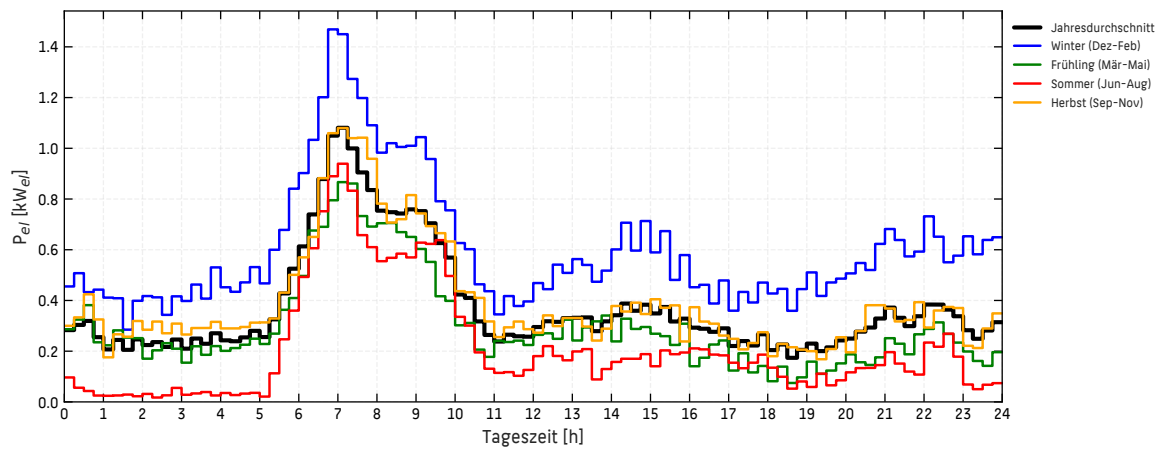


Bild C.10 Saisonale Auswertung des durchschnittlichen elektrischen Tageslastprofils (Wärmepumpe inkl. Heizstab) für das Referenzgebäude im Szenario 2035 - Nur dynamische Stromtarife.

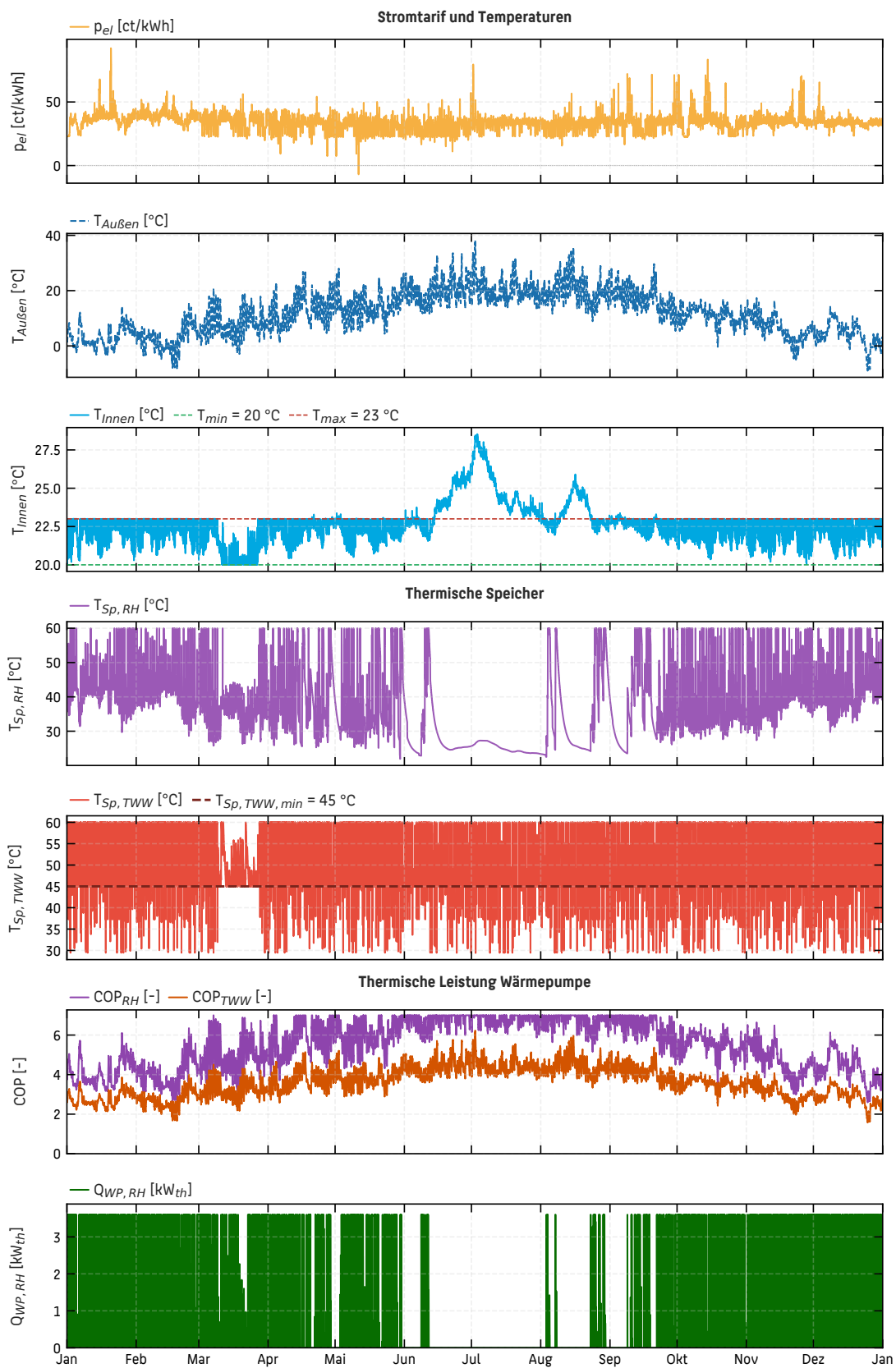


Bild C.11 Jahreszeitreihen für den WP-Betrieb des Referenzgebäudes im Szenario 2035 - Nur dynamische Stromtarife.

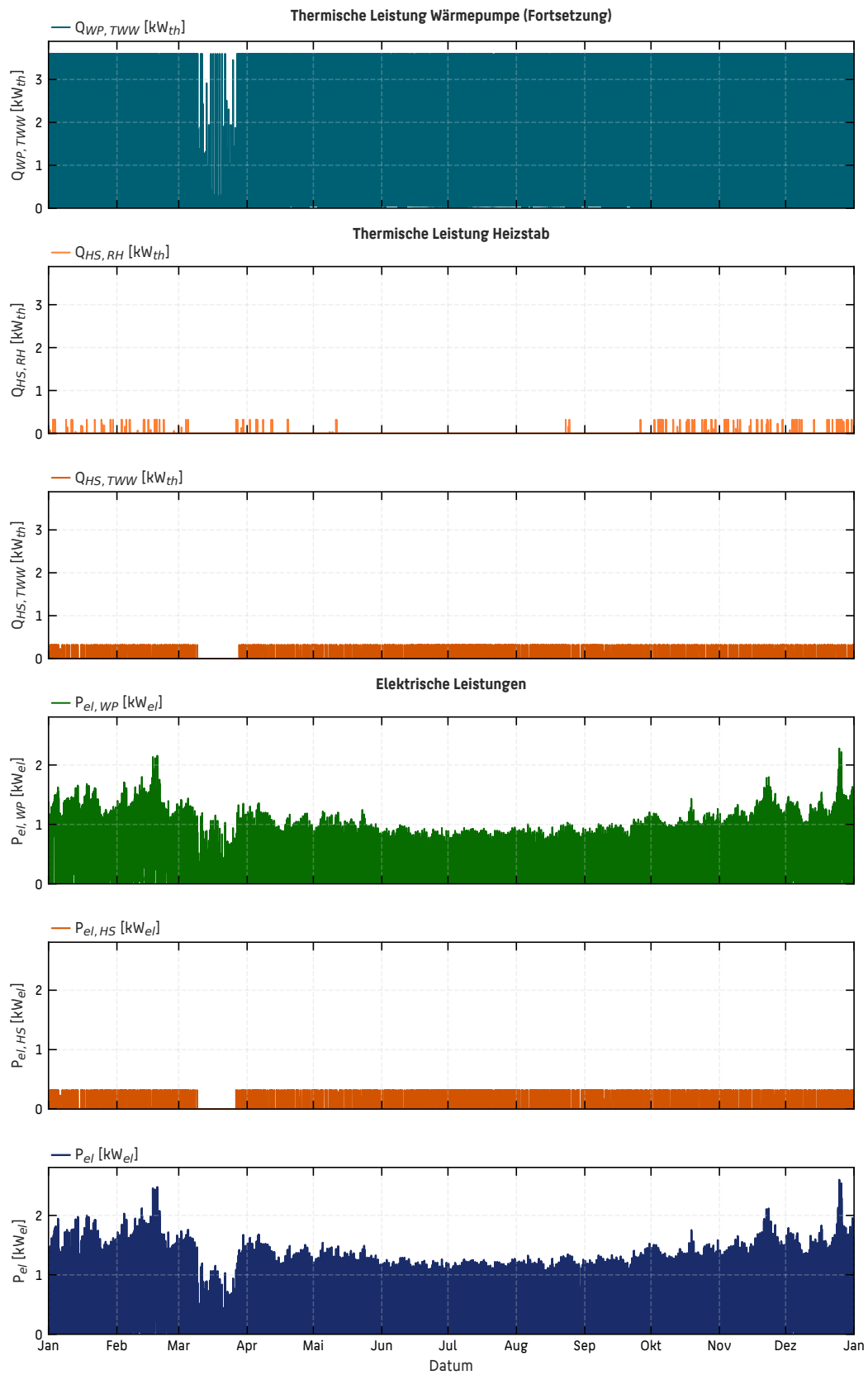


Bild C.12 Jahreszeitreihen für den WP-Betrieb des Referenzgebäudes im Szenario 2035 - Nur dynamische Stromtarife (Fortsetzung).

C.1.5 Szenario 2035 - Kombination der Preissignale

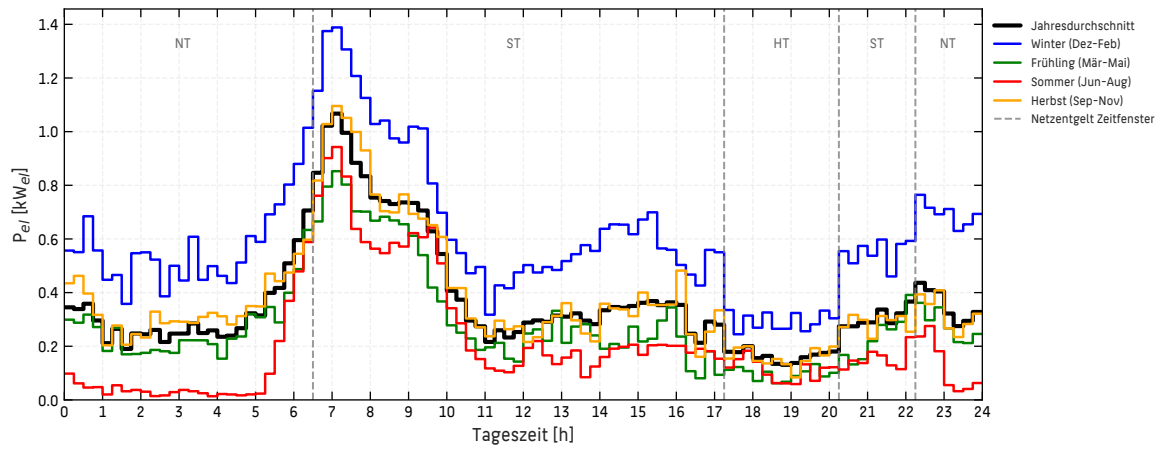


Bild C.13 Saisonale Auswertung des durchschnittlichen elektrischen Tageslastprofils (Wärmepumpe inkl. Heizstab) für das Referenzgebäude im Szenario 2035 - Kombination der Preissignale.

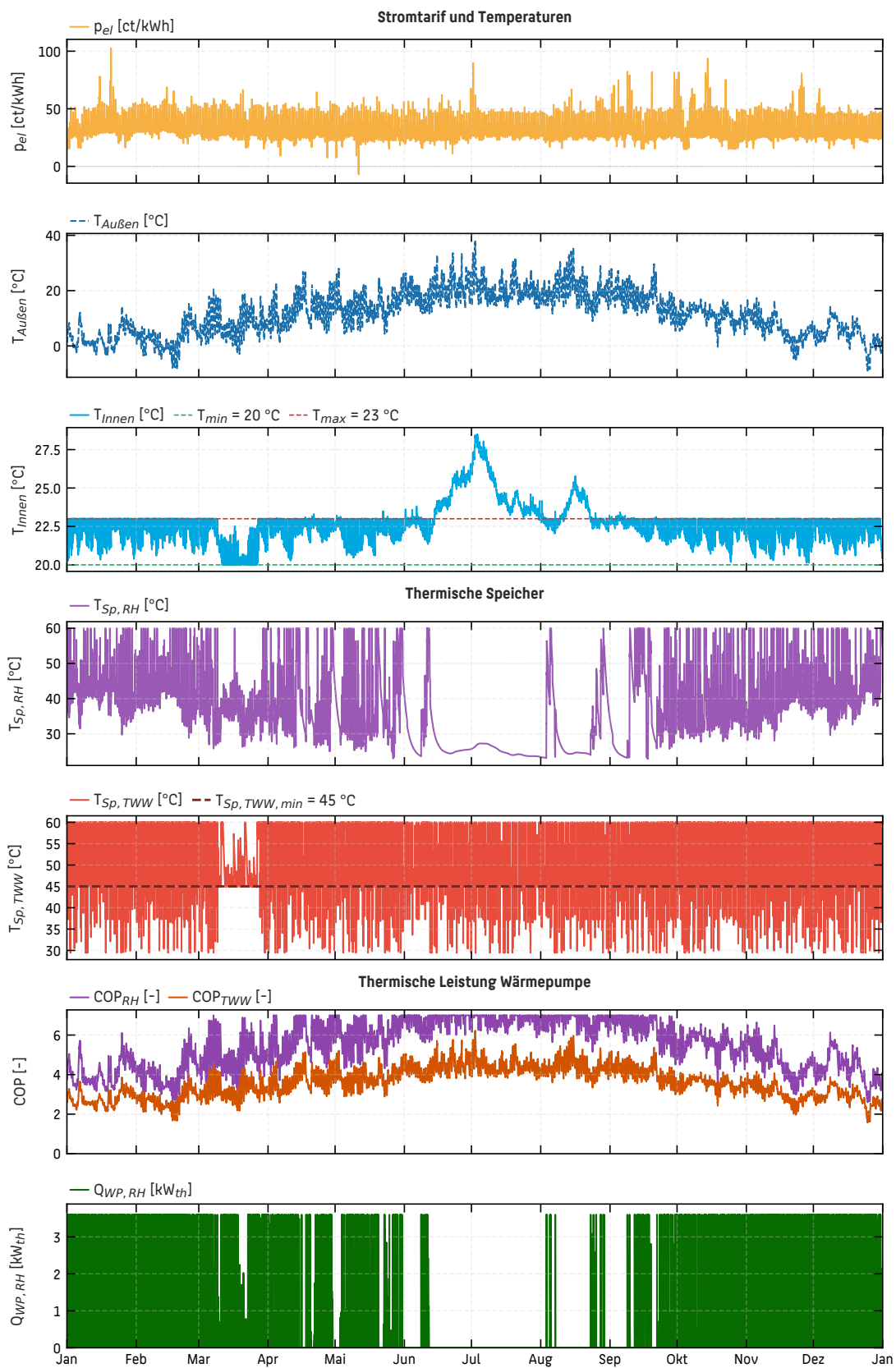


Bild C.14 Jahreszeitreihen für den WP-Betrieb des Referenzgebäudes im Szenario 2035 - Kombination der Preissignale.

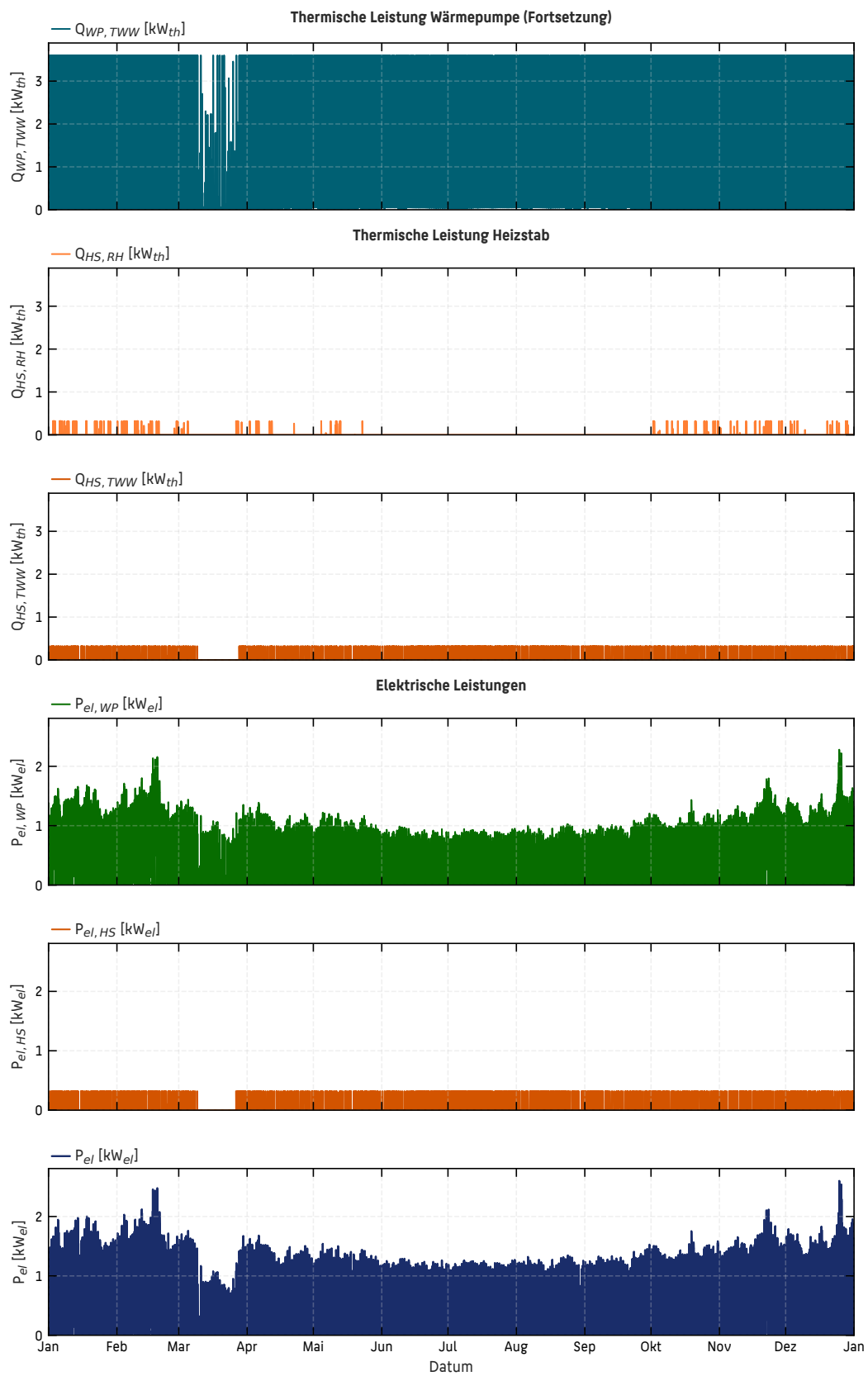


Bild C.15 Jahreszeitreihen für den WP-Betrieb des Referenzgebäudes im Szenario 2035 - Kombination der Preissignale (Fortsetzung).

C.2 Ergebnisse der Szenario-Analyse

C.2.1 Szenario 2025 - Status quo

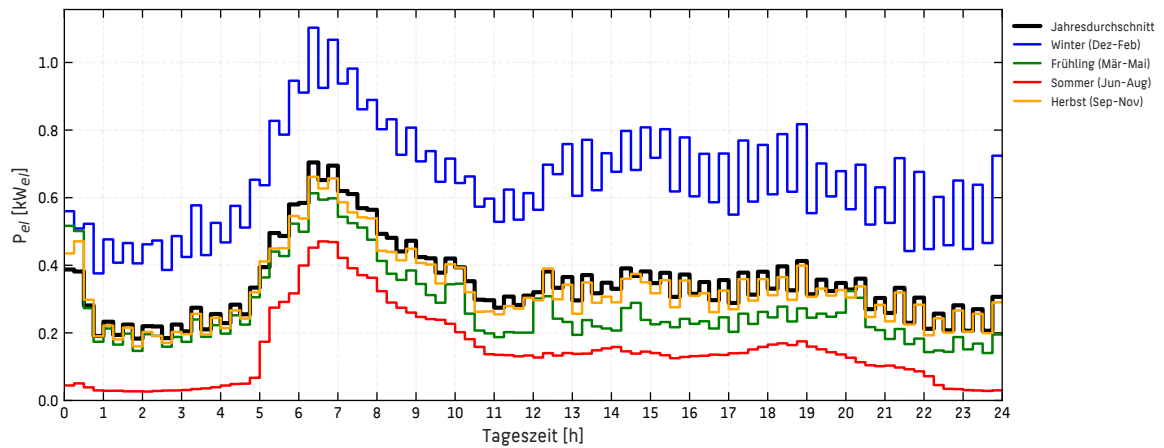


Bild C.16 Saisonale Auswertung der durchschnittlichen elektrischen Tageslastprofile (Wärmepumpe inkl. Heizstab) im Szenario 2025 - Status quo.

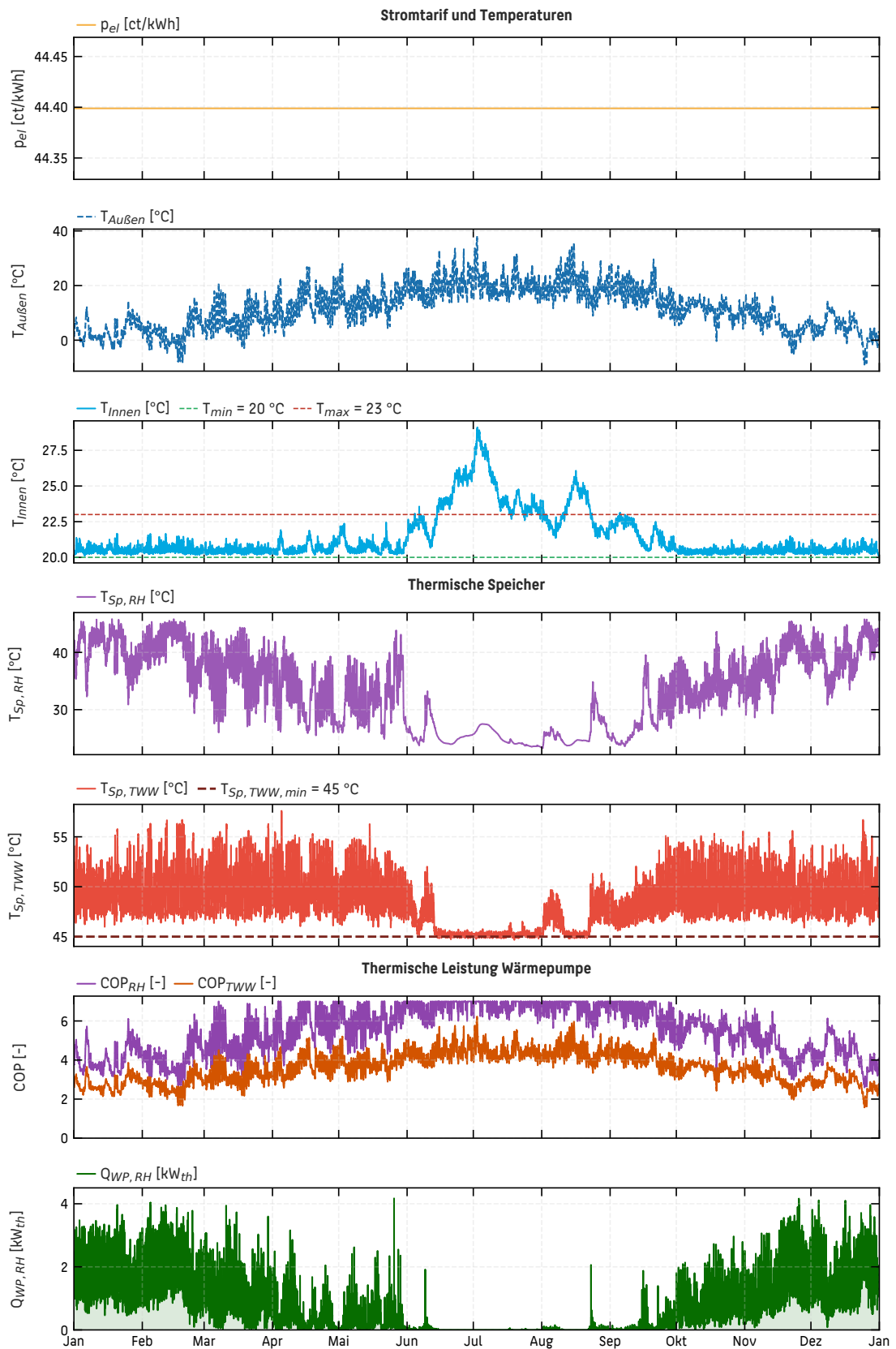


Bild C.17 Durchschnittliche Jahreszeitreihen für den WP-Betrieb im Szenario 2025 - Status quo.

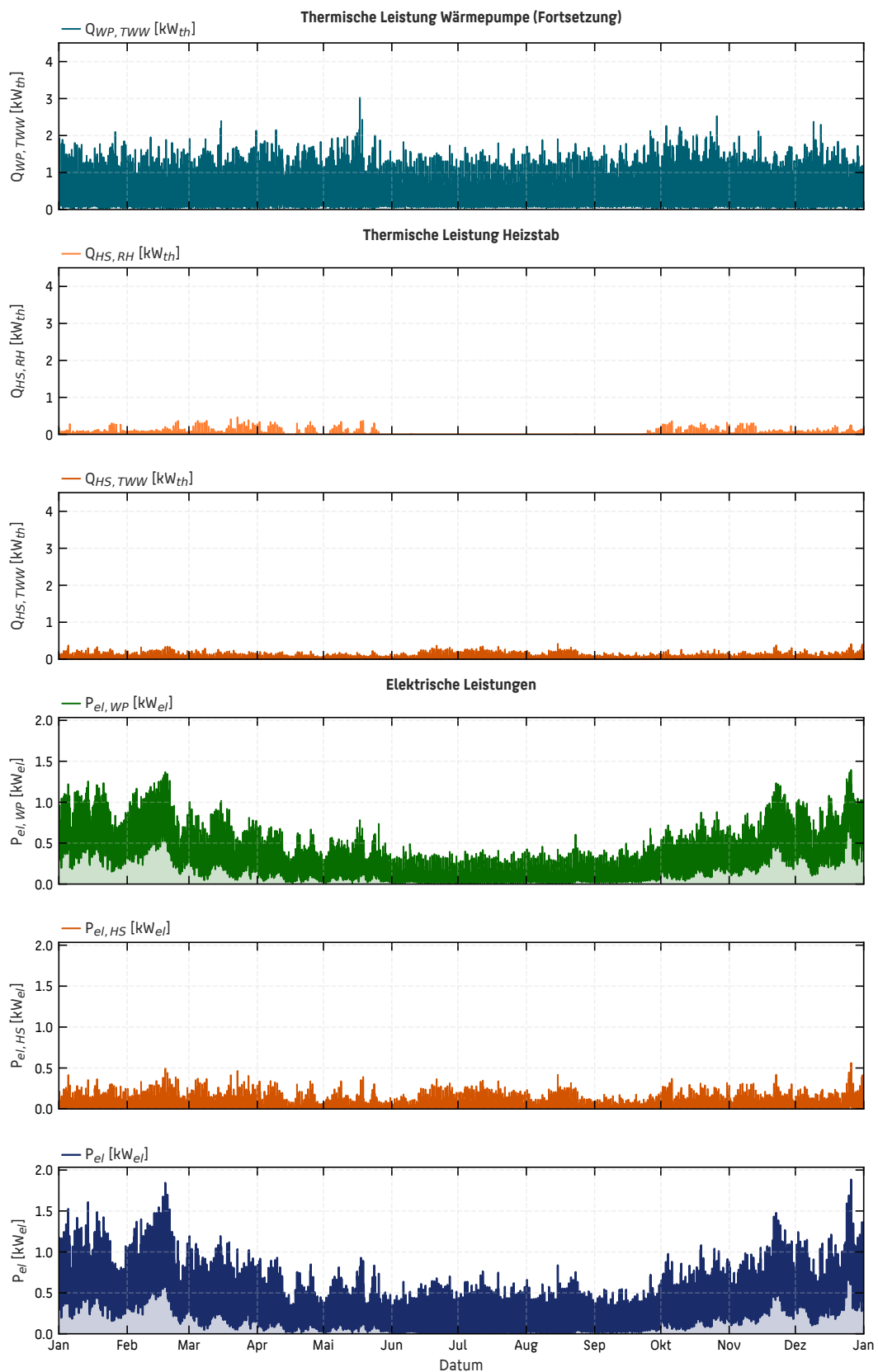


Bild C.18 Durchschnittliche Jahreszeitreihen für den WP-Betrieb im Szenario 2025 - Status quo (Fortsetzung).

C.2.2 Szenario 2035 - Referenzentwicklung

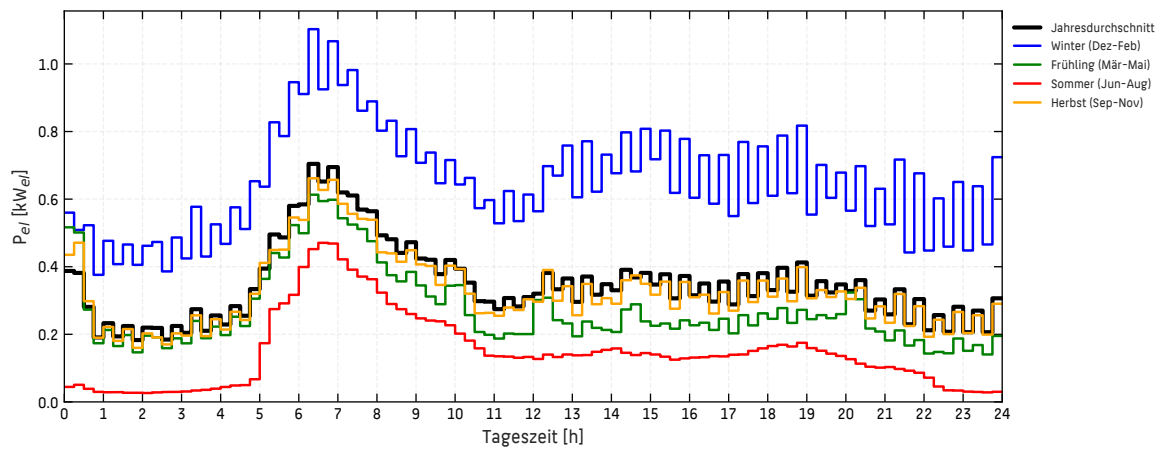


Bild C.19 Saisonale Auswertung der durchschnittlichen elektrischen Tageslastprofile (Wärmepumpe inkl. Heizstab) im Szenario 2035 - Referenzentwicklung.

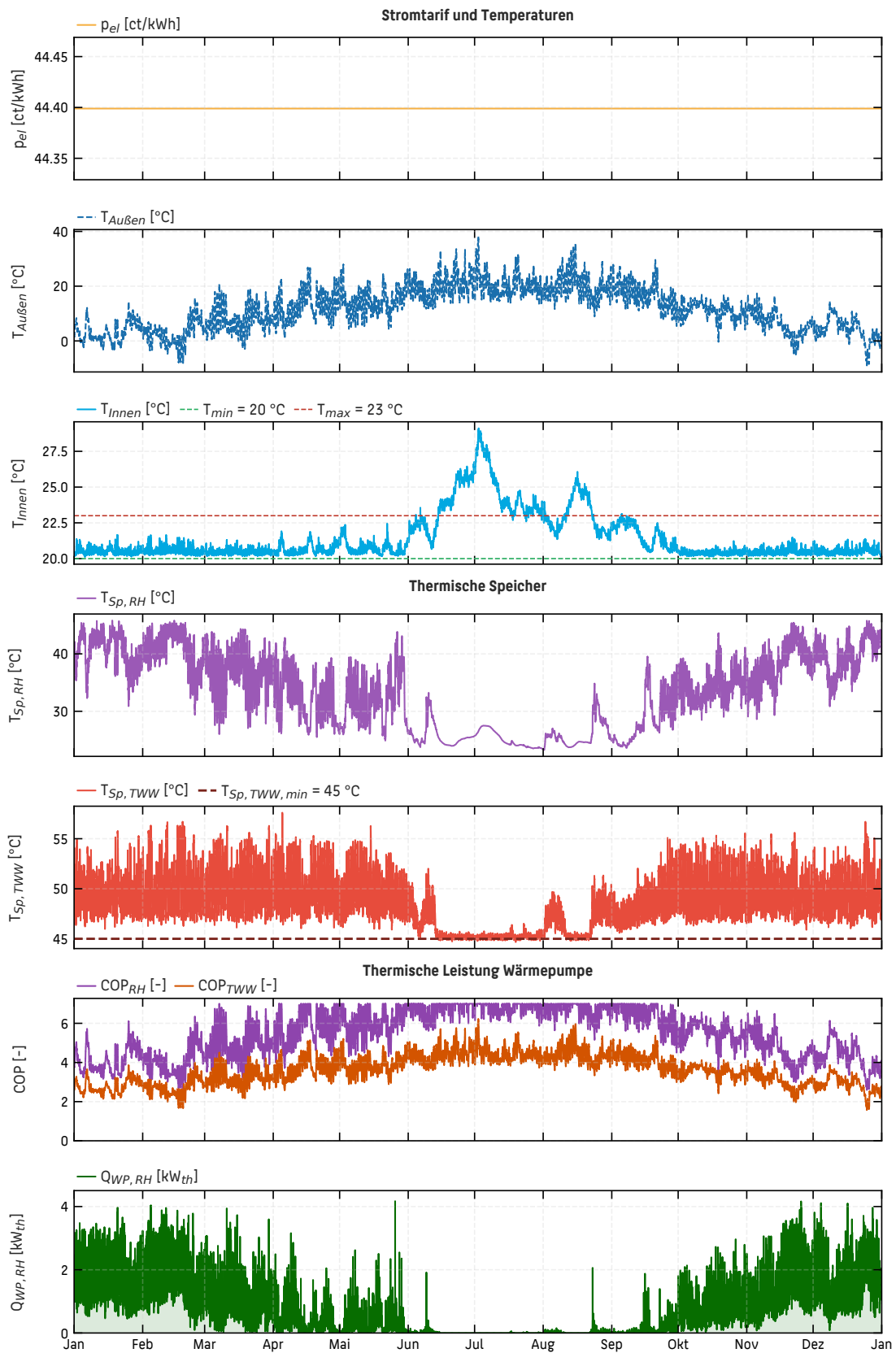


Bild C.20 Durchschnittliche Jahreszeitreihen für den WP-Betrieb im Szenario 2035 - Referenzentwicklung.

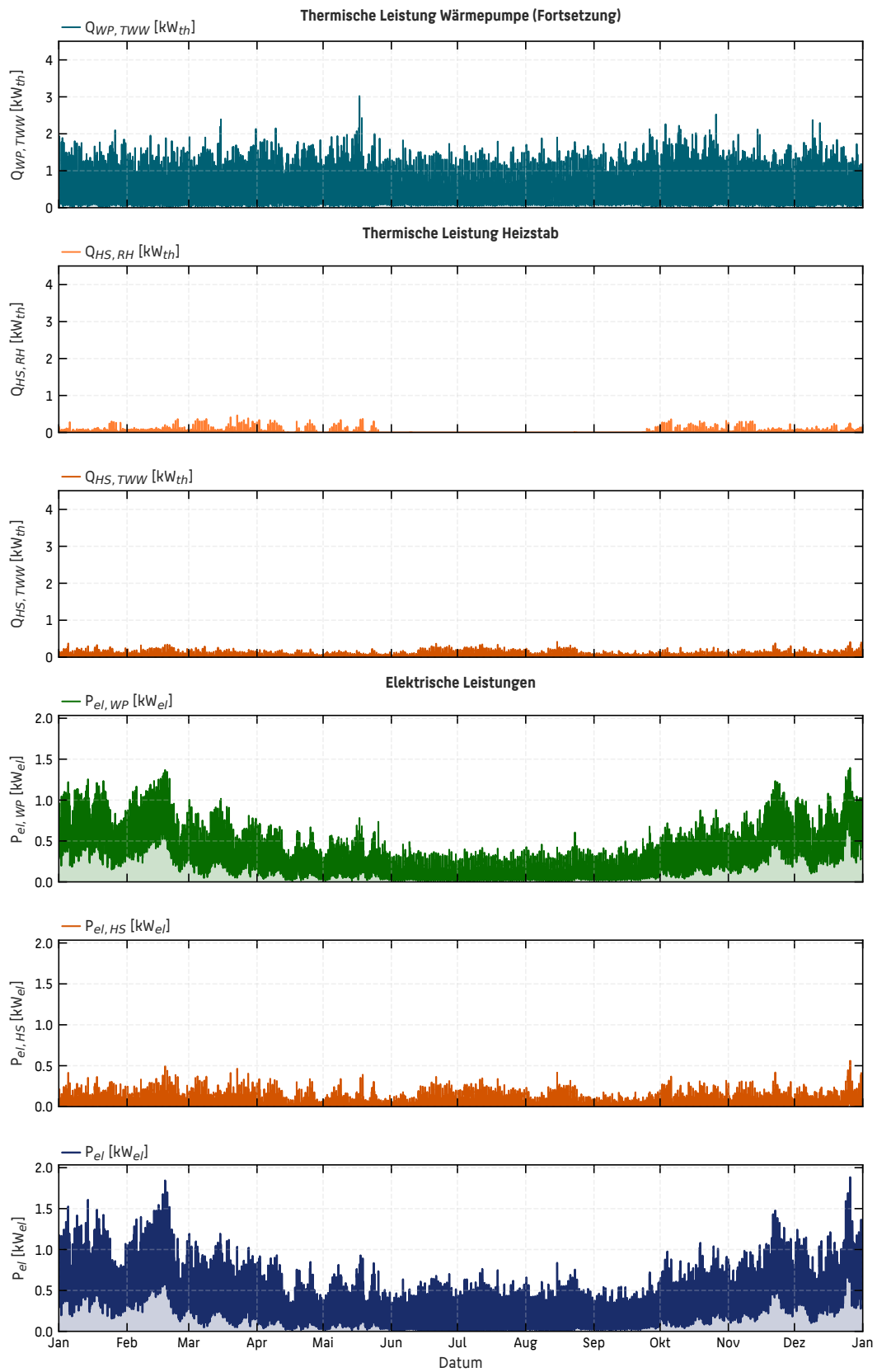


Bild C.21 Durchschnittliche Jahreszeitreihen für den WP-Betrieb im Szenario 2035 - Referenzentwicklung (Fortsetzung).

C.2.3 Szenario 2035 - Nur zeitvariable Netzentgelte

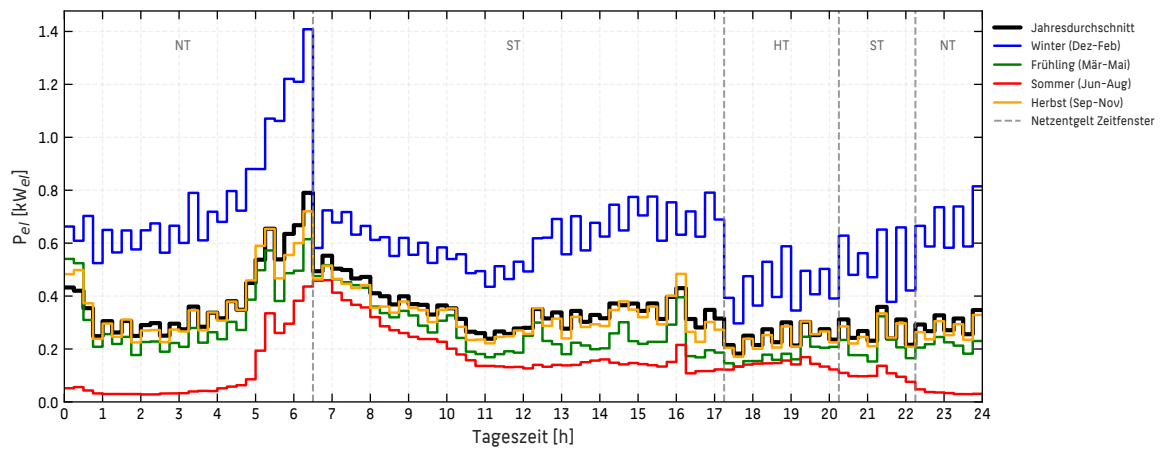


Bild C.22 Saisonale Auswertung der durchschnittlichen elektrischen Tageslastprofile (Wärmepumpe inkl. Heizstab) im Szenario 2035 - Nur zeitvariable Netzentgelte.

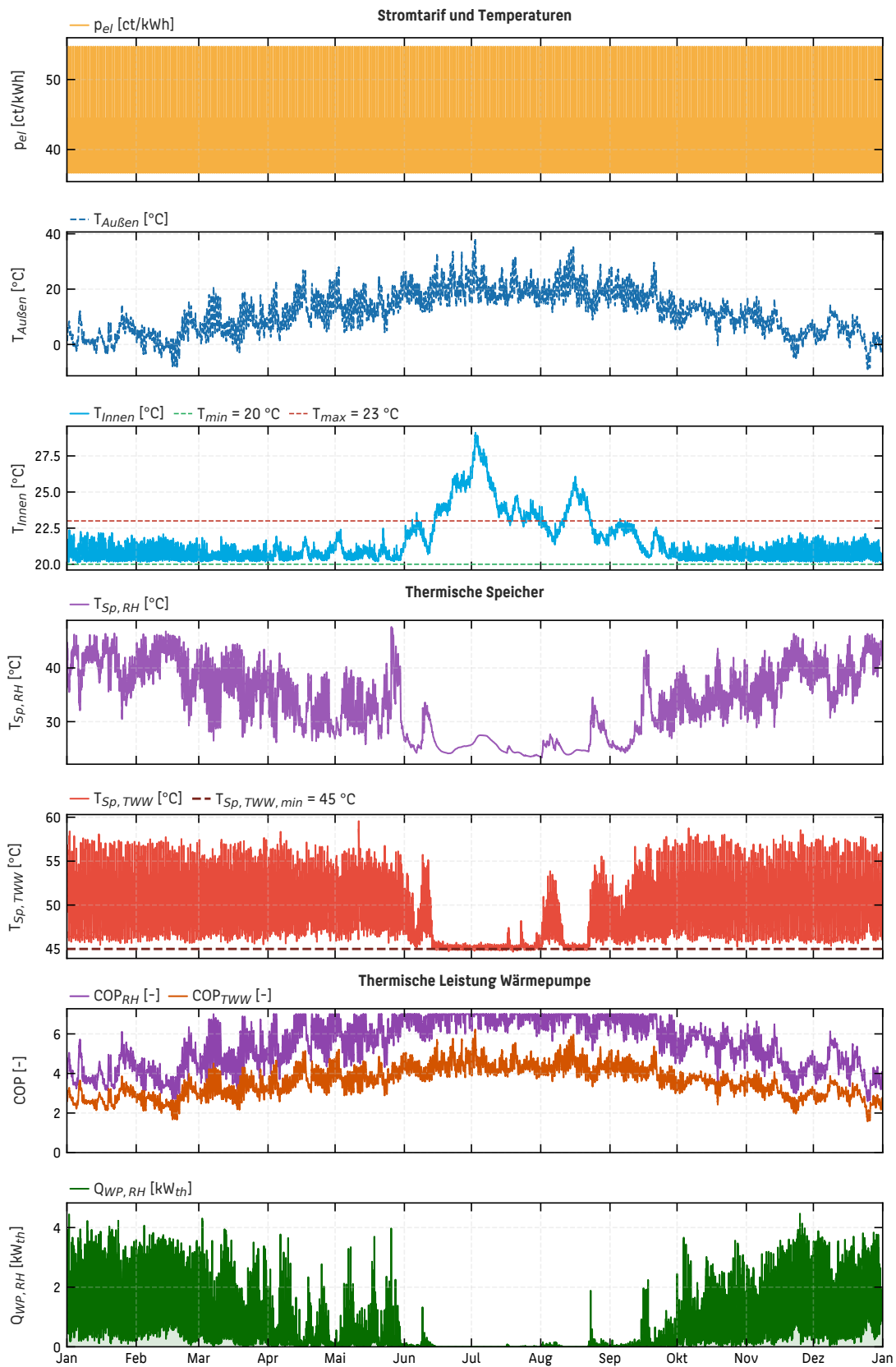


Bild C.23 Durchschnittliche Jahreszeitreihen für den WP-Betrieb im Szenario 2035 - Nur zeitvariable Netzentgelte.

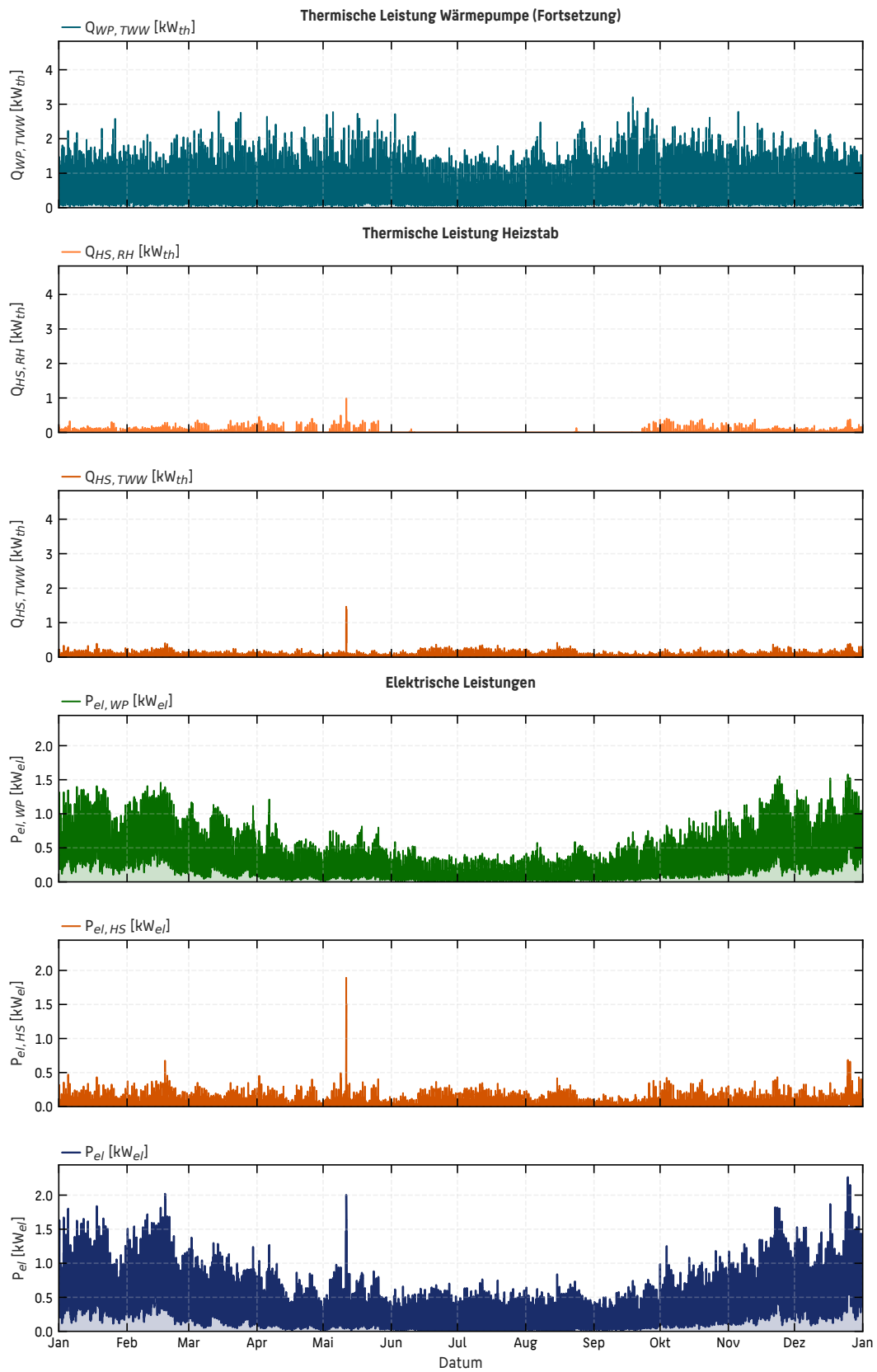


Bild C.24 Durchschnittliche Jahreszeitreihen für den WP-Betrieb im Szenario 2035 - Nur zeitvariable Netzentgelte (Fortsetzung).

C.2.4 Szenario 2035 - Nur dynamische Stromtarife

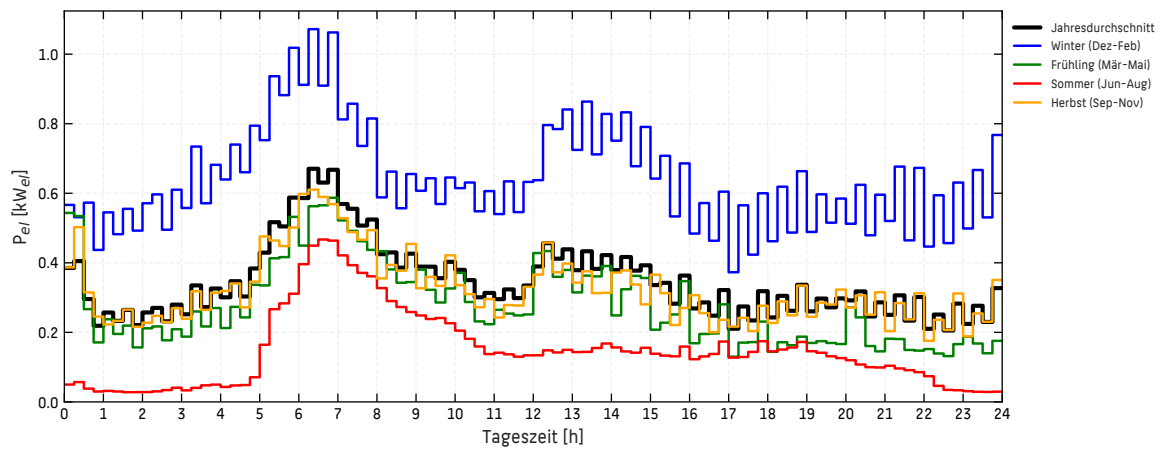


Bild C.25 Saisonale Auswertung der durchschnittlichen elektrischen Tageslastprofile (Wärmepumpe inkl. Heizstab) im Szenario 2035 - Nur dynamische Stromtarife.

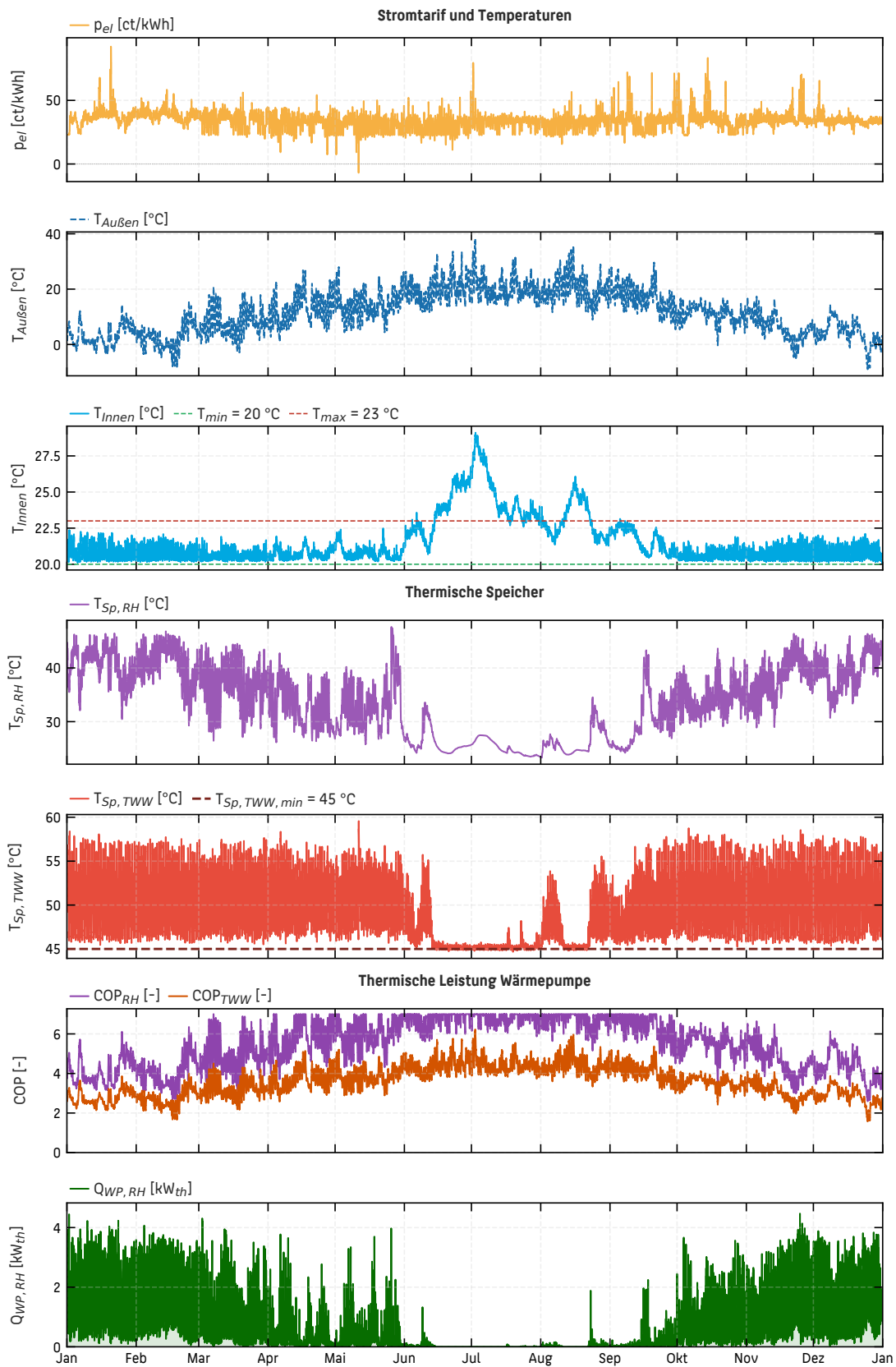


Bild C.26 Durchschnittliche Jahreszeitreihen für den WP-Betrieb im Szenario 2035 - Nur dynamische Stromtarife.

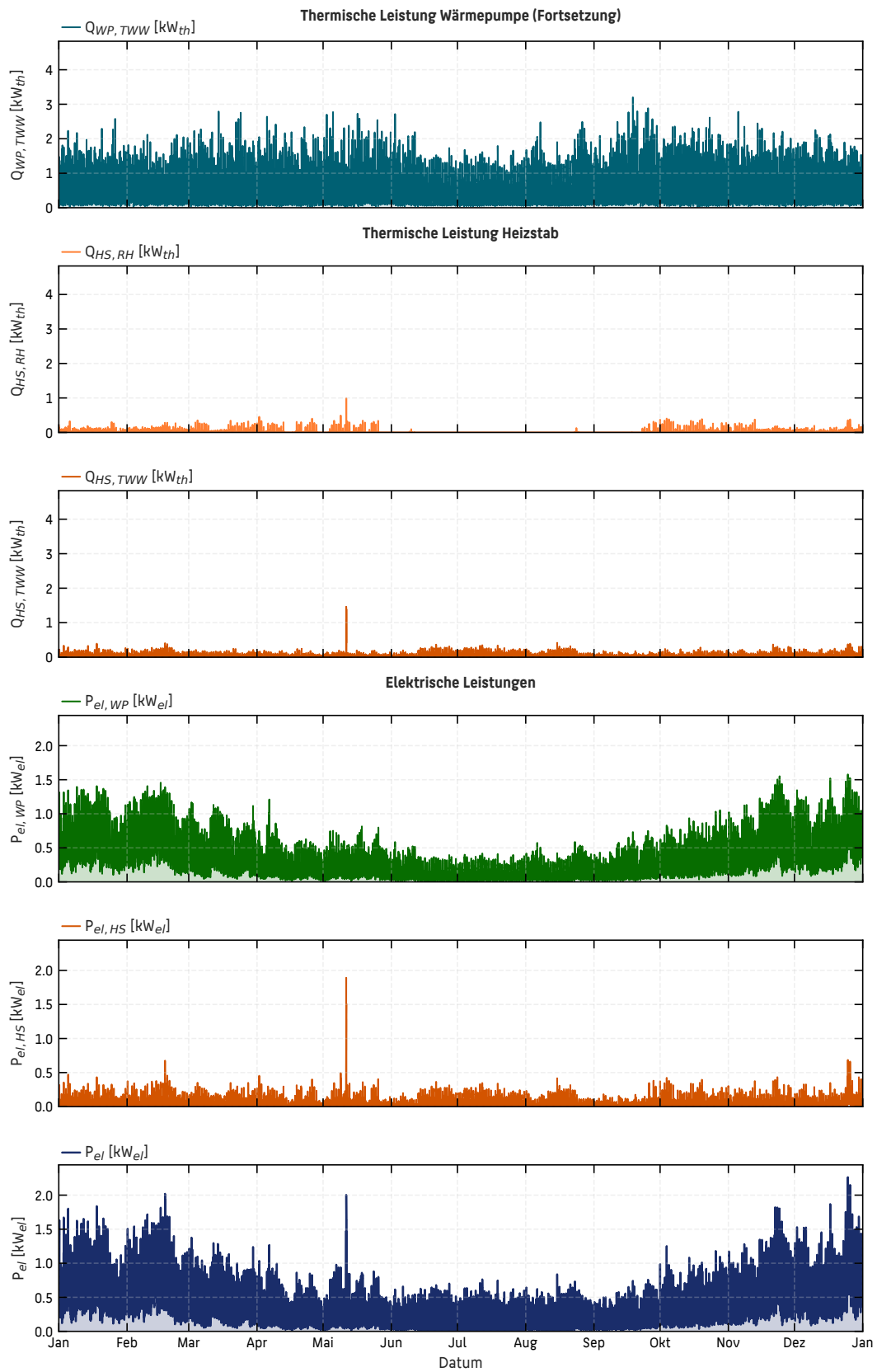


Bild C.27 Durchschnittliche Jahreszeitreihen für den WP-Betrieb im Szenario 2035 - Nur dynamische Stromtarife (Fortsetzung).

C.2.5 Szenario 2035 - Kombination der Preissignale

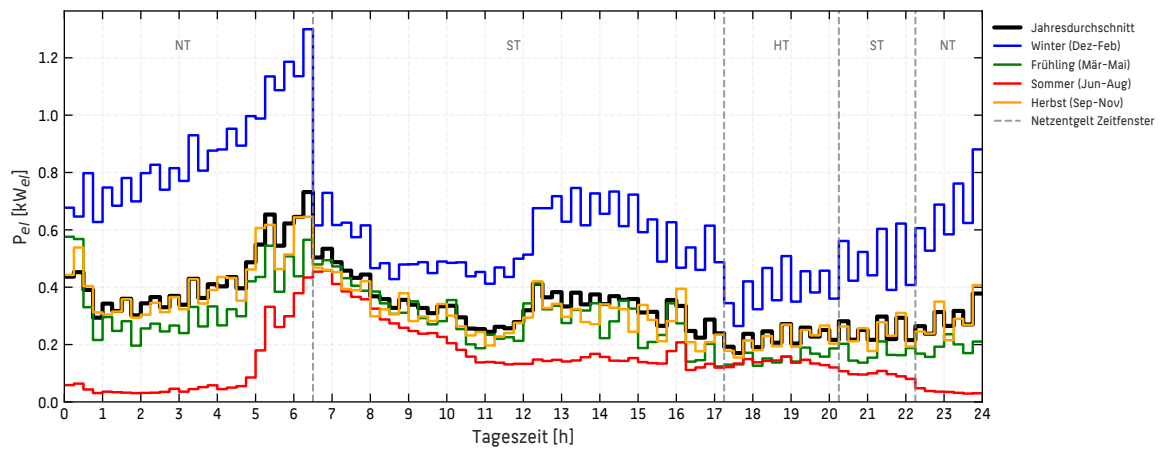


Bild C.28 Saisonale Auswertung der durchschnittlichen elektrischen Tageslastprofile (Wärmepumpe inkl. Heizstab) im Szenario 2035 - Kombination der Preissignale.

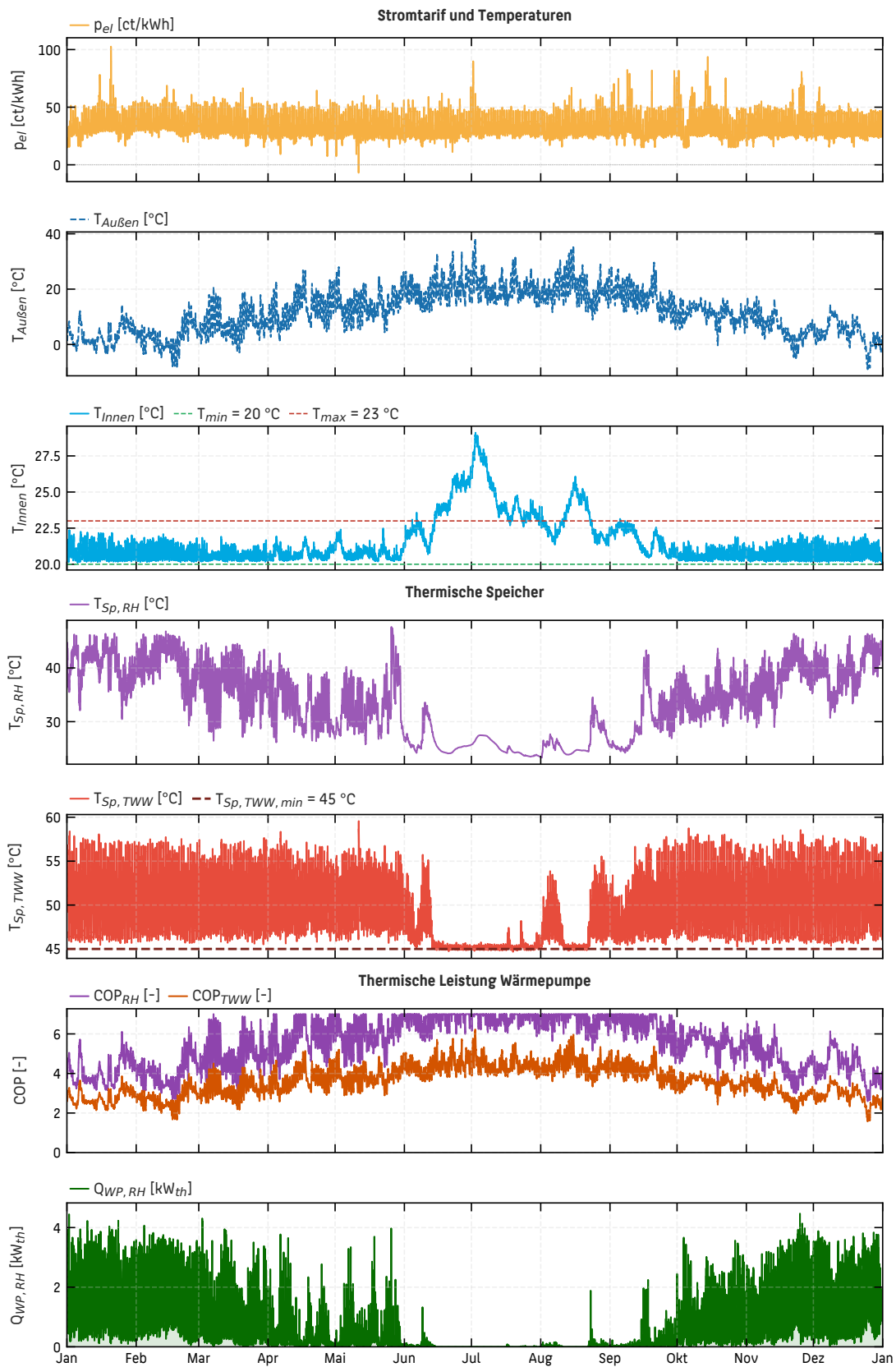


Bild C.29 Durchschnittliche Jahreszeitreihen für den WP-Betrieb im Szenario 2035 - Kombination der Preissignale.

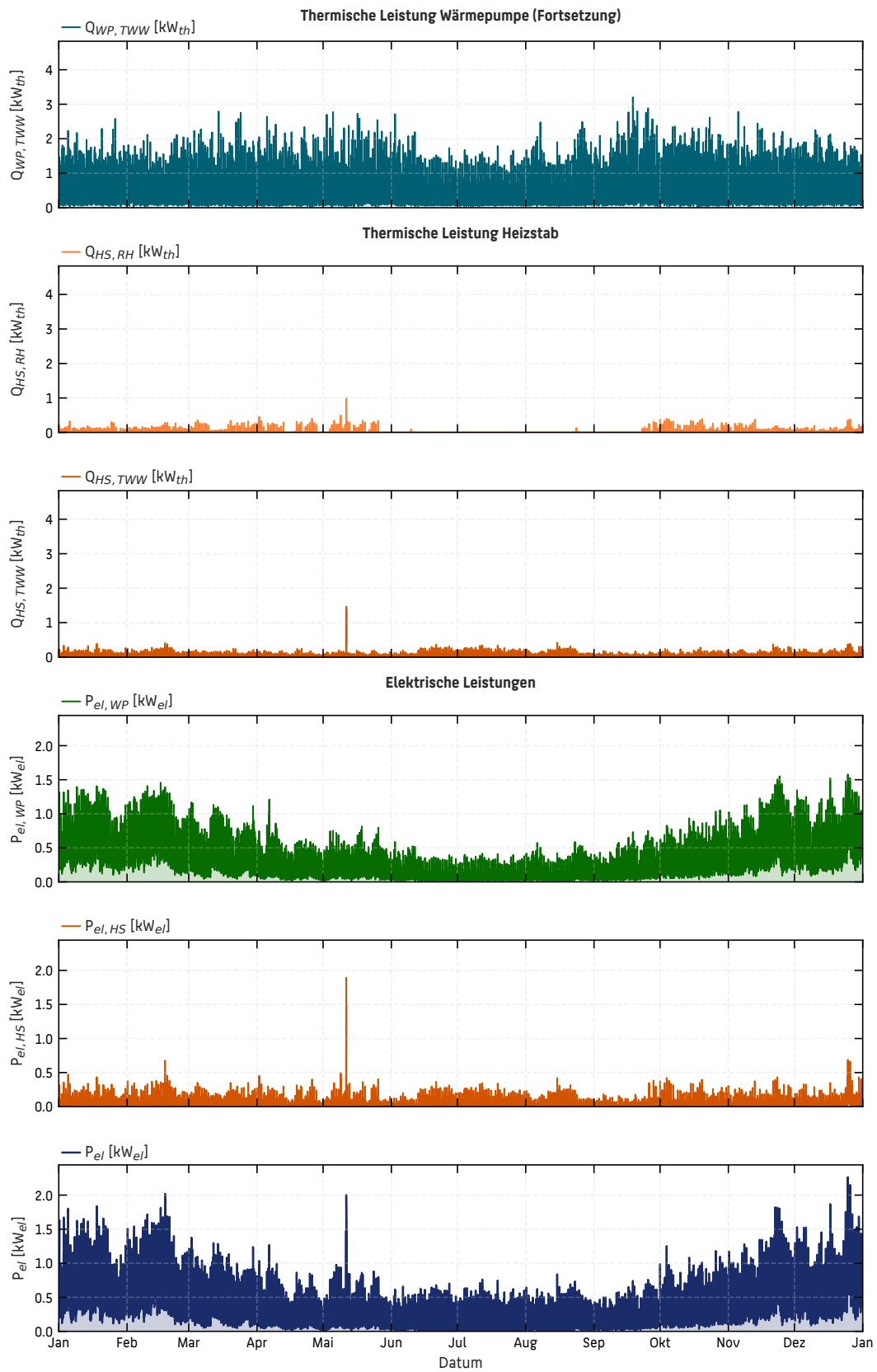


Bild C.30 Jahreszeitreihen für den WP-Betrieb im Szenario 2035 - Kombination der Preissignale (Fortsetzung).



**Hochschule für Technik
und Wirtschaft Berlin**

University of Applied Sciences

Forschungsgruppe Solarspeichersysteme

solar.htw-berlin.de