

# Verfahren zur Optimierten Steuerung und Bewertung von Thermischen und Elektromobilen Verbrauchern im Intelligenten Netz

vorgelegt von  
Dipl.-Ing.  
Felix Klein  
geb. in Berlin

von der Fakultät – IV Elektrotechnik und Informatik  
der Technischen Universität Berlin  
zur Erlangung des akademischen Grades

Doktor der Ingenieurwissenschaften  
- Dr.-Ing. -

genehmigte Dissertation

Promotionausschuss:

Vorsitzender:	Prof. Dr. Ronald Plath
Gutachter:	Prof. Dr. Kai Strunz
Gutachter:	Prof. Dr. Peter Palensky
Gutachter:	Prof. Dr. Istvan Ehrlich

Tag der wissenschaftlichen Aussprache: 24. Januar 2017

Berlin 2017



# Erklärung

Hiermit erkläre ich, dass ich meine Doktorarbeit selbständig und nur mit den angegebenen Hilfsmitteln verfasst habe. Des Weiteren erkläre ich hiermit, dass ich alle für die Doktorarbeit verwendeten Quellen angegeben sowie alle Stellen, die wörtlich oder sinngemäß aus Quellen entnommen wurden, als solche gekennzeichnet habe.

Berlin, den 18.12.2015



Ich widme meine Dissertation meiner Frau Annett und meiner Mutter die mich immer unterstützt haben, sowie meinen Kindern Alina und Elisa, die genau bei der Hälfte der Arbeit in mein Leben gekrabbelt kamen.



# Danksagung

Ich danke Herrn Professor Strunz für die Möglichkeit, diese Dissertation am Fachgebiet Energieversorgungsnetze und Integration Erneuerbarer Energien anzufertigen und für seine Orientierungshilfe und Hinweise. Des Weiteren danke ich meinen Kollegen für das gute Arbeitsklima und für die Hinweise in Meetings, die diese Dissertation maßgebend geprägt haben. Ebenfalls Danken möchte ich den Studierenden der TU Berlin, deren Studien-, Bachelor-, Diplom- und Masterarbeiten ich betreut habe und die mit ihrer Arbeit einen guten Beitrag geleistet haben, namentlich Peter Teske, Ramin Ghanipanah, Andreas Floss, Daniel Maron, Antonio Pavic, Marcel Couve, Björn Claas, Caroline Möller, Juri Steblau und Christoph Jachmann.



## Abstract

Demand response can play an important role integrating renewable energy into the energy system and reducing CO<sub>2</sub>-emissions that are emitted from electric energy generation. Intelligent control of shiftable loads is a key necessity for energy system benefits. This work identifies potentially shiftable loads, creates models for their operation in a future energy system and optimizes their behaviour towards energy system needs. Based on locational marginal prices as result from optimal power flow calculation, intelligent control of shiftable load is carried out with a decentralized approach, taking into account line congestion with accordingly altered prices. Developed models are formulated as a multivariable nonlinear optimization problem that shifts demand and reduces energy costs and CO<sub>2</sub>-emissions and integrates renewables without violating boundary conditions that reflect the original purpose, i.e. mobility, heat or cooling. To get robust results, each load is optimized daily within an energy system for one year with hourly timesteps.

The mentioned three results are then quantified for each type of load and compared with others. Influence on results by overall energy demand in the system and seasonal aspects are highlighted by simulation of two demand scenarios. Cost and CO<sub>2</sub>-emission reduction and integration of renewable energy achieved by shifting thermal loads reaches around ten to twenty percent of their respective non-optimized costs, CO<sub>2</sub>-emissions and demand. Optimized control of Electric vehicle is very effective and results from eighty to one hundred percent can be calculated, thus reducing CO<sub>2</sub>-emissions and integrating renewable energy to the equal value as the CO<sub>2</sub>-emissions and demand for mobility. Combined heat power plants have different characteristics and their results range between one and seven percent, but uniquely they can improve results under a higher demand scenario. In a use case focusing on the city of Berlin in the year 2040, a share of 20 % from Berlin's demand consists of shiftable loads. By their optimized operation, share of renewables of the energy-mix was increased by nearly 6 %, while CO<sub>2</sub>-emission dropped by more than 10 %.

---

## Zusammenfassung

Demand Response kann einen wichtigen Beitrag leisten, erneuerbare Energie in das Energieversorgungssystem zu integrieren und die mit der Bereitstellung der elektrischen Energie verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen zu senken. Dafür bedarf es einer intelligenten Ansteuerung, die die Nachfrage dieser Verbraucher zu Gunsten der Bedürfnisse des Energieversorgungsnetzes verschiebt. In der vorliegenden Arbeit wird eine Auswahl potentiell verschiebbarer Verbraucher identifiziert, modelliert und deren Betrieb in einem zukünftigen Energieversorgungsnetz optimiert und simuliert. Dafür wird auf Grundlage von Nodalpreisen, die Ergebnis einer optimierten Leistungsflussberechnung sind und Überlastungen der Betriebsmittel im Netz erkennen und einpreisen, eine Ansteuerung der Verbraucher auf dezentraler Ebene vorgeschlagen. Die Modelle garantieren die Einhaltung der ursprünglichen Aufgabe der Verbraucher, und führen in Form einer multivariablen, nichtlinearen Optimierung eine Nachfrageverschiebung durch, die die Energiebezugskosten der Verbraucher und die CO<sub>2</sub>-Emissionen senkt und den Anteil erneuerbarer Energien im Netz erhöht. Um solide Aussagen treffen zu können wird jeder Verbraucher in einem Beispielennergiesystem für den Zeitraum eines Jahres mit stündlicher Auflösung tageweise optimiert.

Die Ergebnisse zu Kosten, Emissionen und Integration werden für jeden Verbrauchertyp quantifiziert und die Typen miteinander verglichen. Dabei werden die Auswirkungen von zwei verschiedenen Gesamtnachfrageszenarien sowie saisonale Einflüsse beleuchtet. Kosteneinsparungen, Integration Erneuerbarer und CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion bei Kraft-Wärme-Maschinen für Wärme oder Kältebereitstellung liegen zwischen 10 und 20 Prozent ihrer nichtoptimierten Kosten, Energienachfrage und CO<sub>2</sub>-Emissionen. Elektrofahrzeuge erreichen hier Werte von 80 bzw. 100 Prozent und sind damit als sehr effektiv anzusehen. Sie reduzieren die CO<sub>2</sub>-Emissionen in selbem Maße, wie sie für ihre Mobilität emittieren und integrieren Erneuerbare in Höhe ihrer eigenen Energienachfrage. Blockheizkraftwerke haben eine andere Charakteristik und erreichen nur niedrige einstellige Prozentwerte, können aber im Gegensatz zu allen anderen im höheren Gesamtnachfrageszenario ihre Ergebnisse steigern.

In einem Anwendungsfall werden alle Verbraucher im Kontext der Stadt Berlin im Jahr 2040 eingesetzt. Mit einem Anteil von 20% an der Jahresenergienachfrage können sie durch die optimierte Betriebsweise den Anteil Erneuerbarer am Energiemix um fast 6% steigern und die CO<sub>2</sub>-Emissionen um über 10% senken.

# Inhaltsverzeichnis

<b>1. Einführung</b>	<b>1</b>
<b>2. Energiesystem 2040 und Verbrauchersteuerung</b>	<b>5</b>
2.1. Energieversorgungssystem . . . . .	5
2.1.1. Knoten und Leitungen . . . . .	5
2.1.2. Konventionelle Kraftwerke . . . . .	8
2.1.3. Erneuerbare Kraftwerke . . . . .	9
2.1.4. Verbraucher . . . . .	13
2.1.5. Beispielsystem als Grundlage der Speicherbetrachtung . . . . .	14
2.1.6. Energiemarkt . . . . .	14
2.1.7. Optimale Leistungsflussberechnung . . . . .	16
2.2. Verbrauchersteuerung . . . . .	17
2.2.1. Preisoptimierte Betriebsweise . . . . .	18
2.2.2. Definiertes Leistungsband als Zusatz der Preisoptimierung . . . . .	20
<b>3. Lade- und Entladesteuerung von Elektrofahrzeugen im Verbund</b>	<b>25</b>
3.1. Potential von Elektrofahrzeugen . . . . .	26
3.2. Modellerstellung eines Elektrofahrzeugverbunds . . . . .	28
3.2.1. Fahrprofile . . . . .	28
3.2.2. Anwesenheit . . . . .	30
3.2.3. Energieverbrauch und Wirkungsgrad . . . . .	31
3.2.4. Anschlussleistungen . . . . .	32
3.2.5. Batterieladezustand im Verbund . . . . .	32
3.3. Optimierte Lade- und Entladesteuerung . . . . .	36
3.3.1. Zeithorizont und Zielfunktion . . . . .	36
3.3.2. Lineare Randbedingungen - Maximal zulässige Leistung . . . . .	37
3.3.3. Nichtlineare Ungleichheitsbedingungen - Ladezustand . . . . .	38
3.3.4. Nichtlineare Gleichheitsbedingungen - Ladezustand . . . . .	39
3.4. Simulation . . . . .	40
3.4.1. Simulationsparameter . . . . .	41
3.4.2. Ablauf zur Ergebnisberechnung . . . . .	42
3.5. Ergebnisse . . . . .	44
3.5.1. Leistungsaustausch optimierter Elektrofahrzeuge mit dem Energieversorgungsnetz . . . . .	45

3.5.2.	Kostenreduktion bei Elektrofahrzeugen . . . . .	49
3.5.3.	Integration erneuerbarer Energien durch Elektrofahrzeuge . . . . .	52
3.5.4.	CO <sub>2</sub> -Emissionsreduzierung durch Elektrofahrzeuge . . . . .	57
<b>4.</b>	<b>Wärme- und Kältebereitstellung als flexible Verbraucher</b>	<b>63</b>
4.1.	Modellerstellung eines Einfamilienhausvertreters für den Wärme- und Kältebedarf . . . . .	64
4.1.1.	Warmwasserbedarf . . . . .	66
4.1.2.	Interne Wärmegewinne . . . . .	67
4.1.3.	Lüftungswärmefflüsse . . . . .	68
4.1.4.	Transmissionswärmefflüsse und solare Wärmegewinne . . . . .	69
4.1.5.	Transmissionswärmefflüsse . . . . .	71
4.1.6.	Kapazität des Gebäudes . . . . .	74
4.2.	Wärmepumpen . . . . .	75
4.2.1.	Modellerstellung eines Wärmepumpenverbunds . . . . .	76
4.2.2.	Optimierte Verbrauchssteuerung . . . . .	78
4.2.3.	Simulation . . . . .	83
4.2.4.	Ergebnisse . . . . .	85
4.3.	Blockheizkraftwerke . . . . .	99
4.3.1.	Modellerstellung eines Typvertreters Blockheizkraftwerk . . . . .	100
4.3.2.	Optimierte Wärmebereitstellungssteuerung . . . . .	101
4.3.3.	Simulation . . . . .	104
4.3.4.	Ergebnisse . . . . .	105
4.4.	Kühl- und Tiefkühlgeräte . . . . .	123
4.4.1.	Modellerstellung von Kühl- und Tiefkühlgeräten im Verbund . . . . .	123
4.4.2.	Optimierte Kältebereitstellungssteuerung von Kühlgeräten . . . . .	128
4.5.	Klimageräte . . . . .	131
4.5.1.	Modellerstellung von Klimageräten im Verbund . . . . .	131
4.5.2.	Optimierte Kältebereitstellungssteuerung von Klimageräten . . . . .	141
4.5.3.	Simulation . . . . .	144
4.5.4.	Ergebnisse . . . . .	145
4.6.	Zusammenfassung der Ergebnisse der thermischen Speicher . . . . .	160
<b>5.</b>	<b>Vergleich der Elektrofahrzeuge und thermischen Speicher und Ausblick ins Jahr 2040 für die Stadt Berlin</b>	<b>163</b>
5.1.	Vergleich der Elektrofahrzeuge und thermischen Speicher . . . . .	163
5.1.1.	Ergebnis niedriger Lastfall: Kosteneinsparungen der Speicher im Vergleich . . . . .	164
5.1.2.	Ergebnis niedriger Lastfall: Integration erneuerbarer Energien der Speicher im Vergleich . . . . .	167

5.1.3.	Ergebnis niedriger Lastfall: CO <sub>2</sub> -Emissionsreduktion der Speicher im Vergleich . . . . .	169
5.1.4.	Ergebnis hoher Lastfall: Kosteneinsparungen der Speicher im Vergleich . . . . .	171
5.1.5.	Ergebnis hoher Lastfall: Integration erneuerbarer Energien der Speicher im Vergleich . . . . .	174
5.1.6.	Ergebnis hoher Lastfall: CO <sub>2</sub> -Emissionsreduktion der Speicher im Vergleich . . . . .	175
5.1.7.	Auswertung aller Ergebnisse . . . . .	177
5.2.	Ausblick ins Jahr 2040 für die Stadt Berlin . . . . .	178
5.2.1.	Eingangsgrößen . . . . .	178
5.2.2.	Ansatz der Gesamtoptimierung . . . . .	181
5.2.3.	Integration Erneuerbarer Energie in Berlin . . . . .	181
5.2.4.	CO <sub>2</sub> -Emissionsreduktion in Berlin . . . . .	183
<b>6.</b>	<b>Zusammenfassung und Ausblick</b>	<b>187</b>
6.1.	Zusammenfassung . . . . .	187
6.2.	Ausblick . . . . .	189
<b>A.</b>	<b>Anhang</b>	<b>191</b>
A.1.	Kapitel 3: Energiesystem . . . . .	191
A.1.1.	Kraftwerke . . . . .	191
A.1.2.	Berechnung der spezifischen Grenzkosten und CO <sub>2</sub> -Emissionen	191
A.2.	Kapitel 4: Elektrofahrzeuge . . . . .	194
A.2.1.	Fahrprofile . . . . .	194
A.3.	Kapitel 5: Thermische Speicher . . . . .	197
A.3.1.	Gebäudedaten des Einfamilienhauses MIWE E121 . . . . .	197
A.3.2.	Gebäudedaten des Bürogebäudes in Berlin-Adlershof . . . . .	205
A.3.3.	Datenblätter Kühl- und Tiefkühlschrank . . . . .	215



# Abbildungsverzeichnis

2.1.	Netzwerktopologie der neuen Bundesländer nach UCTE . . . . .	6
2.2.	Höchstspannungsmast mit zwei Dreiphasensystemen (Aluminium/Stahl 4er-Bündel) [2]. . . . .	7
2.3.	$\pi$ -Ersatzschaltbild einer Freileitung . . . . .	7
2.4.	Minimalbeispielnetz mit vier Knoten . . . . .	8
2.5.	Konventionelle Kraftwerke mit Standort in den neuen Bundesländern	9
2.6.	Statistisches Windfeldmodell für die Windkraftnutzungseignung nach EEG . . . . .	12
2.7.	Stündliche Energieeinspeisung aus Windkraftanlagen des Jahres 2040	12
2.8.	Stündliche photovoltaische Energieeinspeisung des Jahres 2040 . . .	13
2.9.	Stündliche Energienachfrage des Jahres 2040 im Trendszenario (ho- her Lastfall) . . . . .	14
2.10.	Minimalbeispielnetz mit vier Knoten . . . . .	15
2.11.	Minimalbeispielnetz mit geografischer Lage in der 50Hertz-Regelzone	16
2.12.	Merit Order des Tages 161 . . . . .	19
2.13.	Merit Order des Tages 161 mit Leistungsband der Strategie „Mög- liche Abschaltung ohne Zuschaltung konventioneller Kraftwerke“ . . .	23
3.1.	Zurückgelegte Wegstrecke und durchgeführte Fahrten in Prozent der Fahrzeugesamtanzahl am Montag . . . . .	30
3.2.	Schematischer Ablauf der Simulation . . . . .	44
3.3.	Ungesteuertes und optimiertes Elektrofahrzeugverhalten an Tag 267	47
3.4.	Ungesteuertes und optimiertes Elektrofahrzeugverhalten an Tag 343	48
3.5.	Schematischer Ablauf der Ergebnisberechnung der Kosten . . . . .	49
3.6.	Kosteneinsparungen eines Jahres für hohen und niedrigen Lastfall .	51
3.7.	Schematischer Ablauf der Ergebnisberechnung der Integration Er- neuerbarer . . . . .	53
3.8.	Integrierte Erzeugung aus Erneuerbaren in Prozent zum Jahresver- brauch eines Elektrofahrzeugs im hohen Lastfall. . . . .	55
3.9.	Integrierte Erzeugung aus Erneuerbaren in Prozent zum Jahresver- brauch eines Elektrofahrzeugs im niedrigen Lastfall. . . . .	56
3.10.	Schematischer Ablauf der Ergebnisberechnung der CO <sub>2</sub> -Emissions- reduzierung . . . . .	58

---

3.11. CO <sub>2</sub> -Emissionen und -Einsparung eines Elektrofahrzeugs im hohen Lastfall. . . . .	61
3.12. CO <sub>2</sub> -Emissionen und -Einsparung eines Elektrofahrzeugs im niedrigen Lastfall. . . . .	62
4.1. Thermische Leistungsnachfrage zur Warmwasserbereitstellung . . .	67
4.2. Thermischer Leistungseintrag durch interne Quellen . . . . .	68
4.3. Lüftungswärmefflüsse am ersten Januar (oben) und am ersten Juli (unten) 2009 . . . . .	69
4.4. Stündliche Außentemperatur in Berlin 2009 . . . . .	72
4.5. Transmissionswärmefflüsse am ersten Januar (oben) und am ersten Juli (unten) 2009 . . . . .	72
4.6. Solare Wärmegewinne am ersten Januar (oben) und am ersten Juli (unten) 2009 . . . . .	74
4.7. Thermischer Leistungsfluss und Innentemperatur am ersten Januar (oben) und am ersten Juni (unten) 2009 . . . . .	75
4.8. Ablauf der Ergebnisberechnung der Wärmepumpen . . . . .	85
4.9. Ungesteuertes und optimiertes Wärmepumpen-Nachfrageprofil mit Randbedingungen - Typ 3 . . . . .	88
4.10. Ungesteuerte und optimierte Energiekosten der Wärmepumpentypen 1 und 4 . . . . .	89
4.11. Ungesteuerte und optimierte Energiekosten der Wärmepumpentypen 2 und 3 . . . . .	91
4.12. Detaillierte Betrachtung des Wärmepumpentyps 3 . . . . .	93
4.13. Integrierte erneuerbare Energie durch optimierte Wärmepumpen . .	95
4.14. Einsparungen der CO <sub>2</sub> -Emissionen durch optimierte Wärmepumpen	97
4.15. Ablauf der Ergebnisberechnung der BHKW . . . . .	106
4.16. Ungesteuertes und optimiertes BHKW-Einspeiseprofil mit Randbedingungen - Typ 1 . . . . .	108
4.17. Ungesteuerte und optimierte Energiekosten der BHKW Typen 1 und 3 . . . . .	109
4.18. Ungesteuerte und optimierte Energiekosten der BHKW-Typen 2 und 4 . . . . .	111
4.19. Detaillierte Betrachtung des BHKW Typs 4 . . . . .	113
4.20. Integrierte Erneuerbare Energie durch optimierte BHKW . . . . .	114
4.21. Detailanalyse: Integrierte erneuerbare Energie durch optimierten BHKW Betrieb Typ 3 - <b>NLF</b> . . . . .	118
4.22. Detailanalyse: Integrierte erneuerbare Energie durch optimierten BHKW Betrieb Typ 3 - <b>HLF</b> . . . . .	119
4.23. CO <sub>2</sub> -Emissionsreduktion durch optimierte BHKW . . . . .	120
4.24. Wandaufbau Kühl- und Tiefkühlschrank . . . . .	124

4.25.	Thermische Leistungsflüsse und Kapazitäten im Bürogebäude . . .	134
4.26.	Wandaufbau des Bürogebäudes . . . . .	136
4.27.	Ablauf der Ergebnisberechnung der Kälteanlagen . . . . .	146
4.28.	Ungesteuertes und optimiertes Nachfrageprofil des Kühlschranksmodells mit Latentwärmespeicher . . . . .	149
4.29.	Ungesteuertes und optimiertes Nachfrageprofil des Einfamilienhaus-Modells . . . . .	150
4.30.	Ungesteuertes und optimiertes Nachfrageprofil des Bürogebäude-Modells . . . . .	151
4.31.	Ergebnis Kosteneinsparungen der Kühlgeräte . . . . .	152
4.32.	Ergebnis Kosteneinsparungen der Klimageräte . . . . .	154
4.33.	Ergebnis Integrierte erneuerbare Energie durch Kälteanlagen . . . . .	156
4.34.	Ergebnis CO <sub>2</sub> -Emissionsreduktion durch Kälteanlagen . . . . .	158
5.1.	Vergleich der Kosteneinsparungen aller Speicher im niedrigen Lastfall	165
5.2.	Vergleich der integrierten Erneuerbaren Energie aller Speicher im niedrigen Lastfall . . . . .	167
5.3.	Vergleich der CO <sub>2</sub> -Emissionsreduktion aller Speicher im niedrigen Lastfall . . . . .	169
5.4.	Vergleich der Kosteneinsparungen . . . . .	172
5.5.	Vergleich der integrierten Erneuerbaren Energie . . . . .	174
5.6.	Vergleich der CO <sub>2</sub> -Emissionsreduktion . . . . .	176
5.7.	Nachfrageverteilung der einzelnen Speichertypen in Berlin . . . . .	180
5.8.	Integration Erneuerbarer Energie in Berlin . . . . .	182
5.9.	Integration Erneuerbarer Energie in Berlin im Detail . . . . .	183
5.10.	CO <sub>2</sub> -Emissionen Berlins und CO <sub>2</sub> -Emissionsreduktion . . . . .	184
5.11.	CO <sub>2</sub> -Emissionsreduktion in Berlin im Detail . . . . .	185
A.1.	Aussenansicht des MIWE E121 . . . . .	197
A.2.	Grundriss Erdgeschoss des MIWE E121 . . . . .	198
A.3.	Grundriss Dachgeschoss des MIWE E121 . . . . .	199
A.4.	Datenblatt des Fensters . . . . .	203
A.5.	Grundriss des Bürogebäudes - Erdgeschoss . . . . .	206
A.6.	Grundriss des Bürogebäudes - Ober- und Dachgeschoss . . . . .	207
A.7.	Dachaufbau des Bürogebäudes . . . . .	210
A.8.	Datenblatt des Haushaltskühlschranks . . . . .	217
A.9.	Datenblatt des Haushaltsgefrierschranks . . . . .	218



# Tabellenverzeichnis

2.1.	Installierte Windkraftanlagenleistungen Ende 2009 . . . . .	11
2.2.	Kraftwerksangebotspreise nach kurzfristigen Grenzkosten (außer Erneuerbare) . . . . .	17
3.1.	Anfang 2014 rein elektrisch betriebene Fahrzeuge in Serienproduktion	26
3.2.	Beispielberechnung des Ladezustands . . . . .	34
3.3.	Fahrzeugparameter basierend auf den Spezifikationen des E-mini . .	41
3.4.	Simulationsparameter . . . . .	41
3.5.	Übersichtstabelle der Kostenreduktionen Elektrofahrzeuge . . . . .	52
3.6.	Übersichtstabelle der Integration Erneuerbarer durch Elektrofahrzeuge . . . . .	57
3.7.	Spezifische CO <sub>2</sub> -Emissionen in Abhängigkeit des Kraftwerktyps . .	57
3.8.	Übersichtstabelle der CO <sub>2</sub> -Einsparungen durch optimierte Kälteanlagen . . . . .	62
4.1.	Kenngrößen und Einflussparameter auf den Wärmeenergiebedarf . .	66
4.2.	Flächen des Einfamilienhauses MIWE E121 . . . . .	70
4.3.	Wärmedurchgangskoeffizienten des Einfamilienhauses MIWE E121 .	71
4.4.	Unterschiedene Wärmepumpen-Heizkörper-Paarungen . . . . .	79
4.5.	Unterschiedene Wärmepumpen-Heizkörper-Paarungen . . . . .	84
4.6.	Übersichtstabelle der Kostenreduktionen bei Wärmepumpen . . . . .	92
4.7.	Übersichtstabelle der Kostenreduktionen bei Wärmepumpen: Detailbetrachtung Typ 3 . . . . .	94
4.8.	Übersichtstabelle der Integration Erneuerbarer durch optimierte Wärmepumpen . . . . .	96
4.9.	Übersichtstabelle der CO <sub>2</sub> -Einsparungen durch optimierte Wärmepumpen . . . . .	98
4.10.	Ergebnisvergleich der untersuchten Wärmepumpentypen . . . . .	99
4.11.	Unterschiedene Blockheizkraftwerke mit Wasserspeichergröße . . . .	105
4.12.	Übersichtstabelle der Kostenreduktionen der BHKW . . . . .	112
4.13.	Übersichtstabelle der Kostenreduktionen: Detailbetrachtung BHKW Typ 4 . . . . .	114
4.14.	Übersichtstabelle der Integration Erneuerbarer durch BHKW . . . .	117
4.15.	Übersichtstabelle der CO <sub>2</sub> -Einsparungen durch BHKW . . . . .	122

4.16.	Ergebnisvergleich der untersuchten Blockheizkraftwerke . . . . .	123
4.17.	Flächenbezogener Mindestluftvolumenstrom [49] . . . . .	138
4.18.	Flächenbezogene interne Wärmegewinne [49] . . . . .	139
4.19.	Detaillierte thermische Untersuchung des EFH und des BG . . . . .	141
4.20.	Modelle der Kältegeräte . . . . .	145
4.21.	Übersichtstabelle der Kostenreduktionen . . . . .	155
4.22.	Übersichtstabelle der Integration Erneuerbarer durch optimierte Kälteanlagen . . . . .	157
4.23.	Übersichtstabelle der CO <sub>2</sub> -Einsparungen durch optimierte Kälteanlagen . . . . .	159
4.24.	Ergebnisvergleich der untersuchten Kühl- und Klimageräte . . . . .	160
5.1.	Übersichtstabelle der Kostenreduktionen aller Speicher im niedrigen Lastfall . . . . .	166
5.2.	Übersichtstabelle der Integration Erneuerbarer aller Speicher im niedrigen Lastfall . . . . .	168
5.3.	Übersichtstabelle der CO <sub>2</sub> -Einsparungen aller Speicher im niedrigen Lastfall . . . . .	171
5.4.	Übersichtstabelle der Kostenreduktionen aller Speicher im hohen Lastfall . . . . .	173
5.5.	Übersichtstabelle der Integration Erneuerbarer aller Speicher im hohen Lastfall . . . . .	175
5.6.	Übersichtstabelle der CO <sub>2</sub> -Einsparungen aller Speicher im hohen Lastfall . . . . .	177
5.7.	Ergebnisvergleich aller untersuchten Speicher . . . . .	178
5.8.	Berlinspezifische Daten zum betrachteten Zeithorizont 2040 . . . . .	179
5.9.	Speicherspezifische Daten in Berlin . . . . .	180
A.1.	Parameter der Kraftwerke . . . . .	192
A.2.	Daten zur Berechnung der Grenzkosten . . . . .	193
A.3.	Baustoffe und Wärmeleitfähigkeiten des Einfamilienhauses . . . . .	201
A.4.	Konventionelle Wärmeübergangswiderstände [47] . . . . .	201
A.5.	Spezifische Wärmekapazitäten und Dichten der Baustoffe . . . . .	205
A.6.	Baustoffe und Wärmeleitfähigkeiten des Bürogebäudes . . . . .	210
A.7.	Spezifische Wärmekapazitäten und Dichten der Baustoffe . . . . .	216
A.8.	Lebensmittel im Modellkühlschrank . . . . .	216
A.9.	Lebensmittel im Modellgefrierschrank . . . . .	216



# 1. Einführung

Mit wachsender installierter Leistung von Windkraft- und PV-Anlagen steigt der Anteil regenerativ erzeugter Energie bei der Versorgung der elektrischen Nachfrage weiter an. Dieser bisher lineare Anstieg beginnt bereits bei den heutigen Durchdringungsraten an erneuerbarer Erzeugung zunehmend flacher zu verlaufen. Ein Trend der sich in Zukunft weiter verschärfen wird, da zu Zeiten eines hohen Angebots an Wind und Sonne mehr Energie in das Energieversorgungsnetz eingespeist werden kann, als im selben Zeitraum an Nachfrage vorhanden ist. In der Folge wird die Erzeugung aus Erneuerbaren gedrosselt, um die Systemstabilität und die Sicherheit der Betriebsmittel nicht zu gefährden. Je höher die installierten Leistungen steigen, desto schlechter wird das Verhältnis aus dieser Leistung zur tatsächlich eingespeisten Energie. Abhilfe können Speicher schaffen, die selbst Nachfrage darstellen wenn Wind und Sonne in hohem Maß verfügbar sind. Wenn Wind und Sonne nur in geringem Maß rar sind können sie die gespeicherte Energie einsetzen, um selbst Nachfrage zu versorgen. Während Pumpspeicherkraftwerke diese Aufgabe wirtschaftlich erfüllen, reichen ihre Kapazitäten nicht aus. Der weitere Ausbau ist aufgrund der geografischen Anforderungen in Deutschland im benötigten Umfang nicht mehr möglich. Andere Speicher wie Druckluftkavernen oder Batteriespeicher, aber auch die Wasserstoffelektrolyse und dessen Speicherung und Nutzung wie Erdgas sind entweder sehr teuer oder haben einen schlechten Wirkungsgrad oder beides.

Um in Zukunft über ein großes Portfolio an Speichermöglichkeiten zu verfügen wird neben den teuren Langzeitspeichern auch die Möglichkeit der Einbeziehung der Nachfrageseite erforscht und getestet. Der Oberbegriff für eine gesteuerte Nachfrage wird in der Literatur unter dem angelsächsischen Begriff „Demand Response“ zusammengefasst, was mit „Nachfrage-oder Lastverschiebung“ übersetzt werden kann. Bei dieser in der Regel kurzzeitigen Form der Speicherung werden inhärente Speicher bei den Verbrauchern selbst nutzbar gemacht. Verbraucher, die selbst mit einer Batterie ausgestattet sind, können den Bezug eines Teils der zur Aufladung benötigten Energie zeitlich so verschieben, dass die Aufnahme zu einer Zeit, in der die Erneuerbaren verstärkt einspeisen, stattfindet. Elektrische Verbraucher, die thermische Energie in Form von Wärme oder Kälte bereitstellen, können die Trägheit des thermischen Systems ebenfalls nutzen, um ihren Bezug von elektrischer Energie zeitlich zu verschieben. Sogenannte Nachtspeicherheizungen nutzen

---

diese Möglichkeit seit vielen Jahren, beziehen ihre Energie dabei allerdings sehr starr einfach in den Nachtstunden - ein Verhalten mit dem man den heutigen Herausforderungen nicht gerecht werden kann.

Modernes „Demand Response“ erfordert die intelligente Steuerung der verschiebbaren Verbraucher mittels Informations- und Kommunikationsinfrastruktur (IKT), um auf die großen Schwankungen der Einspeisung aus erneuerbaren Energien reagieren zu können. Dazu hat die Bundesregierung ein 140 Millionen Euro umfassendes Förderprogramm unter Schirmherrschaft des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) und des Bundesministeriums für Umwelt und Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) namens E-Energy aufgelegt. Dieses als „nationales Leuchtturmprojekt“ bezeichnete Vorhaben soll unter Einbindung von IKT Verbraucher und volatile Erzeuger im Netz intelligent miteinander verknüpfen, insbesondere die Elektromobilität. Es gibt des Weiteren eine Vielzahl abgeschlossener, laufender und geplanter Projekte zu diesem Thema, von denen hier exemplarisch ein paar genannt werden sollen. Zum Beispiel FINSENY (Future Internet for Smart Energy), ein EU Projekt mit 35 Partnern aus 12 Ländern [1], indem die Notwendigkeit der Kommunikation der Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebenen untereinander, die bisher kaum vorhanden ist, untersucht wird. Als Empfehlung werden in der Niederspannungsebene UMTS- und LTE-Plattformen, sowie das moderne Internetprotokoll IPv6 genannt. Das in Zukunft entstehende „Smart Grid“ mit intelligenten Messgeräten, vernetzter Kommunikation und intelligente Ansteuerung der Verbraucher soll dazu beitragen, die erneuerbaren Energien besser zu integrieren und somit ihren weiteren Ausbau zu ermöglichen. Im Projekt IRENE (Integration Regenerativer Energien und Elektromobilität), durchgeführt von Siemens, RWTH Aachen und der Hochschule Kempten wird ein solches Smart Grid im größeren Maßstab mit 200 Messgeräten bereits getestet.

Noch ist jedoch nicht klar, wie die Regelung der Verbraucher stattfinden soll, mit welchen Algorithmen, wie welche Signale gesendet werden, ob die Regelung dezentral oder zentral erfolgen soll, wie die Vergütung geregelt und der Datenschutz berücksichtigt wird und nicht zuletzt wie ein solches System vor schadhafte Zugriffen geschützt werden kann. Es gibt bereits Potenzialanalysen und die in Frage kommenden Verbraucher sind bekannt, Uneinigkeit besteht aber weiter darin, welcher Anwendungsmöglichkeit der Vorzug gegeben werden soll. Es gibt Studien die die Verbraucher ansteuern um den Autarkiegrad im Netzabschnitt zu erhöhen, die Nachfrage zu vergleichmäßigen, den Ausbau des Verteilnetzes zu verzögern und sogar um die Phasenbalance im dreiphasigen System wiederherzustellen. Weiter ist nicht bekannt, in welchem Maße Demand Response geeignet ist um erneuerbare Energien im Netz zu integrieren. Ein Vergleich der verschiedenen verschiebbaren Verbraucher untereinander und damit die Klassifizierung des möglichen Nutzens ist zum heutigen Zeitpunkt nicht verfügbar.

Die vorliegende Arbeit setzt an den genannten Problemen an und stellt eine mögliche Ansteuerung der Speicher vor. Dabei wird von einem preisoptimierten dezentralen Ansatz ausgegangen und die Speicher hinsichtlich ihrer Kosteneinsparung, ihrer Fähigkeit erneuerbare Energie zu integrieren und die Höhe dabei erreichbaren CO<sub>2</sub>-Emissionsreduzierung untersucht. Zusätzlich werden die verschiedenen Speicher untereinander verglichen, ihre Wirkungspotentiale erfasst und weitere Einflussfaktoren sichtbar gemacht.

Kapitel 2 befasst sich mit der Erstellung des der Untersuchung zu Grunde liegenden Energieversorgungssystems und mit Strategien zur Verbesserung der Beherrschbarkeit von Netzzrückwirkungen bei Ansteuerung großer Mengen verschiebbarer Verbraucher. In Kapitel 3 werden Elektrofahrzeuge modelliert, für eine Optimierungsfunktion formuliert und im Energieversorgungsnetz simuliert. Die Ergebnisse werden für zwei verschiedene Lastszenarien diskutiert. Kapitel 4 befasst sich mit der Modellierung thermischer Speicher sowohl für Kälte- als auch Wärme, deren Optimierung und Simulation im Energieversorgungsnetz um Aussagen bezüglich ihrer Ergebnisse treffen zu können. Kapitel 5 vergleicht alle Speicher aus den vorangegangenen Kapiteln miteinander und behandelt ihren Einsatz in einem Anwendungsfall. Eine Zusammenfassung der gefundenen Ergebnisse und ein Ausblick wird in Kapitel 6 durchgeführt.



## **2. Energiesystem 2040 und Verbrauchersteuerung**

In diesem Kapitel wird der Aufbau des Energiesystems, das den später vorgestellten Betrachtungen zu Grunde liegt, behandelt. Es umfasst Knoten, Leitungen, konventionelle Kraftwerke, erneuerbare Kraftwerke und Verbraucher, sowie einen Energiemarkt. Im zweiten Abschnitt wird eine Verbrauchersteuerung vorgestellt, welche für große Mengen preisgesteuerter, flexibler Verbraucher benötigt wird. Sie soll verhindern, dass bei niedrigen Preisen die Menge an Nachfrage flexibler Verbraucher so gesteigert wird, dass zusätzlich Kraftwerke eingesetzt werden müssen um diese zu decken. Analog dazu soll bei hohen Preisen verhindert werden, dass die Nachfrage in einem Maße absinkt, die die Drosselung erneuerbarer Erzeugung nötig macht.

### **2.1. Energieversorgungssystem**

Das in diesem Abschnitt aufgebaute Energiesystem liefert alle benötigten Informationen für eine optimale Leistungsflussberechnung. Räumlich umfasst es die neuen deutschen Bundesländer Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Berlin, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen. Das Gebiet zuzüglich Hamburg wurde bis Ende 2009 vom Übertragungsbetreiber Vattenfall Europe Transmission verwaltet. Anfang 2010 wurde die Betreibergesellschaft in „50Hertz Transmission GmbH“ umfirmiert und versorgt ohne Hamburg rund 16 Millionen Menschen mit elektrischer Energie. Der Zeithorizont der Simulationen erstreckt sich auf das Jahr 2040, basierend auf einer prognosengestützten Hochskalierung realer, frei verfügbarer Daten des Jahres 2009. Im folgenden werden die Knoten und Leitungen eingeführt, die konventionellen und erneuerbaren Kraftwerke angeschlossen und die Energienachfrage in das Modell integriert.

#### **2.1.1. Knoten und Leitungen**

Das vorgestellte System basiert auf dem real existierenden Energieübertragungssystem der neuen Bundesländer, wie es in der Karte „Interconnected Network of UCTE“ mit Herausgabedatum 01.07.2007 veröffentlicht ist.

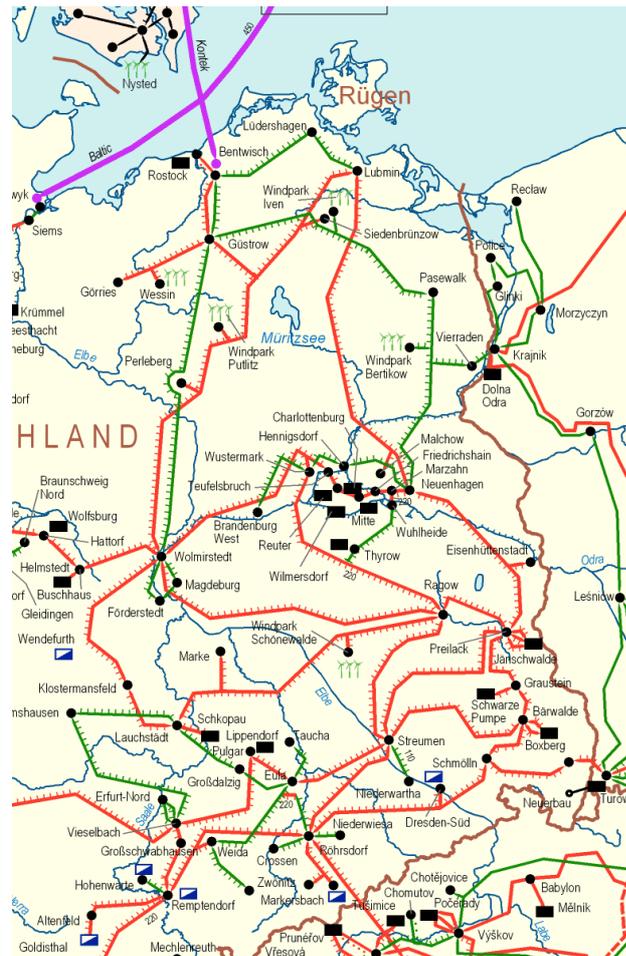


Abbildung 2.1.: Netzwerktopologie der neuen Bundesländer nach UCTE

Die UCTE - Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity - war ein Zusammenschluss von 34 Netzbetreibern aus 22 Ländern, die das europäische Verbundnetz koordiniert haben. Seit dem 1. Juli 2009 werden die Aufgaben der UCTE vom übergeordneten Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E, European Network of Transmission System Operators for Electricity) wahrgenommen. Der Ausschnitt des ostdeutschen Versorgungsgebiets ist in Abbildung 2.1 gegeben. Die roten Linien repräsentieren die 380 kV-Verbindungen, die grünen die 220 kV-Verbindungen. Schwarze Kästen stehen für Kraftwerke, blaue speziell für Wasserkraftwerke. Schwarze Punkte stellen Verbraucher dar. Eine einfache Linie stellt ein 1-fach-System dar, eine Linie mit einseitigen Querstrichen ein 2-fach-System wie in Abbildung 2.2 und eine Linie mit beidseitigen Querstrichen ein 3- oder 4-fach-System.

Aus der Karte geht nicht hervor, ob es sich bei den Leitungen um Freileitungen

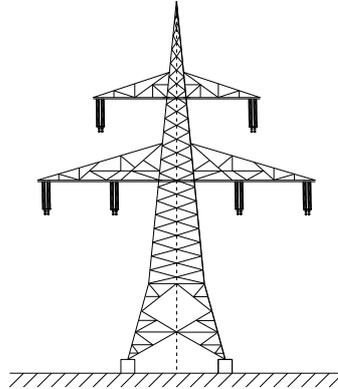


Abbildung 2.2.: Höchstspannungsmast mit zwei Dreiphasensystemen (Aluminium/Stahl 4er-Bündel) [2].

oder Hochspannungskabel handelt. Gleichfalls nicht angegeben ist, ob es sich um einen Einzelleiter, 2er-, 3er- oder 4er-Bündel handelt. Aus diesem Grund wird im folgenden davon ausgegangen, dass alle 220 kV - Leitungen als 2er-Bündel und alle 380 kV - Leitungen als 4er-Bündel ausgeführt sind. Werden 220 kV Kabel verwendet, beträgt ihr Leiterquerschnitt  $1600 \text{ mm}^2$ , bei 380 kV - Kabeln sind es  $2500 \text{ mm}^2$ .

Die verwendeten Parameter der Leitungen stammen aus [3] für das  $\pi$ -Ersatzschaltbild einer Freileitung aus Abbildung 2.3.

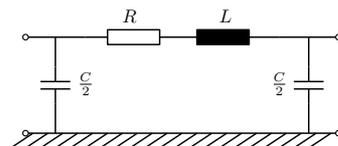


Abbildung 2.3.:  $\pi$ -Ersatzschaltbild einer Freileitung

Während das Netz vollständig mit sämtlichen Leitungen aufgestellt wurde, kommt bei den späteren Simulationen ein Minimalnetz zur Abhandlung der Grundstrukturen zum Einsatz. Für die Simulation in einem umfassenden Übertragungsnetz wird auf den Ausblick verwiesen. Das deutlich reduziertes Beispielnetz ist ein Minimalnetz, bestehend aus vier Knoten, von denen drei vermascht und einer über eine Stichleitung angebunden ist, wie in Abbildung 2.4 zu sehen ist.

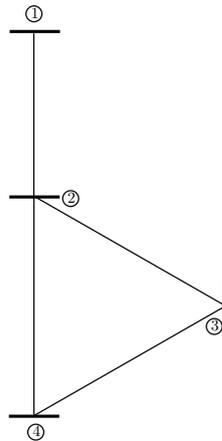


Abbildung 2.4.: Minimalbeispielnetz mit vier Knoten

### 2.1.2. Konventionelle Kraftwerke

Zu den konventionellen Kraftwerken gehören alle mit fossilen Brennstoffen befeuerten Dampfkraftwerke, Kernkraftwerke und Gasturbinenkraftwerke. Auch Wasserkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke gehören trotz ihres Energiebezugs aus erneuerbaren Quellen im Kontext dieser Arbeit zu den konventionellen Kraftwerken, da sie gut in den Netzbetrieb integriert sind und ihre Volatilität sehr geringen ist. Eine Liste aller Kraftwerke über 100 MW Nennleistung [4] wird vom Umweltbundesamt veröffentlicht und dient als Ausgangsbasis für den Kraftwerkspark. Die wesentlich genauere Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur [5] beinhaltet Kraftwerke über 10 MW Nennleistung. Ein Vergleich der beiden Listen ergaben 18.566 MW installierte Leistung in 38 Kraftwerken gegenüber 20.075 MW in 173 Kraftwerken. Da 22 % der Kraftwerke zu 92,5 % der installierten Leistung beitragen, findet die Liste des Umweltbundesamts zu Gunsten der Simulationsberechnungsdauer Verwendung. Während die maximale Leistung als elektrische Bruttoleistung bereits angegeben ist, müssen für die minimal möglichen Leistungen Annahmen getroffen werden. Grundlastkraftwerke können aufgrund des Dampfkreislaufes und den Komponenten minimal 40 % ihrer Nennleistung liefern. Die minimale Leistung aller anderen Kraftwerke wird pauschal zu 0 % gesetzt, da ein Kraftwerkseinsatzalgorithmus zwar implementiert aber sehr zeitaufwendig ist und die Ergebnisvalidität kaum beeinflusst.

Gemäß den Netzanschlussregeln für Hoch- und Höchstspannung sind die Kraftwerke unter anderem zur Blindleistungsbereitstellung verpflichtet. Mit dem angeforderten Bereich der Leistungsfaktoren [6] und Berechnungen aus [7] folgt, dass die minimale Kraftwerksblindleistung  $Q_{\min} = -0,41 \cdot P_{\max}$  und die maximale Kraftwerksblindleistung  $Q_{\max} = 0,33 \cdot P_{\max}$  betragen muss.

Der Kraftwerkspark des Jahres 2040 in den neuen Bundesländern ist im Anhang in Tabelle A.1 angegeben. Es wurden Stilllegungen und Kraftwerksneubauten berücksichtigt, sowie die Umrüstung mancher Gasturbinenkraftwerke in Gas- und Dampfkraftwerke betrachtet.

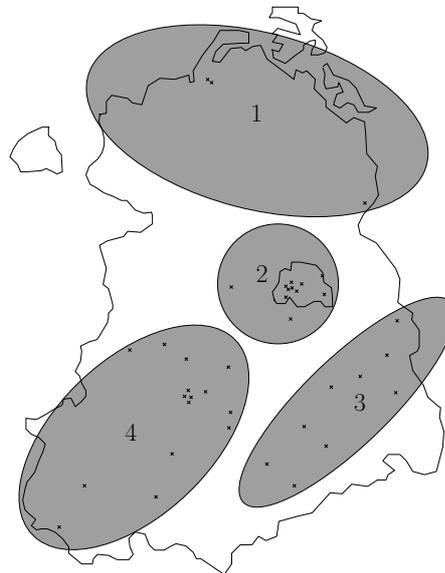


Abbildung 2.5.: Konventionelle Kraftwerke mit Standort in den neuen Bundesländern

Abbildung 2.5 zeigt die Umriss der Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH mit einem Kreuz an jedem Punkt, an dem sich ein Kraftwerk aus Tabelle A.1 befindet. Grau hinterlegt sind bereite vier Bereiche markiert, die sich auf das Minimalsystem aus Abbildung 2.4 beziehen und mit Leitungen verbunden sein sollen.

### 2.1.3. Erneuerbare Kraftwerke

Dieser Abschnitt befasst sich mit der Modellierung von Windkraft- und PV-Anlagen im Energieversorgungssystem des Jahres 2040. Wasserkraft-, Biomasse- und andere erneuerbare Kraftwerke wurden wegen ihres flachen Bedeutungsgradienten nicht betrachtet. Sowohl Windkraft- als auch PV-Anlagen werden an jedem Knoten als je ein Kraftwerk modelliert, dessen Nennleistung sich stündlich mit ihrem wetterabhängigen Potential ändert. Da der Zeithorizont recht weit in die Zukunft reicht, sind die prognostizierten installierten Leistungen recht vage, haben gleichwohl trotzdem einen großen Einfluss auf die Ergebnisse. Der entscheidende Faktor ist die Notwendigkeit, erneuerbare Erzeuger abzuschalten, wenn die Nachfrage nicht ausreichend vorhanden ist.

## Windkraftanlagen

Als Datenausgangsbasis dienen die von 50Hertz-Transmission GmbH veröffentlichten Einspeiseprofile aller Windkraftanlagen [8] in der Regelzone der neuen Bundesländer des Jahres 2009. Die ins Netz eingespeiste Leistung der Windkraftanlagen mit einer gesamten installierten Leistung von 10862 MW Ende 2009 sind in Viertelstundenwerten gegeben, welche für das Modell zu Stundenwerten gemittelt wurden. Die Prognose für das Jahr 2040 wurde erstellt durch die Auswertung von zwei Studien, eine vom BMWi [9] von 2005 bzw. [10] 2009 und eine vom BMU/DLR [11] von 2004. Demnach ist mit einer Steigerung der onshore installierten Leistung um 40 % auszugehen, sowie ein Zubau der offshore Windkraftanlagen in der Ostsee in Höhe von 4200 MW. Im Jahr 2040 werden mit den vorangegangenen Überlegungen 19.5 GW Nennleistung installiert sein.

Betrachtet man die von der 50Hertz GmbH veröffentlichten Windenergieeinspeisewerte des Jahres 2009 mit der installierten Leistung, stehen 15,4 TWh eingespeister Energie 10.862 MW installierter Leistung gegenüber. Die daraus berechenbare Volllaststundenzahl beträgt 1415,2 Stunden. In der Literatur werden für Windkraftanlagen onshore 2000 und offshore 3500 Volllaststunden angegeben [12]. Die verringerten Volllaststunden der veröffentlichten Daten konnten nicht von offizieller Seite erklärt werden, es gibt jedoch eine Reihe von Faktoren, die zur Erklärung beitragen:

- Anlagen, die während des Jahres errichtet werden, zählen zur installierte Leistung am Ende des Jahres, erzeugen aber nur Energie in den Tagen zwischen Inbetriebnahme bis Jahresende
- In Revision befindliche und defekte Anlagen
- Drosselung der Windenergieeinspeisung nach Paragraph 13.1 und 13.2 des EEG
- Eventuell Anlagen, deren viertelstündliche Momentanleistung nicht erfasst wird

Um die installierte Leistung des Jahres 2040 und die literaturüblichen und erhöhten Volllaststunden der offshore Erzeugung zu erreichen, werden die historischen Einspeisewerte mit dem Faktor 2,395 multipliziert. Die so angenommenen Volllaststunden entsprechen dem Mix von on- und offshore Anlagen, wie er im Testsystem prognostiziert wird. Das Einspeiseprofil von offshore Windkraftanlagen unterscheidet sich von den historischen Daten, die auf onshore Anlagen beruhen, dies wird jedoch nicht berücksichtigt.

Bei der Verteilung der Windkraftanlagen auf die einzelnen Netzknoten wurden größere Windparks und alle offshore Windkraftanlagen direkt berücksichtigt. Für

die verbleibenden Anlagen wurden die in Abbildung 2.6 visualisierten statistische Windfeldmodelle in 80 m Höhe, die für die Windkraftnutzungseignung gemäß Referenzertragskriterium nach EEG vom Deutschen Wetterdienst angefertigt wurden, sowie die installierten Leistungen der Bundesländer aus Tabelle 2.1 herangezogen. Während die roten Bereiche der Windfeldkarte einen Ertrag unter 60 % des EEG-Referenzertrags von 4319 kWh/m<sup>2</sup> in fünf Jahren aufweisen und Windkraftanlagen dort somit nicht gefördert werden, liegen die Erträge in den gelben Bereichen zwischen 60 % und 100 %. Die installierte Leistung jedes Bundeslands wird etwa zu 1/3 zu den gelben und zu 2/3 zu den grünen Bereichen gezählt, in denen über 100% des Referenzertrags erzielt werden. Ein noch feinere Zuteilung zu den einzelnen Knoten wurde nach einer Karte mit durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten durchgeführt [13]. Zu einem späteren Zeitpunkt wurden anlagenscharfe Detailinformationen inklusive Standort von der 50Hertz GmbH zur Verfügung gestellt, die für die Verteilung herangezogen werden können. Da die Auswirkungen auf die Simulationsergebnisse praktisch vernachlässigbar sein dürften, wurde darauf verzichtet die Verteilung anzupassen. In Abbildung 2.7 ist die Einspeisung aus Windkraftanlagen mit den hochskalierten Werten des Jahres 2009 grafisch dargestellt.

Tabelle 2.1.: Installierte Windkraftanlagenleistungen Ende 2009

<b>Bundesland</b>	<b>Installierte Nennleistung in MW</b>
Berlin	2
Brandenburg	3767
Mecklenburg-Vorpommern	1431
Sachsen-Anhalt	3014
Sachsen	851
Thüringen	692

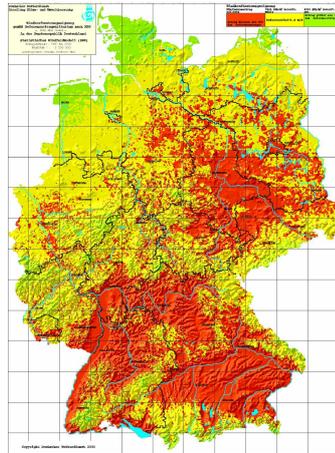


Abbildung 2.6.: Statistisches Windfeldmodell für die Windkraftnutzungseignung nach EEG

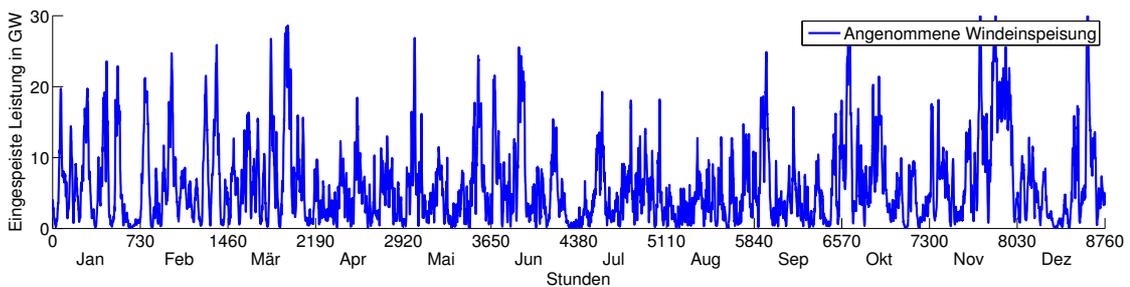


Abbildung 2.7.: Stündliche Energieeinspeisung aus Windkraftanlagen des Jahres 2040

### Photovoltaikanlagen

Die 50Hertz GmbH veröffentlicht auch die eingespeiste Energie aus PV-Anlagen im Viertelstundentakt und stellt historische Werte zur Verfügung [14]. Gestützt auf die bei der Windkraftanlagen verwendeten Studien wurde die installierte Photovoltaikleistung von 954 MW Ende 2009 auf 8000 MW hochskaliert. Die Berechnung der Volllaststunden aus eingespeister Energie zu installierter Leistung ergab auch hier einen niedrigen Wert von 544 kWh/kWp pro Jahr, welcher mit Hilfe des Faktors 1,8323 an den in der Literatur üblichen Wert von etwa 1000 kWh/kWp pro Jahr angepasst wurde. Die Verteilung auf die einzelnen Knoten wurde hier mit den von der 50Hertz GmbH veröffentlichten Einzelanlagendaten vorgenommen, die die Postleitzahl als Anlagenstandort beinhalten [15]. Die grafische Darstellung der für

alle Simulationen verwendeten Einspeisung aus PV-Anlagen ist in Abbildung 2.8 gegeben.

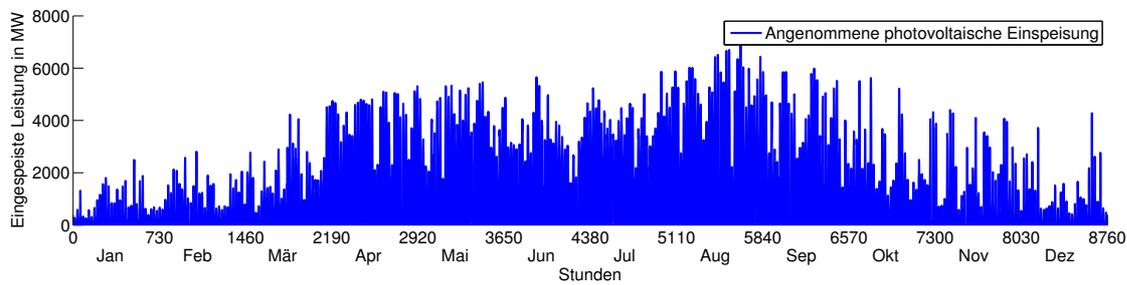


Abbildung 2.8.: Stündliche photovoltaische Energieeinspeisung des Jahres 2040

### 2.1.4. Verbraucher

Der in der Regelzone anfallende Verbrauch wird im ersten Schritt in zwei Szenarien angenommen:

1. Das **Effizienzscenario**: Durch effektivere Nutzung elektrischer Energie liegt die Nachfrage im Jahr 2040 bei 90 % der Nachfrage des Jahres 2009 - bei 83 TWh.
2. Das **Trendscenario**: Bei fortlaufender heutiger Tendenz liegt die Nachfrage 2040 um 18 % höher als im Jahr 2009 - bei 106 TWh.

Da die Nachfrage in Zukunft auch die Elektromobilität versorgt, wird ihr heutiger Verlauf modifiziert. Ausgangspunkt für die Modifikation ist die Studie „Mobilität in Deutschland“, die deutschlandweite Mobilitätsprofile enthält. In Kapitel 3 wird das angewandte Verfahren beschrieben. Zusammengefasst werden die Uhrzeit und die Entfernung aller Fahrten mit Elektrofahrzeugen erfasst und der dafür benötigte elektrische Energiebedarf ermittelt. Nach Beendigung der Fahrt werden die Elektrofahrzeuge mit dem Netz verbunden und geladen, wodurch in der entsprechenden Stunde nach der Fahrt eine bestimmte Energienachfrage herrscht. Die Summe der Jahresenergienachfrage der Elektrofahrzeuge wurde vorher vom heutigen Lastprofil gleichmäßig abgezogen und nach Variation anhand des Fahrprofils wieder addiert. Die Lastverteilung auf die Knoten des Übertragungsnetzes aus Abbildung 2.1 wird anhand von Bevölkerungsdichten und Angaben zur Industrie durchgeführt. Das jeweilige Einzugsgebiet um einen runden schwarzen Kreis in der Karte wird von einem Verteilnetz erschlossen. Mit Hilfe der Bevölkerungsdichte und Industrieangaben des Jahres 2007 in diesem Gebiet wird dem Knoten ein prozentualer Wert der

Gesamtnachfrage zugeteilt. Dort wo keine Industrieangaben zur Verfügung standen wurde die Korrelation zwischen Industrie und Brutto-Inlands-Produkt ausgenutzt und das BIP für die Aufteilung verwendet. Für das vier Knoten Beispielsystem wurden die schwarzen Punkte aus der UCTE-Karte wiederum zusammengefasst und dem entsprechenden Äquivalenzknoten zugeordnet. Der Blindleistungsbedarf der Lasten wird an der Übergabestelle zwischen Verteil- und Übertragungsnetz jeweils lokal kompensiert, so dass nur der Blindleistungsbedarf der Leitungen Einfluss auf die Leistungsflussberechnung hat. Abbildung 2.9 zeigt die Jahresnachfrage im hohen Lastfall mit in Summe 106 TWh.

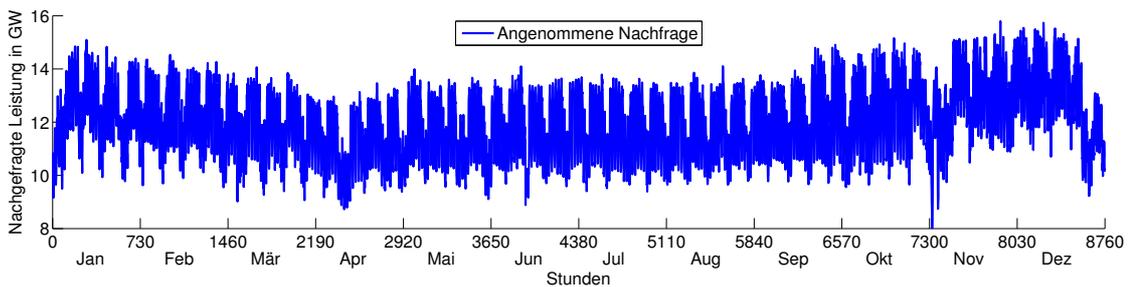


Abbildung 2.9.: Stündliche Energienachfrage des Jahres 2040 im Trendszenario (hoher Lastfall)

### 2.1.5. Beispielsystem als Grundlage der Speicherbetrachtung

Mit den erarbeiteten Daten für Kraftwerke, Erneuerbare, Verbraucher und Topologie kann das Minimalbeispielnetz aufgestellt werden. Abbildung 2.10 zeigt das Beispielnetz mit seinen 4 Knoten, allen an jedem Knoten angeschlossenen Kraftwerken nach Windkraftanlagen, PV-Anlagen, sowie Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerke. Desweiteren sind die prozentualen Lastaufteilungen an den Knoten nach der Bevölkerungsdichte zu sehen.

Dieses Beispielsystem soll die Regelzone der 50Hertz-Transmission GmbH nachbilden, ohne dabei zu viel Schwerpunkt und Rechenleistung auf die Leistungsflüsse der einzelnen Leitungen zu legen. Abbildung 2.11 zeigt die geografische Einbettung des Beispielsystems in die Regelzone.

### 2.1.6. Energiemarkt

Die Angebotspreise der elektrischen Energie entstehen in einem sogenannten „Day-Ahead“-Markt einen Tag vor der Energielieferung anhand von Prognosewerte für

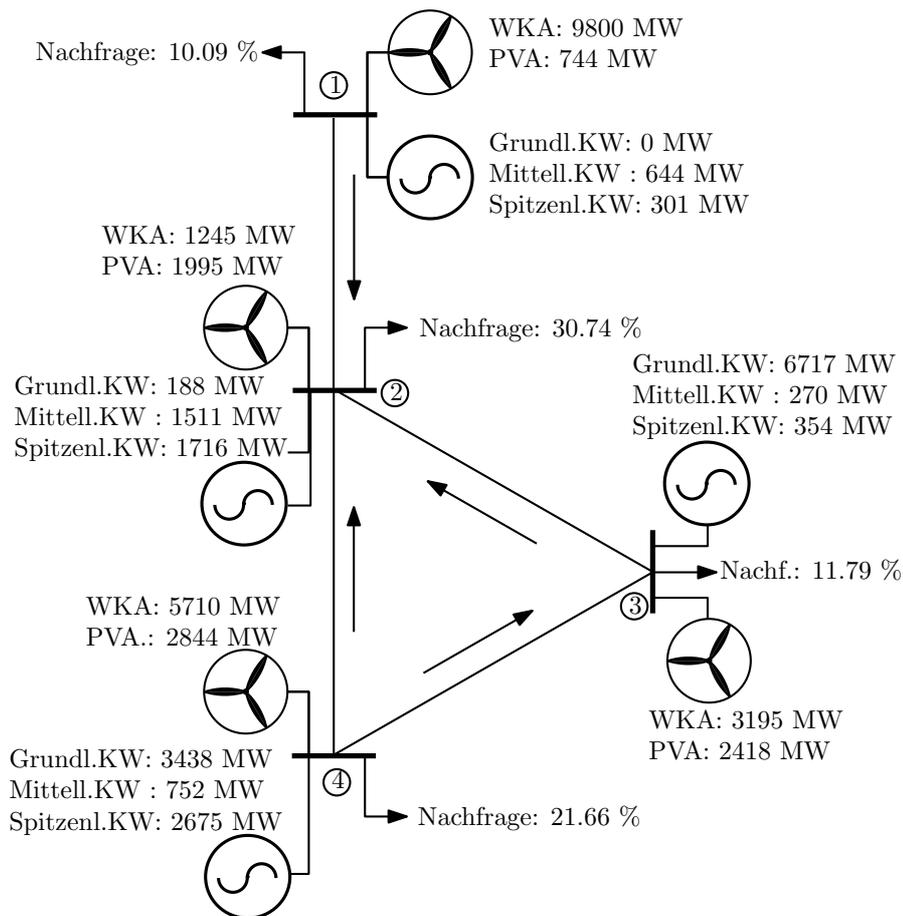


Abbildung 2.10.: Minimalbeispielnetz mit vier Knoten

die Nachfrage und die Erzeugung aus erneuerbaren Energien. Am Tag der Energielieferung wird in einem sogenannten „Real-Time“-Markt Prognoseabweichungen und unvorhergesehene Änderungen der Erzeugung-Nachfrage-Balance ausgeglichen. Der „Real-Time“-Markt ist jedoch nicht Bestandteil der vorliegenden Arbeit. Im Resultat entstehen einen Tag im voraus 24 Preise für die Energielieferung jeder Stunde, welche als Eingangsgröße der Verbrauchersteuerung dienen. Sie werden daher im Folgenden „vorläufige Day-Ahead“-Preise genannt, da sie durch die vorgeschlagenen Verbrauchersteuerung im Gegensatz zur Gegenwart zwei mal berechnet werden müssen. Dabei führt die erste, herkömmliche Berechnung zu den vorläufigen Preisen welche den Speichern zur Verfügung gestellt werden. Die Optimierung der Speicher erfolgt dezentral nach mathematischen Methoden, die wiederum in eine zweite Prognose des nächsten Tages einfließen und damit eine zweite Leistungsflussberechnung nötig machen, die dann die tatsächlichen „Day-Ahead“-

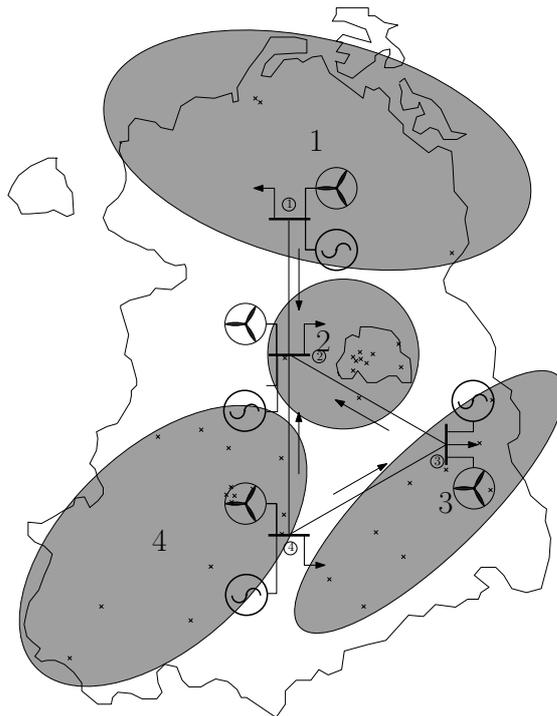


Abbildung 2.11.: Minimalbeispielnetz mit geographischer Lage in der 50Hertz-Regelzone

Preise erzeugt.

Die Angebotspreise der Kraftwerke richten sich nach ihren kurzfristigen Grenzkosten, was in einem ideal funktionierenden Energiemarkt der Fall ist. Diese Angebotspreise richten sich nach den Brennstoffkosten, den  $\text{CO}_2$ -Emissionskosten bei einem Zertifikatspreis von 25 Euro/MWh, und dem elektrischen Wirkungsgrad des Kraftwerks. Es wurde vereinfachend die Annahme getroffen, dass die Angebotskurve eines Kraftwerks zwischen minimaler und maximaler Erzeugung linear ist. Da Erneuerbare keine kurzfristigen Grenzkosten haben, wurde ihr Angebotspreis nach einer Vollkostenrechnung mit prognostizierter Preisentwicklung und Abnahmegarantie zu 10 Euro pro Megawattstunde angenommen. Eine Übersicht über die Angebotspreise der einzelnen Kraftwerkstypen verschafft Tabelle 2.2.

### 2.1.7. Optimale Leistungsflussberechnung

Die Ermittlung der Energiepreise anhand der Kraftwerksangebotspreise erfolgt mit Hilfe einer optimalen Leistungsberechnung. Dafür wird ein für die Programmier-

Tabelle 2.2.: Kraftwerksangebotspreise nach kurzfristigen Grenzkosten (außer Erneuerbare)

Typ	Angebotspreis	Spezifische CO <sub>2</sub> -Emissionen
Windkraft- und PV-Anlagen	10 €/MWh	0 $\frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$
Braunkohlekraftwerk	36,7 €/MWh	1010 $\frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$
Steinkohlekraftwerk	43,7 €/MWh	820 $\frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$
Gas- und Dampfkraftwerk	49,8 €/MWh	370 $\frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$
Gasturbinenkraftwerk	89 €/MWh	600 $\frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$
Pumpspeicherkraftwerk	90 €/MWh	0 $\frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$

software MATLAB geschriebenes Programm namens MATPOWER verwendet [16]. Der Leistungsfluss kann dabei mit Wechselgrößen durchgeführt werden, eine vereinfachte Berechnung mit Gleichgrößen ist jedoch doppelt so schnell und die Ergebnisse weichen nur 0,8 bis 1,8 % von denen der Berechnung mit Wechselgrößen ab.

Die Kraftwerke werden nach ihren Angebotspreisen in einer „Merit-Order“ sortiert und eingesetzt, bis die zu erwartende Nachfrage gedeckt ist. Kommt es dabei zu einer Verletzung der Randbedingungen, zum Beispiel eine Überschreitung der Leistungsgrenze einer Leitung, wird der Kraftwerkseinsatz solange angepasst, bis die ökonomischste Kombination ohne Verletzung einer Randbedingung gefunden ist. Dies führt zur Angabe von Nodalpreisen (2.1), also Preisen an jedem Knoten, die bei Leitungsbeschränkungen unterschiedlich ausfallen.

$$LMP_j = \lambda_s - \sum_{k=1}^K \mu_k \vartheta_{k,j} \quad (2.1)$$

Der Nodalpreis  $LMP_j$  berechnet sich nach dem Grenzpreis für Energie am Referenzknoten  $s$  abzüglich der Summe aus Opportunitätskosten der Leitungsbeschränkungen  $\mu_k$  und den Injektions-Verschiebungsfaktoren  $\vartheta_{k,j}$ . Letztere beziffern die Leistungsflussänderung über der Leitung  $k$  bei Einspeisung einer bestimmten Leistung an Knoten  $j$  und gleichzeitiger Entnahme dieser Leistung am Referenzknoten. Weitere Informationen zur Nodalpreisberechnung finden sich in [17]

## 2.2. Verbrauchersteuerung

Die intelligente Steuerung flexibler Verbraucher ist das Kernthema dieser Dissertation. In der Literatur gibt es zahlreiche Artikel zur Steuerung von flexiblen Verbrauchern unter der Bezeichnung „Demand Response“ [18]. Die verfolgten Ziele variieren von Regelleistungsbereitstellung [19] über Spannungshaltung bis hin zu

Arbitrage, also der Ausnutzung von Preisdifferenzen am Energiemarkt. Letzteres soll die Zielsetzung der hier betrachteten Speicher sein, da die anderen Anwendungen schnell eine Sättigung bei steigenden Teilnehmeranzahlen erfahren [20]. Durchgesetzt hat sich dabei die Steuerung der Verbraucher anhand von dynamischen Preissignalen. Die Verbraucher werden für jeden Typ aggregiert betrachtet, was ihre Vorhersagbarkeit stark erhöht [59]. Außerdem findet keine bidirektionale Kommunikation wie bei transaktiven Steuerungsstrategien wie z.B. in [21] statt, sondern die Verbraucher erhalten lediglich Preissignale und optimieren sich selbst [22]. Das Verhalten der optimierten Verbraucher wird durch die Aggregation und bekannte Einflussgrößen prognostizierbar. Im Gegensatz zu [23] wird in dieser Arbeit nicht der Stromanbieter seine Preise an die Vertragskunden schicken und die Prognose am Energiemarkt anbieten, sondern die erzielbaren Resultate durch Lastverschiebung sollen so effizient wie möglich dem ganzen Energiesystem zu Gute kommen. Daher wird ein an Demand-Response angepasster Day-Ahead-Markt vorgeschlagen, welcher mit vorläufigen und abschließenden Preisen arbeitet.

Während es gemeinhin üblich ist, die Preissignale als Eingangsgröße zu betrachten und zum Beispiel Börsenenergiepreise der EEX zu verwenden, werden in dieser Arbeit die Preise anhand von Angebot und Nachfrage berechnet. Bei der Berechnung wird auf die fortschrittlichste Methode zurückgegriffen, die derzeit bei der Berechnung von Energiepreisen verwendet wird, die Nodalpreisberechnung aus Kapitel 2.1.7. So ist es nicht nur möglich, die Preissignale bei Leitungsüberlastung optimal auf die Erfordernisse anzupassen, es kann außerdem ein Problem quantifiziert werden, welches bei importierten Preisen nicht untersucht werden kann. Eine detaillierte Ausführung dazu gibt es in Abschnitt 2.2.1. Für ein besseres Verständnis werden Leitungsüberlastungen vorerst ausgeklammert. Der Preis berechnet sich dann im Wesentlichen aus der Merit Order. Abbildung 2.12 zeigt die Merit Order für den Tag 161 mit Windkraft- und PV-Anlagen als günstigste Kraftwerke für einen Tag. Die Höhe der Kurven entsprechen den potentiell lieferbaren Leistungen der jeweiligen Kraftwerkstypen. Die eingezeichnete Linie steht für die stündliche Energienachfrage. In Stunde 1 bis 8 und 18 bis 24 befindet sich die Linie der Energienachfrage unter der Kurve der Braunkohlekraftwerke, weshalb diese das Grenzkraftwerk stellen und der Preis 36,69 Euro/MWh beträgt. In den Stunden 9 bis 17 sind Windkraftanlagen ausreichend, um den Bedarf zu decken, der Preis berechnet sich daher zu 10 Euro/MWh.

### 2.2.1. Preisoptimierte Betriebsweise

Für eine preisoptimierte Betriebsweise sprechen mehrere Faktoren:

- Der Nutzen der Optimierung kann direkt monetär angegeben werden und schafft so einen Anreiz zur Beteiligung der Besitzer der flexiblen Verbraucher.

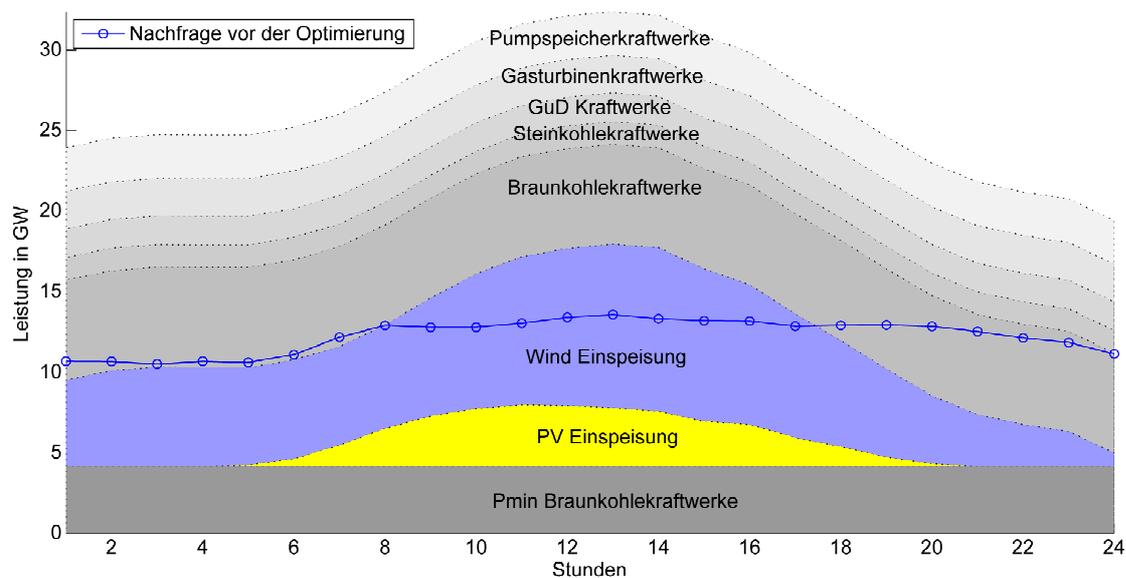


Abbildung 2.12.: Merit Order des Tages 161

- In den Energiepreisen spiegeln sich die Erfordernisse des Netzes - sind sie hoch speisen die meisten Kraftwerke ein und es gibt wenig Reserven, sind sie niedrig laufen die Grundlastkraftwerke an ihrer unteren Grenze und versuchen, eine Abschaltung zu verhindern.
- Die Preise gelten für jede Stunde des Tages, so wird immer dann verschoben, wenn es lohnenswert ist und nicht nur, wenn beispielsweise Erneuerbare abgeschaltet werden müssen.
- Die optimierte Preisberechnung ermöglicht es den flexiblen Verbrauchern, bei Leitungsüberlastungen adäquat zu reagieren und der Überlastung entgegen zu wirken.

Durch die Berechnung der Preise kann ein Problem untersucht werden, welches in vielen Veröffentlichungen unerwähnt bleibt: Der Faktor der Gleichzeitigkeit bei hohen Anzahlen gesteuerter Verbraucher. Steigt die verschobene Energiemenge, wird dadurch der Kraftwerkeinsatz beeinflusst. Die flexiblen Verbraucher verschieben sich in eine Stunde mit niedrigem Energiepreis mit einer so großen Energiemenge, dass in dieser Stunde die eventuell abgeschalteten Erneuerbaren vollständig integriert werden und darüber hinaus noch konventionelle Kraftwerke hochgefahren werden müssen, um den hohen Bedarf zu decken. Dieser Mechanismus ist für die Erreichung hoher Ergebniswerte bei Kostenreduktion, Integration Erneuerba-

rer und CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion kontraproduktiv und kann den positiven Effekt der Lastverschiebung sogar ins Negative umkehren.

### 2.2.2. Definiertes Leistungsband als Zusatz der Preisoptimierung

Dem negativen Effekt der rein preisgeführten Verbraucher kann dadurch entgegen gewirkt werden, dass eine zusätzliche Randbedingung in die Speicheroptimierung aufgenommen wird. Es werden im Folgenden drei Strategien vorgestellt, die darauf beruhen, den Verbrauchern ein definiertes Leistungsband vorzugeben, welches sie bei der Optimierung nicht verlassen dürfen. Im Energiesystem der Zukunft wird das hier vorgestellte Leistungsband den flexiblen Verbrauchern neben dem Preis vom Übertragungsnetzbetreiber mitgeteilt. Es wird den einzelnen Verbrauchertypen nacheinander übermittelt und bei jedem Typwechsel aktualisiert. Die Beschränkung gilt dann für alle einzelnen Verbraucher eines Typs in gleichem Maße.

#### Steuerungsstrategie: Preisstabilität

Um Preisstabilität gewährleisten zu können, muss die optimierte Nachfrage im Leistungsbereich des Kraftwerkstyps bleiben, in dem sich auch die ungesteuerte Nachfrage befunden hat.

Das Leistungsband befindet sich zwischen der maximal aufnehmbaren Leistung (2.2) und der maximal abgebbaren Leistung (2.3) zu jeder Stunde.

$$P_{\text{maxsys},h} = P_{\text{max,GKW}} - P_{\text{GKW},h} + P_{\text{L,ungest}} \quad (2.2)$$

$$P_{\text{minsys},h} = P_{\text{GKW},h} - P_{\text{L,ungest}} - P_{\text{min,GKW}} \quad (2.3)$$

mit:

- $P_{\text{maxsys},h}$  - Maximal zulässige Leistungsaufnahme aus dem Energienetz in Stunde h in kW
- $P_{\text{minsys},h}$  - Maximal zulässige Leistungseinspeisung in das Energienetz in Stunde h in kW
- $P_{\text{GKW},h}$  - Aktuelle Leistungsabgabe des Grenzkraftwerks in Stunde h in kW
- $P_{\text{L,ungest}}$  - Leistungsaufnahme des ungesteuerten flexiblen Verbrauchers in Stunde h in kW
- $P_{\text{max,GKW}}$  - Maximale Leistungsabgabe des Grenzkraftwerks in kW

- $P_{\min, \text{GKW}}$  - Minimale Leistungsabgabe des Grenzkraftwerks in kW

Kraftwerke eines Typs bzw. eines Primärenergieträgertyps haben in der Regel unterschiedliche Angebotspreise, bedingt durch Wirkungsgrad und Baujahre. Soll der Preis absolut stabil bleiben, nimmt man für die Leistungen  $P_{\max, \text{GKW}, h}$  und  $P_{\min, \text{GKW}, h}$  tatsächlich nur die Werte des einen Grenzkraftwerks. Soll der Preis nur annähernd stabil bleiben, können die summierten Leistungswerte aller Kraftwerke des gleichen Primärenergietyps genommen werden. Im letzteren Fall ist das Leistungsband erheblich breiter, was den flexiblen Verbrauchern mehr Spielraum für die Verschiebung lässt.

### Steuerungsstrategie: Integration Erneuerbarer Energien

Eine weitere, nicht so stark auf den Preis fixierte Strategie besteht darin, die vorzeitige oder verzögerte Energieaufnahme der flexiblen Verbraucher nur in Stunden stattfinden zu lassen, in denen Windkraft- oder PV-Anlagen abgeschaltet werden müssten. Diese Strategie impliziert, dass an einem Tag, an dem keine Erneuerbaren abgeschaltet werden müssen, auch keine flexible Verbrauchersteuerung stattfindet. Die maximale aufnehmbare Leistung berechnet sich durch die Addition der im ungesteuerten Fall aufgenommenen Leistung und der angeschalteten Leistung aus erneuerbaren Quellen (2.4). Die maximale Leistungseinspeisung ist durch den Faktor begrenzt, dass keine Erneuerbaren abgeschaltet werden dürfen (2.5).

$$P_{\max \text{sys}, h} = (P_{\max, \text{Wind}, h} + P_{\max, \text{PV}, h} + P_{\text{L}, \text{ungest}}) - (P_{\text{Wind}, h} + P_{\text{PV}, h}) \quad (2.4)$$

$$P_{\min \text{sys}, h} = P_{\text{Ges}, h} - P_{\min, \text{GrundlastKW}} - P_{\max, \text{PV}, h} - P_{\max, \text{Wind}, h} - P_{\text{L}, \text{ungest}} \quad (2.5)$$

mit:

- $P_{\max \text{sys}, h}$  - Maximal zulässige Leistungsaufnahme aus dem Energienetz in Stunde h in kW
- $P_{\min \text{sys}, h}$  - Maximal zulässige Leistungseinspeisung in das Energienetz in Stunde h in kW
- $P_{\max, \text{Wind}, h}$  - Maximal mögliche Erzeugung aus Windkraftanlagen in Stunde h in kW
- $P_{\max, \text{PV}, h}$  - Maximal mögliche Erzeugung aus Photovoltaikanlagen in Stunde h in kW
- $P_{\text{L}, \text{ungest}}$  - Leistungsaufnahme des ungesteuerten flexiblen Verbrauchers in Stunde h in kW

- $P_{\text{Wind},h}$  - Tatsächliche Erzeugung aus Windkraftanlagen in Stunde  $h$  in kW
- $P_{\text{PV},h}$  - Tatsächliche Erzeugung aus Photovoltaikanlagen in Stunde  $h$  in kW
- $P_{\text{Ges},h}$  - Gesamte Energienachfrage in Stunde  $h$  in kW
- $P_{\text{min,GrundlastKW}}$  - Mindestenerzeugung der Grundlastkraftwerke in kW

### **Mögliche Abschaltung ohne Zuschaltung konventioneller Kraftwerke**

Eine weitere vorgestellte Strategie soll einen Nachteil der vorangegangenen (2.2.2) umgehen. Anstatt ausschließlich verstärkte Energieaufnahme zuzulassen, wenn Erneuerbare gedrosselt werden müssen, setzt diese Strategie darauf, lediglich keine neuen Kraftwerke einschalten zu müssen - ähnlich der ersten vorgestellten Strategie (2.2.2). Im Gegensatz zur Ersten ist es aber durchaus möglich, konventionelle Kraftwerke nach der Optimierung wieder aus der Einsatzplanung heraus zu nehmen, solange dabei keine Erneuerbaren zusätzlich gedrosselt werden müssen. Die Grenzkraftwerke werden bei dieser Strategie tendenziell öfter in der Nähe ihrer Nennleistung gefahren, was ihren Wirkungs- und Ausnutzungsgrad erhöht.

Grafisch veranschaulicht Abbildung 2.13 die Strategie. Die Grenzen des Leistungsbandes berechnen sich über (2.6) und (2.7). Man beachte, dass die Windkraftanlagen als ein Kraftwerk simuliert sind, während sich die Braunkohlekraftwerke in der Abbildung aus mehreren Einzelkraftwerken zusammensetzen, welche auch in der Simulation voneinander getrennt eingesetzt werden. Daher reichen die eingezeichneten Balken in den Morgen -und Abendstunden nicht immer hoch bis zum Kurvenverlauf der Braunkohlekraftwerke. Diese Strategie wird für alle in dieser Arbeit durchgeführten Simulationen verwendet.

$$P_{\text{maxsys},h} = P_{\text{max,GKW},h} - P_{\text{GKW},h} + P_{\text{L,ungest}} \quad (2.6)$$

$$P_{\text{minsys},h} = P_{\text{Ges},h} - P_{\text{min,GrundlastkW}} - P_{\text{max,PV},h} - P_{\text{max,Wind},h} - P_{\text{L,ungest}} \quad (2.7)$$

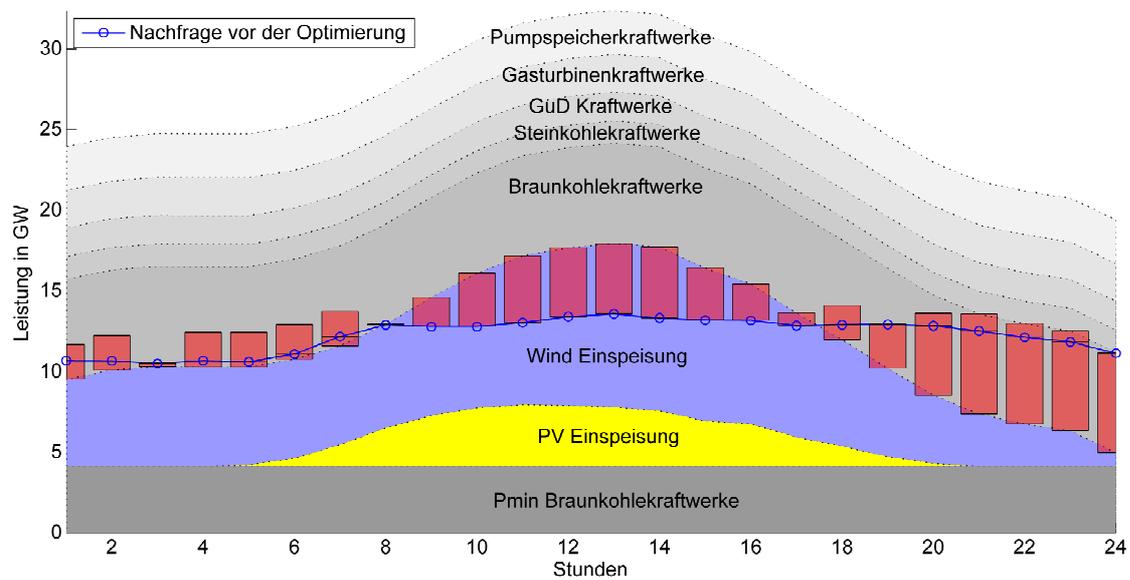


Abbildung 2.13.: Merit Order des Tages 161 mit Leistungsband der Strategie „Mögliche Abschaltung ohne Zuschaltung konventioneller Kraftwerke“



## 3. Lade- und Entladesteuerung von Elektrofahrzeugen im Verbund

„Nach weit mehr als 100 Jahren Entwicklungsgeschichte des Verbrennungsmotors im Straßenverkehr deutet sich mit der Elektromobilität eine technologische Zeitenwende im Verkehrsbereich an. Die Elektrifizierung der Antriebe ist eine ganz wesentliche Stellschraube für eine zukunftsfähige Mobilität. Sie bietet die Chance, die Abhängigkeit vom Öl zu reduzieren, die Emissionen zu minimieren und die Fahrzeuge besser in ein multimodales Verkehrssystem zu integrieren.“ [24] Mit diesen Worten beginnt der Nationale Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung aus dem Jahr 2009. Die Herausforderungen und Chancen speziell für das elektrische Energieversorgungssystem sind in diesem Zitat nicht explizit erwähnt, stecken aber in dem Bestreben, „die Emissionen zu minimieren“. Und um die Emissionen real zu reduzieren, bedarf es der Meisterung von mehr Herausforderungen, als auf den ersten Blick ersichtlich ist. Denn wird ein Elektrofahrzeug mit dem heutigen, deutschen Energiemix geladen, liegen die Emissionen im selben Bereich, wenn nicht sogar über denen der konventionell mit Ottomotor betriebenen Fahrzeuge. Die Aussage, Elektrofahrzeuge könnten mit Hilfe von zertifiziertem Ökostrom vollständig emissionsfrei geladen werden ist missverständlich, da sich die Gesamtemissionen der Elektrizitätsbereitstellung dabei nicht ändern. Würde also den Elektrofahrzeugen Emissionsfreiheit zugesprochen, stiegen die Emissionen der übrigen Verbraucher im selben Maß. Mit Hilfe von Elektrofahrzeugen können, im Gegensatz zu den konventionellen Fahrzeugen, jedoch tatsächlich Emissionen eingespart werden. Dies wäre der Fall, wenn sie das Energieversorgungssystem aktiv dabei unterstützen, Emissionen durch den verstärkten Einsatz erneuerbarer Energien zu senken. In diesem Kontext können Elektrofahrzeuge unter bestimmten Voraussetzungen tatsächlich als „Null-Emissions-Fahrzeuge“ bezeichnet werden, was sich auf die mit ihrer Antriebsenergie verbundenen Emissionen bezieht.

Beispiele von in Serie gefertigten Elektrofahrzeugen finden sich in Tabelle 3.1 [25].

Die Idee, mit deren Umsetzung sich dieses Kapitel beschäftigt, liegt in der Sekundärnutzung der Batteriespeicher der Elektrofahrzeuge für das Energieversorgungssystem. Dies wird mit dem angelsächsischen Begriff „vehicle-to-grid“ bezeichnet,

Tabelle 3.1.: Anfang 2014 rein elektrisch betriebene Fahrzeuge in Serienproduktion

Modell	Reichweite (km)	$V_{\max}$ (km/h)	Verbrauch je 100 km (kWh)	Kapazität (kWh)
Ford Focus Electric	162	137	14,4	23
Nissan Leaf	199	150	15,0	24
Renault Fluence Z.E.	185	135	14,0	22
Tesla Model S	480	200	18,1	85

wenn neben gesteuertem Laden auch gesteuertes Entladen möglich ist, der Energiefluss zwischen Netz und Fahrzeug also bidirektional erfolgen kann. Die dafür nötige Kommunikationsinfrastruktur wird in diesem Kapitel als gegeben angenommen. Der hier behandelte Ansatz ist dezentral, das heißt jedes Einzelfahrzeug entscheidet lokal über die Energieflusssteuerung. Folgende Fragestellungen sind Bestandteil des Kapitels: Welche Information muss wann wo zur Verfügung gestellt werden, wie verhalten sich die Elektrofahrzeuge, was bringt das für das Energiesystem und welchen Anreiz haben Elektrofahrzeugbesitzer, am „vehicle-to-grid“-Betrieb teilzunehmen. Dazu wird ein Modell erstellt, welches das Verhalten einer großen Menge von Elektrofahrzeugen von der Netzseite her adäquat widerspiegelt. Dieses Modell wird als Optimierungsproblem formuliert und eine auf Energiepreisen beruhenden Zielfunktion minimiert. Die Energiepreise, die aus der optimalen Leistungsflussberechnung aus Kapitel 2.1.6 stammen, bilden den Zustand des Energieversorgungssystems ab und geben somit die richtigen Anreize für die Energiespeicher. Die Zielfunktion zu minimieren bedeutet Energiekosten zu senken und stellt daher einen Anreiz für Fahrzeugbesitzer zur Partizipation dar. Im Anschluss an die Simulation des Modells in einem Energieversorgungsnetz erfolgt die Auswertung der Ergebnisse mit Hinblick auf Kosten- und Emissionsreduktion sowie auf die Fähigkeit, erneuerbare Energien zu integrieren.

### 3.1. Potential von Elektrofahrzeugen

Der Einfluss eines Elektrofahrzeugs auf das Energieversorgungsnetz scheint auf den ersten Blick begrenzt, da es sich um einen Verbraucher im Kilowatt-Bereich handelt, während im Netz Megawatt oder Gigawatt die gebräuchlichen Einheiten sind. Das Potential der Elektrofahrzeuge wird in Zukunft in ihrer Anzahl liegen.

Im Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung ist vorgegeben, eine Million zugelassene Elektrofahrzeuge bis zum Jahr 2020 in Deutschland zu etablieren. Unterstützt wird sie dabei von der Nationalen Plattform Elektromobilität e.V., welche als Beratungsgremium fungiert und 2010 gegründet wurde. Jüngste Entwicklungen zeigen auf, wie schwierig es ist, die zukünftigen Durchdringungsraten von Elektrofahrzeugen vorherzusagen. Ein Blick auf den heutigen Fahrzeugbestand zeigt das mögliche Potential der Personenkraftwagen auf: Im Januar 2013 betrug die Anzahl zugelassener Personenkraftwagen in Deutschland 43,3 Millionen Stück [26]. Eine Auswertung der vom Kraftfahrt-Bundesamt zur Verfügung gestellten Daten bezüglich der Antriebsleistung der zugelassenen PKW erlaubt eine grobe Abschätzung der „installierten Leistung“. So ergibt die Summe erstaunliche 3.590 GW, welcher einer installierten Leistung in der Energieversorgung von 183 GW inklusive Erneuerbarer gegenübersteht [27]. Die für das Energieversorgungsnetz relevante Leistung der Elektrofahrzeuge ist jedoch nicht über deren Antriebsleistung, sondern über die Anschlussleistung definiert. Bei einer Durchdringungsrate von 100 % Elektro-PKW mit einphasiger Ladung an einer Haushaltssteckdose reduziert sich die Leistung, die aus dem Netz gleichzeitig aufgenommen oder abgegeben werden könnte, theoretisch auf 160 GW. Bei dreiphasiger Ladung, umgangssprachlich Starkstrom oder Drehstrom genannt, ergeben sich 480 GW. Bei Schnellladung, wie sie im Chevrolet Spark EV bereits heute zur Verfügung steht, ergeben sich 2080 GW. Diese Überlegungen zeigen, dass die intelligente Ansteuerung von Elektrofahrzeugen ausreichend Leistung für das Energiesystem der Zukunft liefern kann.

Neben den verfügbaren Leistungen spielen auch die nutzbaren Kapazitäten eine wichtige Rolle. Die Batteriekapazität heutiger Elektrofahrzeuge rangiert im Bereich von circa 20 kWh, beispielsweise der BMW i3, Renault ZOE, Nissan Leaf und VW E!up. Einzig das Oberklassemodell Tesla Model S wird mit einer 60 kWh fassenden Batterie ausgeliefert. Insbesondere die Batteriekapazität wird als größter Schwachpunkt der heutigen Elektrofahrzeuge gesehen, weshalb in diesem Bereich in der Zukunft mit erheblichen Verbesserungen zu rechnen ist. Am 26. Oktober 2010 fand in diesem Zusammenhang eine Unternehmung mit Leuchtturm-Charakter statt. Ein umgebauter Audi A2 legte die 605 Kilometer von München nach Berlin ohne Zwischenstopp zurück. Zum Einsatz kam ein Kolibri-Akkusystem auf Lithium-Metall-Polymer-Basis mit einer Kapazität von rund 100 kWh, welches von der Firma DBM-Energy entwickelt wurde. Nimmt man als konservative Abschätzung die heutigen 20 kWh ergibt sich bei 100 % Durchdringungsrate von Elektrofahrzeugen eine Gesamtkapazität von 870 GWh. Da die Hauptaufgabe einer Elektrofahrzeugbatterie jedoch in der Mobilität liegt, sind diese Kapazitäten größtenteils nicht nutzbar für die Energieversorgung. Setzt man einen entsprechenden Partizipationsanreiz voraus, ist es denkbar, etwa 30 % der Batteriekapazität

für Energiedienstleistungen zu nutzen. Somit ergeben sich 260 GWh Speichervermögen, welche den 600 GWh aus heutigen Pumpspeicherkraftwerkkapazitäten gegenüber stehen. Im Gegensatz zu den Leistungen sind die Kapazitäten aus Elektrofahrzeugen recht gering und die alleinige intelligente Ansteuerung von Elektrofahrzeugen wird nicht ausreichen, um das Energiesystem der Zukunft sicher und zuverlässig zu betreiben.

Betrachtet man die Möglichkeit, Energie aus dem Batteriespeicher der Fahrzeuge in das Energieversorgungsnetz zurück zu speisen, kann das Potential der Elektrofahrzeuge um ein Vielfaches angehoben werden. Dies wird in der Literatur unter dem Schlagwort „vehicle-to-grid“ [28] zusammengefasst. Im Grunde wird dabei der Fahrzeugspeicher ähnlich verwendet wie eine stationäre Batterie oder gar ein konventionelles Pumpspeicherkraftwerk. Der Hauptunterschied liegt darin, dass die verfügbaren Speicherkapazitäten um ein vielfaches kleiner sind. Aus diesem Grund gibt es Ansätze mit sogenannten Aggregatoren, welche die Speicher mehrerer Elektrofahrzeuge unter Vertrag haben und mit diesen am Energiemarkt als eine Einheit auftreten. Bei einem Ansatz ohne Aggregatoren müssen die Elektrofahrzeuge einzeln am Markt teilnehmen, was derzeit in Deutschland, im Gegensatz zu den USA [29], Aufgrund der Minimalmengenvorgaben nicht möglich ist. Um das „vehicle-to-grid“ Konzept anwenden zu können bedarf es einer Kommunikationsinfrastruktur bis zu den Endkunden, die aktuell in dieser Form noch nicht vorliegt.

## 3.2. Modellerstellung eines Elektrofahrzeugverbunds

In den meisten Studien werden einzelne Fahrprofile erzeugt, welche dann mit einem Faktor multipliziert die Gesamtheit der Fahrzeuge abbilden sollen [30],[31]. Betrachtet man den Speicher aus Netzsicht, ist es von Vorteil, die an einem Netzknoten angeschlossenen Fahrzeuge als Verbund zu betrachten [32]. Ähnlich wie der Lastgang der elektrischen Verbraucher in Summe sehr gut vorhersagbar ist, verhält es sich auch mit den angeschlossenen Elektrofahrzeugen. Da der Batteriespeicher eines Elektrofahrzeugs besonderen Randbedingungen unterliegt, müssen verschiedene Aspekte in der Modellerstellung berücksichtigt werden. Ein sich verändernder Teil der Fahrzeuge ist nicht an das Netz angeschlossen, daher müssen die potentiellen Lade- und Entladeleistungen sowie die verfügbare Kapazität entsprechend angepasst werden. Außerdem muss die Entladung während des Fahrens und der Wirkungsgrad berücksichtigt werden.

### 3.2.1. Fahrprofile

Für die Erstellung eines Elektrofahrzeugmodells werden die Daten der Studie „Mobilität in Deutschland 2008“ [33] ausgewertet. Aus Sicht des Energieversorgungs-

netzes ist ein Elektrofahrzeug (EV - Electric Vehicle) beschränkt auf die Kapazität des Energiespeichers und die maximale Leistung, mit der Energie in oder aus dem Energiespeicher ge- bzw. entladen werden kann. Der Energiespeicher eines EV-Verbunds weicht jedoch in zwei Punkten von dem einer stationären Batterie ab: Der Wert der Kapazität als Summe der Kapazitäten der Einzelfahrzeuge schwankt mit der Anwesenheit der Fahrzeuge: sind viele EVs mit dem Netz verbunden, ist der Kapazitätswert hoch, sind viele EVs unterwegs, ist er niedrig. Die Anwesenheit wird aus der Studie anhand der Anzahl der Wege während eines Zeitraums ermittelt und hat Auswirkungen auf die verfügbare Kapazität. Ein zweiter Unterscheidungspunkt ist die Verwendung der Energie aus dem Speicher für Mobilitätszwecke. Dies führt zu einer Entladung des Speichers, ohne dass dabei Energie in das Netz gespeist wird. Dieser Umstand wird mit den Daten über gefahrene Kilometer in der Studie quantifiziert. Über sie lässt sich die Energie bestimmen, die während eines Zeitraums aus dem Speicher für die Fortbewegung entnommen wird.

Beispielhaft wird das Fahrverhalten der Berliner Fahrzeuge unter der Annahme ausgewertet, dass Elektrofahrzeuge im urbanen Raum frühzeitig Akzeptanz erfahren, da dort die begrenzten Reichweiten weniger kritisch sind. Die Mobilitätsstudie wurde vom Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) in Auftrag gegeben und von infas - Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH und dem Institut für Verkehrsforschung des DLR für den Erhebungszeitraum von Januar 2008 bis April 2009 erstellt. Basierend auf einer Stichtagerhebung wurden die Fragen personenbezogen, zur Erstellung eines Personen-, Wege- und Reisedatensatzes, sowie haushaltsbezogen zur Erstellung eines Haushalts- und Wegesatzes beantwortet. Die Studie umfasst 25.922 Haushalte, 60.713 Personen, 193.290 Wege und 34.601 Autos. Die Extraktion der Fahrprofile aus der Studie wird knapp erläutert, während für zusätzliche Informationen wie das Erhebungsdesign, Details der Datenerhebung und Interpretation der Ergebnisse auf das Benutzerhandbuch [34] der Studie verwiesen wird.

Zunächst wurden Fahrten, die eine Wegstrecke über 150 km (<3%) aufwiesen herausgefiltert, um die eingeschränkten Reichweiten von Elektrofahrzeugen zu berücksichtigen. Desweiteren wurden nur Fahrten berücksichtigt, die mit dem PKW im Bundesland Berlin zurückgelegt wurden. Da die Leistungsflussberechnung in stündlicher Auflösung erfolgt, wurden Start- und Endzeitpunkt der Wege des Datensatzes so korrigiert, dass sie in das stündliche Raster passen. So wird beispielsweise eine Fahrt, die von 8:45 Uhr bis 9:20 Uhr stattgefunden hat, dem Zeitabschnitt 9:00 Uhr bis 10:00 Uhr zugeordnet. Die Kapazität des gefahrenen Fahrzeugs wird demnach ab 10:00 Uhr wieder an das Energieversorgungsnetz angeschlossen. Dabei ist der Ladezustand des gefahrenen Fahrzeugs um die Antriebsenergie für die gefahrenen Kilometer vermindert. Diese Prozedur wird für den Zeitraum ei-

ner Woche durchgeführt, um die starken Schwankungen des Verkehrsaufkommens während der Wochentage zu berücksichtigen. Eine saisonale Betrachtung findet hingegen nicht statt, ihr Einfluss auf die Fahrzeugspeicher am Energieversorgungsnetz wird vernachlässigt.

Um aus den personen- und haushaltsbezogenen Daten ein Fahrprofil für alle am Verkehr teilnehmenden Fahrzeuge zu erhalten, muss mit Hochrechnungs- und Gewichtungsfaktoren gearbeitet werden, welche in der Studie zur Verfügung stehen. Die Auswahl wurde per Ziehung aus allen Personen ab 14 Jahren aus dem Einwohnermelderegister vorgenommen, und dann jeweils der gesamte Haushalt nach seinem Mobilitätsverhalten befragt, wodurch Haushalte mit wenigen Personen statistisch unterrepräsentiert sind. Dies wird durch den Gewichtungsfaktor  $w_{\text{gew}}$  ausgeglichen. Mit Hilfe des Hochrechnungsfaktors  $w_{\text{hochkm}}$  wurde die Gesamtverkehrsleistung eines Tages in Kilometern bestimmt. Die Anzahl aller Wege wurde mit dem zweiten Hochrechnungsfaktor  $w_{\text{hoch}}$  ermittelt. Der dritte benötigte Hochrechnungsfaktor  $a_{\text{hoch}}$  stammt aus dem Autodatensatz und wird zur Hochrechnung auf die rund 1,2 Millionen Fahrzeuge Berlins herangezogen. Die Normierung der resultierenden Anzahl Wege in Prozent und der Bezug der gefahrenen Kilometer jeder Stunde auf ein einzelnes Fahrzeug ergibt ein skalierbares Fahrprofil, welches ein Typvertreter aller Berliner Fahrzeuge ist. Die Skalierung mit 1,2 Millionen ergibt wieder das ursprüngliche Fahrprofil und somit die höchste Genauigkeit. Das normierte Fahrprofil der Wege und der gefahrenen Kilometer eines Montags ist in Abbildung 3.1 dargestellt. Die Darstellung aller Wochentage befindet sich im Anhang A.2.1. Die Fahrleistung eines Jahres beträgt 9040 km.

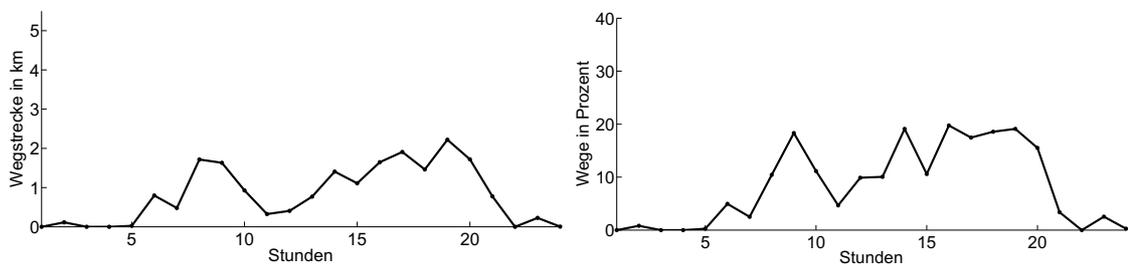


Abbildung 3.1.: Zurückgelegte Wegstrecke und durchgeführte Fahrten in Prozent der Fahrzeuggesamtanzahl am Montag

### 3.2.2. Anwesenheit

Aus dem Fahrprofil lässt sich ein stündlicher Anwesenheitsfaktor  $p_{\text{EVanw},h}$  der Fahrzeuge am Netz ableiten. Dazu wird die Anzahl der stündlich durchgeführten Wege  $n_{\text{Wege},h}$  durch die Gesamtanzahl der betrachteten Fahrzeuge der Mobilitätsstudie  $n_{\text{FZ}}$  geteilt. Für Gleichung (3.1) wurde die Annahme getroffen, dass nach jeder

Fahrt eine Verbindung mit dem Energienetz hergestellt wird, was die Nutzerbereitschaft und die Ladeinfrastruktur voraussetzt. Über eine manuelle Anpassung des Anwesenheitsfaktors ließen sich Annahmen umsetzen, wie zum Beispiel, dass bei 25 % der Berufstätigen keine Lademöglichkeit am Arbeitsplatz besteht, darauf wird jedoch verzichtet.

$$p_{\text{EVanw},h} = \left(1 - \frac{n_{\text{Wege},h}}{n_{\text{FZ}}}\right) \quad (3.1)$$

Der Anwesenheitsfaktor wird benötigt, um die sich ändernden Leistungs- und Kapazitätswerte des an das Netz angeschlossenen Speichers korrekt berechnen zu können. Eine Analyse der Fahrprofile kommt zu dem Ergebnis, dass der geringste Anwesenheitsfaktor der in Berlin zugelassenen Fahrzeuge 0,635, also 63,5 % beträgt. Dies bedeutet, dass maximal 36,5 % der Fahrzeuge gleichzeitig eine Fahrt ausführen. Der reale Wert der Studie liegt darunter, jedoch tritt durch die stündliche Zuordnung der Fahrten eine Häufung auf, die im ursprünglichen Datensatz weniger ausgeprägt war.

### 3.2.3. Energieverbrauch und Wirkungsgrad

Ein wesentlicher Unterschied zwischen einer stationären Batterie und dem Energiespeicher eines Elektrofahrzeugs besteht in der Tatsache, dass der Fahrzeugspeicher während der Fahrt entladen wird und dann mit einem niedrigeren Ladezustand wieder mit dem Energiesystem verbunden wird. Die Menge der für die Mobilität aufgewendeten Energie lässt sich aus den Fahrprofilen über die zurückgelegten Kilometer bestimmen. Die Angabe der Energieverbräuche heutiger Elektrofahrzeuge, die in Serie gefertigt werden, sind zwischen  $0,12 \frac{\text{kWh}}{\text{km}}$  und  $0,17 \frac{\text{kWh}}{\text{km}}$  angegeben. Ähnlich wie bei den Kraftstoffverbrauchsangaben handelt es sich hierbei vermutlich um Werte, die in der Praxis äußerst selten erreicht werden können. Praxistests mit dem Mini E von BMW haben einen realistischen Alltagsverbrauchswert  $b_{\text{eff}}$  von  $0,21 \text{ kWh/km}$  ergeben [35]. Sobald die Fahrzeuge ihre Fahrt beendet haben, werden sie in der darauffolgenden Stunde wieder mit dem Netz verbunden. Der stündliche Energieverbrauch  $E_{V,h}$  für die Mobilität der im Untersuchungsfall betrachteten Elektrofahrzeuge  $n_{\text{EV,Fall}}$  berechnet sich nach Formel (3.2). Dabei werden die gefahrenen Kilometer der vorherigen Stunde  $s_{\text{ges},h-1}$  durch die Zahl aller in der Mobilitätsstudie betrachteten Elektrofahrzeuge  $n_{\text{FZ}}$  geteilt, da der Energieverbrauch erst verrechnet wird, wenn das fahrende Fahrzeug wieder an das Energieversorgungsnetz angeschlossen ist.

$$E_{V,h} = n_{\text{EV,Fall}} \left( b_{\text{eff}} \cdot \frac{s_{\text{ges},h-1}}{n_{\text{FZ}}} \right) \quad (3.2)$$

Der Speicherfüllstand der ans Netz angeschlossenen Batterie wird jede Stunde um

die berechnete Energiemenge  $E_{V,h}$  reduziert, zusätzlich zu den Füllstandsveränderungen, die durch Interaktion mit dem Netz hinzukommen.

Sowohl beim Laden als auch beim Entladen der Fahrzeugspeicher treten chemische und thermische Verluste auf, die die nutzbare Energie reduzieren. Häufig wird in der Literatur nur ein Gesamtwirkungsgrad angegeben, der beide Einzelwirkungsgrade vereint. Er liegt für Elektrofahrzeuge typische Lithium-Ionen-Akkumulatoren bei rund 90 %. Die Entladeverluste sind in der Verbrauchsberechnung für die Mobilität bereits im Faktor  $b_{\text{eff}}$  enthalten, beim „vehicle-to-grid“ Betrieb jedoch noch nicht. Daher werden beide Einzelwirkungsgrade in die Speicherfüllstandsrechnung mit aufgenommen und finden sich in Formel (3.6) wieder.

### 3.2.4. Anschlussleistungen

Wie in Abschnitt 3.1 aufgezeigt, sind die installierten Leistungen im Verkehrssektor erheblich. Für den „vehicle-to-grid“ Betrieb sind jedoch die Anschlussleistungen der Fahrzeuge relevant, nicht die Maximalleistung des Antriebs. Es müssen immer alle beteiligten Komponenten für die entsprechende Leistung ausgelegt sein, vom elektrischen Anschluss („Steckdose“) über die Zuleitung zum Fahrzeug, den Wechselrichter und die Batterie. An einer konventionellen Steckdose mit 230 V und einer Absicherung bei 16 A sind 3,86 kW Ladeleistung möglich. Bei dreiphasiger Ladung erhöhen sie sich auf 11,1 kW. Im November 2009 wurde ein neuartiger Stecker der Firma Mennekes mit der deutschen Norm VDE-AR-E 2623-2-2 standardisiert, welcher bereits über eine Datenanbindung für „vehicle-to-grid“ verfügt und bis 43 kW belastbar ist. Zukunftsszenarien beschäftigen sich mit Ladeleistungen im Bereich von 250 kW, mit denen eine Ladung unter 10 Minuten erreicht werden soll [36]. Die Anschlussleistung  $P_{\text{max,an}}$  ist jedoch im Modell des Fahrzeugverbunds nur einer von zwei Faktoren, die die maximale Ladeleistung bestimmen. Zusätzlich hängt die Ladeleistung von der stündlichen Anwesenheit  $p_{\text{EVanw},h}$  der betrachteten Fahrzeuge  $n_{\text{EV,Fall}}$  ab. In (3.3) und (3.4) sind die stündlichen Lade- und Entladeleistung  $P_{\text{max,L},h}$  und  $P_{\text{max,E},h}$  angegeben.

$$P_{\text{max,L},h} = P_{\text{max,an}} \cdot p_{\text{EVanw},h} \cdot n_{\text{EV,Fall}} \quad (3.3)$$

$$P_{\text{max,E},h} = -P_{\text{max,L},h} \quad (3.4)$$

### 3.2.5. Batterieladezustand im Verbund

Die Berechnung des Batterieladezustands der Fahrzeugbatterien wird benötigt, um zwei Randbedingungen einzuhalten. Erstens darf nicht mehr Energie aus dem Netz aufgenommen, also geladen werden, als die Batterien an Kapazität haben. Zweitens darf aus den Batterien nicht so viel Leistung entnommen werden, dass

sie ihrer primären Aufgabe, der Mobilität, nicht mehr gerecht werden können. Ein denkbares Szenario in diesem Zusammenhang wäre, dass ein Fahrzeugbesitzer bei entsprechendem Anreiz gewillt ist, 30 % seiner Batteriekapazität für das Energienetz bereitzustellen. In diesem Fall muss über die Berechnung des Ladezustands sichergestellt sein, dass unterhalb von 70 % kein „vehicle-to-grid“ Betrieb mehr ausgeführt wird. Die Berechnung des Ladezustands über 24 Stunden beinhaltet vier Abhängigkeiten:

- Lade- bzw. Entladeleistungen der vorherigen Stunden
- Anwesenheit der Elektrofahrzeuge
- Entladung der Batterien durch Mobilitätsenergiebereitstellung
- Separate Lade- und Entladewirkungsgrade

Im Laufe eines Tages werden insgesamt 25 Ladezustände angenommen. Es gibt einen Initiaalladezustand, aus dem die weiteren Zustände berechnet werden. Während die Lade- und Entladeleistungen immer innerhalb einer Stunde fließen, bestimmen sich die Ladezustände immer am Ende dieser Stunde. Der jeweils erste Ladezustand des Tages  $SOC_{0,d}$  wird zu  $p_{ini} = 0,8$ , also 80 %, bei theoretisch 100 % Anwesenheit vorgegeben. Der verfügbare Ladezustand am Anfang eines Tages berechnet sich nach (3.5) und hängt von dem maximalen Ladezustand  $SOC_{max}$ , der Anwesenheit der Fahrzeuge in der ersten Stunde des Tages  $p_{EV,anw,d,1}$  und der Anzahl der im Untersuchungsfall betrachteten Fahrzeuge  $n_{EV,Fall}$  ab.

$$SOC_{0,d} = p_{ini} \cdot SOC_{max} \cdot p_{EV,anw,d,1} \cdot n_{EV,Fall} \quad (3.5)$$

Die weiteren Ladezustände haben eine feste Abhängigkeit von der Anwesenheit der Fahrzeuge und dem Energieaufwand für die gefahrenen Kilometer. Des Weiteren haben sie noch eine flexible Abhängigkeit der Lade- und Entladeleistungen gekoppelt mit den entsprechenden Wirkungsgraden, welche im Optimierungsprozess berechnet werden. Sie werden nach Formel (3.6) berechnet, welche für die Optimierungsfunktion eine stetige Differenzierbarkeit aufweisen muss und deshalb den Tangens Hyperbolicus anstatt der Sprungfunktion verwendet.

$$SOC_h = \frac{SOC_{h-1}}{p_{EV,anw,h-1}} + \tau \left( x_h \left( \frac{\tanh(10^6 \cdot x_h) - 1}{-2 \cdot \eta_E} + \eta_L \cdot \frac{\tanh(10^6 \cdot x_h) + 1}{2} \right) \right) - E_{V,h} \cdot p_{EV,anw,h} \quad (3.6)$$

mit:

- $SOC_h$  - Ladezustand am Ende von Stunde  $h$  in kWh
- $SOC_{h-1}$  - Ladezustand am Ende von Stunde  $h - 1$  in kWh
- $p_{EV_{anw},h-1}$  - Anwesenheitsfaktor mit Werten zwischen 0 und 1 in Stunde  $h - 1$
- $\tau$  - Zeitkonstante, hier: 1 Stunde
- $x_h$  - Leistung zu den Fahrzeugen in Stunde  $h$  in kW (positiv  $\rightarrow$  laden, negativ  $\rightarrow$  entladen)
- $\eta_E$  - Entladewirkungsgrad, z.B. 0,83
- $\eta_L$  - Ladewirkungsgrad, z.B. 0,9
- $E_{V,h}$  - Energieverbrauch in kWh pro km in Stunde  $h$

Im Folgenden soll die Funktionsweise der Ladezustandsberechnung an einem Beispiel mit fiktiven Werten erläutert werden. In Tabelle 3.2 sind die für das Beispiel relevanten Werte für einen Zeitraum von vier Stunden dargestellt.

Tabelle 3.2.: Beispielberechnung des Ladezustands

<b>Feste Parameter</b>	Fahrzeuge (EV): 10	Kapazität eines EVs: 30 kWh	Gesamtkapazität: 300 kWh	Initialladezustand: 80 %
	Theoretischer Anfangsladezustand: 240 kWh	Ladewirkungsgrad: 0,98	Entladewirkungsgrad: 0,96	
<b>Stunde</b>	<b>Verfügbare Kapazität (kWh)</b>	<b>Anwesenheitsfaktor</b>	<b>Ladeleistung (kW)</b>	<b>Mobilitätsenergieeinsatz (kWh)</b>
1	192	0,8	4,082	1
2	243	1	0	3
3	120	0,5	-3	1
4	235,875	1	6,25	2
(5)	240	-	-	-

Geht man, wie im oben genannten Beispiel von 80 % Ladung in den Batterien aus, ergibt sich ein Anfangsladezustand von 240 kWh. Der erste Ladezustand des Tages wird jedoch noch mit der Anwesenheit der ersten Stunde verrechnet, daher ergibt sich eine für das Netz verfügbare Kapazität von nur 192 kWh. Mit dieser Kapazität wird die erste Stunde berechnet. Die Ladeleistung wird von der Optimierung nach

Netzgegebenheiten berechnet, in diesem Beispiel beträgt die aus dem Netz aufgenommene Leistung in der ersten Stunde 4,082 kW und der Energieaufwand für die Mobilität 1 kWh. Der Ladezustand am Anfang der zweiten Stunde berechnet sich nach Formel (3.6) zu 243 kWh. Durch die Teilung des Ladezustands in Stunde 1 durch die Anwesenheit in Stunde 1 ergibt sich  $\frac{192}{0,8} = 240$ . Der Term  $\frac{\tanh(10^6 \cdot x_h) - 1}{-2 \cdot \eta_E}$  wird für positive  $x$ , also Leistungsaufnahme aus dem Netz, zu Null. Der Term  $\frac{\tanh(10^6 \cdot x_h) + 1}{2}$  hingegen zu 1. Die in Stunde 1 positive Ladeleistung  $x$  wird mit dem Ladewirkungsgrad  $\eta_L$  und der Zeitkonstante  $\tau$  (hier: eine Stunde) multipliziert und zum Ladezustand addiert. Die aus dem Netz aufgenommene Leistung führt nach einer Stunde zu einer Erhöhung der Energie im Speicher um  $4,082 \text{ kW} \cdot 0,98 = 4 \text{ kW}$ . Nun wird der Energieeinsatz für Mobilität in Stunde 1 von 1 kWh abgezogen. Abschließend werden die nun errechneten 243 kWh mit der Anwesenheit in Stunde 2 multipliziert, die in diesem Beispiel 1, also 100 % ist. Da in Stunde 2 keine Ladung stattgefunden hat, jedoch eine Stunde lang 3 kW entladen wurden, beträgt der Ladezustand am Anfang von Stunde 3 nur noch 240 kWh. Dieser Wert wird mit der Anwesenheit  $p_{EV_{anw,h}}$  multipliziert, welcher 0,5 beträgt. Dies bedeutet, dass nur die Hälfte der Fahrzeuge anwesend sind, während die andere Hälfte unterwegs ist. Im Ergebnis beträgt die verfügbare Kapazität für das Netz am Anfang von Stunde 3 nur noch 120 kWh. Der Ladezustand in Stunde 4 weist zwei interessante Details auf. Obwohl in Stunde 3 eine Entladung ins Netz in Höhe von 3 kW und 1 kWh Energieaufwand für Mobilität stattgefunden hat, ist die verfügbare Kapazität am Anfang von Stunde 4 höher als am Anfang von Stunde 3, da sich die Anwesenheit wieder auf 1 erhöht hat. Zweitens berechnet sich die verfügbare Kapazität, die von 240 kWh eine Entladung von 3 kW in Stunde 3 und einen Mobilitätsenergieaufwand von 1 kWh erfährt, nicht zu 236 kWh, sondern nur 235,875 kWh. Da die Ladeleistung in Stunde 3 negativ ist, fließt sie aus dem Speicher in das Netz. Hier ist nun der Term  $\frac{\tanh(10^6 \cdot x_h) - 1}{-2}$  gleich Eins und  $\frac{\tanh(10^6 \cdot x_h) + 1}{2}$  gleich Null. Dies führt dazu, dass die negative Leistung  $x$  noch mit  $\frac{1}{\eta_E}$  und  $\tau$  multipliziert wird. Bei einer Abgabe von 3 kW in das Netz während einer Stunde verliert der Speicher also  $\frac{3}{0,96} = 3,125 \text{ kWh}$  an Ladung. Am Ende des Beispielbetrachtungszeitraums soll der Speicher wieder den gleichen Ladezustand aufweisen wie am Anfang, also 240 kWh. Die Ladeleistung der letzten Stunde muss also die fehlenden 4,125 kWh plus 2 kWh Mobilitätsenergieaufwand ausgleichen. Mit dem Ladewirkungsgrad ergibt sich die aus dem Netz aufgenommene Leistung zu  $\frac{4,125+2}{0,98} = 6,25 \text{ kW}$ . Ebenfalls gut erkennbar ist, dass es einen Eintrag mehr für den Ladezustand gibt als für die Ladeleistung. Im Modell mit der tageweisen Betrachtung bei stündlicher Auflösung ergeben sich daher 25 Werte für den Ladezustand und 24 Werte für die Leistung.

### 3.3. Optimierte Lade- und Entladesteuerung

Die Modellerstellung des Elektrofahrzeugverbunds aus Abschnitt 3.2 ist bereits mit Hinblick auf die Optimierung formuliert worden. Die Optimierung erfolgt durch die Minimierung einer Zielfunktion mit Randbedingungen. Die Zielfunktion umfasst den Zustand und damit die Bedürfnisse des Energiesystems sowie einen Anreiz für Elektrofahrzeugbesitzer, ihre EV mit dem Energieversorgungsnetz interagieren zu lassen. Die Randbedingungen stellen sicher, dass die Systeminteraktionen nur innerhalb des physikalisch Möglichen geleistet werden. Außerdem stellen sie sicher, dass die Mobilität des Elektrofahrzeugs nur in benutzerdefinierten Ausmaßen eingeschränkt wird. Zur Optimierung selbst kommt die MATLAB-Funktion `fmincon` (3.7) zum Einsatz, welche aus der *Optimization Toolbox* unter *Nonlinear Programming* zu finden ist. Sie kann verwendet werden, um eine multivariable, nichtlineare Funktion mit Randbedingungen zu minimieren.

$$x = \text{fmincon}(fun, x_0, [], [], [], [], lb, ub, nonlcon) \quad (3.7)$$

In diesem Abschnitt werden die Zielfunktion und im Anschluss die verschiedenen Randbedingungen diskutiert.

#### 3.3.1. Zeithorizont und Zielfunktion

Die Optimierung wird für einen Zeitraum von 24 Stunden, also von Anfang bis Ende eines Tages, durchgeführt. Eingangsgröße der Zielfunktion sind dabei die Energiepreise jeder Stunde des Tages, wie sie auch in der Energieversorgung im Spotmarkt, im englischsprachigen Raum mit „Day-Ahead-Market“ bezeichnet, prognostiziert werden. Die Berechnung der Preise erfolgt wie in Kapitel 2.1.6 beschrieben mit der optimalen Leistungsflussberechnung. Die Preise spiegeln somit knotengenau die Verhältnisse im Energieversorgungssystem wider. Bei starker Nachfrage und knappem Angebot sind sie hoch, bei schwacher Nachfrage und hohem Angebot sind sie niedrig. Durch Minimierung der Kostenfunktion ergeben sich als Ausgangsgröße Ladeleistungen für jede Stunde, welche positiv einen Leistungsfluss in den Speicher hinein und negativ aus dem Speicher heraus darstellen und allen Randbedingungen gerecht werden. Die Zielfunktion sorgt für ein kostenoptimales Ergebnis. Die Verfolgung mehrerer Ziele gleichzeitig, wie zum Beispiel Optimierung auf Kosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen wie in [37] sind weniger vorteilhaft, da hier widersprüchliche Ziele erreicht werden sollen, was im kostenorientierten Energiesystem zu suboptimalen Ergebnissen führt. So haben Mittel- oder Spitzenlastkraftwerke niedrigere CO<sub>2</sub>-Emissionen als Grundlastkraftwerke, was zu niedrigeren CO<sub>2</sub>-Emissionen pro erzeugter MWh in Spitzenlastzeiten führen kann. Die Nachfrage sollte jedoch immer weg von den Spitzen- hin zu den Schwachlastzeiten verschoben werden. Eine Emissionsreduktion durch Verschiebung der Angebotspreise der

Kraftwerkstypen und damit der Merit-Order ist ineffizient, da zum Beispiel CO<sub>2</sub>-emissionsarme Gaskraftwerke technisch und ökonomisch nicht zum Grundlastbetrieb ausgelegt sind. Die in dieser Arbeit betrachtete CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion wird durch Integration abgeschalteter Erneuerbarer angestrebt.

Die Kostenfunktion (3.8)  $f(x)$  ist die Summe der stündlichen Energiepreise  $LMP_h$  mit den stündlichen Lade- bzw. Entladeleistungen  $x_h$ .

$$\min \left[ f(x) = \sum_{h=1}^{24} x_h \cdot LMP_h \right] \quad (3.8)$$

### 3.3.2. Lineare Randbedingungen - Maximal zulässige Leistung

Da die Zielfunktion als Ergebnis die kostenoptimale Ladeleistung jeder Stunde berechnet, müssen auch sämtliche Randbedingungen in Form von Leistung formuliert werden. Im Falle der durch die Anschlussleistung beschränkten zulässigen Lade- oder Entladeleistung der Fahrzeuge ist dies durch eine lineare Abhängigkeit gegeben. In einem Optimierungsproblem werden lineare Randbedingungen oftmals als obere (ub - upper bound) und untere (lb - lower bound) Grenze bezeichnet (3.9). Die Leistung  $x$  wird dabei von der maximalen Anschlussleistung pro Fahrzeug  $P_{\max}$  mal der Gesamtanzahl der im Untersuchungsfall betrachteten Fahrzeuge  $n_{\text{EV, Fall}}$  und dem Anwesenheitsfaktor  $p_{\text{EVanw}, 1-24}$  nach oben begrenzt. Die Begrenzung nach unten wäre bei gesteuertem Laden Null, mit „vehicle-to-grid“ Betrieb ist sie bis auf das Vorzeichen identisch mit der oberen Grenze.

$$lb \leq x \leq ub \quad (3.9)$$

$$-P_{\max} \cdot p_{\text{EVanw}, 1-24} \cdot n_{\text{EV, Fall}} \leq x_{1-24} \leq P_{\max} \cdot p_{\text{EVanw}, 1-24} \cdot n_{\text{EV, Fall}} \quad (3.10)$$

Neben der Beschränkung der maximalen Lade- und Entladeleistung in Abhängigkeit der Anschlussleistung und der Anzahl der anwesenden Fahrzeuge erfolgt ein Abgleich mit dem Leistungssignal (2.6)(2.7) aus Kapitel 2.2. Dadurch wird die Lade- und Entladeleistung gegebenenfalls weiter eingeschränkt, wenn dies für die Beherrschung der Netzurückwirkungen erforderlich ist. Die untere Grenze ( $lb$ ) wird zeilenweise mit den Werten von  $P_{\text{minsys}, h}$  verglichen. Ist die untere Grenze der  $h$ -ten Zeile kleiner als  $P_{\text{minsys}, h}$ , so wird die untere Grenze auf den Wert von  $P_{\text{minsys}, h}$  gesetzt. Ist sie größer oder gleich wird sie nicht verändert. Die obere Grenze ( $ub$ ) wird zeilenweise mit den Werten von  $P_{\text{maxsys}, h}$  verglichen. Ist sie größer als  $P_{\text{maxsys}, h}$ , so wird die obere Grenze auf den Wert von  $P_{\text{maxsys}, h}$  gesetzt. Ist sie kleiner oder gleich wird keine Anpassung vorgenommen. Durch diese weitere Anpassung des Leistungsaustausches kann zum Beispiel vermieden werden, dass der Fahrzeugverbund seine Leistung in so großem Umfang ändert, dass konventionelle Kraftwerke

zusätzlich hochgefahren oder Erneuerbare zusätzlich gedrosselt werden müssen.

Um den Effekt dieses Abgleichs zu verdeutlichen, wird beispielhaft eine Stunde betrachtet, in der Windkraftanlagen um 150 MW gedrosselt werden müssen, da für diese Leistung keine Nachfrage vorhanden ist. Der Energiepreis ist in dieser Stunde niedrig. Da das nächste Megawatt aus Windkraftanlagen geliefert werden kann, bestimmen diese auch den Preis. Bei 125.000 Elektrofahrzeugen an normalen Steckdosen (230 V, 16 A) beträgt die Anschlussleistung und damit die obere Grenze  $230 \text{ V} \cdot 16 \text{ A} \cdot 125.000 = 460 \text{ MW}$ . Handelt es sich um die preislich günstigste Stunde des Tages, würden die Fahrzeuge voraussichtlich mit ihrer maximalen Anschlussleistung laden und somit die Nachfrage um 460 MW erhöhen. Dies führt dazu, dass nicht nur die Windabschaltung komplett verhindert werden kann, sondern dass auch konventionelle Kraftwerke um 310 MW hochgefahren werden müssen, was den Preis und die Emissionen erhöht. Möchte man nur zusätzliche Ladung aus Erneuerbaren realisieren, lässt sich der Wert für  $P_{\text{maxsys},h}$  auf 150 MW setzen. Der Vergleich mit der oberen Grenze ergibt nun, dass sie größer ist als  $P_{\text{maxsys},h}$ , weshalb sie angepasst wird und nun den Wert 150 MW zugewiesen bekommt. Die Optimierung berechnet noch immer eine Energieaufnahme aus dem Netz, da der Preis niedrig ist, jedoch nicht mehr als 150 MW, da dies die Randbedingung verletzen würde.

### 3.3.3. Nichtlineare Ungleichheitsbedingungen - Ladezustand

Der Ladezustand des Fahrzeugverbunds wird in Formel (3.6) in Abhängigkeit der Leistung und weiterer, gegebener Faktoren berechnet. Diese Berechnung dient der Optimierung als Randbedingung mit nichtlinearer Abhängigkeit von der Optimierungsvariablen  $x$ . Nichtlineare Ungleichheitsbedingungen haben eine Charakteristik wie in Formel (3.11) dargestellt und sorgen dafür, dass der Wert der Optimierungsvariablen  $x$  innerhalb einer definierten Bandbreite bleibt, die vom Ladezustand vorgegeben wird. Von den 25 Ladezuständen eines Tages sind 23 als nichtlineare Ungleichheitsbedingung formuliert. Der erste Ladezustand ist vorgegeben und der letzte wird über eine nichtlineare Gleichheitsbedingung berechnet.

$$c(x) \leq 0 \tag{3.11}$$

Der Vektor  $c$  hat somit 46 Einträge, wovon 23 ein Überladen der Batterie verhindern und 23 dafür sorgen, dass der Ladezustand nicht unter eine benutzerdefinierte Grenze fällt. Um ein Überladen der Batterie zu verhindern, muss der von der Anwesenheit  $p_{\text{EVanw},h}$  abhängige maximale Ladezustand  $\text{SOC}_{\text{max},h}$  nach Formel (3.12) ermittelt werden. Dazu wird der maximale Ladezustand des Einzelfahrzeugs  $\text{SOC}_{\text{max}}$  mit den im Untersuchungsfall betrachteten Fahrzeugen  $n_{\text{EV, Fall}}$  und der

Anwesenheit multipliziert.

$$SOC_{\max,h} = SOC_{\max} \cdot p_{EV_{\text{anw},h}} \cdot n_{EV,\text{Fall}} \quad (3.12)$$

Zur Feststellung der unteren Ladezustandsgrenze  $MSOC_h$  wird Formel (3.13) benötigt. Sie ist analog zu (3.12) aufgebaut, multipliziert hier aber zum maximal verfügbaren Ladezustand noch den Faktor des benutzerdefinierten Mindestladezustands  $p_{SOC,\min}$ .

$$MSOC_h = p_{SOC,\min} \cdot SOC_{\max} \cdot p_{EV_{\text{anw},h}} \cdot n_{EV,\text{Fall}} \quad (3.13)$$

Mit den sich stündlich ändernden maximalen und minimalen Ladezuständen lassen sich die nichtlinearen Ungleichheitsbedingungen berechnen. Die ersten 23 Einträge des  $c$ -Vektors sorgen nach Formel (3.14) dafür, dass die Batterie nicht über ihre maximale Kapazität geladen wird. Hierbei ist zu beachten, dass nur die Ladezustände der Stunden 2 bis 23 berücksichtigt werden, da der Ladezustand der ersten und letzten Stunde vorgegeben bzw. anders berechnet wird. Als Beispiel soll in Stunde 4 die Batterie bereits voll geladen sein. Ist die Ladeleistung  $x$  der vierten Stunde höher als die Verluste in Stunde 4, so berechnet sich der Ladezustand von Stunde 5 höher als der maximale Ladezustand. Die Differenz aus Formel (3.14) wäre positiv, was die Bedingung, dass alle Einträge im  $c$ -Vektor kleiner als Null sein müssen, verletzen würde. Analog dazu werden die Einträge 24-45 im  $c$ -Vektor mit Formel (3.15) berechnet und sorgen für eine Einhaltung der Speichermindestfüllstandsanforderung.

$$c_{1-22} = SOC_{2-23} - SOC_{\max,2-23} \quad (3.14)$$

$$c_{23-45} = MSOC_{2-23} - SOC_{2-23} \quad (3.15)$$

### 3.3.4. Nichtlineare Gleichheitsbedingungen - Ladezustand

Eine Minimierung der Kosten führt am Ende des Betrachtungszeitraums immer zu einer maximalen Entladung der Batterie. Da bei einer tageweisen Optimierung eines Jahres der letzte Ladezustand eines Tages dem ersten Ladezustand des nächsten Tages entspricht, ist eine vollständige Entladung nicht wünschenswert. Daher lässt sich eine weitere Randbedingung formulieren, welche dieses Verhalten verhindert. Diese nichtlineare Gleichheitsrandbedingung ist in der Form (3.16) ausgedrückt.

$$ceq(x) = 0 \quad (3.16)$$

Sie sorgt im Fall von (3.17) dafür, dass die Summe aus Ladeleistung korreliert mit Lade- bzw. Entladewirkungsgraden in einer Stunde abzüglich des Energieaufwands für Mobilität gleich Null sein muss. Dies führt dazu, dass der Ladezustand am Ende des Tages dem am Anfang entspricht.

$$0 = \sum_{h=1}^{24} \left( x_h \cdot \left( \frac{\tanh(10^6 \cdot x_h) - 1}{-2 \cdot \eta_E} + \eta_L \cdot \frac{\tanh(10^6 \cdot x_h) + 1}{2} \right) \right) \cdot \tau - \sum_{h=1}^{24} E_{V,h} \quad (3.17)$$

mit:

- $x_h$  - Leistung zu den Fahrzeugen in Stunde h in kW (positiv  $\rightarrow$  laden, negativ  $\rightarrow$  entladen)
- $\tau$  - Zeitkonstante, hier: 1 Stunde
- $\eta_E$  - Entladewirkungsgrad, z.B. 0,83
- $\eta_L$  - Ladewirkungsgrad, z.B. 0,9
- $E_{V,h}$  - Energieverbrauch in kWh pro km in Stunde h

Für die Berechnung des letzten Ladezustand des Tages wird die Anwesenheit in der ersten Stunde des nächsten Tages herangezogen. Auf diese Weise ist die verfügbare Kapazität um 24:00 Uhr des einen Tages gleich der verfügbaren Kapazität um 0:00 Uhr des nächsten Tages. Der absolute Ladezustand ist dank der nichtlinearen Gleichheitsbedingung am Anfang und am Ende eines Tages gleich, unabhängig von der Anwesenheit.

## 3.4. Simulation

Das in Abschnitt 3.2 entwickelte Elektrofahrzeugmodell wird in einem Energieversorgungsnetz hinsichtlich seiner Effekte untersucht. Dazu wird das Energieversorgungsnetz aus Kapitel 2 herangezogen. Eine Betrachtung über den Zeitraum von einem Jahr soll die Abhängigkeit des Ergebnisses von zufälligen Verbrauchs- und Erzeugungspaaren verringern. Die Optimierung wird 365 mal mit verschiedenen realen Verbrauchs- und Wind/PV-Profilen durchgeführt. Um die wichtige Einflussgröße der Energienachfrage im Ergebnis zu berücksichtigen, werden zwei Szenarien mit Jahresverbräuchen von 83 TWh und 106 TWh simuliert.

### 3.4.1. Simulationsparameter

Die Parameter der Elektrofahrzeuge sind nach Vorbild des E-mini [35] ausgewählt und in Tabelle 3.3 dargestellt. Dieser konservative Ansatz mit einem bereits verfügbaren Elektrofahrzeug geht nicht auf die Entwicklung der zukünftigen Fahrzeuge ein. Im vorliegenden Ansatz wird Leistung und Kapazität betrachtet, beide steigen mit technischem Fortschritt sowie mit erhöhter Anzahl an Fahrzeugen. Da die Prognose der Fahrzeugzahlen schwierig ist, können die Fahrzeugspezifikationen so realistisch wie möglich gewählt werden. Reichweite und Energieverbrauch sind unter realistischen Normalbedingungen angegeben. Da der Lade- und Entladewirkungsgrad stark temperaturabhängig ist [38], wurde für den Ladewirkungsgrad 90 % und für den Entladewirkungsgrad 83 % angenommen.

Tabelle 3.3.: Fahrzeugparameter basierend auf den Spezifikationen des E-mini

Größe	Einheit	Wert
Kapazität	kWh	35
Reichweite unter Normalbedingungen	km	168
Energieverbrauch unter Normalbedingungen	kWh/km	0,21
Ladeleistung	kW	3,68

Mit den Fahrzeugdaten des E-Mini und einigen willkürlich festgesetzten Werten ergeben sich die Parameter der Optimierung aus Tabelle 3.4. Bei der Anzahl der Fahrzeuge wurde gemäß den Prognosen der Nationalen Plattform Elektromobilität davon ausgegangen, dass im betrachteten Jahr 2040 ein Drittel der Berliner Fahrzeuge rein elektrisch angetrieben werden.

Tabelle 3.4.: Simulationsparameter

<b>Technische Daten:</b>	
$a_{\text{con}}$	0,21 kW h/km
$\eta_{\text{L}}$	0,9
$\eta_{\text{E}}$	0,83
$P_{\text{max}}$	3,68 kW
$SOC_{\text{max}}$	35 kWh
<b>Simulationsspezifische Daten:</b>	
$n_{\text{EV, Fall}}$	420 000 Stück
$p_{\text{ini}}$	80 %
$p_{\text{SOC, min}}$	70 %

Die Parameter des Energieversorgungsnetzes sind in Kapitel 2 angegeben. Bei der erweiterten Leistungsregelung der Fahrzeuge wurde die Simulation mit der Stra-

ategie aus Abschnitt 2.2.2 durchgeführt. Bei dieser Strategie darf die Absenkung der Nachfrage zur Abschaltung konventioneller Kraftwerke führen, bei Erhöhung der Nachfrage dürfen jedoch keine neuen konventionellen Kraftwerke zum Einsatz kommen, sondern das Grenzkraftwerk muss den erhöhten Bedarf selbst abdecken können.

### 3.4.2. Ablauf zur Ergebnisberechnung

Damit Aussagen über die Integration Erneuerbarer und die Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen getroffen werden können, reicht es nicht aus, für die Preisoptimierung auf Börsenpreise zurückzugreifen, wie es normalerweise üblich ist. Damit fundierte Aussagen getroffen werden können, wird das Energieversorgungssystem in die Simulation mit einbezogen. Die Simulation besteht daher aus drei aufeinanderfolgenden Optimierungen.

- Schritt 1: Optimale Leistungsflussberechnung des Energiesystems mit Prognosewerten für den nächsten Tag
- Schritt 2: Preisoptimierung der Elektrofahrzeuge mit den vorläufigen Preisen aus Schritt 1
- Schritt 3: Erneute optimale Leistungsflussberechnung des Energiesystems mit den geänderten Fahrzeugprofilen

Das Ablaufdiagramm in Abbildung 3.2 veranschaulicht die Eingangs-, Zwischen- und Ergebnisgrößen und ihre Verarbeitung während der Simulation. Zu den Eingangsgrößen auf der linken Seite gehören Daten zur Energieerzeugung und der Energienachfrage. Das Nachfrageprofil der ungesteuert ladenden Elektrofahrzeuge stammt aus den Fahrprofilen aus Abschnitt 3.2.1 und wird tageweise in stündlicher Auflösung für ein Jahr zur Verfügung gestellt. Nachfrage der Verbraucher sowie Einspeiseprofile für Photovoltaik- und Windkraftanlagen liegen stündlich für ein Jahr vor. Die Kraftwerksdaten umfassen Angebotspreise, minimale und maximale Leistungsbereitstellung sowie Informationen zur Topologie. Sie sind statisch, werden aber für die Simulation stündlich bereitgestellt, was zum Beispiel die Abschaltung von in Revision befindlichen Kraftwerken erlauben würde. Photovoltaik- und Windkraftanlagen sind knotengenau kumuliert als je ein Generator mit variabler maximaler Leistungsbereitstellung modelliert. Die stündlichen Eingangsdaten werden zusammen mit der statischen Topologie und den Leitungsdaten an die optimierte Leistungsflussberechnung übergeben. Für jede Stunde wird eine vorläufige optimierte Leistungsflussberechnung nach dem Prinzip der „Locational Marginal Prices“, kurz: LMP, durchgeführt. Vorläufig deshalb, weil die Ergebnisse dieser

Optimierung, anders als derzeit üblich, nicht die tatsächlichen Preise des folgenden Tages darstellen. Auf einen vorgeschalteten Kraftwerkseinsatz-Algorithmus, bei dem Kraftwerke stundenweise An- bzw. Abgefahren werden, wird in der vorliegenden Arbeit verzichtet. Stattdessen wurden allen Kraftwerken mit Ausnahme der Grundlastkraftwerke die minimale Leistungsbereitstellung von 0 MW zugewiesen. Die Auswirkungen auf die Ergebnisse sind praktisch nicht vorhanden, die Simulationszeit wird jedoch erheblich reduziert. Die Leistungsflussberechnung ergibt stündliche Energiepreise sowie die Ausgangsleistungen aller Generatoren, einschließlich der aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen. Die Energiepreise sind in der Simulation nur vorläufig und sollen als Referenz dienen. Die Eingangsgrößen beruhen auf historischen Daten, welche für den Zeitraum eines Jahres zur Verfügung stehen. In der Praxis könnte nur auf die Prognosewerte der nächsten 24 Stunden zurückgegriffen werden, den sogenannten „Day-Ahead“-Werten. Für die Fahrzeugoptimierung werden die 24 Referenzpreise aus der vorläufigen Leistungsoptimierung herangezogen. Für die neben der Anschlussleistung zusätzliche Leistungsbeschränkung als lineare Randbedingung aus Abschnitt 2.2.2 wird außerdem die Leistungsabgabe der Generatoren benötigt. Die Optimierung wird für einen Zeitraum von 24 Stunden mit stündlicher Auflösung ausgeführt. Ergebnisse sind die veränderten Lade-/Entladeprofile der Elektrofahrzeuge. Mit der um die veränderten Fahrzeugprofile angepassten Nachfrage wird erneut eine Optimale Leistungsberechnung durchgeführt. Die Ergebnisse sind wieder stündliche Energiepreise sowie die Ausgangsleistungen aller Generatoren. Die Energiepreise wären im Anwendungsfall nun die tatsächlichen Day-Ahead Nodalpreise.

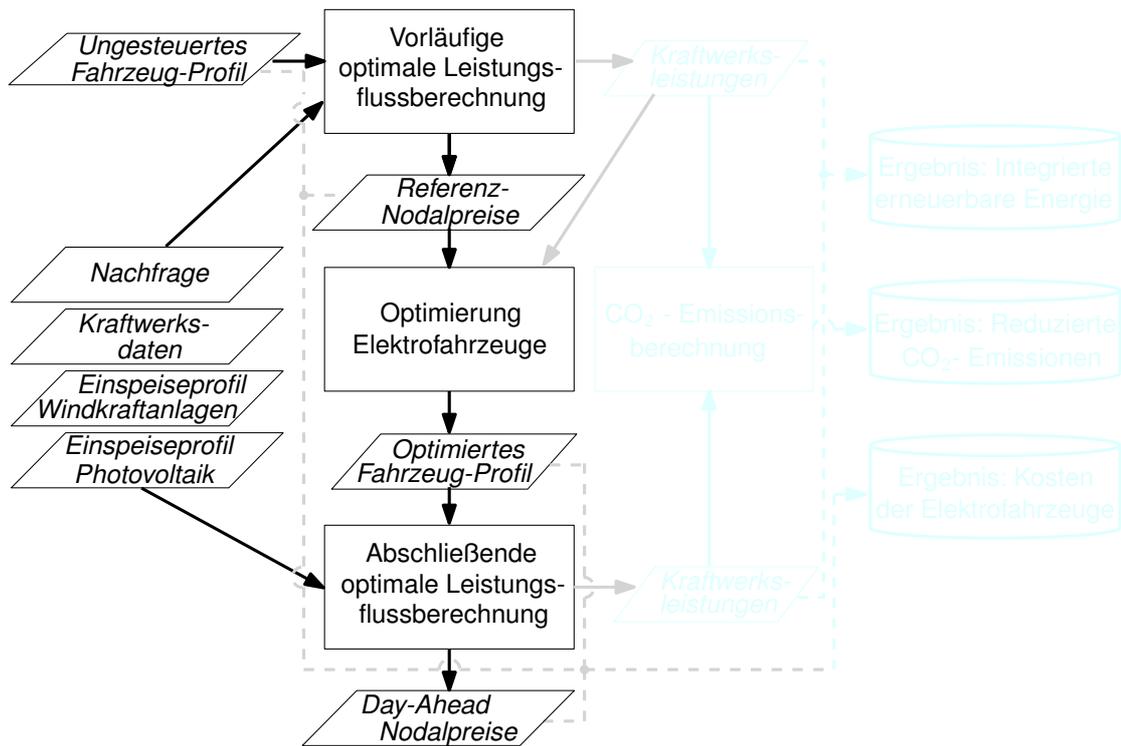


Abbildung 3.2.: Schematischer Ablauf der Simulation

### 3.5. Ergebnisse

Alle Ergebnisse beruhen auf dem Unterschied der ungesteuert geladenen zu den optimierten Elektrofahrzeugen. Um den Einfluss des gesamten Energieverbrauchs im Netz deutlich zu machen, werden die Ergebnisse beider Lastszenarien dargestellt. Der Einfluss der Optimierung der Elektrofahrzeuge soll unter drei Gesichtspunkten erfolgen:

- 1) Kosten des Energiebezugs
- 2) Integration erneuerbarer Energien
- 3) CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion

Als Ausgangspunkt für den Vergleich werden die Ergebnisse der vorläufigen Leistungsflussberechnung herangezogen, die unter der Annahme der ungesteuert ladenden Elektrofahrzeuge durchgeführt wurde. Geringe Anzahlen haben auf das Energieversorgungssystem eine sehr geringe Wirkung, da die Fahrzeugenergienachfrage relativ niedrig ist. So hat ein einzelnes Elektrofahrzeug nach dem verwendeten Fahrzeugprofil einen Jahresenergiebedarf von 2,115 MWh gegenüber einer

Gesamtnachfrage im Trendszenario von 106.000.000 MWh im Energienetz. Um den Einfluss beliebiger Anzahlen Elektrofahrzeuge kenntlich machen zu können, werden alle Ergebnisse jeweils in Relation zu den Einzelfahrzeugen dargestellt. Die Kosten werden für ein einzelnes Fahrzeug angegeben, die Integration Erneuerbarer und die CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion in Relation zum Jahresverbrauch und den Jahres-CO<sub>2</sub>-Emissionen des Einzelfahrzeugs.

### 3.5.1. Leistungsaustausch optimierter Elektrofahrzeuge mit dem Energieversorgungsnetz

Eine anschauliche Darstellung des Leistungsaustauschs der Elektrofahrzeuge mit dem Energieversorgungsnetz ist in Abbildung 3.3 und 3.4 gegeben. Der oberste Verlauf zeigt die ungesteuerte Leistungsaufnahme des Elektrofahrzeugverbunds eines bestimmten Tages. Dabei ist zum Beispiel die Leistung von Stunde eins durch einen Balken zwischen dem x-Achsenabschnitt Null und eins repräsentiert, was zu 24 Leistungsbalken eines Tages führt. Im Verlauf darunter befindet sich die Darstellung des Ladezustands. Der Ladezustand wird von einer Linie repräsentiert, die vor einer grauen Fläche liegt. Die obere Grenze der Fläche wird durch die maximal verfügbare Kapazität gezogen, die untere Grenze durch den gewünschten Mindestladezustand, hier 70 % der maximalen Kapazität. Die Punkte auf der Linie verdeutlichen die Existenz von 25 Ladezustandswerten eines Tages, die jeweils zum Anfang beziehungsweise Ende der vollen Stunden ermittelt werden. Die Abhängigkeit der verfügbaren Kapazität von der Anwesenheit der Fahrzeuge zeigt sich in der Absenkung der Fläche tagsüber mit Minima um 9:00, 16:00 und 18:00 Uhr in Abbildung 3.3 die einen Donnerstag darstellt, sowie um 7:00 und 15:00 Uhr in Abbildung 3.4 für einen Freitag. Die relative Position innerhalb der grauen Fläche wird im ungesteuerten Fall kaum verändert, da die Ladung jeweils in der Stunde nach der Fahrt stattfindet, der Energieaufwand für Mobilität also zeitnah kompensiert wird. Außerdem ist die Leistungsentnahme für Mobilität in einer Stunde gemessen an der Kapazität des Elektrofahrzeugverbunds sehr gering.

Der dritte Verlauf in Abbildung 3.3 beschreibt die Nodalpreise des Tages 267. An diesem Tag sind in den Stunden 1-5 und 13-16 Wind- oder Photovoltaikanlagen die Grenzkraftwerke, weshalb der Preis bei 10 Euro liegt. In diesen Stunden wird ein Teil der möglichen Erzeugung aus Erneuerbaren nicht genutzt. Die anderen Stunden des Tages beträgt der Preis 36 Euro, dem Angebotspreis zu kurzfristigen Grenzkosten von Braunkohlekraftwerken. Das Ergebnis der Optimierung aus Abschnitt 3.3 ist im vierten Verlauf abgebildet. An Tag 267 wird durch die optimierte Betriebsweise die höchste Einsparung, Emissionsreduktion und Integration von Erneuerbaren erreicht. Eine Analyse des Tages ergibt, dass in zwei verschiedenen Zeiträumen Erneuerbare mehrere Stunden lang gedrosselt werden müssen.

Durch die Optimierung wird in Stunden mit gedrosselten Erneuerbaren verstärkt geladen, so dass neben dem Energieaufwand für Mobilität auch noch Energie ins Netz abgegeben werden kann, und zwar in Stunden in denen Braunkohlekraftwerke zur Deckung der Nachfrage benötigt werden, welche in der Folge gedrosselt werden können. Im fünften Verlauf ist analog zum zweiten Verlauf der Ladezustand des Elektrofahrzeugverbands im optimierten Fall abgebildet. Es ist gut erkennbar, dass die Grenzen der maximalen und minimalen verfügbaren Kapazität eingehalten werden. Es kann davon ausgegangen werden, dass in Stunde 5 mehr Leistung aus dem Netz aufgenommen werden könnte, wenn der Ladezustand nicht bereits sein Maximum erreicht hätte. Dass nicht bis zur unteren Kapazitätsgrenze ins Netz eingespeist wird kann zwei Ursachen haben. Entweder führt eine zu hohe Einspeisung wieder zur Drosselung erneuerbarer Energien, oder eine Ladung von kleinstem zu größtem Ladezustand in Stunde 13-15 hätte die zusätzliche Leistungserhöhung von Braunkohlekraftwerken zur Folge.

Zum besseren Verständnis sind in Abbildung 3.4 die Ergebnisse an Tag 343 gegeben. Im Verlauf der vorläufigen Day-Ahead Nodalpreise zeigt sich, dass an diesem Tag keine Erneuerbaren abgeschaltet werden, weil die Einspeisung aus Wind und PV unterhalb der Energienachfrage liegt. Die Grenzkraftwerke an diesem Tag setzen sich aus Braun- und Steinkohlekraftwerken zusammen. Die Integration von Erneuerbaren ist demzufolge Null. Die Preisoptimierung ist an diesem Tag recht erfolgreich, da alle Leistungsentnahmen in den Stunden mit niedrigsten Preisen stattfinden, während in den höherpreisigen Stunden 16-18 Leistung in das Netz zurückfließt. Die Emissionsreduktion ist an diesem Tag allerdings negativ, das heißt nach der Optimierung wird mehr CO<sub>2</sub> emittiert als bei ungesteuertem Laden. Betrachtet man die Ladeleistung der optimierten Fahrzeuge wird deutlich, dass Nachfrage von den Stunden 16-18, in denen ein Gas- und Dampfkraftwerk den Angebotspreis bestimmt, in die ersten und letzten Stunden des Tages verschoben wird, wo Braunkohlekraftwerke die Leistung bereitstellen. Die spezifischen Emissionen eines Gas- und Dampfkraftwerks liegen bei  $370 \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$  bei einem Angebotspreis von 49,76 Euro, die eines Braunkohlekraftwerks bei  $1010 \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$  bei einem Angebotspreis von 36,69 Euro. Jede MWh, die von einem GuD-Kraftwerk zu einem Braunkohlekraftwerk verschoben wird, spart 13,07 Euro, führt aber gleichzeitig zu 640 kg mehr CO<sub>2</sub>-Emissionen.

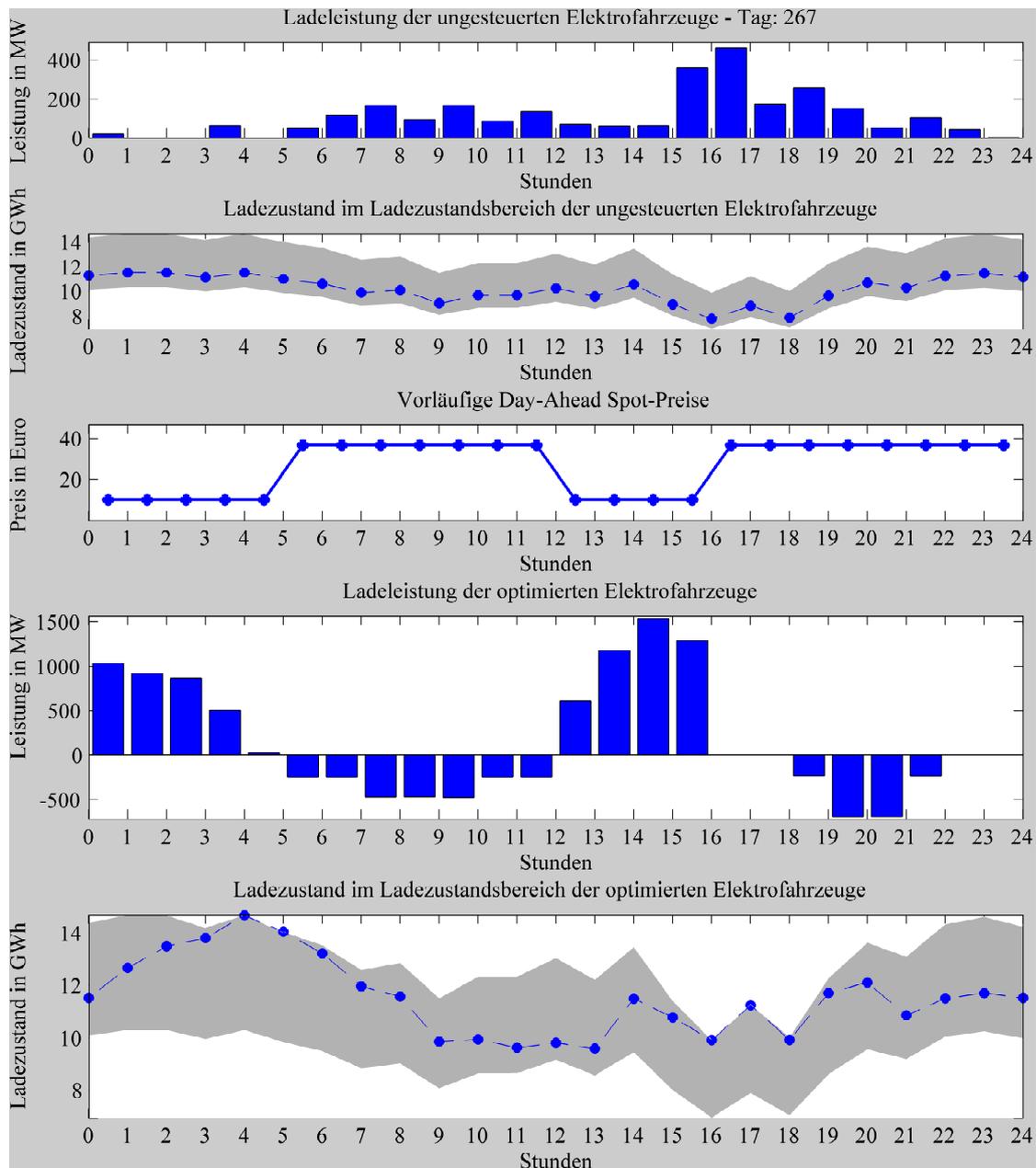


Abbildung 3.3.: Ungesteuertes und optimiertes Elektrofahrzeugverhalten an Tag 267

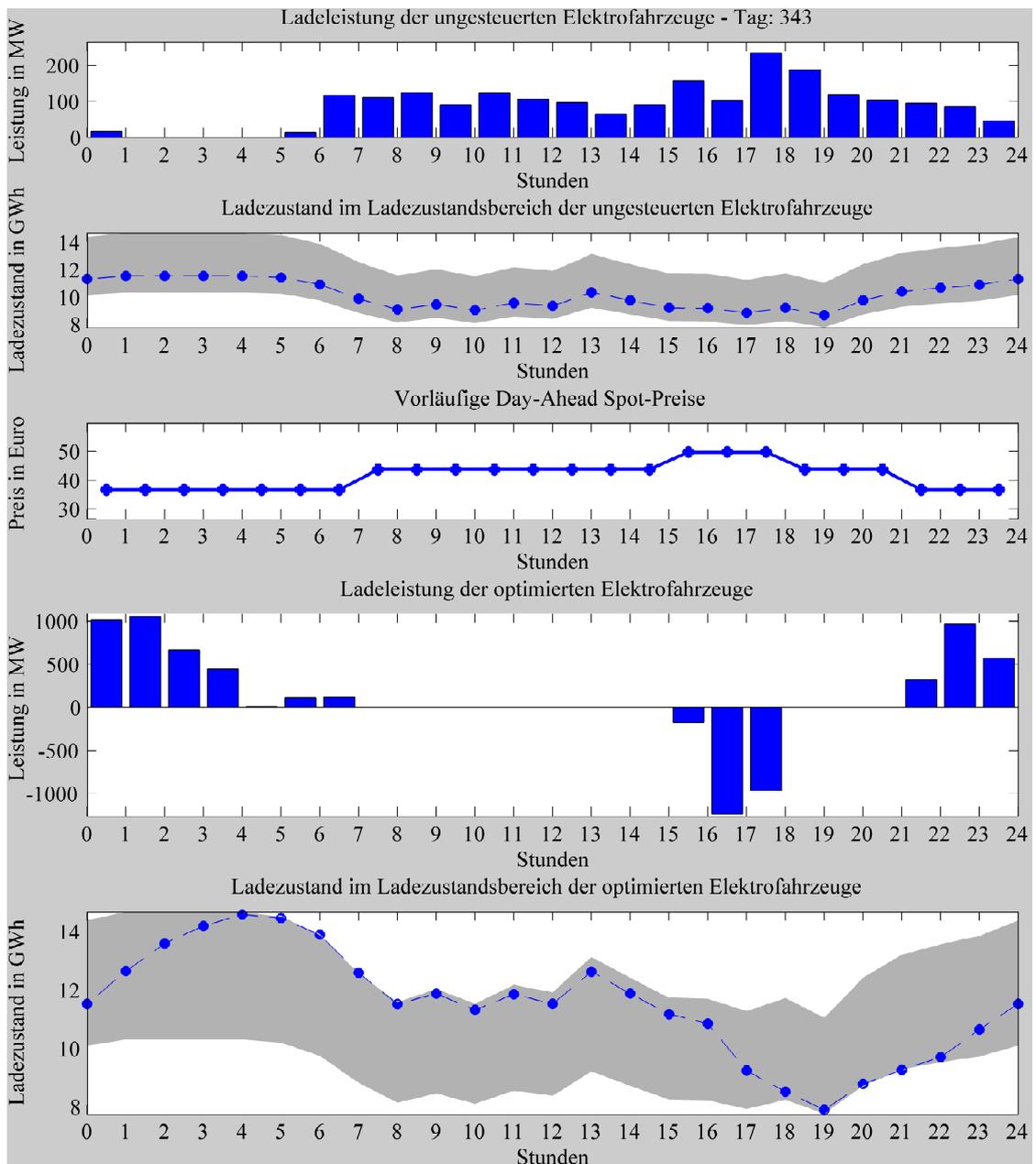


Abbildung 3.4.: Ungesteuertes und optimiertes Elektrofahrzeugverhalten an Tag 343

### 3.5.2. Kostenreduktion bei Elektrofahrzeugen

Als Verbraucher haben Elektrofahrzeuge Kosten für ihre Energiebeschaffung. Durch ihren Speicher haben sie grundsätzlich die Möglichkeit, mit Arbitrage-Tätigkeiten, also kaufen bei niedrigen Preisen und verkaufen bei hohen Preisen, diese Kosten zu senken. Das Ziel der Optimierung ist es, so viel Energie zu niedrigen Preisen zu kaufen und zu hohen Preisen zu verkaufen wie möglich. Das Ergebnis wird für ein einzelnes Elektrofahrzeug dargestellt. Der Kostenvergleich wird wie in Abbildung 3.5 dargestellt mit den ungesteuerten Profilen und den vorläufigen Nodalpreisen, sowie den optimierten Profilen und den endgültigen Nodalpreisen durchgeführt.

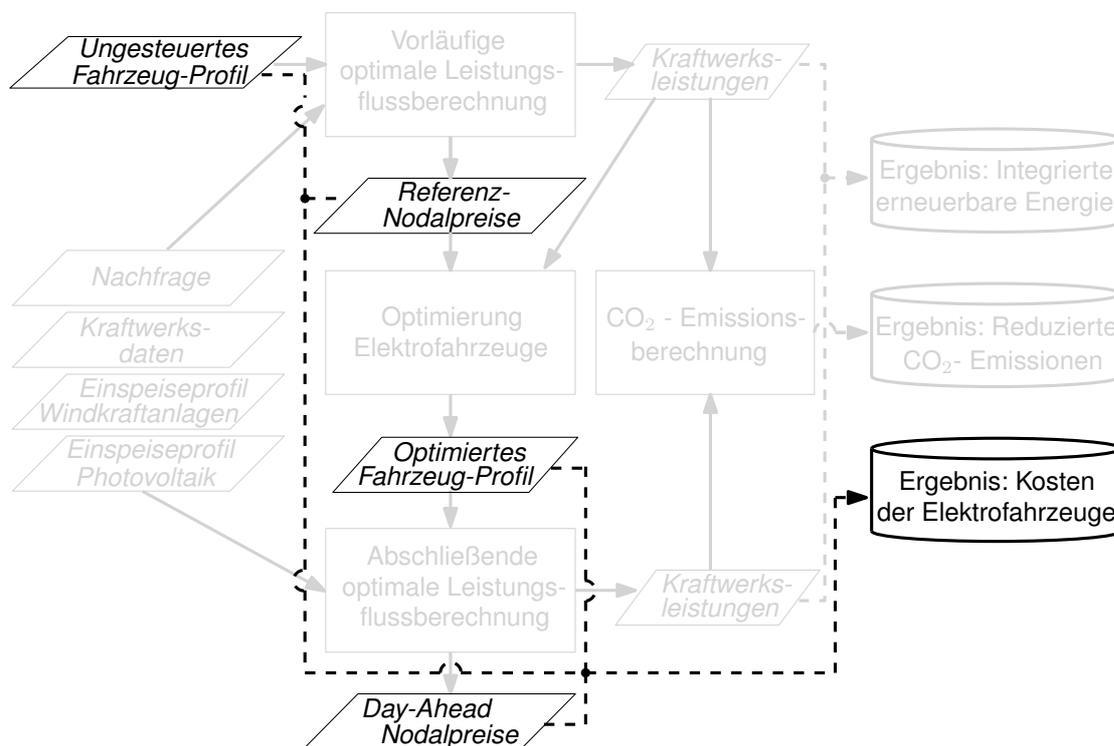


Abbildung 3.5.: Schematischer Ablauf der Ergebnisberechnung der Kosten

Die Kosten für den ungesteuerten und den optimierten Fall berechnen sich nach (3.18), jeweils mit den assoziierten Preisen und Leistungen. Die Nodalpreise entsprechen den kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugung und betragen nur einen Bruchteil der Endverbraucherpreise. Während die absoluten Ergebniswerte nicht für Endverbraucher gelten, sollen die prozentualen Angaben das Potential kenntlich machen. Nach heutiger Strompreiszusammensetzung für Endverbraucher wären die tatsächlich erreichbaren Kostenreduktionen geringer. Die Ergebnisse der

Leistungsflussberechnung mit ungesteuertem Laden dienen als Referenz und werden daher zu 100 % angesetzt.

$$c_{\text{EF}} = \sum_{h=1}^{8760} LMP_h \cdot x_h \cdot \frac{1}{n_{\text{EV,Fall}}} \quad (3.18)$$

- $c_{\text{EF}}$  - Kosten für ein Elektrofahrzeug in Euro pro Tag
- $LMP_h$  - Nodalpreis der Stunde  $h$  in Euro/MWh
- $x_h$  - Leistung zu den Fahrzeugen in Stunde  $h$  in kW
- $n_{\text{EV,Fall}}$  - Anzahl der Fahrzeuge des jeweiligen Untersuchungsfalls

Die Ergebnisse der Kosteneinsparung über das betrachtete Jahr sind für den hohen und niedrigen Lastfall in Abbildung 3.6 dargestellt. Die Kosteneinsparungen sind in kumulierter Form gegeben, so dass der 8760igste Wert die gesamte Kosteneinsparung des Jahres angibt.

Eine Betrachtung der Kosten der ungesteuerten Elektrofahrzeuge im hohen (Trendzenario) wie im niedrigen (Effizienzzenario) Lastfall zeigt in beiden Fällen einen annähernd linearen Verlauf mit etwas stärkerer Steigung in den Wintermonaten, wo die Preise tendenziell höher sind, da relativ geringe Energiemengen aus PV-Anlagen auf generell höhere Nachfrage treffen. Die Kosten der ungesteuerten Leistungsaufnahme im NLF werden auf 100 % gesetzt und alle anderen Kosten auf diese Basis bezogen. Dank dieser Darstellung sind Ergebnisse besser untereinander vergleichbar und übersichtlich in einem Diagramm darstellbar. Im hohen Lastfall (HLF) betragen die Kosten knapp 130 % vom niedrigen Lastfall (NLF), da bei geringerer Nachfrage häufiger günstigere Kraftwerke den Angebotspreis festsetzen. Die optimierten Kosten, die in Tabelle 3.5 in Bezug zu den ungesteuerten Kosten im HLF gesetzt sind, belaufen sich auf 65 %, also nur noch rund die Hälfte. Im NLF ergeben sich Kosten im optimierten Betrieb von etwa 33 %, sie betragen also nur noch ein Drittel der Kosten des ungesteuerten Betriebs.

Der saisonale Einfluss auf die Kostenentwicklung des optimierten Betriebs ist im NLF gut erkennbar. Die Kurve steigt von Januar bis April an und verläuft bis Oktober sehr flach. Die ausgeprägten Einsparungen im Sommer sind auf das charakteristische Profil der PV-Anlagen zurückzuführen. Während nachts keine PV zur Verfügung steht sind die Preise hoch, die Fahrzeuge stellen ihren Energiebezug, wenn möglich, ein. Mittags, wenn große Mengen an PV-Energie eingespeist werden, sinkt der Preis und die Fahrzeuge laden verstärkt. Die Kosten werden durch den „vehicle-to-grid“ Betrieb im Sommer zusätzlich dadurch gesenkt, dass in den Nachtstunden die Fahrzeuge Energie ins Netz einspeisen und tagsüber, in

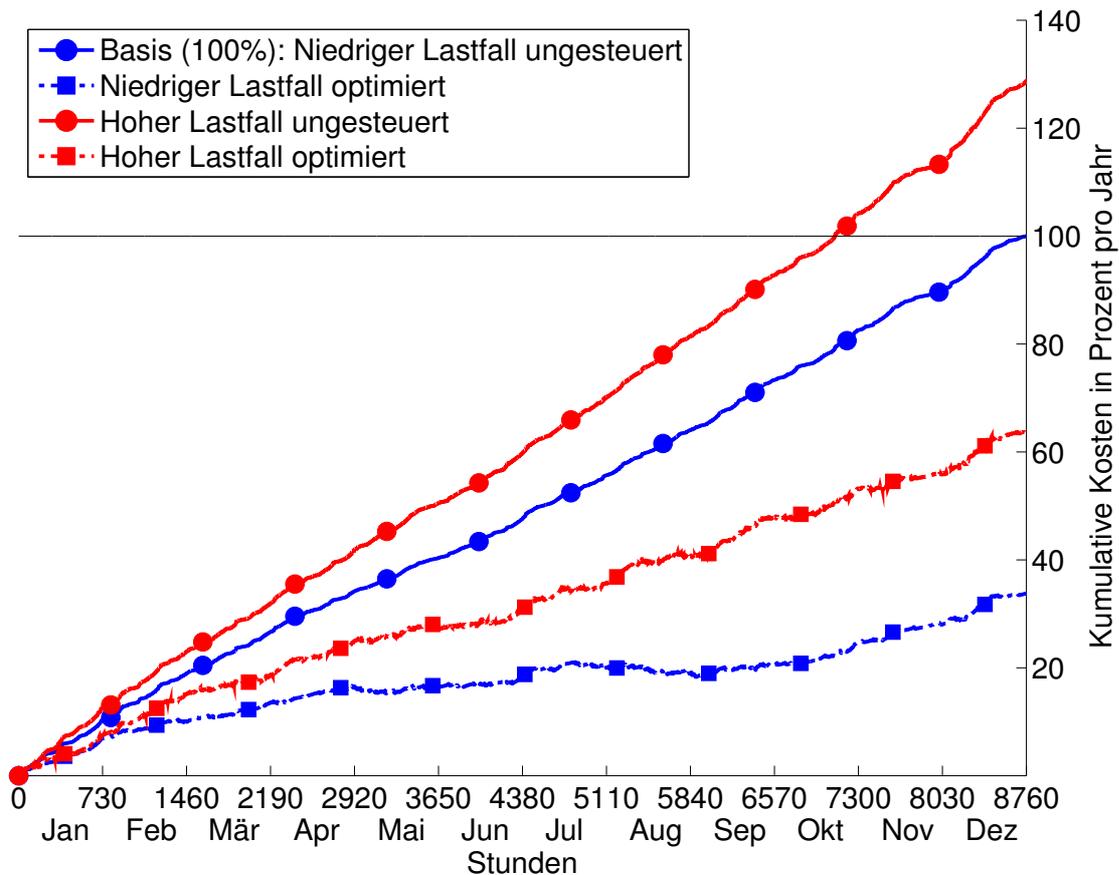


Abbildung 3.6.: Kosteneinsparungen eines Jahres für hohen und niedrigen Lastfall

den Stunden mit viel PV-Einspeisung, aus dem Netz aufnehmen. Sowohl die Kosten als auch die Einsparungen sind im NLF geringer als im HLF. Der Kurvenlauf der optimierten Kosten im HLF steigt insgesamt gleichmäßiger an und weist im Sommer kaum eine Abflachung auf, da erneuerbare in kleinerem Umfang abgeschaltet wurden und das Integrationspotential der 420.000 Elektrofahrzeuge nicht ausgeschöpft werden kann. Tabelle 3.5 beinhaltet auch den Mehrverbrauch der entsteht, wenn im optimierten Betrieb Energie aus den Batterien der Fahrzeuge in das Netz eingespeist wird. Diese Energie muss durch Ladung zu anderen Zeiten aus dem Netz ausgeglichen werden, wobei der kombinierte Wirkungsgrad (90% laden, 83% entladen) von 74,4% die aufgenommene Jahresenergiemenge gegenüber dem ungesteuerten Betrieb erhöht. Der Mehrverbrauch im HLF ist ein Indikator für erhöhte Arbitrage-Tätigkeit. Da die Kostenreduktion im HLF jedoch nicht so ausgeprägt wie im NLF ist, war die erhöhte Arbitrage-Tätigkeit weniger lukrativ. Die Ursache liegt im Preisgefüge der anbietenden Kraftwerke. Der

Unterschied vom Grenzpreis aus Erneuerbaren zum nächsthöheren Kraftwerkstyp auf der Merit-Order, den Braunkohlekraftwerken, beträgt 20 Euro pro Megawattstunde. Die nächsten Stufen sind plus  $7 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$  Steinkohlekraftwerke, dann plus  $6 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$  Gas- und Dampfkraftwerke und abschließend plus  $39 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$  zu Heizöl-, Gas- und Pumpspeicherkraftwerken. Es wird deutlich, dass die Arbitrage-Gewinne am unteren und am oberen Ende der Merit-Order besonders hoch ausfallen. Während im NLF der Grenzpreis häufig von Erneuerbaren und Braunkohlekraftwerken gesetzt wird, verschiebt er sich im HLF häufiger in die Mitte der Merit-Order, wo die Gewinne geringer ausfallen. Das Ende der Merit-Order wird in beiden Fällen nur selten erreicht.

Tabelle 3.5.: Übersichtstabelle der Kostenreduktionen Elektrofahrzeuge

Lastfall	Kosten optimiert	Einsparungen	Mehrverbrauch
hoch	49,53 %	50,47 %	13,44 %
niedrig	33,78 %	66,22 %	11,85 %

### 3.5.3. Integration erneuerbarer Energien durch Elektrofahrzeuge

Die Integration erneuerbarer Energiequellen ist nur möglich wenn sie gedrosselt werden müssen, was zum Beispiel der Fall ist wenn ihrer potentiellen Erzeugung nicht ausreichend Nachfrage gegenübersteht oder Netzengpässe die vollständige Einspeisung aus Sicherheitsgründen verhindern. Die Summe der integrierten Erneuerbaren, also Erzeugung aus Windkraft und Photovoltaik, wird über einen Vergleich der Leistungsflussresultate des Energieversorgungsnetzes mit ungesteuertem und optimiertem Betrieb der Elektrofahrzeuge nach Abbildung 3.7 und Formel (3.19) bestimmt.

$$E_{\text{int}} = \sum_{h=1}^{8760} (x_{\text{wind,opt},h} + x_{\text{PV,opt},h}) \tau - \sum_{h=1}^{8760} (x_{\text{wind,ung},h} + x_{\text{PV,ung},h}) \tau \quad (3.19)$$

- $E_{\text{int}}$  - Integrierte Energie aus Erneuerbaren in kWh
- $x_{\text{wind,opt},h}$  - Leistungsabgabe der Windkraftanlagen im optimierten Fall in Stunde  $h$  in kWh
- $x_{\text{PV,opt},h}$  - Leistungsabgabe der Photovoltaikanlagen im optimierten Fall in Stunde  $h$  in kWh

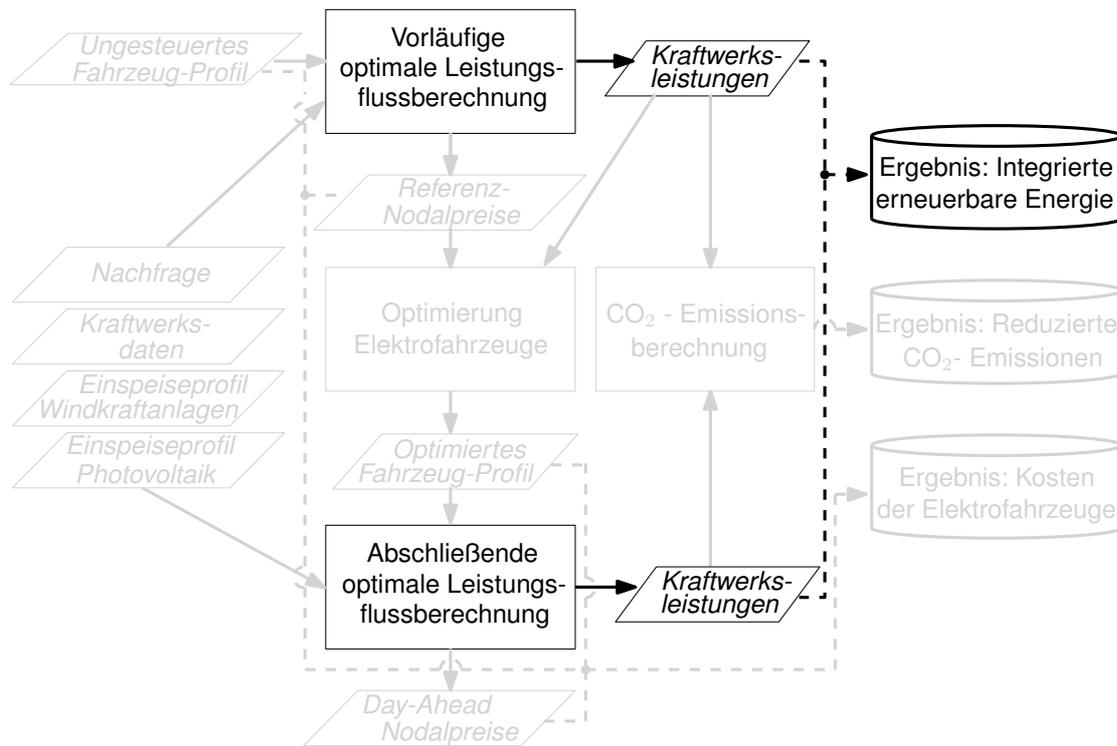


Abbildung 3.7.: Schematischer Ablauf der Ergebnisberechnung der Integration Erneuerbarer

- $x_{\text{wind,ung},h}$  - Leistungsabgabe der Windkraftanlagen im ungesteuerten Fall in Stunde  $h$  in kWh
- $x_{\text{PV,ung},h}$  - Leistungsabgabe der Photovoltaikanlagen im ungesteuerten Fall in Stunde  $h$  in kWh
- $\tau$  - Zeitkonstante, hier: 1 Stunde

Die Summe der integrierten Erzeugung aus Erneuerbaren wird mit Formel (3.20) in Prozent des Jahresverbrauchs der Elektrofahrzeuge umgerechnet. Der Residualverbrauch der Fahrzeuge errechnet sich nach Formel (3.21).

$$E_{\text{int},\%} = \frac{\sum_{h=1}^{8760} E_{\text{int},h}}{\sum_{h=1}^{8760} E_{\text{EV,opt},h}} \quad (3.20)$$

$$E_{\text{res},\%} = \frac{\sum_{h=1}^{8760} E_{\text{EV,opt},h} - \sum_{h=1}^{8760} E_{\text{int},h}}{\sum_{h=1}^{8760} E_{\text{EV,ung},h}} \quad (3.21)$$

- $E_{\text{int},\%}$  - Integrierte Energie aus Erneuerbaren in Prozent
- $E_{\text{int},h}$  - Integrierte Energie aus Erneuerbaren in kWh in Stunde  $h$
- $E_{\text{EV,opt},h}$  - Energienachfrage der optimierten Elektrofahrzeuge in Stunde  $h$  in kWh
- $E_{\text{res},\%}$  - Residualnachfrage der Elektrofahrzeuge nach Energie, die aus dem Energiemix beliefert wird in kWh

Abbildung 3.8 illustriert die Ergebnisse für den hohen Lastfall (HLF). Die blaue Linie gibt die kumulierte Energieaufnahme der ungesteuert ladenden Elektrofahrzeuge wieder. Es ist keine saisonale Veränderung sichtbar, da im Fahrprofil eine Woche ausgewertet und auf die anderen Wochen des Jahres kopiert wurde. Es ergibt sich ein Jahresverbrauch von 2115 kWh, welcher als Referenz zu 100 % gesetzt wird. Im optimierten Fall ist der Jahresenergieverbrauch um 13,4 % höher, was bereits in vorherigen Abschnitt und in Tabelle 3.5 diskutiert wurde. Die rote Linie gibt die integrierte erneuerbare Energie in Prozent zum optimierten Jahresverbrauch an (3.20), sie beträgt 1281 kWh oder 60,6 % des Jahresverbrauchs im optimierten Fall. Ein Vergleich mit dem Jahresverbrauch des ungesteuerten Betriebs wäre irreführend, da der optimierte Jahresverbrauch zu dieser Integration führt. Um eine Aussage in Bezug zum ungesteuerten Betrieb tätigen zu können, wird mit der gestrichelten roten Linie ein Residual-Jahresverbrauch (3.21) beschrieben, der angibt, welcher Anteil des ungesteuerten Jahresverbrauchs mit dem Energiemix des Netzes versorgt werden muss. Er wird gebildet, indem die integrierte erneuerbare Energie vom Jahresverbrauch des optimierten Falls abgezogen wird. Für den Residual-Jahresverbrauch ergeben sich 1118 kWh oder 52,9 %, die die Fahrzeuge mit dem Energiemix geladen werden müssen. Am Verlauf wird deutlich, dass die Integration Erneuerbarer während des Jahres nicht gleichmäßig erfolgt. Am Verlauf des Residualverbrauchs ist abzulesen, dass von Frühling bis Herbst mehr Erneuerbare integriert werden können als während der Wintermonate. Dies ist auf geringere Einspeisung aus PV und einer generell höheren Energienachfrage zurückzuführen. Es kann ausgehend von den Ergebnissen formuliert werden, dass sich optimierte Fahrzeuge zu 47,1 % aus erneuerbaren Energien laden, ohne dass andere Verbraucher dadurch in ihrem Energiemix beeinträchtigt werden, wie es bei der Argumentation nach dem Renewable Energy Certificate System (RECS)

oder dem neueren EECS-GoO-System der Fall ist. Dagegen werden physikalisch betrachtet die Elektrofahrzeuge vollständig mit dem Energiemix geladen, welcher nach der Optimierung für alle Energieverbraucher einen höheren Anteil erneuerbarer Energien enthält.

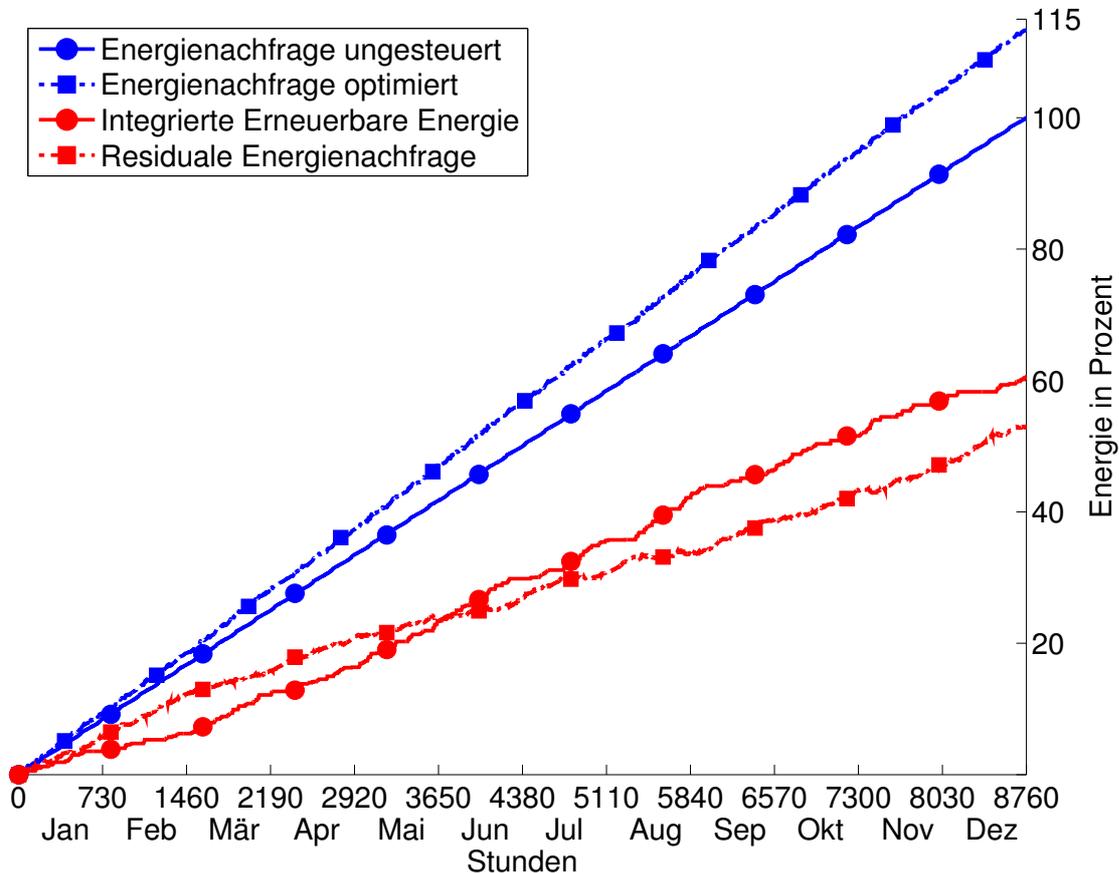


Abbildung 3.8.: Integrierte Erzeugung aus Erneuerbaren in Prozent zum Jahresverbrauch eines Elektrofahrzeugs im hohen Lastfall.

Der Aufbau in Abbildung 3.9 für die Ergebnisse des niedrigen Lastfalls (NLF) ist identisch mit dem in Abbildung 3.8. Der ungesteuerte Jahresverbrauch liegt unverändert bei 2115 kWh, da das selbe Fahrprofil zu Grunde liegt. Der optimierte Verbrauch ist mit 2366 kWh um 34 kWh geringer, woraus abgelesen werden kann, dass etwas 100 kWh weniger Energie in das Netz eingespeist wurde ( $\frac{100}{0,83 \cdot 0,9} = 133,8$ ). Mit 1546 kWh oder 64,4% des optimierten Jahresbedarfs wurden 11% mehr Erneuerbare integriert als im HLF. Dies ist auf die häufigere Drosselung von Wind- und Photovoltaikanlagen im NLF zurückzuführen (26,2 TWh gegenüber 15,6 TWh). Die Residualnachfrage sinkt auf 820 kWh oder 38,7% des

Jahresverbrauchs im ungesteuerten Betrieb. Im NLF werden die Fahrzeuge zu 61,3 % gegenüber 47,1 % im HLF aus erneuerbaren Energien geladen.

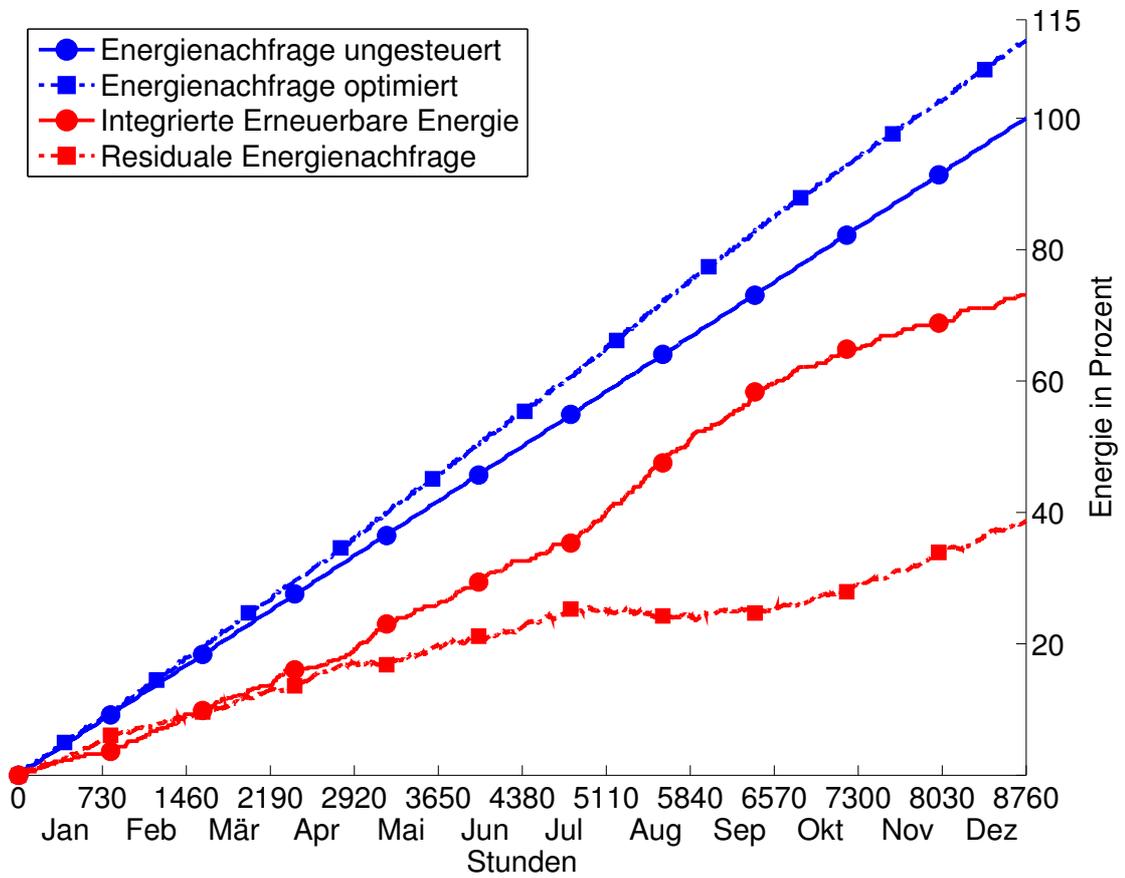


Abbildung 3.9.: Integrierte Erzeugung aus Erneuerbaren in Prozent zum Jahresverbrauch eines Elektrofahrzeugs im niedrigen Lastfall.

Tabelle 3.6.: Übersichtstabelle der Integration Erneuerbarer durch Elektrofahrzeuge

Lastfall	Jahresenergie-nachfr. ungest.	Int. Erneuerbarer	Int. Erneuerbarer absolut	Residual-nachfrage
hoch	2115 kWh	60,6 %	1281 kWh	1118,3 kWh
niedrig	2115 kWh	73,1 %	1546 kWh	819,6 kWh

### 3.5.4. CO<sub>2</sub>-Emissionsreduzierung durch Elektrofahrzeuge

Gemäß Abbildung 3.10 werden die Emissionen des ungesteuerten und des optimierten Simulationsfalls gegenübergestellt.

Als Ergebnis der optimalen Leistungsflussberechnung sind die Ausgangsleistungen aller Kraftwerke zu jeder Stunde des Jahres bekannt. Eine Multiplikation mit den spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen, angegeben in Tabelle 3.7, ergibt die Emission jedes Kraftwerks zu jeder Stunde. Für die Berechnungen wurden jedem Kraftwerkstyp eine spezifische CO<sub>2</sub>-Emission zugeordnet, ohne auf die verschiedenen Wirkungsgrade unterschiedlicher Kraftwerke gleichen Typs einzugehen. Die detaillierte Berechnung befindet sich im Anhang in Abschnitt A.1.2.

Tabelle 3.7.: Spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen in Abhängigkeit des Kraftwerkstyps

Kraftwerkstyp	Spezifische CO <sub>2</sub> -Emissionen in Tonnen/MWh
Windkraft-, und Photovoltaikanlagen	0
Braunkohlekraftwerke	1.01
Steinkohlekraftwerke	0.82
Gas- und Dampfkraftwerke	0.37
Gasturbinekraftwerke	0.6

Um den Elektrofahrzeugen eine CO<sub>2</sub>-Emission zuweisen zu können, werden für jede Stunde des Jahres die CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Megawattstunde nach Formel (3.22) berechnet. Dies geschieht einmal für den ungesteuerten und einmal für den optimierten Fall.

$$em_h = \frac{\sum_{j=1}^{48} em_{ges,j,h}}{\sum_{j=1}^{48} (P_{out,j,h} \cdot \tau)} \quad (3.22)$$

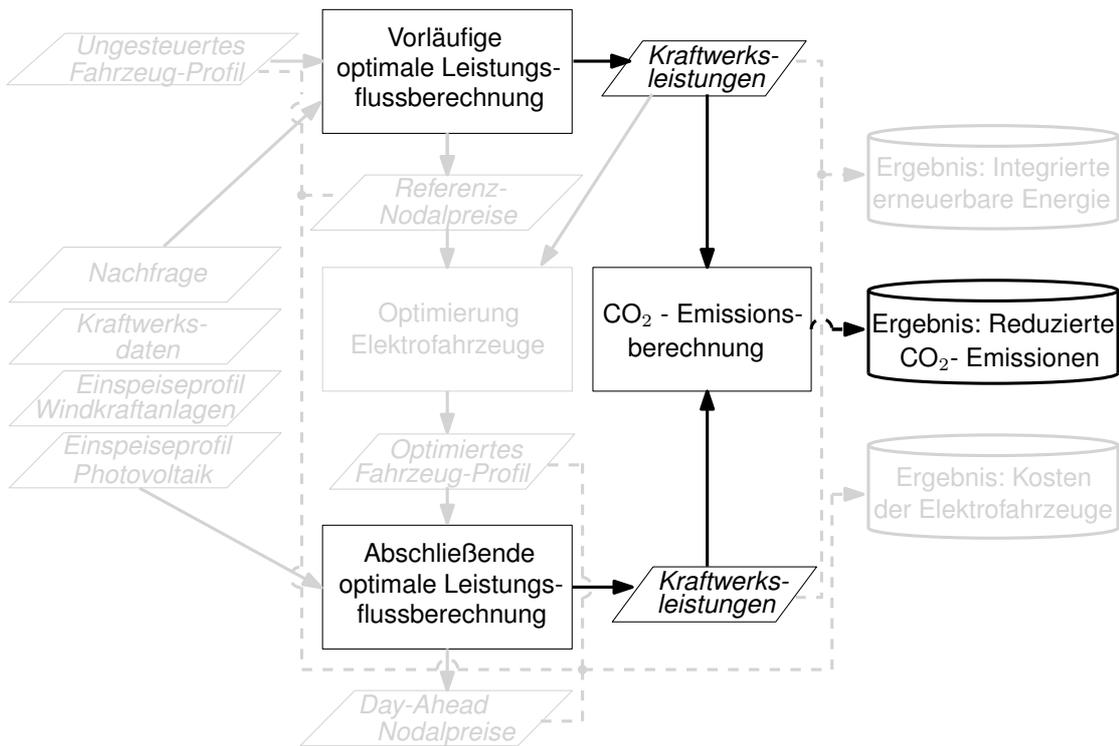


Abbildung 3.10.: Schematischer Ablauf der Ergebnisberechnung der CO<sub>2</sub>-Emissionsreduzierung

- $em_h$  - Emissionsfaktor in Stunde  $h$  in Tonne pro MWh
- $em_{ges,j,h}$  - Gesamte CO<sub>2</sub>-Emissionen des Kraftwerks  $j$  in Stunde  $h$  in Tonnen
- $P_{out,j,h}$  - Erzeugungsleistung von Kraftwerk  $j$  in Stunde  $h$  in MW
- $\tau$  - Zeitkonstante, hier: 1 Stunde

Anschließend wird die Jahresemission eines Elektrofahrzeugs mit Hilfe von Formel (3.23) für beide Lastfälle bestimmt.

$$em_{EF,ges} = \sum_{h=1}^{8760} (x_h \cdot \tau) \cdot em_h \quad (3.23)$$

- $em_{EF,ges}$  - CO<sub>2</sub>-Emissionen eines Elektrofahrzeugs im Jahr in Tonnen
- $x_h$  - Leistungsaustausch eines Elektrofahrzeugs in Stunde  $h$  in MW

- $em_h$  - Emissionsfaktor in Stunde  $h$  in Tonne pro MWh
- $\tau$  - Zeitkonstante, hier: 1 Stunde

Für einen weiteren Vergleich werden die Gesamtemissionen im Energieversorgungsnetz eines Jahres für beide Lastfälle nach Formel (3.24) bestimmt.

$$em_{\text{ges}} = \sum_{h=1}^{8760} \sum_{j=1}^{48} (P_{\text{out},j,h} \cdot \tau) \cdot em_{\text{ges},j,h} \quad (3.24)$$

- $em_{\text{ges}}$  - Gesamtemissionen eines Jahres in Tonnen
- $P_{\text{out},j,h}$  - Erzeugungsleistung von Kraftwerk  $j$  in Stunde  $h$  in MW
- $em_{\text{ges},j,h}$  - Gesamte CO<sub>2</sub>-Emissionen des Kraftwerks  $j$  in Stunde  $h$  in Tonnen
- $\tau$  - Zeitkonstante, hier: 1 Stunde

In den Abbildungen 3.11 (HLF) und 3.12 (NLF) werden die Ergebnisse bezüglich der CO<sub>2</sub>-Emissionen grafisch dargestellt. Die blaue Linie bildet die Jahresemissionen eines Elektrofahrzeugs bei ungesteuertem Laden ab. Sie belaufen sich im HLF auf 1184,4 kg, was analog zu den Ergebnissen aus den vorangegangenen Abschnitten auf 100 % gesetzt wird. Die gestrichelte blaue Linie des optimierten Betriebs kommt auf Emissionen von 950 kg, also nur 80,2 % des ungesteuerten Falls. Dafür verantwortlich ist die Verschiebung der Ladung in Stunden mit geringerem CO<sub>2</sub>-pro-MWh-Faktor. Dieser Effekt überkompensiert die zusätzlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen, die durch den zusätzlichen Verbrauch von 285 kWh, die die Einspeisung ins Netz im HLF an Verlusten mit sich bringt und die zusätzlichen Emissionen bei Ladung aus Braunkohlekraftwerksenergie, wie am Tag 343 in Abbildung 3.4 aus Abschnitt 3.5.1 beschrieben. Eine weitere Betrachtung gilt der Gesamtemissionsreduzierung im Energieversorgungsnetz, sie durch die rote Linie gekennzeichnet und beträgt für ein einzelnes Fahrzeug 839 kg für das Beispieljahr. Der Emissionsfaktor liegt zwischen  $320 \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$  und  $980 \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$  und im Durchschnitt bei  $573 \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$ . Bilden konventionelle Kraftwerke im Preisbereich oberhalb von Braunkohle die Grenzkraftwerke, wirkt die Preisoptimierung den CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktionszielen entgegen. Die Einsparpotentiale für das gesamte Energienetz sind daher direkt mit der Integration Erneuerbarer verbunden. Wie im vorherigen Abschnitt behandelt und in Tabelle 3.8 angegeben beträgt die Integration 1118 kWh. Hieraus folgt, dass die Verschiebung der Nachfrage im Durchschnitt aus Stunden mit einem Emissionsfaktor von  $750 \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$  stattfindet. Der tatsächliche Wert liegt sogar noch darüber, wegen der erwähnten Emissionserhöhung bei hohen Preisniveaus. Zieht man die Gesamtemissionsreduzierung von den Emissionen der Fahrzeuge im

ungesteuerten Fall ab, erhält man ähnlich zur Integration Erneuerbarer eine Art Residual-Emission der Fahrzeuge. Bei dieser Art der Berechnung wird der Effekt der Emissionsreduzierung durch Verschiebung in emissionsärmere Stunden jedoch ausgeblendet, was sinnvoll ist, da er systemweit betrachtet keine Auswirkung auf die Emissionen der Energieversorgung hat. Im vorliegenden Fall beträgt die auf diese Weise gebildete Residual-Emission eines Elektrofahrzeugs 345 kg oder 29,1 % des ungesteuerten Falls. Zieht man dagegen die systemweite Emissionsreduzierung von den Fahrzeugemissionen im optimierten Fall ab, bewertet man die Emissionsreduzierung leicht über, da die systemweite Reduzierung bereits in die stündlichen Faktoren des optimierten Falls mit eingeflossen ist. Die Residual- CO<sub>2</sub>- Emissionen betragen im zweiten Berechnungsfall 111 kg oder 9,4 % des ungesteuerten Falls. Möchte man den Effekt der Verschiebung in emissionsärmere Stunden mit aufnehmen, die Emissionsreduzierung aber nicht überbewerten, lassen sich die Ladeleistungen des optimierten Falls mit den Emissionsfaktoren des ungesteuerten Falls multiplizieren und aufsummieren. Von dieser Summe wird die Summe der systemweiten Reduktion abgezogen und man erhält den Verlauf der gestrichelten roten Linie in Abbildung 3.11 mit 116 kg beziehungsweise 9,8 % des ungesteuerten Betriebs.

Die Ergebnisse des NLFs sind in Abbildung 3.12 angegeben. Im ungesteuerten Betrieb liegen sie mit 1186 kg 1,1 kg über dem Wert des HLFs . Dies ist darauf zurückzuführen, dass die CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Megawattstunde im NLF insgesamt etwas höher sind, sie betragen im Durchschnitt  $575 \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$ . Die Ursache liegt in der insgesamt niedrigeren Last und dem damit größeren Anteil der Minimalabgabeleistung der Grundlastkraftwerke. Ein Rechenbeispiel soll dies verdeutlichen: Die Grundlastkraftwerke liefern im Minimalbetrieb immer 100 MW Leistung mit  $1010 \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$  CO<sub>2</sub> und die maximal mögliche Einspeisung der Windkraftanlagen in einer Stunde liegt bei 300 MW ohne Emissionen. Im HLF werden 350 MW nachgefragt, im niedrigen 250 MW. Die Emissionsfaktoren ergeben sich zu  $\frac{101}{350} = 289 \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$  und  $\frac{101}{250} = 404 \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$ . Bei optimierter Ladung betragen die Jahres-CO<sub>2</sub>-Emissionen 982 kg oder 82,9 % des ungesteuerten Betriebs. Bei der CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion, dargestellt durch die rote Linie, werden im NLF 1294 kg erreicht und damit mehr als die CO<sub>2</sub>-Emissionen bei ungesteuertem Laden. Da die integrierten erneuerbaren Energien im niedrigen Lastfall 1546 MWh betragen, findet die Verschiebung der Nachfrage im Durchschnitt aus Stunden mit einem Emissionsfaktor von 0,837 Tonnen pro MWh statt. Dieser Wert ist höher als im hohen Lastfall, da im niedrigen Lastfall deutlich öfter Nachfrage von Braunkohlekraftwerken zu erneuerbaren Energien verschoben wird. Zusätzlich findet weniger Nachfrageverschiebung von höherpreisigen zu niederpreisigen konventionellen Kraftwerken - und damit verbunden eine CO<sub>2</sub>-Emissionserhöhung, statt. Es entsteht die interessante Situation, dass die Elektrofahrzeuge, obwohl sie nicht zu 100 % mit erneuerbaren Energie geladen

werden, trotzdem rechnerisch keine CO<sub>2</sub>-Emissionen verursachen, beziehungsweise sogar mehr CO<sub>2</sub>-Emissionen einsparen als sie emittieren. Die strichpunktierte rote Linie gibt die Residual-CO<sub>2</sub>-Emissionen mit den ungesteuerten spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren an und liegt bei -286 kg beziehungsweise -24,1 % des ungesteuerten Falls.

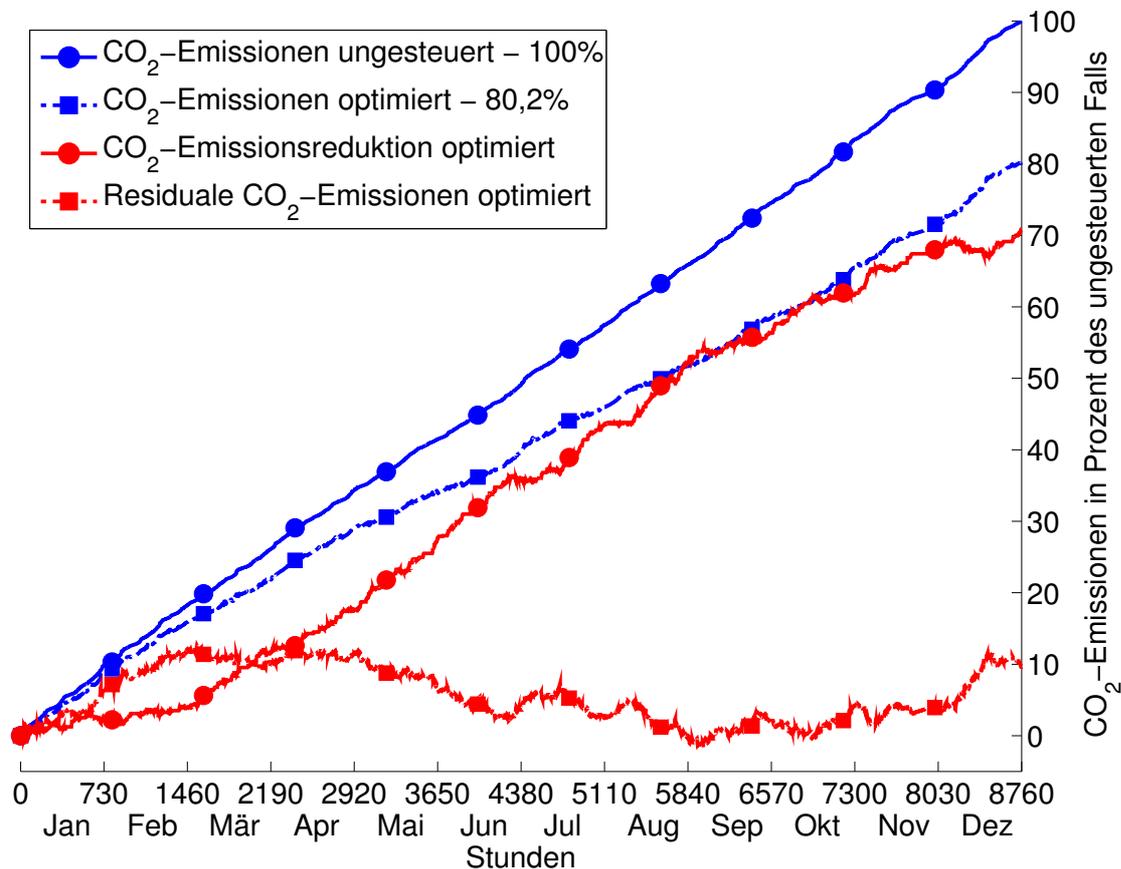


Abbildung 3.11.: CO<sub>2</sub>-Emissionen und -Einsparung eines Elektrofahrzeugs im hohen Lastfall.

In der vorliegenden Betrachtung wurde der Umstand nicht berücksichtigt, dass bei angenommenem CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor von 81 g/km ein betrachtetes Fahrzeug mit Ottomotor 815,9 kg CO<sub>2</sub> emittiert hätte. Diese zusätzliche Reduktion könnte man zu den bisherigen Reduktions-Ergebnissen addieren, wenn im Vergleich ein Elektrofahrzeug ein konventionell Angetriebenes ersetzen soll.

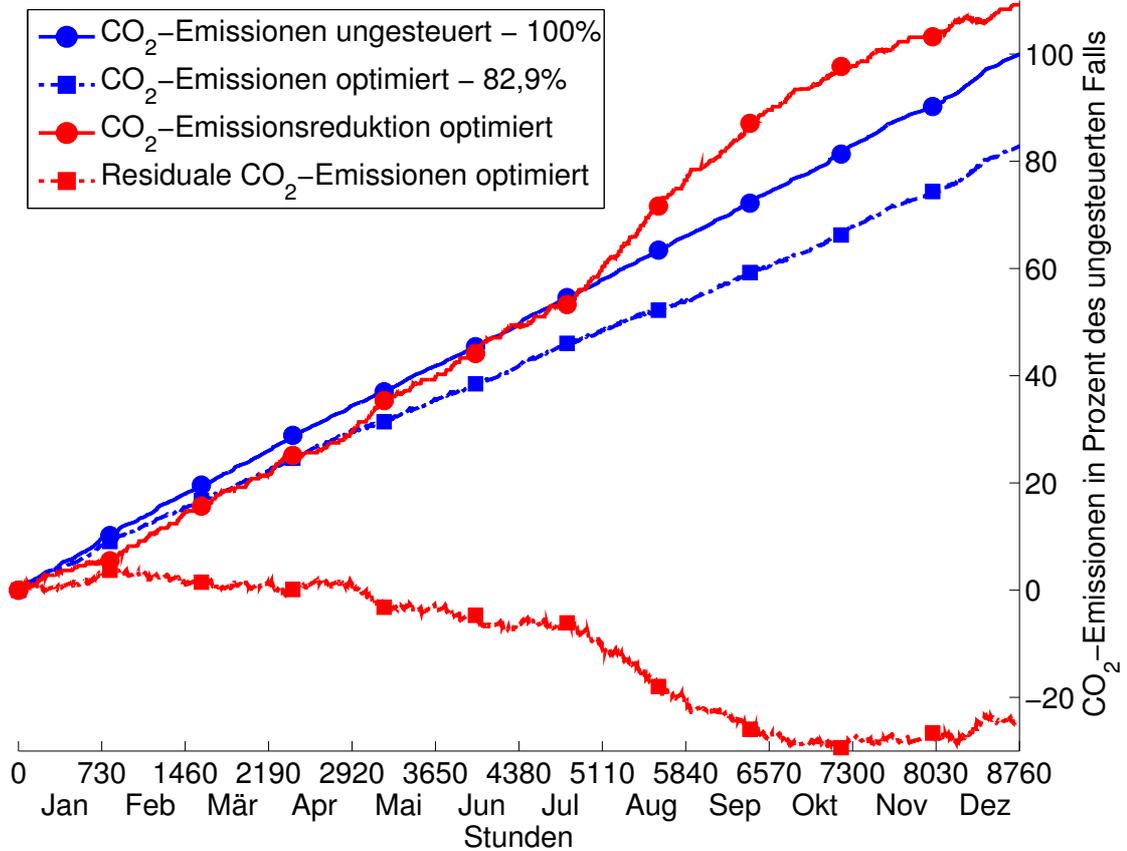


Abbildung 3.12.: CO<sub>2</sub>-Emissionen und -Einsparung eines Elektrofahrzeugs im niedrigen Lastfall.

Tabelle 3.8.: Übersichtstabelle der CO<sub>2</sub>-Einsparungen durch optimierte Kälteanlagen

Lastfall	CO <sub>2</sub> -Einsparungen	Jahres-em. ungest.	Jahres-em. opt.	Residual-CO <sub>2</sub> -Emissionen zu ungest.	Residual-CO <sub>2</sub> -Emissionen zu opt.
hoch	839,1 kg	1184,4 kg	950,2 kg	345,3 kg	111,1 kg
niedrig	1294,5 kg	1185,5 kg	982,3 kg	-109 kg	-312,2 kg

## 4. Wärme- und Kältebereitstellung als flexible Verbraucher

Wird elektrische Energie eingesetzt, um thermische Energie zu erhalten, kann grundsätzlich die Trägheit auf der thermischen Seite genutzt werden, um den Bedarf an elektrischer Energie zeitlich zu verschieben. Diese Verschiebung so zu gestalten, dass sie Vorteile für das Energieversorgungsnetz in Bezug zur Integration erneuerbarer Energiequellen und Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen bringt, ist Inhalt dieses Kapitels. Die hier behandelten Verbraucher, die elektrische in thermische Energie umwandeln sind:

- Wärmepumpen
- Blockheizkraftwerke
- Kühlschränke
- Gefrierschränke
- Klimaanlage in Einfamilienhäusern
- Klimaanlage in Bürogebäuden

Eine Ausnahme in dieser Auflistung stellen die Blockheizkraftwerke dar, die chemische in thermische und elektrische Energie umwandeln.

Von der Netzseite her betrachtet verhält sich ein thermischer Speicher, also die thermische Trägheit, ähnlich wie ein Batteriespeicher. Dies kann an einem kleinen Beispiel verdeutlicht werden: Angenommen an einem Knoten herrscht eine Nachfrage von 105 MW - Ist der Batteriespeicher voll, kann er Energie ins Netz abgeben, zum Beispiel 5 MW. Das Netz versorgt am Knoten dann nur noch 100 MW Bedarf. Analog dazu wird ein Teil der 105 MW für die Kühlung eines großen Bürogebäudes verwendet. Wenn das Gebäude bereits stark gekühlt, der Speicher also voll ist, kann die Klimaanlage für eine Weile abgeschaltet bzw. um 5 MW gedrosselt werden, ohne dass eine überhöhte Innentemperatur zu befürchten ist. Das Netz versorgt auch in diesem Fall nur noch 100 MW Bedarf.

In diesem Kapitel sollen die thermischen Lasten anhand der „Day-Ahead“ Strompreise so gesteuert werden, dass sie in Niedriglastzeiten die thermische Energie

bereitstellen, ihren Speicher also füllen, und in Hochlastzeiten den Betrieb vorübergehend einstellen ohne ihre Primäraufgabe, die Schaffung eines gewünschten Temperaturniveaus, zu vernachlässigen. Die Leistungsaufnahmevariation bei Kühl- und Klimageräten sowie Wärmepumpen kann zum einen durch Ein- und Ausschaltintervallen pro Zeiteinheit erfolgen, was jedoch eine erhöhte Belastung der Betriebsmittel mit sich führt. Zum anderen kann mit Hilfe von leistungselektronisch geregelten, drehzahlgesteuerten Elektromotoren die Aufnahmeleistung netz- und betriebsmittelschonend variiert werden [39].

## 4.1. Modellerstellung eines Einfamilienhausvertreters für den Wärme- und Kältebedarf

Für die Betrachtung von Wärmepumpen, Blockheizkraftwerken und Gebäudeklimatisierung wird ein Typvertreter eines Einfamilienhauses benötigt [52]. Dieser bestimmt den sich stündlich ändernden Wärme- bzw. Kühlungsbedarf. Für die Berechnungen wurde das MIWE-Massivhaus „Einfamilienhaus E-121“ herangezogen. Die Grundrisse befinden sich im Anhang in Abschnitt A.3.1. Es wurden Erdgeschoss und Dachgeschoss betrachtet, die Ausrichtung des Hauses orientiert den Haupteingang nach Norden und den Gartenausgang nach Süden. Das hier behandelte Modell soll in der Lage sein, stündlich einen Temperaturwert berechnen zu können, welcher Aufschluss über die benötigte Wärmemenge gibt. Als herangehend wurden Wärmeleistungen gewählt, die mit der Kapazität einen Temperaturwert ergeben. Die Wärmeleistungen, die von der Temperaturdifferenz abhängig sind, wurde zuerst als spezifischer Wärmeflusskoeffizient ausgedrückt und mit der entsprechenden Temperaturdifferenz multipliziert, um eine Leistung zu erhalten. Unter Einbeziehung der Transmissionswärmeflüsse durch die Gebäudehülle sowie durch Lüftung, die internen und solaren Wärmeeinträge, des Wirkungsgrades der Wärmeerzeugung und der spezifischen Wärmekapazität der Gebäudemasse berechnet sich die Innentemperatur nach Formel (4.1).

$$T_{\text{in},h+1} = T_{\text{in},h} + \frac{\left( x_h \cdot \varepsilon + (H_{\text{trans}} + H_{\text{luft}})(T_{\text{au},h} - T_{\text{in},h}) + \dot{Q}_{\text{intern}} + \dot{Q}_{\text{solar},h} \right) \tau}{C_{\text{Geb}}} \quad (4.1)$$

- $T_{\text{in},h}$  - Innentemperatur des Hauses in Stunde  $h$  in  $^{\circ}\text{C}$
- $T_{\text{au},h}$  - Außentemperatur in Stunde  $h$  in  $^{\circ}\text{C}$
- $x_h$  - Elektrische Leistung der thermischen Maschine in Stunde  $h$  in W

- $\varepsilon$  - Thermischer Wirkungsgrad/ Leistungszahl der thermischen Maschine
- $H_{\text{trans}}$  - Spezifischer Transmissionswärmeflusskoeffizient in  $\frac{\text{W}}{\text{K}}$
- $H_{\text{luft}}$  - Spezifischer Lüftungswärmeflusskoeffizient in  $\frac{\text{W}}{\text{K}}$
- $\dot{Q}_{\text{intern}}$  - Wärmeleistung der internen Wärmegewinne in W
- $\dot{Q}_{\text{solar},h}$  - Wärmeleistung der solaren Wärmegewinne in Stunde  $h$  in W
- $C_{\text{Geb}}$  - Spezifische Wärmekapazität des Hauses in  $\frac{\text{Wh}}{\text{K}}$
- $\tau$  - Zeitkonstante, hier: 1 Stunde

Die folgenden Abschnitte befassen sich mit der Bestimmung der in Formel (4.1) angegebenen Größen. Für die Wärmebereitstellung durch Wärmepumpen oder BHKW wird noch der Warmwasserbedarf hinzugerechnet. Für die Kältebereitstellung wird das Haus getrennt in Erdgeschoss und Dachgeschoss berechnet, die jeweils separat gekühlt werden. Die Transmissionswärmeflussberechnung erweitert sich in diesem Fall um die Geschosswischendecke mit der Temperaturdifferenz zwischen den beiden Geschossen. Tabelle 4.1 gibt einen Überblick über die benötigten Größen und ihre jeweiligen Abhängigkeiten.

Eine Heizungsanlage muss also die Transmissionswärmeverluste durch Fenster, Türen und Wände, die Lüftungsverluste und die Warmwasserverluste ausgleichen. Dabei kommen ihr Wärmeeinträge der solaren Einstrahlung und sogenannte interne Wärmegewinne, verursacht von Personen und Geräten, zu Gute. Im Folgenden werden diese Einflussgrößen auf die Innentemperatur des Hauses E-121 behandelt.

## 4.1. Modellerstellung eines Einfamilienhausvertreters für den Wärme- und Kältebedarf

Tabelle 4.1.: Kenngrößen und Einflussparameter auf den Wärmeenergiebedarf

Kenngröße	Formelzeichen	Einheit	Einflussgrößen
Elektrische Aufnahmeleistung	$x$	W	Installierte Leistung
Leistungszahl	$\varepsilon$	keine	Unteres und oberes Temperaturniveau
Spezifischer Transmissionswärmeflusskoeffizient	$H_{\text{trans}}$	$\frac{\text{W}}{\text{K}}$	Dicke, Aufbau und Material von Wänden, Fenstern und Türen
Spezifischer Lüftungswärmeflusskoeffizient	$H_{\text{luft}}$	$\frac{\text{W}}{\text{K}}$	Luftwechselrate, Nettoraumvolumen, Dichte der Luft
Interne Wärmegewinne	$\dot{Q}_{\text{intern}}$	W	Personen, Geräte
Solare Wärmegewinne	$\dot{Q}_{\text{solar},h}$	W	Dicke, Aufbau und Material von Wänden, Fenstern und Türen sowie deren Ausrichtung
Brauchwassererwärmung	$\dot{Q}_{\text{ww},h}$	W	Personen
Spezifische Wärmekapazität Gebäude	$C_{\text{Geb}}$	$\frac{\text{Wh}}{\text{K}}$	Dicke, Aufbau und Material von (Innen-)Wänden, Fenstern und Türen, Möbel

### 4.1.1. Warmwasserbedarf

Die Anzahl der Bewohner hat einen wesentlichen Einfluss auf den Warmwasserbedarf, welcher bei circa 30 bis 60 Litern pro Person und Tag liegt. Pro Person wird ein Tagesbedarf von 50 Litern Warmwasser angenommen, welcher für die Simulation über den Tag aufgeteilt wird. Analog einer wasserwirtschaftlichen Schätzung entfallen auf das Duschen 30 Liter, die zu 20 Liter um 8:00 und 10 Liter um 19:00 Uhr aufgeteilt werden. 15 Liter sind für Hygiene veranschlagt, die zu 1 Liter pro Stunde zwischen 7:00 und 21:00 Uhr nachgefragt werden. Die restlichen 5 Liter verteilen sich auf Putzen und Geschirrspülen, welches mit je 1 Liter pro Stunde zwischen 9:00 und 14:00 Uhr angesetzt ist. Der Warmwasserbedarf unterliegt nur verhältnismäßig geringen saisonalen Schwankungen, welche daher vernachlässigt werden. Mit Hilfe der spezifischen Wärmekapazität von Wasser, der Temperaturdifferenz und der Wassermenge lässt sich die benötigte Wärmemenge pro Stunde

wie folgt berechnen:

$$\dot{Q}_{\text{ww},h} = V_{\text{W},h} \cdot c_{\text{p,W}} \cdot T_{\text{diff}} \quad (4.2)$$

mit:

- $\dot{Q}_{\text{ww},h}$  - Benötigte Wärmeleistung zur Brauchwassererwärmung in Stunde  $h$  in W
- $V_{\text{W},h}$  - Volumen des zu erheizenden Wassers in Stunde  $h$  in Litern
- $c_{\text{p,W}}$  - Spezifische Wärmekapazität von Wasser,  $4182 \frac{\text{J}}{\text{l}\cdot\text{K}}$ .
- $T_{\text{diff}}$  - Temperaturdifferenz zwischen kaltem und warmem Wasser, hier 20 K

In Abbildung 4.1 wird die tägliche thermische Leistungsnachfrage zur Bereitstellung von Warmwasser dargestellt.

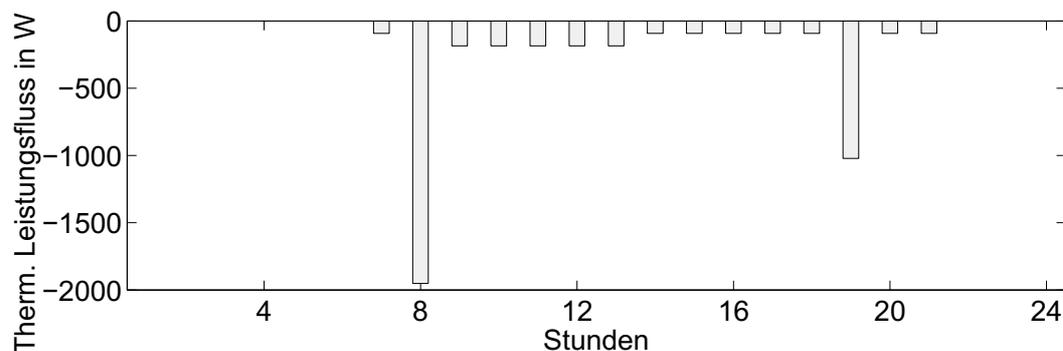


Abbildung 4.1.: Thermische Leistungsnachfrage zur Warmwasserbereitstellung

### 4.1.2. Interne Wärmegewinne

Interne Wärmegewinne entstehen zum Beispiel durch Abwärme von betriebenen Geräten, Abwärme von Abwasser und Abgabe von Körperwärme. Gemäß EnEV 2002, Anhang 1, Tabelle 2 werden als Richtwert  $5 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$  angenommen. Die Grundfläche des Einfamilienhauses beträgt  $87 \text{ m}^2$ . Daraus ergeben sich interne Wärmegewinne in Höhe von  $435 \text{ Wh}$  pro Stunde und Stockwerk.

$$\dot{Q}_{\text{intern}} = 5 \cdot A_{\text{EG}} + A_{\text{DG}} = 5 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} \cdot (87\text{m}^2 + 87\text{m}^2) = 870\text{W} \quad (4.3)$$

Abbildung 4.2 stellt die internen Wärmegewinne als Leistungseinträge in das Einfamilienhaus dar.

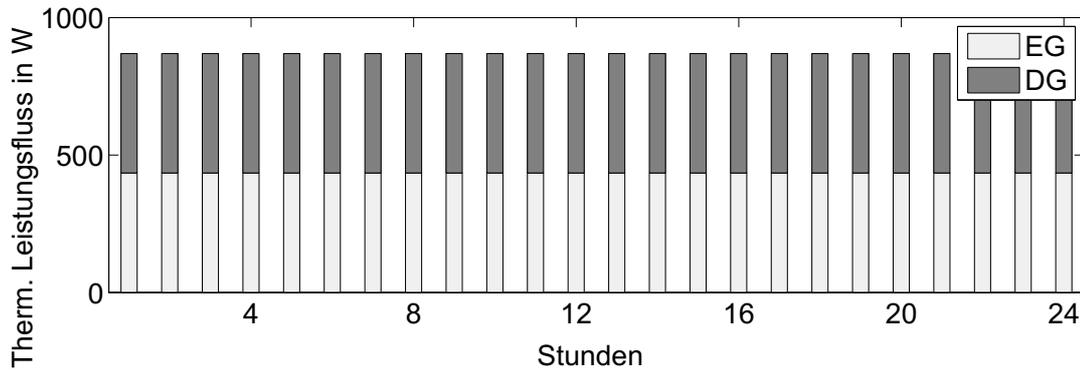


Abbildung 4.2.: Thermischer Leistungseintrag durch interne Quellen

### 4.1.3. Lüftungswärmeflüsse

Die Lüftungswärmeflüsse werden für die freie Lüftung, im Gegensatz zur Anwendung raumlufttechnischer Geräte, bestimmt. Für die Berechnung wird die Standard-Luftwechselrate  $n = 0,7 \frac{1}{h}$  DIN 4108-6 verwendet. Für das Raumvolumen muss zwischen Brutto- und Nettovolumen unterschieden werden. Das Bruttovolumen ( $V_B$ ) kann leicht über die Abmessungen der Gebäudeaußenhülle berechnet werden. Das Nettovolumen ( $V_N$ ), welches um die Außen- und Innenwandstärken sowie Möbel und andere im Haus befindliche Gegenstände kleiner ist, wird bei bis zu dreigeschossigen Bauten gemäß Din 277 mit dem Faktor 0,76 berechnet:  $V_N = 0,76 \cdot V_B$ . Über die Dichte und die spezifische Wärmekapazität der Luft berechnet sich der spezifische Lüftungswärmeflusskoeffizient, welcher zusammen mit der Temperaturdifferenz zwischen Außen- und Innentemperatur die stündlichen Wärmeflüsse der Lüftung ergibt, nach Formel (4.4).

$$H_{\text{luf}} = n \cdot V_N \cdot \rho_L \cdot c_{p,\text{Luft}} \quad (4.4)$$

$$\dot{Q}_{\text{luf},h} = H_{\text{luf}} \cdot (T_{\text{au},h} - T_{\text{in},h}) \quad (4.5)$$

mit:

- $H_{\text{luf}}$  - Spezifischer Lüftungswärmeflusskoeffizient in  $\frac{W}{K}$
- $n$  - Standard-Luftwechselrate, hier  $0,7 \frac{1}{h}$
- $V_N$  - Nettovolumen des Gebäudes in  $m^3$
- $\rho_L$  - Dichte der Luft in  $\frac{kg}{m^3}$

- $c_{p,\text{Luft}}$  - Spezifische Wärmekapazität der Luft in  $\frac{\text{Wh}}{\text{kg}\cdot\text{K}}$
- $\dot{Q}_{\text{luft},h}$  - Wärmeleistungsfluss durch Lüftung in W
- $T_{\text{in},h}$  - Innentemperatur des Hauses in Stunde  $h$  in  $^{\circ}\text{C}$
- $T_{\text{au},h}$  - Außentemperatur in Stunde  $h$  in  $^{\circ}\text{C}$

Der Faktor  $H_{\text{luft}}$  ergibt sich für das Erdgeschoss zu  $42,6 \frac{\text{W}}{\text{K}}$  und für das Dachgeschoss zu  $40,8 \frac{\text{W}}{\text{K}}$ . Die Lüftungswärmeflüsse hängen von den Temperaturdifferenzen zwischen Innen- und Außentemperatur ab. In Abbildung 4.3 werden sie beispielhaft für den ersten Januar und den ersten Juli des Jahres 2009 bei konstant minimaler Innentemperatur gezeigt.

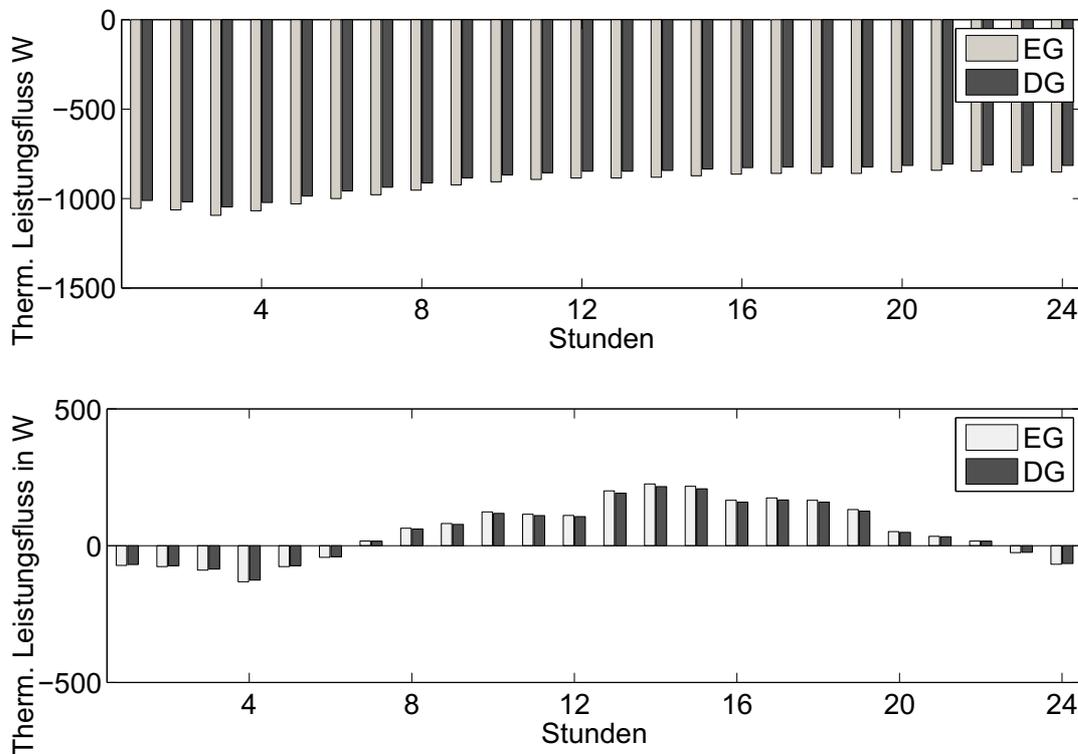


Abbildung 4.3.: Lüftungswärmeflüsse am ersten Januar (oben) und am ersten Juli (unten) 2009

#### 4.1.4. Transmissionswärmeflüsse und solare Wärmegewinne

Einstrahlungsgewinne sowie Wärmeflüsse hängen von den Flächen, ihren Durchgangskoeffizienten, ihrer Ausrichtung sowie der Außentemperatur ab. Aus diesem

Grund werden in diesem Abschnitt zuerst die Flächen inklusive Ausrichtung des Gebäudes bestimmt und die Wärmewiderstände bzw. die Wärmedurchgangskoeffizienten angegeben, bevor auf die Transmissionswärmeflüsse und die solaren Wärmegewinne eingegangen wird.

### Flächen des Gebäudes

Alle Flächen wurden sowohl für das Erdgeschoss (EG) als auch für das Dachgeschoss (DG) getrennt ermittelt und befinden sich im Anhang unter A.3.1. Für die solare Einstrahlung ist zudem die Orientierung der Flächen entscheidend, welche ebenfalls im Anhang berücksichtigt ist. Als Zusammenfassung werden hier nur die Summen der Flächen genannt, wobei für die Unterscheidung zwischen Erd- und Dachgeschoss auf den Anhang verwiesen wird.

Es ergeben sich folgende Flächen:

Tabelle 4.2.: Flächen des Einfamilienhauses MIWE E121

Fläche	Wert in m <sup>2</sup>
Fenster	33
Türen	3,4
Wände	143
Dach	120
Boden	87
Innenflächen für Kapazität	Wert in m <sup>2</sup>
Zwischendecke	87
Trennwände	92
Tragende Wände	40

### Wärmedurchgangskoeffizienten

Die Wärmedurchgangskoeffizienten werden benötigt, um zusammen mit den Flächen die Transmissionswärmeflüsse zu berechnen. Sie werden für Bauteile entweder direkt angegeben oder müssen mit Hilfe der Wärmewiderstände nach folgender Formel berechnet werden:

$$U_k = \frac{1}{R_{se} + \sum_l R_l + R_{si}} \quad (4.6)$$

Die Wärmewiderstände  $R_l$  hängen ab von der Dicke  $d_l$  und der Wärmeleitfähigkeit  $\lambda_l$ , welche im Anhang unter A.3.1 tabellarisch aufgeführt sind. Für den Wärmewi-

derstand an der Außenseite  $R_{se}$  und den Wärmewiderstand an der Innenseite  $R_{si}$  sind im Anhang ebenfalls Werte in Tabelle A.4 gegeben.

$$R_l = \frac{d_l}{\lambda_l} \quad (4.7)$$

Die Wärmedurchgangskoeffizienten für die einzelnen Flächen sind in Tabelle 4.3 angegeben. Der Wärmedurchgangskoeffizient der Bodenplatte wurde gemäß der Norm mit dem charakteristischen Maß und der wirksamen Dicke der Bodenplatte berechnet.

Tabelle 4.3.: Wärmedurchgangskoeffizienten des Einfamilienhauses MIWE E121

Bauteil	Wärmedurchgangskoeffizient in $\frac{\text{K}}{\text{m}^2 \cdot \text{W}}$
Fenster	0,6
Wände	0,2125
Dach	0,1822
Boden	0,2359
Zwischendecke	0,477
Trennwände	92
Tragende Wände	40

#### 4.1.5. Transmissionswärmeflüsse

Die Berechnung des Transmissionswärmeflüsse mit verschiedenen Temperaturdifferenzen zwischen Innen- und Außentemperatur motivieren die Einführung eines spezifischen Transmissionskoeffizienten  $H_{\text{trans}}$ .

$$H_{\text{trans}} = \sum_k [(A_{k,a} \cdot U_{k,a}) + (A_{k,a} \cdot U_{\text{WB}})] \quad (4.8)$$

Die Wärmebrückenkoeffizienten werden pauschal zu  $0,05 \frac{\text{K}}{\text{m}^2 \cdot \text{W}}$  nach DIN V 4108-6 angenommen. Die Flächen und Wärmedurchgangskoeffizienten wurden in Abschnitt 4.1.4 ermittelt. Die Transmissionswärmeflüsse berechnen sich mit Hilfe des Transmissionskoeffizienten und der Temperaturdifferenz.

$$\dot{Q}_{\text{trans},h} = \sum_a H_{\text{trans}} \cdot (T_{\text{au},h} - T_{\text{in},h}) \quad (4.9)$$

mit:

- $\dot{Q}_{\text{trans},h}$  - Transmissionswärmefluss in Stunde  $h$  in W

#### 4.1. Modellerstellung eines Einfamilienhausvertreters für den Wärme- und Kältebedarf

---

- $H_{\text{trans}}$  - Spezifischer Transmissionswärmeflusskoeffizient in  $\frac{\text{W}}{\text{K}}$
- $T_{\text{au},h}$  - Außentemperatur in Stunde  $h$  in  $^{\circ}\text{C}$
- $T_{\text{in},h}$  - Innentemperatur in Stunde  $h$  in  $^{\circ}\text{C}$

Für die Außenwände und das Dach wird die Differenz von Innentemperatur zu Außentemperatur herangezogen. Für die Zwischendecke werden die Temperaturen der Geschosse als Differenz ausgedrückt und für die Bodenplatte wird die Temperatur des Erdreichs der Innentemperatur gegenübergestellt. Wie auch Wind-, Photovoltaik- und Lastprofile, so wird auch die Außentemperatur des Jahres 2009 in Berlin verwendet, welche vom Deutschen Wetterdienst zur Verfügung gestellt wird und in Abbildung 4.4 dargestellt ist.

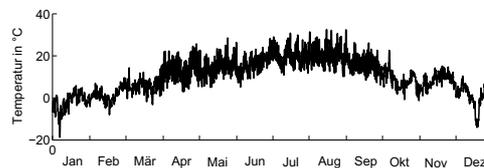


Abbildung 4.4.: Stündliche Außentemperatur in Berlin 2009

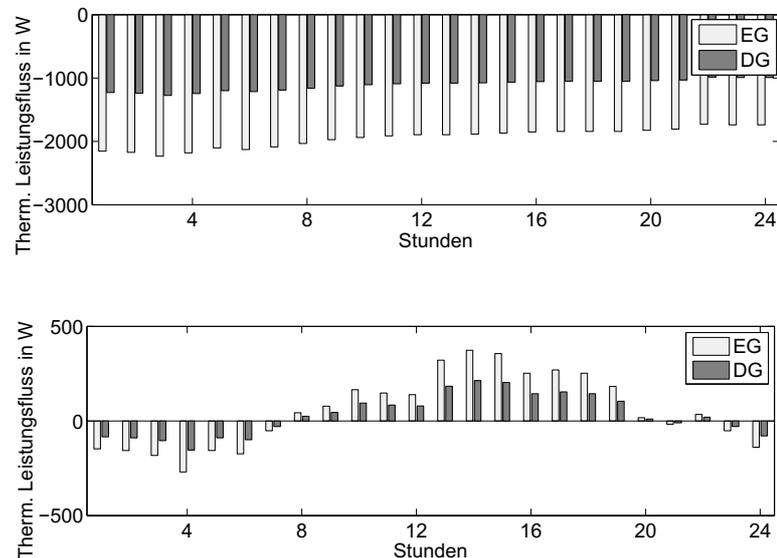


Abbildung 4.5.: Transmissionswärmeflüsse am ersten Januar (oben) und am ersten Juli (unten) 2009

### Solare Warmegewinne

Solare Warmegewinne entstehen durch Sonneneinstrahlung auf das Gebäude und werden sowohl durch transparente (Fenster) als auch durch opake (Wände, Dach und Türen) Gebäudeflächen erzielt.

$$\dot{Q}_{\text{solar}} = \dot{Q}_{\text{solar,transparent}} + \dot{Q}_{\text{solar,opak}} \quad (4.10)$$

Die Einstrahlungswerte werden aus verfügbaren historischen Daten extrahiert. Es handelt sich dabei um monatsgemittelte, stündliche Sonneneinstrahlungswerte in  $\frac{\text{W}}{\text{m}^2}$  für Berlin für alle vier Himmelsrichtungen und die Neigungen  $45^\circ$  und  $90^\circ$  [84]. Die Gewinne durch transparente Gebäudeflächen berechnen sich nach Formel (4.11).

$$\dot{Q}_{\text{solar,transparent},h} = \sum_o I_{o,h} \cdot \sum_k A_{S,k,o} \quad (4.11)$$

mit:

- $\dot{Q}_{\text{solar,transparent},h}$  - Solare Warmegewinne in Stunde  $h$  in W
- $I_{o,h}$  - Sonneneinstrahlung in Stunde  $h$  mit Orientierung  $o$  (Nord, Ost, Süd, West) und Neigung (4 x  $90^\circ$  im EG, 2 x  $90^\circ$  und 2x  $45^\circ$  im DG)
- $A_{S,k,o}$  - Effektive Kollektorfläche in  $\text{m}^2$ , mit  $k=1-8$  (4xEG und 4xDG) und Orientierung und Neigung  $o$

Der Index  $o$  steht für die Orientierung und Neigung des Bauteils und besteht beim betrachteten Einfamilienhaus im EG aus den vier Himmelsrichtungen mit jeweils dem Neigungswinkel  $90^\circ$  (Bsp.: EG,Nord, $90^\circ$ ), sowie im DG Ost/West  $90^\circ$  und Nord/Süd  $45^\circ$ .

$A_S$  gibt die effektive Kollektorfläche an, die sich aus der Brutto-Fensterfläche, dem Abminderungsfaktor für Verschattung  $F_S$ , dem Abminderungsfaktor für Sonnenschutzvorrichtungen  $F_C$ , dem Abminderungsfaktor für den Rahmenanteil  $F_F$  und dem wirksamen Gesamtenergiedurchlassgrad  $g_\perp$  errechnet. Die so errechneten effektiven Kollektorflächen finden sich im Anhang unter A.3.1.

$$A_S = A \cdot F_S \cdot F_C \cdot F_F \cdot g_\perp \quad (4.12)$$

Alle opaken Flächen sind durch einen materialabhängigen Absorptionskoeffizienten für Solarstrahlung  $\alpha$  charakterisiert. Dieser bestimmt bei Sonneneinstrahlung die Erwärmung der Fläche. Nach Abzug der Wärmeverluste nach außen mittels Formfaktor zwischen Fläche und Himmel  $F_t$ , äußerer Abstrahlungskoeffizient  $h_T$  und Differenz zwischen Umgebungstemperatur und scheinbarer Temperatur des

Himmels  $\Delta\theta_{er}$ , findet ein Transmissionswärmefluss ins Innere des Hauses statt, welcher mit den schon bekannten Methoden bestimmt wird. Es werden jedoch nur die positiven Wärmeflüsse ins Innere des Hauses berücksichtigt, da die negativen Wärmeflüsse bereits bei den Transmissionswärmeflüssen berücksichtigt sind. Die ausführliche Berechnung befindet sich im Anhang in Abschnitt A.3.1.

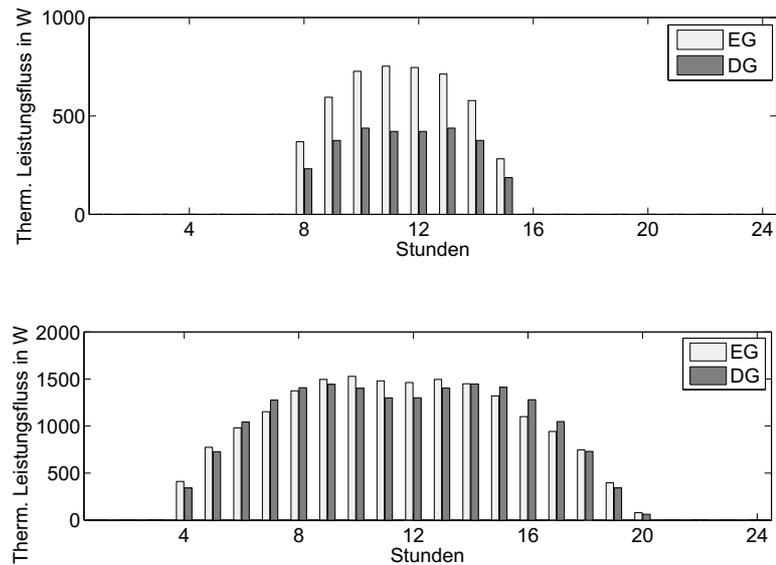


Abbildung 4.6.: Solare Wärmegewinne am ersten Januar (oben) und am ersten Juli (unten) 2009

#### 4.1.6. Kapazität des Gebäudes

Bei der Berechnung der Kapazität werden alle Bauteile des Hauses sowie die Luft in den Innenräumen berücksichtigt. Jedem Bauteil wird eine wirksame Kapazität zugeordnet. Diese ist abhängig von der spezifischen Kapazität des Materials, der Masse des Bauteils sowie der wirksamen Eindringtiefe von einseitig bis zu 100 mm oder bis zur ersten Wärmedämmschicht mit  $\lambda \leq 0,1 \text{ W/mK}$  [55]. Die Masse wird über die Dichte berechnet, welche zusammen mit den spezifischen Kapazitäten im Anhang in Abschnitt A.3.1 in der Tabelle angegeben ist.

Die Berechnung erfolgt nach Formel (4.13) für Erd- und Dachgeschoss getrennt.

$$C_{ges} = \sum_x \rho_x \cdot V_{Bauteil,x} \cdot c_{p,x} \quad (4.13)$$

Die addierten Einzelkapazitätswerte ergeben sich für das gesamte Einfamilienhaus

zu:

$$C_{EG} = 41,164 \frac{\text{kJ}}{\text{K}} = 11,434 \frac{\text{kWh}}{\text{K}} \quad (4.14)$$

$$C_{DG} = 15,806 \frac{\text{kJ}}{\text{K}} = 4,391 \frac{\text{kWh}}{\text{K}} \quad (4.15)$$

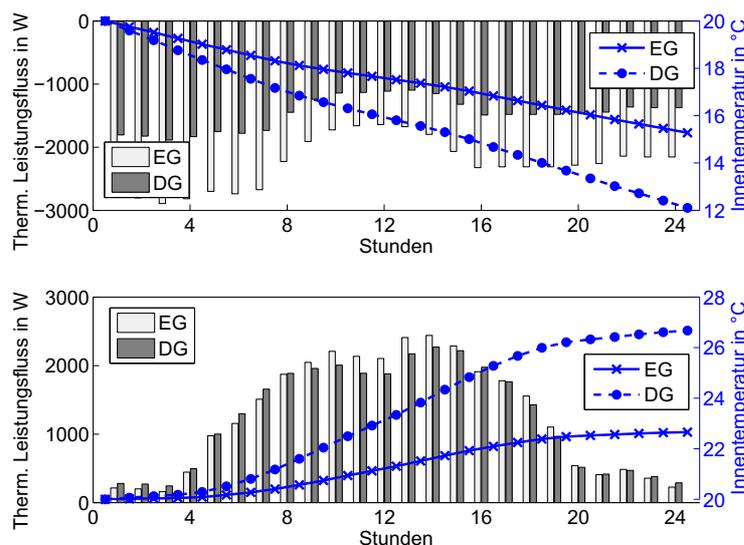


Abbildung 4.7.: Thermischer Leistungsfluss und Innentemperatur am ersten Januar (oben) und am ersten Juni (unten) 2009

Wie Abbildung 4.7 entnommen werden kann, sinkt die Temperatur durch die thermischen Leistungsflüsse mit Einfluss der Gebäudekapazität am Beispieltag im Januar kontinuierlich ab, was durch die Heizungsanlage aufgefangen werden muss. Am Beispieltag im Juni hingegen steigt die Innentemperatur an, was durch den Betrieb einer Klimaanlage begrenzt werden kann.

## 4.2. Wärmepumpen

Wärmepumpen transportieren thermische Energie von einem niedrigen auf ein höheres Niveau. Dafür benötigen sie mechanische Energie, welche in der Regel aus elektrischer Energie bereitgestellt wird. Allgemein spricht man daher von einer Kraftwärmemaschine, die das Gegenteil zur Wärmekraftmaschine darstellt, welche zum Beispiel in einem Kraftwerk aus Wärme mechanische Energie gewinnt. Wärmepumpen nutzen in einem T-S-Diagramm einen Kreisprozess, der gegen den Uhrzeigersinn verläuft. In der vorliegenden Arbeit wird unterschieden zwischen

Luft- und Erdwärmepumpen sowie zwischen Radiatoren- und Fußbodenheizung. Im Folgenden wird das für das Netz relevante Verhalten der Wärmepumpen ermittelt, als ein Optimierungsproblem ausgedrückt und schließlich in einem Beispielnetz simuliert.

### 4.2.1. Modellerstellung eines Wärmepumpenverbunds

Die Grundlage des Modells ist das Einfamilienhaus E-121, welches in Abschnitt 4.1 ausführlich behandelt wurde. Die Wärmepumpe stellt als alleinige Wärmequelle sämtliche Wohnraum- und Warmwasserwärme zur Verfügung, was einer monovalenten Betriebsweise entspricht. Die Wärmepumpe ist so ausgelegt, dass sie eine Deckungsrate von 100% erreicht, d.h. nicht von Zusatzheizungen an besonders kalten Tagen unterstützt werden muss. Zur Pufferung steht der Anlage ein 1000-Liter-Wassertank zur Verfügung. Die Einbringung der Wärme in den Wohnraum erfolgt über Radiatoren oder Fußbodenheizung, wobei innerhalb der stündlichen Rasterung keine zusätzliche Trägheit an diesem Wärmeübergang betrachtet wird. Ferner wurde die Möglichkeit vorgesehen, nachts ein abgesenktes Temperaturniveau einstellen zu können, wie bei konventionellen Heizungsanlagen üblich.

#### Leistungszahl

Die Leistungszahl, häufig mit  $\varepsilon$  abgekürzt, beschreibt das Verhältnis von abgegebener Heizleistung zu aufgewendeter Antriebsleistung [40]. Für die Untersuchungen wird die stündlich aktuelle Leistungszahl benötigt. Im Gegensatz dazu wird für Wärmepumpen oft eine Jahresleistungszahl angegeben, die als durchschnittliche Leistungszahl zu verstehen ist. Für effiziente Wärmepumpen liegt diese zwischen 3 und 3,5 [41]. Die Berechnung der idealen Leistungszahl nach dem Carnot-Prozess, welcher einen idealen Kreisprozess beschreibt, erfolgt über die Temperaturdifferenz zwischen Verdampfer und Verflüssiger. In der Praxis verringert sich die Leistungszahl durch elektrische, mechanische und thermische Verluste und liegt bei etwa der Hälfte der idealen Leistungszahl [42] und [43].

$$\varepsilon = 0,5 \cdot \varepsilon_c = 0,5 \cdot \frac{T}{\Delta T}$$

mit:

- $\varepsilon$  - Reale Leistungszahl
- $\varepsilon_c$  - Ideale Leistungszahl nach dem Carnot-Prozess
- $T$  - Temperatur des oberen Temperaturniveaus

- $\Delta T$  - Temperaturdifferenz zwischen Verflüssiger (hohes Niveau) und Verdampfer (niedriges Niveau)

Je nach Wärmequellen ergeben sich unterschiedliche Leistungszahlen. Als Wärmequellen kommen grundsätzlich in Frage:

- Grundwasser
- Erdwärme
- Luft

Ist die Nutzung des Grundwassers von der Wasserbehörde abgesegnet, lassen sich mit dem saisonal konstant 8-12 ° C warmen Grundwasser die höchsten Leistungszahlen erreichen. Die gleichen Vorteile bietet die Nutzung von Erdwärme mittels einer Erdsonde, welche jedoch deutlich tiefer, über 15m, eingebracht werden muss. Auch hier ist eine entsprechende Genehmigung erforderlich. Werden Erdkollektoren verwendet beträgt die Tiefe nur 1,20-1,40 m jedoch schwankt auch die Temperatur mit der Jahreszeit, so dass lediglich Frostfreiheit garantiert werden kann. Der deutlich geringere Aufwand und insbesondere die leichte Nachrüstbarkeit im Bestand sprechen für die Nutzung der Umgebungsluft. Der Nachteil besteht bei dieser Variante in der schwankenden Leistungszahl mit dem Nachteil, dass die Temperaturdifferenz am größten und die Leistungszahl damit am kleinsten wird, wenn auch die höchste Nachfrage herrscht. Wird der gesamte Heizenergiebedarf von einer Wärmepumpe gedeckt spricht man von monovalenter Betriebsweise, wird nur ein Teil abgedeckt von monoenergetischer Betriebsweise. Häufig wird eine Wärmepumpe mit einer Zusatzheizung für einen sehr seltenen, besonders hohen Heizwärmebedarf ausgestattet, man spricht dann von bivalenter Betriebsweise.

### Innentemperatur

Die Temperatur im Inneren des Hauses berechnet sich stündlich nach der Formel:

$$T_{\text{in},h+1} = T_{\text{in},h} + \frac{\left( x_h \cdot \varepsilon + (H_{\text{trans}} + H_{\text{luft}})(T_{\text{au},h} - T_{\text{in},h}) + \dot{Q}_{\text{intern}} + \dot{Q}_{\text{solar},h} - \dot{Q}_{\text{ww},h} \right) \tau}{C_{\text{Geb}}} \quad (4.16)$$

wobei  $\varepsilon$  nach folgender Formel berechnet wird:

$$\varepsilon = \frac{T_{\text{in},h} + 273}{2 \cdot (T_{\text{in},h} - T_{\text{qu}})} \quad (4.17)$$

mit:

- $T_{in,h+1}$  - Innentemperatur des Hauses in Stunde  $h + 1$  in  $^{\circ}C$
- $T_{in,h}$  - Innentemperatur des Hauses in Stunde  $h$  in  $^{\circ}C$
- $x_h$  - Elektrische Leistungsaufnahme der Wärmepumpe in Stunde  $h$  in W
- $T_{qu}$  - Temperatur der Wärmequelle in  $^{\circ}C$
- $H_{trans}$  - Spezifischer Transmissionswärmeflusskoeffizient in  $\frac{W}{K}$
- $H_{luft}$  Spezifischer Transmissionswärmeflusskoeffizient für die Lüftung in  $\frac{W}{K}$
- $T_{au,h}$  - Außentemperatur in Stunde  $h$  in  $^{\circ}C$
- $\dot{Q}_{intern}$  - Wärmeleistung der internen Wärmegewinne in W
- $\dot{Q}_{solar,h}$  - Wärmeleistung der solaren Wärmegewinne in Stunde  $h$  in W
- $\dot{Q}_{ww,h}$  - Wärmeleistung für Warmwasser in Stunde  $h$  in W
- $C_{Geb}$  - Spezifische Wärmekapazität des Hauses in  $\frac{Wh}{K}$
- $\tau$  - Zeitkonstante, hier: 1 Stunde

#### 4.2.2. Optimierte Verbrauchssteuerung

Die optimierte Verbrauchssteuerung des Wärmepumpenverbunds wird analog zu Abschnitt 3.3 mit der MATLAB Funktion *fmincon* durchgeführt. Dabei wird die thermische Kapazität des Hauses und des Warmwasserspeichers als Puffer für die Energieaufnahme der Wärmepumpe genutzt. Die Optimierung minimiert die Energiekosten jedes Tages anhand von vorhergesagten Preissignalen, die ähnlich einem „Day-Ahead“-Markt als Nodalpreise berechnet werden. Gleichzeitig werden Randbedingungen definiert, die die primäre Aufgabe der Wärmepumpen, Schaffung von Komfort und Behaglichkeit, also eines gewünschten Temperaturniveaus, gewährleisten. Die zu minimierende Zielfunktion (4.18) lautet:

$$\min \left[ f(x) = \sum_{h=1}^{24} x_h \cdot LMP_h \right] \quad (4.18)$$

mit:

- $f(x)$  - Zu minimierende Kostenfunktion
- $x_h$  - Leistung zu den Wärmepumpen in Stunde  $h$  in kW
- $LMP_h$  - Energiepreis am betrachteten Knoten in Stunde  $h$  in Euro/kWh

### Lineare Randbedingungen - Maximal zulässige Leistung bei Wärmepumpen

Die Anlagengröße bestimmt die maximal zulässige Leistung einer Wärmepumpe. Sie wird vor der Installation in ein Gebäude nach DIN EN 12831 berechnet [44]. Bei Ein- und Zweifamilienhäusern bietet die Norm die Möglichkeit eines vereinfachten Berechnungsverfahrens. Die im vorliegenden Beispieljahr niedrigste Temperatur von  $-19^{\circ}\text{C}$  liegt deutlich unter der Norm-Außentemperatur von  $-14^{\circ}\text{C}$ , welche zur Bestimmung der Heizlast herangezogen wird. Dies und der Umstand, dass die Wärmepumpen für monovalenten Betrieb ausgelegt werden sollen, machen eine alternative Bestimmung der Anlagengröße erforderlich. Da ein vollständiges Computermodell des Einfamilienhauses vorhanden ist, lässt sich die maximale Energieaufnahme der Wärmepumpe im ungesteuerten Fall berechnen. Dieser Wert soll auch als Anlagengröße dienen. So ist ein monovalenter Betrieb für das Beispieljahr gewährleistet. Im ungesteuerten Fall werden alle Räume des Hauses tagsüber auf  $20^{\circ}\text{C}$  und nachts auf  $19^{\circ}\text{C}$  gehalten. Die Berechnung erfolgt stundenweise für das Beispieljahr:

- Alle Verluste und Gewinne werden mit der Innenraumtemperatur verrechnet.
- Bei zu geringer Innenraumtemperatur wird die erforderliche Energie aus dem Wasserspeicher entnommen.
- Bei zu geringer Wassertemperatur wird der Wasserspeicher auf sein minimales Temperaturniveau aufgeheizt.

Die Anlagengröße entspricht dem Maximalwert der elektrischen Leistung, welcher im Beispieljahr aufgetreten ist. Während die benötigte thermische Leistung für das EFH Modell stets die selbe ist, ergeben sich für die Wärmepumpentypen je nach  $\varepsilon$ -Wert unterschiedliche elektrische Leistungen. Diese sind in Tabelle 4.4 angegeben.

Tabelle 4.4.: Unterschiedene Wärmepumpen-Heizkörper-Paarungen

Wärmepumpentyp	Heizungstyp	Anlagenleistung
Grundwasser	Radiator	3200 W
Grundwasser	Fußboden	1700 W
Luft	Fußboden	4100 W

Die Anlagenleistung wird in der optimierten Betriebsweise als lineare Randbedingung wie in (4.19) geschrieben:

$$lb \leq x \leq ub \tag{4.19}$$

$$0 \leq x_{1-24} \leq P_{\max} \cdot n_{\text{Fall}} \tag{4.20}$$

mit:

- $x$  - Zeilenvektor der Ergebnis-Variablen der Optimierung
- $lb$  - Untere Grenze (hier:  $24 \times 1$ ) der Variablen  $x$  (englisch: lower bound)
- $ub$  - Obere Grenze (hier:  $24 \times 1$ ) der Variablen  $x$  (englisch: upper bound)
- $P_{\max}$  - Maximale Anlagenleistung in kW
- $x_{1-24}$  - Leistungsaufnahme der Wärmepumpen von Stunde 1 bis 24
- $n_{\text{Fall}}$  - Anzahl der Wärmepumpen im untersuchten Fall

Durch diese Definition stellt die Optimierung sicher, dass zu keiner Stunde die tatsächlich aufgenommene Leistung der Wärmepumpen über den Anlagenleistungen liegt.

### **Nichtlineare Ungleichheitsbedingungen - Ladezustand des Wärmespeichers bei Wärmepumpen**

Die Wärmebereitstellung zur Schaffung von Behaglichkeit ist die primäre Aufgabe von Wärmepumpen. Um im optimierten Betrieb die Primäraufgabe nicht zu verletzen, werden Randbedingungen definiert. Die Wärmepumpe arbeitet nicht direkt mit der Innentemperatur der Räume, sondern mit einem Wasserspeicher, welcher an das Heizungssystem angeschlossen ist. Die Randbedingung wird mit zwei Temperaturbereichen definiert: Einer für den Wasserspeicher und einer für die Innentemperatur. Für jede Stunde werden daher drei Randbedingungen formuliert, um jeweils die Unter- und Überschreitung der Wasser- und der Innentemperatur zu verhindern, wobei eine Überschreitung der Innentemperatur für die tageweise Betrachtung nicht notwendig ist. Der Austausch von Wärme zwischen Wasserspeicher und Innenräumen erfolgt über die Heizflächen, die in diesem Modell nicht explizit implementiert wurden. Die Optimierung entscheidet über die Wärmemenge, die vom Wasser an die Innenräume abgegeben wird, wobei hier keine Grenzen beachtet werden müssen. Dies setzt zum Einen voraus, dass die Heizflächen ausreichend dimensioniert sind und zum Anderen, dass die Heizungsanlage die Temperaturregler an den Heizflächen steuern kann. Die Wärmeverluste des Warmwasserspeichers sind als vernachlässigbar gering anzusehen [45] und tauchen daher nicht in Formel (4.21) auf, welche für die Berechnung der Temperaturwerte für den Wasserspeicher verwendet wird.

$$T_{\text{ws},h+1} = T_{\text{ws},h} + \frac{\left( x_h \cdot \frac{T_{\text{ws},h} + 273}{2 \cdot (T_{\text{ws},h} - T_{\text{qu}})} - \dot{Q}_{\text{ww},h} - \dot{Q}_{\text{ex},h} \right) \tau}{C_{\text{ws}}} \quad (4.21)$$

mit:

- $T_{\text{ws},h+1}$  - Temperatur des Wasserspeichers in Stunde  $h + 1$  in °C
- $T_{\text{ws},h}$  - Temperatur des Wasserspeichers in Stunde  $h$  in °C
- $x_h$  - Elektrische Leistungsaufnahme der Wärmepumpe in Stunde  $h$  in W
- $T_{\text{qu}}$  - Temperatur der Wärmequelle der Wärmepumpe in °C
- $\dot{Q}_{\text{ex},h}$  - Austauschwärmeleistung Wasser/Innenräume in Stunde  $h$  in W
- $\dot{Q}_{\text{ww},h}$  - Wärmeleistung für Warmwasser in Stunde  $h$  in W
- $C_{\text{ws}}$  - Spezifische Wärmekapazität des Wasserspeichers in  $\frac{\text{Wh}}{\text{K}}$
- $\tau$  - Zeitkonstante, hier: 1 Stunde

Mit Formel (4.22) kann die Innentemperatur berechnet werden:

$$T_{\text{in},h+1} = T_{\text{in},h} + \frac{\left( \dot{Q}_{\text{ex},h} + (H_{\text{trans}} + H_{\text{luft}})(T_{\text{au},h} - T_{\text{in},h}) + \dot{Q}_{\text{intern}} + \dot{Q}_{\text{solar},h} \right) \tau}{C_{\text{Geb}}} \quad (4.22)$$

mit:

- $T_{\text{in},h+1}$  - Innentemperatur des Hauses in Stunde  $h + 1$  in °C
- $T_{\text{in},h}$  - Innentemperatur des Hauses in Stunde  $h$  in °C
- $\dot{Q}_{\text{ex},h}$  - Austauschwärmeleistung Wasser/Innenräume in Stunde  $h$  in W
- $H_{\text{trans}}$  - Spezifischer Transmissionswärmeflusskoeffizient in  $\frac{\text{W}}{\text{K}}$
- $H_{\text{luft}}$  Spezifischer Transmissionswärmeflusskoeffizient für die Lüftung in  $\frac{\text{W}}{\text{K}}$
- $T_{\text{au},h}$  - Außentemperatur in Stunde  $h$  in °C

- $\dot{Q}_{\text{intern}}$  - Wärmeleistung der internen Wärmegewinne in W
- $\dot{Q}_{\text{solar},h}$  - Wärmeleistung der solaren Wärmegewinne in Stunde  $h$  in W
- $C_{\text{Geb}}$  - Spezifische Wärmekapazität des Hauses in  $\frac{\text{W}\cdot\text{h}}{\text{K}}$
- $\tau$  - Zeitkonstante, hier: 1 Stunde

Die Austauschwärmemenge  $\dot{Q}_{\text{ex},h}$  ist in beiden Formeln (4.21 und 4.22) identisch und somit der verbindende Faktor. Die Optimierung ermittelt  $Q_{\text{ex},h}$  zusammen mit  $x_h$  und erzeugt so einen 48-zeiligen Vektor. Die ersten 24 Einträge kennzeichnen die Energieaufnahme aus dem Energieversorgungsnetz und die letzten 24 den Wärmeübergang vom Wasserspeicher in die Innenräume.

Die Unterscheidung auf zwei verschiedene Temperaturwerte für Wasserspeicher und Innenräume hat eine Reihe von Vorteilen:

- Korrekte Berechnung der Leistungszahl  $\varepsilon$  bei gleichzeitig korrekter Berechnung der Wärmeverluste über Lüftung und Transmission.
- Möglichkeit der Untersuchung unterschiedlicher Wasserspeichergrößen.
- Möglichkeit der Nachfrageverschiebung ohne Temperaturänderung der Innenräume.

Die Nachteile auf der anderen Seite liegen darin, dass die Heizungsanlage in der Lage sein muss, die Temperaturregler an den Heizflächen anzusteuern. Die Randbedingungen selbst sind in der Form  $c \leq 0$  als 75-zeiliger Vektor wie folgt definiert:

$$c_{1-25} = T_{\text{ws,min}} - T_{\text{ws},1-25} \quad (4.23)$$

$$c_{26-50} = T_{\text{ws},1-25} - T_{\text{ws,max}} \quad (4.24)$$

$$c_{51-75} = T_{\text{in,min}} - T_{\text{in},1-25} \quad (4.25)$$

mit:

- $T_{\text{ws,min}}$  - Minimale Temperatur des Wasserspeichers in °C
- $T_{\text{ws},1-25}$  - Wassertemperatur Anfang Stunde 1 bis Ende Stunde 24 in °C
- $T_{\text{ws,max}}$  - Maximale Temperatur des Wasserspeichers in °C
- $T_{\text{in,min}}$  - Minimal zulässige Innentemperatur in °C
- $T_{\text{in},1-25}$  - Innentemperatur am Anfang Stunde 1 bis Ende Stunde 24 in °C

Somit stellt die Optimierung sicher, dass die Temperatur im Wasserspeicher nicht zu kalt (4.23) und nicht zu warm (4.24) wird. Zusätzlich wird gewährleistet, dass die Innentemperatur der Räume nicht zu kalt (4.25) wird. Die minimalen und maximalen Temperaturniveaus werden je nach Stunde auf ihren korrespondierenden Tages- oder Nachtwert gesetzt. Für das Verlassen der Nachtabenkung und damit die Aufheizung des Hauses in den Morgenstunden wird ein Zeitraum von drei Stunden eingeräumt, um die Leistungsnachfragespitze zu verkleinern. Auf die Formulierung einer Randbedingung für eine maximale Innentemperatur kann verzichtet werden, da die höheren Verluste ein zu starkes Aufheizen ohnehin unrentabel machen.

### 4.2.3. Simulation

Das in Abschnitt 4.2 entwickelte Modell von Wärmepumpen im Verbund wird im Energieversorgungsnetz aus Abschnitt 2 hinsichtlich seiner Effekte untersucht. Der Simulationszeitraum umfasst ein Jahr mit stündlichen Zeitschritten, wobei die Optimierung tageweise erfolgt. Die sich ergebenden Ergebnisse werden hinsichtlich der Energiekosten, integrierter erneuerbarer Energiequellen und vermiedenen CO<sub>2</sub>-Emissionen untersucht. Sie werden für zwei verschiedene Gesamtnachfrageszenarien berechnet, einmal mit 83 TWh im Effizienzscenario und ein weiteres mal mit 106 TWh im Trendszenario.

#### Simulationsparameter

Die Leistungszahl  $\varepsilon$  einer Wärmepumpe hängt von der Temperaturdifferenz zwischen unterem und oberem Temperaturniveau ab. Aus diesem Grund sollen in dieser Arbeit vier Paarungen „Wärmepumpe-Heizkörper“, wie in Tabelle 4.5 dargestellt, untersucht werden. Zusätzlich zu den unterschiedlichen Leistungszahlen soll auch der Einfluß der Anlagenleistung untersucht werden, weshalb Typ 3 eine um den Faktor drei vergrößerte Anlagenleistung besitzt. Für eine Angabe des maximal Möglichen gibt es noch einen rein fiktiven Typ 5, welcher auf Basis von Typ 3 über das Zehnfache dessen Anlagenleistung und Speicherkapazität verfügt.

Da die Grundwasserwärmepumpe wie alle Erdwärmepumpen ihre Wärme von einem konstanten Temperaturniveau bezieht, ließen sich durch Variation dieses Temperaturwertes im Modell alle Erdwärmepumpenarten abdecken, egal ob Erdwärmekollektoren, Spiralkollektoren, Erdwärmekörbe, Grundwasser oder Bohrungen zum Einsatz kommen.

Für die Simulation wird die Stadt Berlin im Jahr 2040 als Modellregion fokussiert. Von den rund 142.000 Ein- und Zweifamilienhäusern in Berlin sollen die Hälfte mit Wärmepumpen ausgestattet sein. Die Simulation wird für jeden Wärmepumpentyp jeweils für zwei Szenarien mit Jahresverbräuchen von 83 TWh und 106 TWh, im

Tabelle 4.5.: Unterschiedene Wärmepumpen-Heizkörper-Paarungen

Typ	Wärmepumpe	$P_{\max}$	Wasserspeicher	Temp. unteres Niveau	Heizkörper	Temp. oberes Niveau
1	Grundw. WP	3200 W	1000 l	10° C	Radia- tor	50° – 55°
2	Grundw. WP	1700 W	1000 l	10° C	Fußbo- den	30° – 35°
3	Grundw. WP	5100 W	1000 l	10° C	Fußbo- den	30° – 35°
4	Luftwär- mepumpe	4100 W	1000 l	–19° – 18° C	Fußbo- den	30° – 35°
5	Grundw. WP	51000 W	10000 l	10° C	Fußbo- den	30° – 35°

Folgenden niedriger und hoher Lastfall genannt, durchgeführt.

#### 4.2.4. Ergebnisse

Der Ablauf zur Ergebnisberechnung ist identisch mit dem der Elektrofahrzeuge aus Abschnitt 3.4.2. In einem vorläufigen „Day-Ahead“-Markt werden Nachfrage und angebotene Erzeugungsleistung mit einer optimalen Leistungsflussberechnung zu vorläufigen „Day-Ahead“-Preisen verrechnet. Die Wärmepumpen sind unter der Annahme des konventionellen, ungesteuerten Betriebs bereits in der Nachfrage enthalten. Die vorläufigen „Day-Ahead“-Preise werden den Wärmepumpen zur Verfügung gestellt, welche ihren Tageseinsatz nach den Energiekosten optimieren. Die Nachfrage wird um die Differenz zwischen ungesteuerter und optimierter Betriebsweise der Wärmepumpen angepasst und erneut eine optimale Leistungsflussberechnung durchgeführt. Die Aspekte Energiekosten, Anteil erneuerbarer Energien und CO<sub>2</sub>-Emissionen werden zwischen den vorläufigen und den finalen Leistungsflussergebnissen verglichen, siehe Abbildung (4.8).

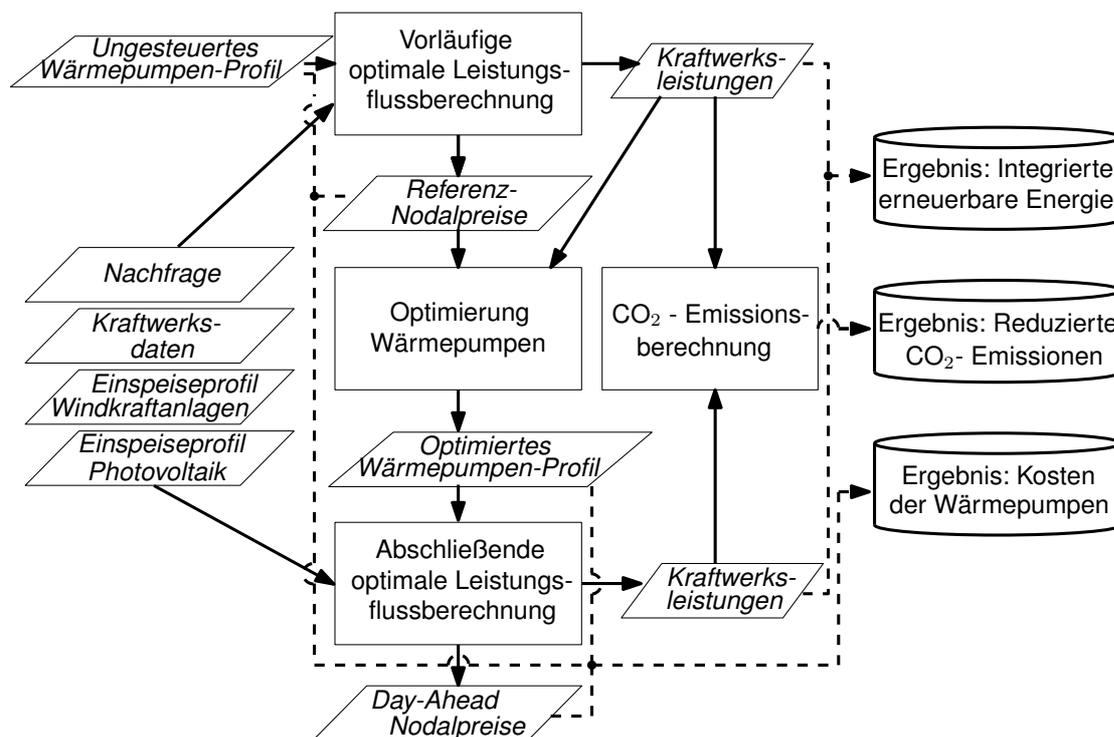


Abbildung 4.8.: Ablauf der Ergebnisberechnung der Wärmepumpen

### Optimiertes Wärmepumpen-Nachfrageprofil

Der Vergleich zwischen ungesteuertem und optimiertem Wärmepumpen-Nachfrageprofil ist in Abbildung 4.9 für den Tag mit den höchsten Kosteneinsparungen des vielversprechendsten Wärmepumpentyps dargestellt. Es handelt sich um Typ 3, eine Grundwasserwärmepumpe gekoppelt an eine Fußbodenheizung mit dreifacher und damit überdimensionierter Anlagenleistung. Die Anzahl der Anlagen beträgt 71.000, was der Hälfte der Berliner Ein- und Zweifamilienhäuser entspricht, und es wurde der niedrige Lastfall simuliert.

Im obersten Diagramm von Abbildung 4.9 befindet sich die Ladeleistung aller Anlagen im ungesteuerten Fall. Die blauen breiten Balken stehen für die stündliche elektrische Leistungsaufnahme aus dem Energieversorgungsnetz. Die roten schmalen Balken stehen für den stündlichen thermischen Leistungsfluss aus dem Wasserspeicher über die Heizung in die Innenräume. Im Diagramm darunter befinden sich die stündlichen Temperaturen im Wasserspeicher (oben, blau) und in den Innenräumen (unten, rot). Im ungesteuerten Fall wird der Wasserspeicher immer an seinem unteren Temperaturband gehalten, um die höchstmögliche Leistungszahl zu erreichen. Ebenfalls wird die Innentemperatur immer auf ihrem Minimalwert gehalten, um die Transmissionsverluste so gering wie möglich zu halten. Im dritten Diagramm sind die vorläufigen „Day-Ahead“-Preise zu sehen, die die Eingangsgröße der Optimierung darstellen. An diesem Tag liegen sie bis 10:00 Uhr beim Angebotspreis für Erneuerbare, ab 11 Uhr beim Angebotspreis für Energie aus Braunkohle und von 16:00 bis 23:00 Uhr ist ein Steinkohlekraftwerk das Grenzkraftwerk. Das vierte Diagramm zeigt die optimierte elektrische Leistungsaufnahme aus dem Energieversorgungsnetz (blaue, breite Balken) und die thermische Leistung vom Wasserspeicher in die Innenräume (rote, schmale Balken). Bis 3:00 Uhr morgens wird keine Leistung aus dem Netz bezogen, da die Innentemperatur noch hoch genug ist, um die Mindesttemperaturgrenze der Nachtabsenkung nicht zu unterschreiten. Zwischen 3:00 und 9:00 Uhr wird Leistung aus dem Netz bezogen um die Mindesttemperatur zu erreichen. Da der Wasserspeicher im Modell nicht verlustbehaftet ist, macht sich die Erhöhung der Wassertemperatur um 6:00 Uhr nicht nachteilig bemerkbar. Erst zwischen 6:00 und 7:00 Uhr würde die Leistungszahl durch die höhere Temperatur geringer sein, in diesem Zeitraum wird jedoch keine Energie aus dem Netz bezogen. Ein gleichmäßiger Leistungsbezug über die Stunden 3:00 bis 9:00 wäre in der Praxis wünschenswerter, hat aber keine Auswirkung auf das Ergebnis der Optimierung. Von 9:00 bis 10:00 Uhr laufen alle Anlagen mit ihrer maximalen Leistung, da alle darauf folgenden Stunden mit einem höheren Energiebezugspreis einhergehen. Gleichzeitig fließen in dieser Stunde erhebliche thermische Leistungen in die Innenräume und heizen diese auf. Den Rest des Tages kommt die Wärmepumpe ohne elektrischen Leistungsbezug aus, lediglich von 18:00 bis 20:00 Uhr fließt noch einmal thermische Leistung aus dem

Wasserspeicher, um die Innenräume kurz vor der Nachtabsenkung auf ihrer Tages-Mindesttemperatur zu halten. Im untersten Diagramm sind die Temperaturen in den Innenräumen und dem Warmwasserspeicher sowie ihre Grenzen dargestellt. Während das Haus bis 9:00 Uhr immer an der unteren Temperaturgrenze gefahren wird um Transmissionsverluste zu minimieren, gibt es im Wasserspeicher einen in der Praxis unerwünschten Ausschlag um 6:00 Uhr. Die hohe Leistungsaufnahme von 9:00 bis 10:00 Uhr füllt den Wasserspeicher vollständig, da die Optimierung jedoch noch weiteren Speicherbedarf sieht, werden auch die Innenräume aufgeheizt, auch wenn dadurch ein Mehrbedarf wegen höherer Transmissionsverluste entsteht. Der Temperaturabfall im Wasserspeicher zwischen 10:00 und 18:00 Uhr liegt an der Entnahme von Wärme für das Brauchwasser, welches direkt aus dem Wasserspeicher versorgt wird. Der Temperaturabfall in den Innenräumen in dieser Zeit geht auf die Transmissionsverluste durch Wände und durch Lüftung zurück. Von 18:00 bis 20:00 Uhr versorgt der Wasserspeicher die Innenräume mit Wärme und entlädt sich dabei auf sein Minimum, während ab 20:00 Uhr die Nachtabsenkung der Temperatur der Innenräume beginnt und diese sich daher weiter abkühlen können.

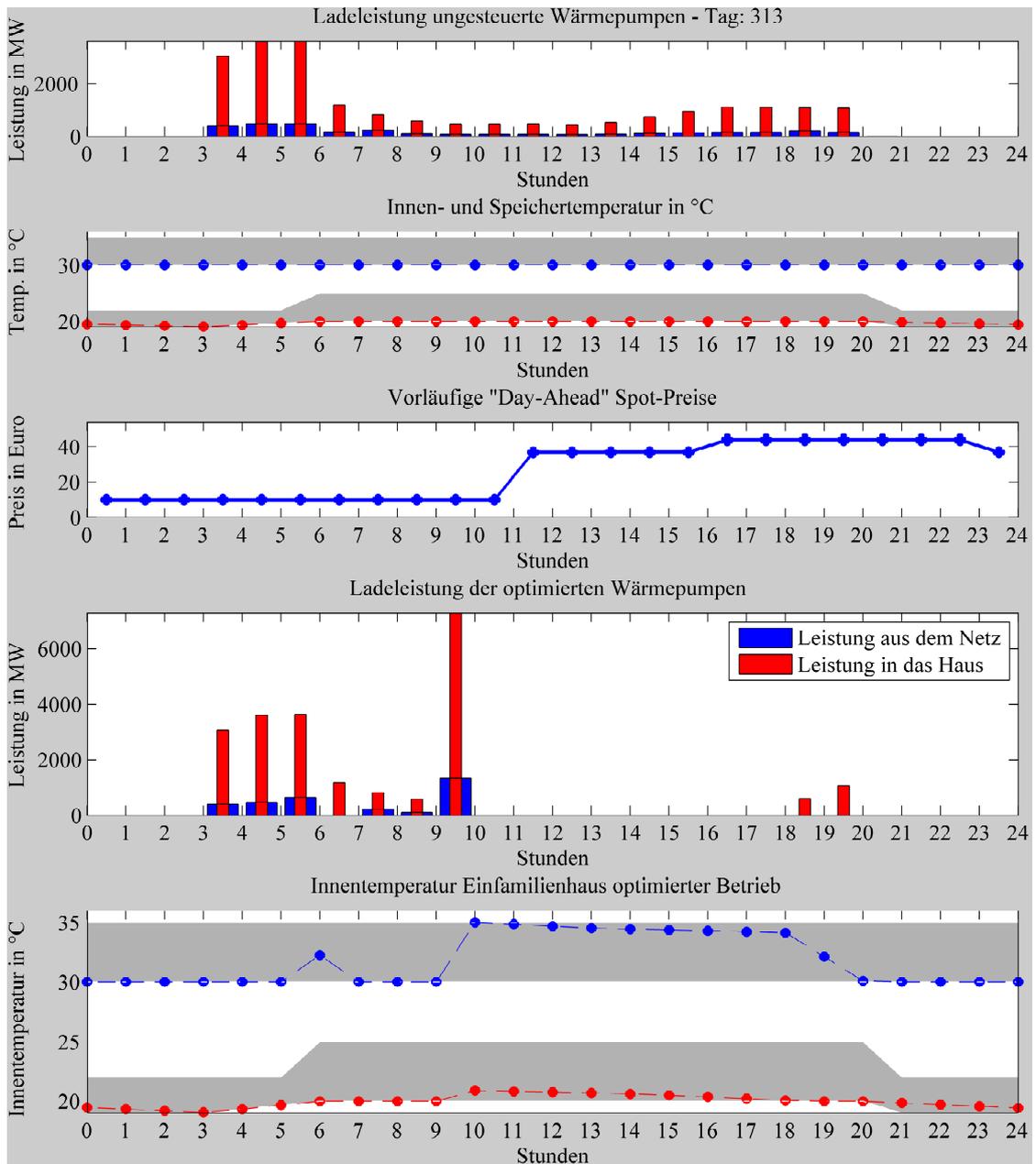


Abbildung 4.9.: Ungesteuertes und optimiertes Wärmepumpen-Nachfrageprofil mit Randbedingungen - Typ 3

### Kostenreduktion bei Wärmepumpen

Da die Zielfunktion der Optimierung eine Kostenfunktion ist, gibt die Betrachtung der Kosten einen Aufschluss darüber, wie erfolgreich die Optimierung gewesen ist. Abbildung 4.10 zeigt die Kosten der Wärmepumpentypen 1 und 4 für den niedrigen Lastfall, je für den ungesteuerten und den optimierten Betrieb, sowie für den hohen Lastfall des optimierten Typs 1. Auf einen weitergehenden Vergleich zwischen den Ergebnissen des HLFs und des NLFs wird hier zugunsten der verschiedenen Wärmepumpentypen verzichtet und auf die Ergebnisse der Elektrofahrzeuge in Abschnitt 3.5 verwiesen. Da die Kosten in der vorliegenden Simulation auf kurzfristigen Kraftwerksgrenzpreisen beruhen, die den Wärmepumpen in der Praxis nicht zur Verfügung stehen, wird die Effektivität der Optimierung mittels eines prozentualen Wertes in Bezug zu den Energiekosten des ungesteuerten Betriebs aufgezeigt.

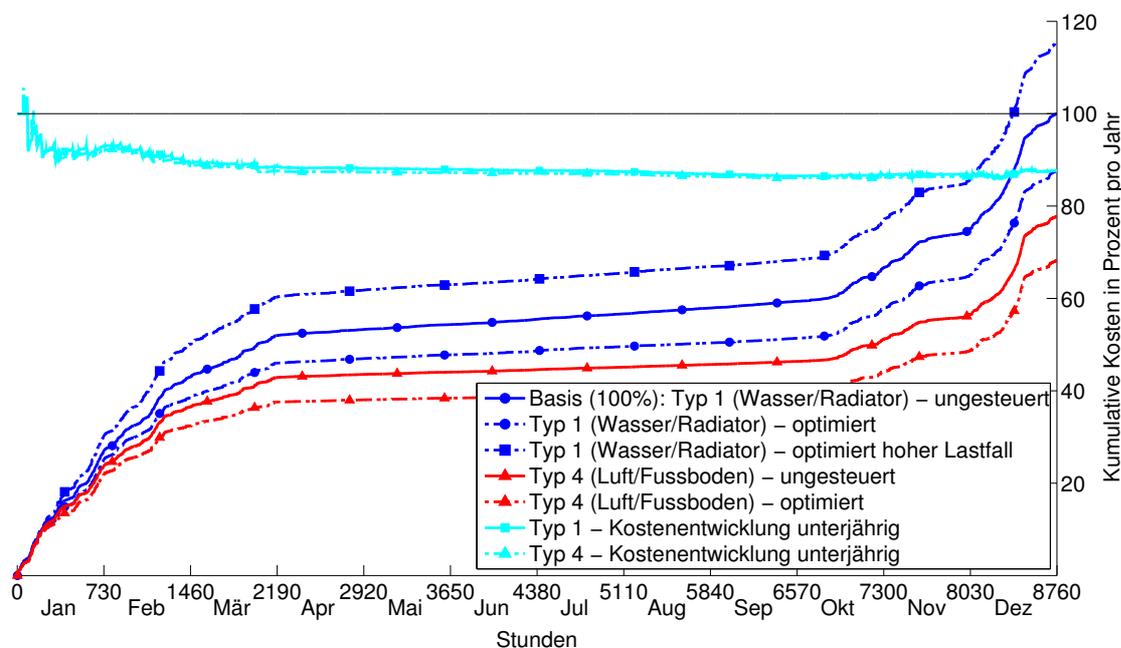


Abbildung 4.10.: Ungesteuerte und optimierte Energiekosten der Wärmepumpentypen 1 und 4

In Abbildung 4.10 dargestellt sind die kumulativen Kosten jeder Stunde über den Zeitraum des Simulationsjahres hinweg. Bei allen Graphen lässt sich von April bis Oktober ein flacher Verlauf beobachten. Dieser beruht auf dem Ausbleiben des Bedarfs an Raumwärme und bildet den Betrieb für die ausschließliche Warmwasserbereitung ab. Alle Angaben sind auf den ungesteuerten Betrieb von Typ 1 im

NLF normiert, dieser erreicht am Ende des Jahres exakt 100 %. Der nicht abgebildete ungesteuerte Betrieb des Wärmepumpentyps 1 im HLF ergibt 131 % der Kosten des NLFs, was an dem insgesamt höheren Preisniveau liegt. Bei Typ 1 betragen die Kosten des optimierten Betriebs 87,7 %, was einer Reduktion von 12,34 % entspricht. Der optimierte Betrieb von Typ 1 im hohen Lastfall, der in Abbildung 4.10 zu sehen ist, liegt mit 117 % um ein Fünftel über dem Preisniveau, welches dieser Typ im ungesteuerten Betrieb im niedrigen Lastfall an Kosten verursacht. Der Einfluß der im System vorherrschenden DayAheadPreise verändert die Kosten signifikant. Die relativen Einsparungen von im hohen Lastfall liegen mit 11,4 % jedoch in einer ähnlichen Größenordnung, auch wenn sie geringer sind. Die Kosten des Typs 4 liegen im ungesteuerten Fall mit 77,75 % unter denen des optimierten Betriebs von Typ 1. Dies liegt an der deutlich besseren Leistungszahl des Typs 4, obwohl es sich um eine Luftwärmepumpe handelt. Durch das kältere Zieltemperaturniveau von  $30^{\circ} - 35^{\circ}$  statt  $50^{\circ} - 55^{\circ}$  ergeben sich, abhängig von der Außentemperatur, Leistungszahlen zwischen 3,11 und 15, während Typ 1 nur konstant 4,04 erreicht. Der optimierte Betrieb der Luftwärmepumpe führt zu einer Reduktion der Kosten auf 67,25 %. Die Reduktion bei Bezug auf den ungesteuerten Fall Typ 4 als Basis ergibt sich zu 12,29 % Einsparung, also praktisch im selben Bereich wie bei Typ 1. Man hätte erwarten können, dass die Einsparungen höher liegen, da Typ 4 eine höhere Flexibilität bei der Leistung aufweist, da die Anlage auf ihre höchste Last dimensioniert ist. Diese höchste Last fällt bei der Luftwärmepumpe mit der niedrigsten Leistungszahl zusammen, weshalb im Teillastbereich mehr Anlagenleistungsreserven vorhanden sind als bei den anderen Typen. Stattdessen liegen die Einsparungen um 0,05 % unter denen des Typs 1. Der Mehrverbrauch, der sich durch höhere Transmissionsverluste bei einer höheren als der Mindestinnenraumtemperatur einstellt, beträgt bei Typ 1 0,8 % und bei Typ 4 nur 0,23 %. Der geringere Mehrverbrauch bei Typ 4 ist entstanden, da die Optimierung bei einer Luftwärmepumpe den Betrieb in Stunden mit besserer Leistungszahl verschieben kann. Dieser Effekt konnte jedoch nur selten ausgenutzt werden, da der Hauptwärmebedarf in den frühen Stunden des Tages liegt, an denen die Außentemperaturen noch gering sind. Daher und durch die erhöhten Transmissionsverluste beim Vorheizen ist der Unterschied im Mehrverbrauch zwischen Typ 1 und Typ 4 nur marginal. Um die Ursache für die geringere Einsparung des Typs 4 zu erklären, wurden zwei weitere Graphen in das Diagramm in Abbildung 4.10 aufgenommen. Sie zeigen die Kostenentwicklung beider Typen unterjährig in Prozent zu den bis zu dieser Stunde kumulierten Kosten im ungesteuerten Betrieb. Die Detailbetrachtung beider Verläufe ergibt bis zum Dezember höhere Einsparungen bei Typ 4, welche sich jedoch im Dezember stärker verringern als die des Typs 1. Im Dezember des Beispieljahres gab es eine länger andauernde Periode mit sehr tiefen Temperaturen zwischen  $-10^{\circ} \text{ C}$  und  $-15^{\circ} \text{ C}$ , in der Typ 4 einen überpropor-

tional großen Teil seiner Energienachfrage hat. Gleichzeitig kann während dieser Periode kaum Energie verschoben werden, was die prozentualen Einsparungen des Gesamtjahres belastet. Abschließend kann festgehalten werden, dass eine Luftwärmepumpe einer Wärmepumpe mit fester Temperaturquelle im optimierten Betrieb unterlegen ist, wenn die Außentemperaturen für längere Zeit sehr niedrige Werte annehmen.

In einer zweiten Abbildung 4.11 werden die Ergebnisse bezüglich der Kosten der Typen 2 und 3 dargestellt. Es handelt sich bei beiden Typen um Grundwasserwärmepumpen, die eine Fußbodenheizung speisen, nur hat Typ 3 eine um den Faktor drei erhöhte Anlagenleistung.

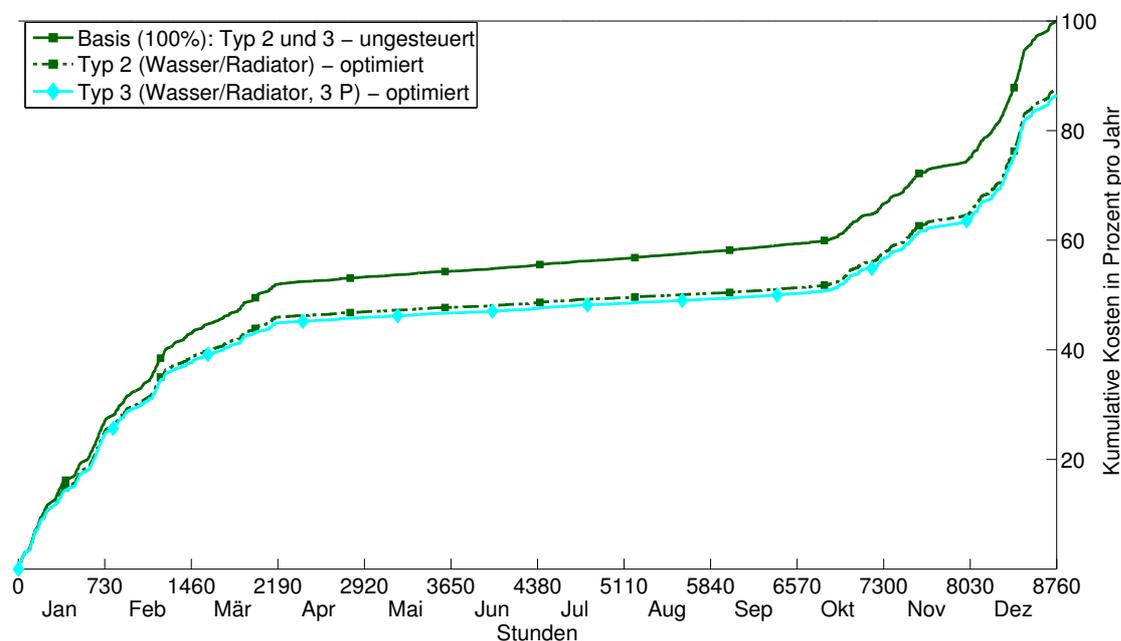


Abbildung 4.11.: Ungesteuerte und optimierte Energiekosten der Wärmepumpentypen 2 und 3

Der optimierte Betrieb des Wärmepumpentyps 2 verursacht Energiekosten in Höhe von 87,59% des ungesteuerten Falls. Die Einsparungen im optimierten Betrieb bewegen sich mit 12,41 % sehr nah an denen der anderen Typen. Die leicht höheren Einsparungen gegenüber Typ 1 und Typ 4 liegen in der Interaktion mit dem Energiesystem begründet. Da die Simulation mit der Hälfte aller Berliner Ein- und Zweifamilienhäuser, genauer 71.000 Stück, durchgeführt wurde, ist eine Rückwirkung auf das Energieversorgungsnetz spürbar. Die Leistungsbegrenzung aus Abschnitt 2.2.2 begrenzt das Verschiebepotential des Wärmepumpenverbunds,

wenn dadurch Erneuerbare ab oder konventionelle Kraftwerke zugeschaltet werden müssten. Da Typ 2 und 3 nur rund die Hälfte der Jahresenergienachfrage des Typs 1 haben, werden die verschiebbaren Leistungen seltener beschränkt und führen so zu leicht höheren Einsparungen.

Um den Einfluss der Anlagenleistung auf das Simulationsergebnis sichtbar zu machen, wurde Typ 3 aufgenommen. Wie im Diagramm in Abbildung 4.11 ersichtlich, ist der Einfluss einer dreimal höheren Anlagenleistung in geringem Maße ersichtlich. In Zahlen beträgt die Einsparung 13,63 % und damit 1,22 % mehr als bei Typ 2.

Tabelle 4.6 fasst die gefundenen Ergebnisse zusammen. Der Mehrverbrauch entsteht, wenn das Haus über die Mindestinnentemperatur hinaus aufgeheizt wird. Dafür muss der Wasserspeicher seine Maximaltemperatur erreicht haben und die Optimierung die Ausschöpfung weiterer, verlustbehafteter Speicherkapazität als profitabel identifizieren. Die Kosten bei ungesteuertem Betrieb der einzelnen Typen variieren aufgrund des unterschiedlichen Jahresenergiebedarfs der Wärmepumpentypen. Dies lässt den Schluss zu, dass Grundwasserwärmepumpen mit Fußbodenheizung effizienter sind als Luftwärmepumpen mit Fußbodenheizung, welche wiederum effizienter sind als Grundwasserwärmepumpen mit Radiatorenheizung. Die Einsparungen sowie der Mehrverbrauch sind jeweils auf die ungesteuerten Kosten bzw. Energienachfrage des jeweiligen Wärmepumpentyps bezogen.

Tabelle 4.6.: Übersichtstabelle der Kostenreduktionen bei Wärmepumpen

Typ	Anmerkung	Kosten ungesteuert (Basis: Typ 1)	Einsparungen opt.	Mehrverbrauch
1	Grundw. / Radiator	100 %	12,34 %	0,796 %
2	Grundw. / Fußboden	53,3 %	12,41 %	0,779 %
3	Grundw. / Fußboden	53,3 %	13,63 %	0,880 %
4	Luft / Fußboden	77,75 %	12,29 %	0,226 %
1	hoher Lastfall	130,6 %	9,2 %	1,067 %

Da in der vorangegangenen Analyse der Einfluss der Netzurückwirkung aufgetaucht ist, stellt sich die Frage, welches Potential Wärmepumpen entkoppelt von diesem Phänomen entfalten können. Zu diesem Zweck wird der vielversprechendste Wärmepumpentyp 3 detaillierter simuliert. Ein weiterer Punkt der dabei untersucht werden soll, ist der Einfluss einer größeren Flexibilität durch Verzicht auf

die Nachtabsenkung. Betrachtet man den Tagesverlauf der Wärmepumpen aus Abbildung 4.9 fällt auf, dass aufgrund der Nachtabsenkung keine Leistung mehr nach 20:00 Uhr bezogen werden muss, während von 3:00 bis 6:00 Uhr generell eine hohe Leistungsnachfrage in den kalten Monaten besteht. Beide Effekte verringern die Flexibilität des Systems und sollen daher durch eine konstante Mindesttinnentemperatur außer Kraft gesetzt werden. Die Ergebnisse finden sich in Abbildung 4.12. Da die Verläufe in der Darstellung des ganzen Jahres nicht mehr voneinander unterschieden werden können, wurde ein Ausschnitt aus Dezember fokussiert.

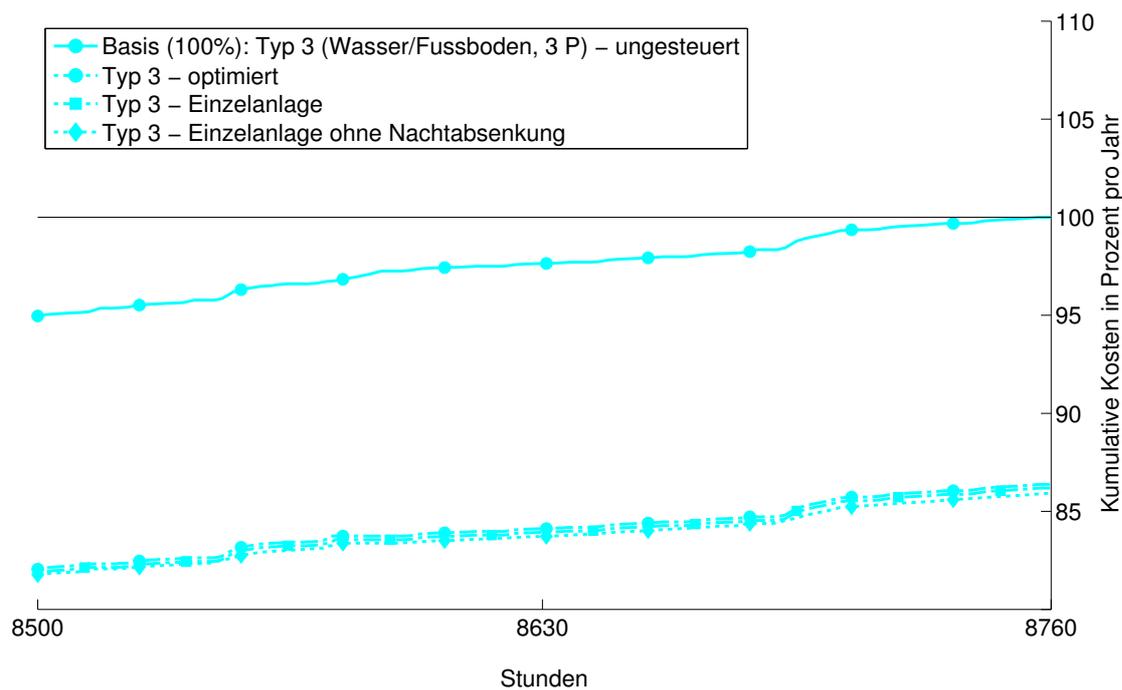


Abbildung 4.12.: Detaillierte Betrachtung des Wärmepumpentyps 3

Der Verlauf der Einzelanlage, die praktisch keine Rückwirkung auf die Preise im Energieversorgungssystem hat, ist im optimierten Betrieb mit einem Plus von 0,187 % bei den Einsparungen im Vergleich zu den Ergebnissen mit 71.000 Anlagen verbunden. Dieser geringe Wert spiegelt den kleinen Anteil an der Nachfrage von 71.000 Wärmepumpen gegenüber der Gesamtenergienachfrage wider. Bei 470.000 Anlagen beträgt das Plus der Einzelanlage zum Wärmepumpenverbund bereits 1,25 %. Die Einzelanlage ohne Nachtabsenkung kann die Einsparungen gegenüber der Einzelanlage mit Nachtabsenkung um weitere 0,24 % steigern. Tabelle 4.7 gibt die Werte der verschiedenen Simulationsfälle an.

Tabelle 4.7.: Übersichtstabelle der Kostenreduktionen bei Wärmepumpen: Detailbetrachtung Typ 3

Anmerkung	Kosten optimiert (Basis: Typ 3 ungesteuert)	Einsparungen
71.000 Stück	86,37 %	13,63 %
Einzelanlage	86,18 %	13,81 %
Einzelanlage ohne Nachtabsenkung	85,95 %	14,05 %

### Integration erneuerbarer Energie durch Wärmepumpen

Durch einen Vergleich des Kraftwerkseinsatzes der Energiesysteme mit ungesteuerten und optimierten Wärmepumpen lässt sich eine Aussage zur Integration erneuerbarer Energien durch die optimierte Betriebsweise treffen. Erneuerbare Energien würden in einem freien Markt die niedrigsten kurzfristigen Grenzkosten aufweisen, da sie keine Brennstoffkosten haben. Daher führt eine Kostenoptimierung automatisch zur verstärkten Nutzung der Energie aus erneuerbaren Quellen. Im Energiesystem mit optimierten Wärmepumpen werden also weniger Windkraft- und PV-Anlagen abgeschaltet. Die Menge ergibt sich durch die Differenz der Einspeiseleistungen aus Wind- und PV-Anlagen des Energiesystems mit ungesteuertem und optimiertem Wärmepumpennachfrageprofil. Da Wärmepumpen nur für einen geringen Teil der Energienachfrage verantwortlich sind, wird die integrierte erneuerbare Energie auf die Jahresenergienachfrage der Wärmepumpen normiert. Die Ergebnisse für alle Typen im niedrigen und zusätzlich für Typ 3 im hohen Lastfall sind in Abbildung 4.13 dargestellt.

Die Form der Verläufe von Typ 1, 2 und 3 sind sehr ähnlich, was der Modellierung geschuldet ist. Auch wenn Typ 1 den höchsten absoluten Wert an Erneuerbaren integriert, erreicht er durch einen hohen Jahresenergieverbrauch prozentual den niedrigsten Wert der drei Typen, nämlich 11,52%. Typ 2 kommt prozentual zur eigenen Jahresenergienachfrage auf 11,63%, welchen sein Äquivalent mit dreifacher Anlagenleistung, nämlich Typ 3, mit 12,75% noch übersteigt. Die höhere Flexibilität von Typ 3 bei der Verschiebung macht sich auch hier bemerkbar. Typ 4 weist einen anderen Verlauf auf, da dieser Typ eine variable Leistungszahl hat. Dies führt zu einer sehr geringen Energienachfrage im Sommer, wo die anderen Wärmepumpentypen kontinuierlich ihre Integrationsrate durch ihre gute Leistungsflexibilität steigern können. Die Luftwärmepumpe nimmt in dieser Zeit nur sehr geringe Energiemengen auf und kann deshalb auch kaum Wind- und PV-Energie integrieren. Nach Parität mit Typ 2 Anfang April schließt Typ 4 am Ende des Jahres mit 10,90% unterhalb der anderen Typen ab. Der Umstand, dass Typ 4 in der zwei-

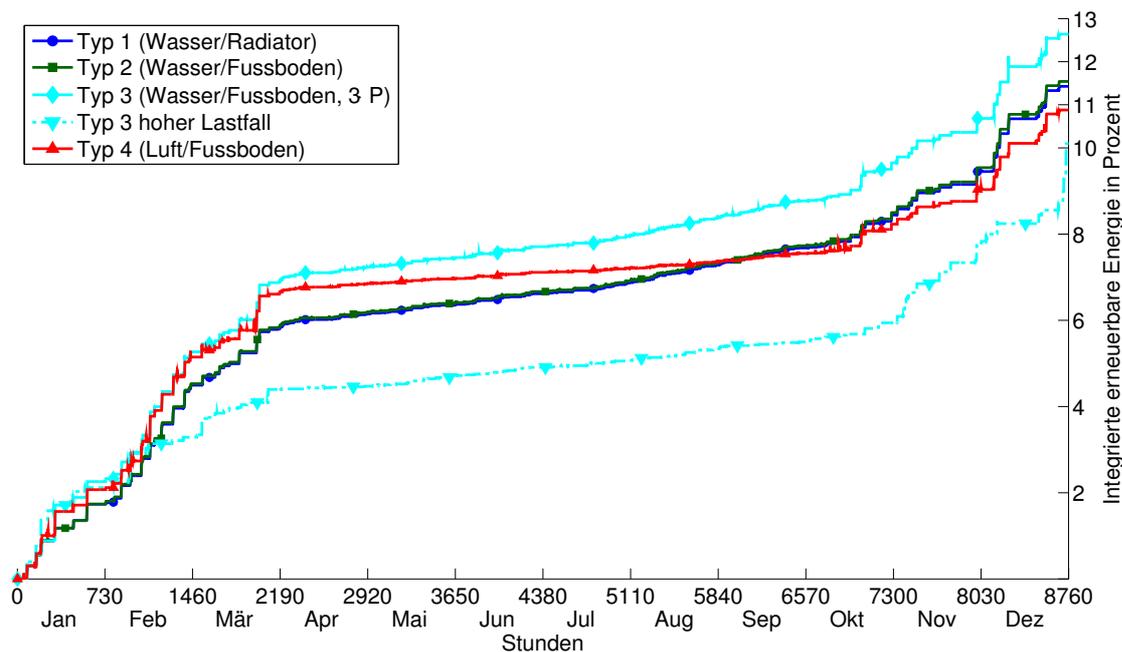


Abbildung 4.13.: Integrierte erneuerbare Energie durch optimierte Wärmepumpen

ten Jahreshälfte seine Integrationsrate zu den anderen Wärmepumpen nicht mehr steigern kann, ist den tendenziell höheren Temperaturen in dieser Zeit geschuldet. Die ausgeprägte Kälteperiode im Dezember führt zu einem Aufholen zu den anderen Typen, reicht aber nicht aus um den Ranglistenplatz zu verbessern. Die größte Nachfrage besteht bei Typ 4 von Januar bis April, da dort der höchste Heizenergiebedarf mit den schlechteren Leistungszahlen zusammenfällt. Daher findet in dieser Zeit auch der Großteil der Integration statt. Betrachtet man die Integration statt in Prozent zum Eigenenergiebedarf in absoluten Zahlen, ändert sich die Rangfolge der Typen beginnend mit den meisten integrierten Kilowattstunden zu 1, 4, 3 und 2. Abschließend soll noch der Einfluss des hohen und niedrigen Lastfalls auf die Integration kenntlich gemacht werden. Der Wärmepumpentyp 3, der prozentual die höchste Integrationsrate aufweist, kommt im HLF nur auf 10,24%, erreicht also 2,5% weniger als im NLF. Die Sensitivität bei der Integration bezüglich des Lastfalls ist deutlich höher als bei den Kosteneinsparungen welche sich zwischen den Lastfällen nur um weniger als ein Prozent verringern.

Tabelle 4.8 stellt die Ergebnisse der Integration Erneuerbarer für jeden Typ in Prozent und absolut pro Wärmepumpe dar.

Tabelle 4.8.: Übersichtstabelle der Integration Erneuerbarer durch optimierte Wärmepumpen

Typ	Anmerkung	Int. Erneuerbarer	Jahresenergienachfr. ungest.	Int. Erneuerbarer absolut
1	Grundw. / Radiator	11,52 %	2740,7 kWh	315,7 kWh
2	Grundw. / Fußboden	10,63 %	1460,8 kWh	169,9 kWh
3	Grundw. / Fußboden	12,75 %	1460,8 kWh	186,2 kWh
4	Luft / Fußboden	10,90 %	2092,4 kWh	228,1 kWh
3	Hoher Lastfall	10,24 %	1460,8 kWh	149,5 kWh

### CO<sub>2</sub>-Emissionsreduzierung durch optimierte Wärmepumpen

Durch den optimierten Betrieb der Wärmepumpen lassen sich grundsätzlich die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Energiesystems reduzieren. Dieser Aspekt wird jedoch nicht direkt durch die Kostenoptimierung begünstigt, sondern durch die Integration erneuerbarer Energiequellen. Ein Vergleich der Gesamtemissionen mit ungesteuerten und optimierten Wärmepumpen gibt Aufschluss über die Einsparungen, die durch die optimierten Wärmepumpen möglich sind. Abbildung 4.14 zeigt die Ergebnisse für alle vier Typen sowie für den ausgewählten Typ 3 im hohen Lastfall.

Die Verteilung der Verläufe ähnelt denen der Integration, auch die Rangfolge ist identisch. Lediglich die prozentualen Werte sind höher, was an einer spezifischen CO<sub>2</sub>-Emission pro Megawattstunde kleiner als Eins liegt. Im Jahresdurchschnitt des gesamten Energiesystems wurden für jede Megawattstunde 578,7 kg CO<sub>2</sub>-Emissionen ausgestoßen. Der Jahresdurchschnitt der Wärmepumpen liegt bei 616 kg, also leicht darüber. Dies liegt an der überwiegenden Energieaufnahme im Winter, wo der Anteil der Erneuerbaren am Energiemix durch niedrige Einspeisewerte der Photovoltaik und generell höherer Nachfrage geringer ist. Für jede integrierte Megawattstunde aus erneuerbaren Quellen kann ein konventionelles Kraftwerk um eine Megawattstunde gedrosselt werden. Dies geschieht überwiegend bei den günstigen konventionellen Braunkohlekraftwerken mit einer spezifischen Emission von 1010 kg CO<sub>2</sub> pro Megawattstunde, da diese in der Merit-Order direkt nach den Erneuerbaren kommen und in der Regelzone der ostdeutschen Bundesländer stark vertreten sind. Ein Vergleich bei Typ 1 ergibt, dass bei 263,1 kWh zu-

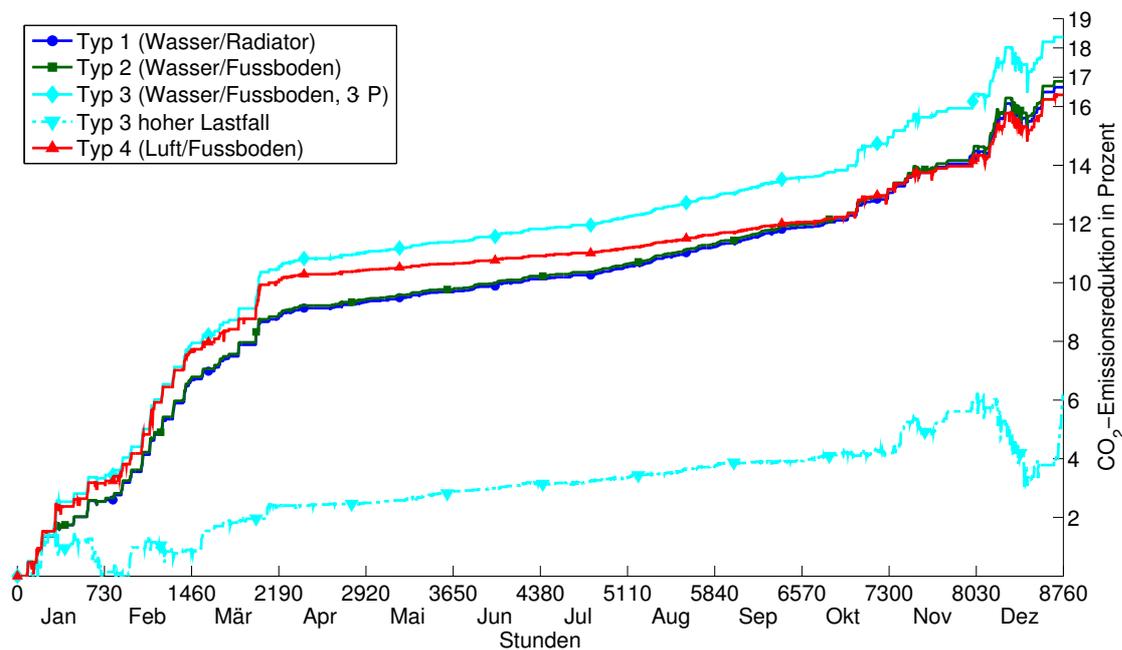


Abbildung 4.14.: Einsparungen der CO<sub>2</sub>-Emissionen durch optimierte Wärmepumpen

sätzlich ins Energiesystem integrierter erneuerbarer Energie gleichzeitig 234,3 kg CO<sub>2</sub>-Emissionen eingespart wurden. Dies entspricht 890,5 kg vermiedenen CO<sub>2</sub>-Emissionen pro integrierter Megawattstunde. Bei ausschließlicher Drosselung von Braunkohlekraftwerken läge der theoretische Maximalwert bei 1010 kg pro MWh. Der tatsächliche Wert liegt darunter, da nicht immer Braunkohlekraftwerke gedrosselt wurden. Hinzu kommen noch Situationen, in denen z.B. ein Gas- und Dampfkraftwerk gedrosselt und dafür die Erzeugung eines Braunkohlekraftwerks erhöht wurde. Dieser Vorgang ist mit einer Zunahme der CO<sub>2</sub>-Emissionen verbunden. Die Nähe von 890,5 kg zu 1010 kg zeigt jedoch, dass dies seltener der Fall war. Interessant ist der Verlauf aller Typen in den Stunden 8300 bis 8650. In diesen Stunden nimmt die kumulierte CO<sub>2</sub>-Einsparung wieder ab. Vergleicht man diesen Ausschnitt mit der Integration Erneuerbarer ist festzustellen, dass in diesem Zeitraum keine Integration stattgefunden hat. Eine genaue Untersuchung dieser Stunden kam zu dem Ergebnis, dass über einen Zeitraum von einer Woche keine Erneuerbaren abgeschaltet wurden und die Grenzpreise immer von Braunkohle, Steinkohle oder Gas- und Dampfkraftwerken gestellt wurden. In diesem Zeitraum wirkt die Kostenoptimierung dem Ziel der CO<sub>2</sub>-Einsparungen entgegen und es werden im optimierten Fall mehr Emissionen ausgestoßen als im ungesteuerten Betrieb. Ein weiterer wichtiger Aspekt wird durch den Verlauf des Typs 3 im

hohen Lastfall gezeigt. Die CO<sub>2</sub>-Einsparungen reagieren sensitiver auf den Lastfall. Die Begünstigung der Einsparungen durch Integration Erneuerbarer ist im HLF kleiner, während der verschlechternde Effekt der Bevorzugung emissionsintensiver Kraftwerke größer ist. Tabelle 4.9 gibt die Zahlenwerte der einzelnen Typen an. Bei den absoluten Einsparungen ergibt sich die gleiche Rangfolge wie bei der Integration.

Tabelle 4.9.: Übersichtstabelle der CO<sub>2</sub>-Einsparungen durch optimierte Wärmepumpen

Typ	Anmerkung	CO <sub>2</sub> -Einsparungen	Jahresem. ungest.	CO <sub>2</sub> -Einsparungen absolut
1	Grundw. / Radiator	16,66 %	1687,7 kg	281,1 kg
2	Grundw. / Fußboden	16,86 %	899,6 kg	151,7 kg
3	Grund. / Fußboden	18,37 %	899,6 kg	165,2 kg
4	Luft / Fußboden	16,40 %	1304,8 kg	214,0 kg
3	Hoher Lastfall	6,17 %	891,2 kg	55,0 kg

### Vergleich der Ergebnisse der untersuchten Wärmepumpentypen

In Tabelle 4.10 werden die Ergebnisse der untersuchten Wärmepumpentypen für den hohen und den niedrigen Lastfall gegenüber gestellt. Die Angaben in kWh und kg beziehen sich dabei auf die kumulierten Jahreswerte, die Angaben in Prozent setzen die absoluten Werte in Bezug zu denen der ungesteuerten Betriebsweise.

Tabelle 4.10.: Ergebnisvergleich der untersuchten Wärmepumpentypen

Wärmepumpen	Typ 1		Typ 2		Typ 3		Typ 4	
	niedrig	hoch	niedrig	hoch	niedrig	hoch	niedrig	hoch
Lastfall								
Kostenred. in %	12,34	11,44	12,41	11,67	13,63	13,51	12,29	12,51
Integrierte EE in kWh	315,7	226,5	169,9	124,6	186,2	149,5	228,1	170,0
Integrierte EE in %	11,52	8,27	11,63	8,53	12,75	10,24	10,90	8,12
CO <sub>2</sub> -Red. in kg	281,1	86,7	151,7	47,8	165,2	55,0	214,0	71,2
CO <sub>2</sub> -Red. in %	16,7	5,2	16,9	5,4	18,4	6,2	16,40	5,49

### 4.3. Blockheizkraftwerke

Blockheizkraftwerke (BHKW) nutzen die Möglichkeit, aus Wärme mechanische Energie zu gewinnen, welche bei konventionellen Heizungsanlagen ignoriert wird. Da Blockheizkraftwerke primär zum Heizen eingesetzt werden, ist die von ihnen produzierte elektrische Energie ein Nebenprodukt, welches in das Stromnetz eingespeist und vergütet wird. Durch diese Kopplung erreichen BHKW im Gegensatz zu reinen stromerzeugenden Anlagen einen hohen Wirkungsgrad [62]. Dabei wird im Wesentlichen zwischen den Betriebsarten „wärmegeführt“ und „stromgeführt“ unterschieden [61]. Der flexiblen Ansteuerung der BHKW liegt der Gedanke einer Vermischung beider Betriebsarten zu Grunde [60]. Das Verhalten von BHKW im Kontext der flexiblen Verbraucher bzw. in diesem Fall Erzeuger, ist invers zu den Wärmepumpen. Zu Hochlastzeiten sollte der thermische Speicher geladen und die dabei anfallende elektrische Energie ins Netz eingespeist werden. Zu Schwachlastzeiten sollte es wenn möglich vermieden werden, zusätzliche Energie ins Netz einzuspeisen. Statt des Betriebs des BHKWs sollte die erforderliche Wärmeenergie besser aus dem Speicher entnommen werden. Für die hier vorgenommene Betrachtung des Interaktionsverhaltens mit dem Netz ist es unerheblich, ob das BHKW mit einem Verbrennungsmotor auf Diesel-, Öl- oder Gasbasis, einer Gasturbine, einer Brennstoffzelle oder einem Stirlingmotor angetrieben wird [58]. Jedoch haben Brennstoffzellen generell eine höhere elektrische Effizienz im Vergleich zu den anderen Antriebstechnologien [57], welcher in diesem Kapitel mit einem hocheffizienten Typvertreter Rechnung getragen wird. Im Folgenden wird das für das Netz rele-

vante Verhalten der Blockheizkraftwerke ermittelt, als ein Optimierungsproblem ausgedrückt und schließlich in einem Beispielnetz simuliert.

### 4.3.1. Modellerstellung eines Typvertreter Blockheizkraftwerk

Das Modell des Blockheizkraftwerks (BHKW) befasst sich primär mit dem Einsatz zur Wärmebereitstellung und ist technisch auf die Interaktion mit dem Energieversorgungsnetz reduziert. Das Modell-BHKW stellt die Wärmeversorgung des Einfamilienhauses E-121 aus Abschnitt 4.1 als alleinige Anlage mit einem Wasserspeicher zur Pufferung sicher. In solchen Fällen spricht man von einem Mikro-BHKW [56] im wärmegeführten Betrieb. Dabei speist das BHKW einen Wasserkreislauf, welcher über Heizflächen die Innenräume des Hauses mit thermischer Energie beliefert. Die gewünschte Innentemperatur kann für das gesamte Haus gewählt werden, eine Nachtabsenkung der Temperatur ist implementiert. Im Betrieb stellt das Modell thermische und elektrische Leistung mit einem festen Proportionalitätsfaktor, dem elektrischen Wirkungsgrad der Anlage, zur Verfügung.

Der Leistungsaustausch mit dem Energieversorgungsnetz und die Innentemperatur des Hauses ist gemäß Formel (4.26) verknüpft. Die Werte für  $x(h)$  sind analog zu anderen Modellen in dieser Arbeit als Leistungsaufnahme zu interpretieren, weshalb sie im Fall der BHKW generell negativ sind.

$$T_{\text{in},h+1} = T_{\text{in},h} + \frac{\left( x_h \cdot \left( -\frac{1-\eta_{\text{el}}}{\eta_{\text{el}}} \right) + (H_{\text{trans}} + H_{\text{luft}})(T_{\text{au},h} - T_{\text{in},h}) + \dot{Q}_{\text{intern}} + \dot{Q}_{\text{solar},h} - \dot{Q}_{\text{ww},h} \right) \cdot \tau}{C_{\text{Geb}}} \quad (4.26)$$

mit:

- $T_{\text{in},h+1}$  - Innentemperatur des Hauses in Stunde  $h + 1$  in  $^{\circ}\text{C}$
- $T_{\text{in},h}$  - Innentemperatur des Hauses in Stunde  $h$  in  $^{\circ}\text{C}$
- $x_h$  - Elektrische Leistungsaufnahme des BHKW in Stunde  $h$  in W
- $\eta_{\text{el}}$  - Elektrischer Wirkungsgrad des BHKW
- $H_{\text{trans}}$  - Spezifischer Transmissionswärmeflusskoeffizient in  $\frac{\text{W}}{\text{K}}$
- $H_{\text{luft}}$  Spezifischer Transmissionswärmeflusskoeffizient für die Lüftung in  $\frac{\text{W}}{\text{K}}$
- $T_{\text{au},h}$  - Aussentemperatur in Stunde  $h$  in  $^{\circ}\text{C}$

- $\dot{Q}_{\text{intern}}$  - Wärmeleistung der internen Wärmegewinne in W
- $\dot{Q}_{\text{solar},h}$  - Wärmeleistung der solaren Wärmegewinne in Stunde  $h$  in W
- $\dot{Q}_{\text{ww},h}$  - Wärmeleistung der Warmwasserbereitung in Stunde  $h$  in W
- $C_{\text{Geb}}$  - Spezifische Wärmekapazität des Hauses in  $\frac{\text{Wh}}{\text{K}}$
- $\tau$  - Zeitkonstante, hier: 1 Stunde

Der Term  $x_h \cdot \left(-\frac{1-\eta_{\text{el}}}{\eta_{\text{el}}}\right)$  beschreibt das BHKW mit elektrischer Einspeisung in das Energieversorgungsnetz und Wärmebereitstellung für das Heizungssystem. Alles weitere beschreibt die Zu- und Abflüsse der Wärme im Gebäude. Durch Division der Gebäudekapazität werden die Wärmemengen als Temperatur ausgedrückt.

### 4.3.2. Optimierte Wärmebereitstellungssteuerung

Die optimierte Verbrauchssteuerung des BHKW wird analog zu Abschnitt 3.3 mit der MATLAB Funktion *fmincon* durchgeführt. Als Puffer zur Verschiebung des BHKW-Betriebs dient die thermische Trägheit des Gebäudes und des Warmwasserspeichers. Die Optimierung minimiert die Energiekosten jedes Tages anhand von vorhergesagten Preissignalen, die ähnlich einem „Day-Ahead“-Markt berechnet werden. Mit Hilfe von Randbedingungen wird die Primäraufgabe der Wärmebereitstellung gewährleistet. Die zu minimierende Zielfunktion (4.27) lautet:

$$\min \left[ f(x) = \sum_{h=1}^{24} (x_h \cdot \tau) \cdot \left( LMP_h - \frac{c_h}{\eta_{\text{el}} + \eta_{\text{th}}} \right) \right] \quad (4.27)$$

mit:

- $f(x)$  - Zu minimierende Kostenfunktion
- $x_h$  - Leistungsaufnahme BHKW ( $x_h$  immer negativ) in Stunde  $h$  in kW
- $LMP_h$  - Energiepreis am betrachteten Knoten in Stunde  $h$  in Euro/kWh
- $c_h$  - Brennstoffpreis des BHKW in Stunde  $h$  in Euro/kWh (hier: Preis für Gasturbinen: 0,09 Euro/kWh)
- $\eta_{\text{el}} + \eta_{\text{th}}$  - Gesamtwirkungsgrad des BHKWs (hier: 0,9)
- $\tau$  - Zeitkonstante, hier: 1 Stunde

Ein Unterschied zu den Zielfunktionen der anderen in dieser Arbeit behandelten Speichertypen liegt in der Subtraktion der BHKW-Brennstoffkosten. Hier wird davon ausgegangen, dass das BHKW mit Erdgas betrieben wird. Der Preis wird mit 0,09 Euro/kWh leicht über den Angebotspreis der Gasturbinen gesetzt, welche die teuersten Kraftwerke am Markt sind. Daher ist der Betrieb des BHKW immer mit Kosten verbunden. Ansonsten wäre es - ähnlich einem Kraftwerk unterhalb des Merit-Order-Grenzpreises - lukrativ, das BHKW mit Maximalleistung ins Netz einspeisen zu lassen, nur dass die dabei anfallende Wärme nicht in einen Kühlturm oder Fluss, sondern ins Haus geleitet würde. Dieses Verhalten wäre theoretisch möglich und mit einer weiteren Randbedingung auch beherrschbar, jedoch müssten dazu die Brennstoffkosten eines BHKWs günstiger sein als die des Grenzkraftwerks.

### Lineare Randbedingungen - Maximal zulässige Leistung bei Blockheizkraftwerken

Die linearen Randbedingungen stellen sicher, dass das Modell-BHKW maximal mit der Nennleistung der Anlage betrieben wird. Die Auslegung der Anlage richtet sich nach der tatsächlich auftretenden, thermischen Maximallast. Die Gesamtleistung des BHKWs liegt um ihren elektrischen Anteil darüber und berechnet sich nach Formel (4.28).

$$P_{\text{inst}} = P_{\text{th,max}} \cdot \left( \frac{\eta_{\text{el}}}{1 - \eta_{\text{el}}} + 1 \right) \quad (4.28)$$

mit:

- $P_{\text{inst}}$  - Installierte Leistung der Anlage in kW
- $P_{\text{th,max}}$  - Maximale thermische Leistungsnachfrage in kW
- $\eta_{\text{el}}$  - Elektrischer Wirkungsgrad des BHKW

Die lineare Randbedingung für die Optimierungsfunktion wird analog zu (4.19) mit Formel (4.29) definiert. Sie behandelt die Einspeisung in das Energieversorgungsnetz, wobei  $x$  als Leistungsnachfrage zu interpretieren und daher negativ oder maximal Null ist.

$$-P_{\text{inst}} \cdot \eta_{\text{el}} \cdot n_{\text{Fall}} \leq x_{1-24} \leq 0 \quad (4.29)$$

mit:

- $P_{\text{inst}}$  - Maximale Anlagenleistung in kW
- $\eta_{\text{el}}$  - Elektrischer Wirkungsgrad des BHKW

- $x_{1-24}$  - Leistungsaufnahme des BHKW von Stunde 1 bis 24
- $n_{\text{Fall}}$  - Anzahl der BHKWs im untersuchten Fall

Die lineare Randbedingung stellt sicher, dass der BHKW-Betrieb nur zwischen ausgeschaltet und Maximalleistung liegt.

### Nichtlineare Ungleichheitsbedingungen - Ladezustand des Wärmespeichers bei Blockheizkraftwerken

Die nichtlinearen Randbedingungen gewährleisten die Einhaltung der Temperaturgrenzen im Wärmespeicher und im Gebäude. Die Temperaturwerte für den Wärmespeicher werden nach Formel (4.30) berechnet. Die Berechnung der Innentemperatur und der Randbedingungen in der Form  $c \leq 0$  ist identisch mit der des Wärmepumpenmodells nach Formel (4.22), (4.23), (4.24) und (4.25).

$$T_{\text{ws},h+1} = T_{\text{ws},h} + \frac{\left( x_h \cdot \left( -\frac{1-\eta_{\text{el}}}{\eta_{\text{el}}} \right) - \dot{Q}_{\text{ww},h} - \dot{Q}_{\text{ex},h} \right) \tau}{C_{\text{ws}}} \quad (4.30)$$

mit:

- $T_{\text{ws},h+1}$  - Temperatur des Wärmespeichers in Stunde  $h + 1$  in °C
- $T_{\text{ws},h}$  - Temperatur des Wärmespeichers in Stunde  $h$  in °C
- $x_h$  - Elektrische Leistungsaufnahme des BHKW in Stunde  $h$  in W
- $\eta_{\text{el}}$  - Elektrischer Wirkungsgrad des BHKW
- $\dot{Q}_{\text{ex},h}$  - Austauschwärmeleistung zwischen Wasser und Innenräumen in Stunde  $h$  in W
- $\dot{Q}_{\text{ww},h}$  - Wärmeleistung der Warmwasserbereitung in Stunde  $h$  in W
- $C_{\text{ws}}$  - Spezifische Wärmekapazität des Wärmespeichers in  $\frac{\text{Wh}}{\text{K}}$
- $\tau$  - Zeitkonstante, hier: 1 Stunde

Die Austauschwärmemenge  $\dot{Q}_{\text{ex},h}$  beschreibt den Wärmefluss vom Wärmespeicher in die Innenräume, wobei dieser von der Heizungsanlage steuerbar sein muss. Eine Randbedingung für eine Maximaltemperatur der Innenräume ist nicht erforderlich. Die minimalen und maximalen Temperaturwerte werden stündlich definiert und enthalten auch hier eine Nachtabsenkung, die morgens mit einem 3-stündigen Übergang beendet wird.

### 4.3.3. Simulation

Das entwickelte BHKW-Modell wird analog zu den anderen Speichertypen auf täglicher Basis mit stündlicher Auflösung für ein Jahr im Beispielenergiesystem optimiert. Die Ergebnisse werden ebenfalls nach Kosten, integrierten Erneuerbaren Energien und CO<sub>2</sub>-Emissionen bewertet und entstehen durch Vergleich der ungesteuerten mit den optimierten BHKWs. Am Markt sind eine Vielzahl verschiedener BHKWs mit unterschiedlichen Leistungswerten, Parametern und Techniken verfügbar. Der Fokus liegt jedoch auf dem Verhalten aus Netzsicht und unterscheidet sich von daher nur in installierter Anlagenleistung und elektrischem Wirkungsgrad.

#### Simulationsparameter

Für die Simulation werden drei verschiedene BHKW-Typen simuliert. Die technischen Details rücken bei der Betrachtung in den Hintergrund und nur die für das Energieversorgungsnetz relevanten Aspekte werden modelliert. Je nach Anlagengröße und eingesetzter Technik sind elektrische Wirkungsgrade von 26 % bis zu 43 % realisierbar. Die Simulation wird daher für drei BHKWs mit verschiedenen Wirkungsgraden durchgeführt. Je höher der elektrische, desto geringer ist der thermische Wirkungsgrad, wobei der Gesamtwirkungsgrad der BHKW einheitlich bei 90 % liegen soll. In der Praxis variiert er zwar zwischen 86 % und 91 %, die Ergebnisse sollen jedoch möglichst vergleichbar sein. Für die Einsatzkosten und die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen wird angenommen, dass die BHKWs mit Erdgas befeuert werden und ähnliche Kosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen wie Gasturbinenkraftwerke haben, also 90 Euro und 600 kg pro MWh. Die installierte Anlagenleistung richtet sich, um die Anlagen untereinander vergleichbar zu machen, nach der thermischen Last des Einfamilienhauses MIWE E121. Dies führt dazu, dass das effiziente BHKW mit 43 % elektrischem Wirkungsgrad die höchste Anlagenleistung hat. Da bei den Wärmepumpen bereits der Einfluss der dreifachen Anlagenleistung ermittelt wurde, wird bei den BHKW der Einsatz eines zehnfachen Wasserspeichers in einem vierten BHKW-Typ untersucht. Die Anzahl der optimierten BHKW richtet sich wieder nach der Stadt Berlin im Jahr 2040 als Modellregion. Es sollen 20 % von den rund 142.000 Ein- und Zweifamilienhäusern in Berlin mit ansteuerbaren BHKWs ausgestattet sein. Ebenfalls werden wieder zwei Szenarien mit Jahresverbräuchen von 83 TWh und 106 TWh, im Folgenden niedriger und hoher Lastfall genannt, simuliert.

Tabelle 4.11.: Unterschiedene Blockheizkraftwerke mit Wasserspeichergröße

Typ	BHKW	$\eta_{el}$	$\eta_{ges}$	$P_{max}$ elektrisch in kW	Wasserspei- cher in l
1	Uneff. BHKW	0,26	0,9	20	1000
2	Reguläres BHKW	0,35	0,9	23,2	1000
3	Effizientes BHKW	0,43	0,9	27,2	1000
4	Reguläres BHKW mit großem Speicher	0,33	0,9	23,2	10000

#### 4.3.4. Ergebnisse

Die Ergebnisberechnung verläuft äquivalent wie bei Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen aus den vorangegangenen Abschnitten 3.4.2 und 4.2.4 ab. Anhand von vorläufigen „Day-Ahead“-Nodalpreisen einer optimalen Leistungsflussberechnung optimieren die BHKW ihr Einspeiseprofil. Die abschließende optimierte Leistungs-berechnung wird mit der vorherigen verglichen und es werden Aussagen zu Kosten, integrierten Erneuerbaren Energien und CO<sub>2</sub>-Emissionen getroffen. Abbildung 4.15 verdeutlicht den Ablauf.

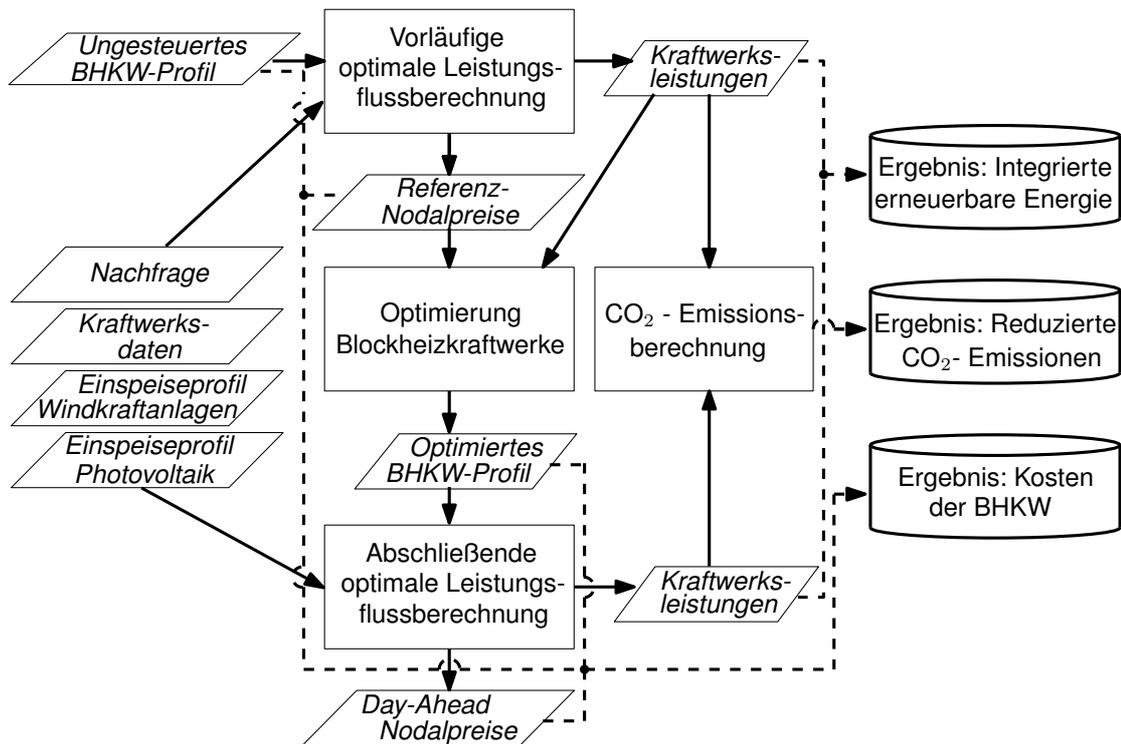


Abbildung 4.15.: Ablauf der Ergebnisberechnung der BHKW

### Optimiertes Blockheizkraftwerk-Erzeugungsprofil

In Abbildung 4.16 sind die Leistungen und Speicherzustände der BHKW des Typs 1 am Tag mit den höchsten Kosteneinsparungen dargestellt. Im obersten Verlauf ist die Leistungsaufnahme aus dem Netz mit dicken blauen und die Leistungsabgabe aus dem Wasserspeicher in die Innenräume mit dünnen roten Balken dargestellt. Da die BHKW elektrische Leistung in das Netz einspeisen, ist ihre Leistungsaufnahme aus dem Netz per Definition negativ. An den konstant hohen Leistungen erkennt man, dass es sich um einen kalten Tag handelt. Besonders ausgeprägt sind die drei Stunden von 3:00 bis 6:00 Uhr, in denen die Innentemperatur aus der Nachtabsenkung auf die Tagesmindesttemperatur gesteigert wird. Der Zeitraum zum Verlassen der Nachtabsenkung wurde zu drei Stunden gewählt, damit die Leistungsspitze geringer ist und so die installierte thermische Leistung der BHKW geringer ausgeführt werden kann, was sich näher an der Praxis orientiert. Eine Aufheizung um  $1^\circ\text{C}$  innerhalb einer Stunde würde aufgrund der hohen Kapazität des Gebäudes eine sehr hohe und damit im konventionellen Betrieb unwirtschaftliche Anlagenleistung der BHKW erfordern. Ab 20:00 Uhr beginnt die Nachtabsenkung und das BHKW kann den Betrieb einstellen. Die Zeitspanne, in der das Haus

ohne BHKW-Betrieb auskommt, hängt von der Außentemperatur, der gewählten Nachtmindesttemperatur sowie der Kapazität des Gebäudes ab.

Im Verlauf unter den ungesteuerten Leistungen sind die Temperaturen in den Innenräumen und dem Wasserspeicher mit ihren Grenzen angegeben. Die obere Grenze der Innentemperatur ist, im Gegensatz zu den später behandelten Klimageräten, bei der BHKW-Betrachtung jedoch nicht aktiv und kann an warmen Sommertagen überschritten werden. Der ungesteuerte Betrieb hält beide Grenzen an ihrer unteren Schwelle ein und reduziert somit die Transmissionsverluste auf ein Minimum.

Im dritten Verlauf sind die vorläufigen „Day-Ahead“ Spot-Preise zu sehen, wie sie im Energiesystem mit den ungesteuerten BHKW berechnet wurden. Bis 14:00 Uhr setzen Braunkohlekraftwerke den Grenzpreis, während von 14:00 bis 21:00 Uhr Windkraftanlagen wegen Nachfragemangel gedrosselt werden müssen und so das Grenzkraftwerk darstellen.

Die optimierten elektrischen Leistungsflüsse zwischen BHKW und Netz in blau und die thermischen Leistungsflüsse zwischen Wasserspeicher und Innenräumen in rot sind im vierten Diagramm zu sehen. Die Leistungsabgabe in das Netz findet ausschließlich in Stunden mit hohen Preisen statt. Von 14:00 bis 21:00 Uhr, also in den Stunden, in denen Windkraftanlagen gedrosselt werden müssen, speisen die BHKW nicht in das Netz ein. Die kalten Außentemperaturen machen einen erneuten Betrieb in den letzten beiden Stunden des Tages erforderlich.

Im untersten Verlauf sind die Temperaturen in den Innenräumen und dem Wasserspeicher bei optimierter Betriebsweise zu sehen. In den ersten zwei Stunden wird der Wasserspeicher auf seine Maximaltemperatur aufgeheizt. Von 8:00 Uhr bis 14:00 Uhr wird zusätzlich die Innentemperatur erhöht, um die dortige Speicherkapazität zu nutzen. Die maximale Innentemperatur um 14:00 Uhr reicht aus, um in den nächsten acht Stunden den BHKW-Betrieb einzustellen. Dabei sinkt die Innentemperatur aufgrund von Transmissions- und Lüftungswärmeverlusten und gleichzeitig die Wassertemperatur durch die Entnahme von warmem Brauchwasser. Um 19:00 Uhr wird die sich im Wasserspeicher befindliche Wärme auf die Innenräume übertragen, was um 20:00 Uhr zum Erreichen der Mindestinnentemperatur notwendig ist. Ab 20:00 Uhr beginnt die Nachtabsenkung und die Innentemperatur kann weiter absinken ohne die Temperaturgrenzen zu verletzen.

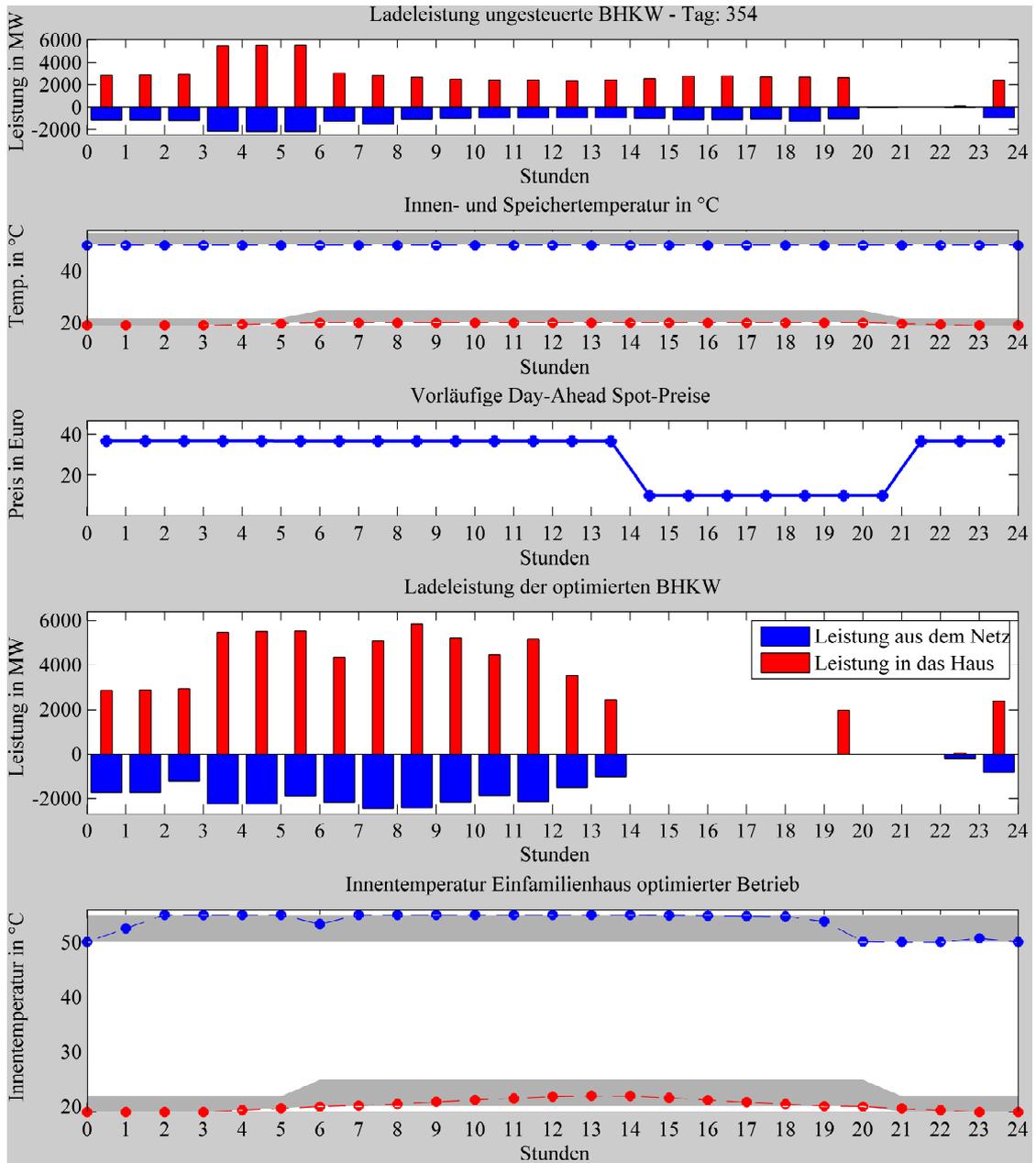


Abbildung 4.16.: Ungesteuertes und optimiertes BHKW-Einspeiseprofil mit Randbedingungen - Typ 1

### Kostenreduktion bei Blockheizkraftwerken

In Abbildung 4.17 sind die ungesteuerten und optimierten Kosten der BHKW-Typen 1 und 3 kumulativ über das Jahr aufgezeichnet. Die prozentualen Angaben sind auf die ungesteuerten Kosten des Typ 1 normiert. Zusätzlich ist für Typ 1 noch der hohe Lastfall abgebildet, um dessen Einfluss aufzuzeigen.

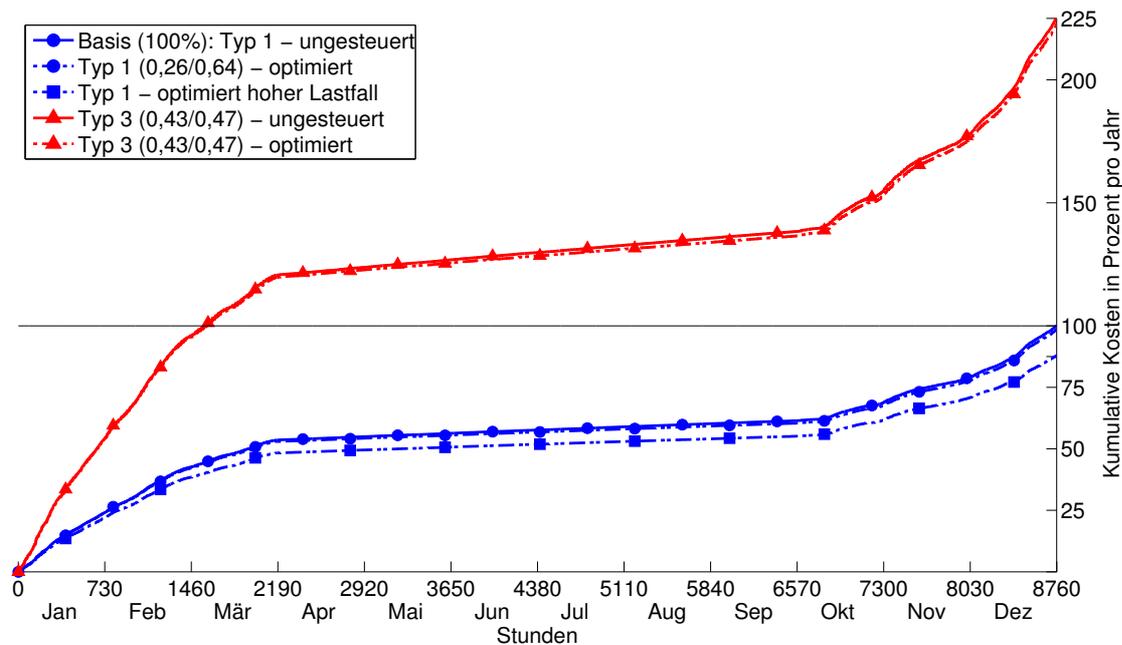


Abbildung 4.17.: Ungesteuerte und optimierte Energiekosten der BHKW Typen 1 und 3

Ausgehend vom ungesteuerten Verlauf des Typs 1, der bei 100 % am Ende des Jahres liegt, erkennt man den optimierten Verlauf direkt darunter nur schwer. Gleiches gilt für den ungesteuerten und optimierten Verlauf von Typ 3, die zwar mit 225,2 % sehr deutlich über Typ 1 liegen, sich untereinander aber kaum unterscheiden. Tatsächlich sind die Kosteneinsparungen bei Typ 1 mit 1,54 % und Typ 3 mit 1,23 % minimal. Dieser Umstand ist den relativ hohen Brennstoffkosten der BHKW geschuldet. Bei einem mit Erdgas oder Heizöl befeuerten BHKW mit einem Gesamtwirkungsgrad von 90 % liegen die Kosten pro erzeugter elektrischer Kilowattstunde bei 10 Cent. Im Energiesystem der Zukunft werden häufig Erneuerbare Kraftwerke, die günstiger als Braunkohlekraftwerke anbieten, den Grenzpreis bestimmen. Die Erzeugungskosten für eine elektrische Kilowattstunde liegen dann oft unterhalb von 3,6 Cent, in dieser Arbeit wird für Erneuerbare 1 Cent pro kWh angenommen. Der von den BHKWs eingespeiste Strom ist wirtschaftlich

nicht konkurrenzfähig. Daher ist der Preis von Typ 3 beim 2,25-fachen des Typs 1, da der elektrische Wirkungsgrad mit 0,43 fast doppelt so hoch ist. Der Grund für die geringen Einsparungen liegt an der viel kleineren Preisdifferenz, die die Optimierung nutzen kann. Verschiebt sich eine Last von einer Stunde mit Braunkohlegrenzpreis (3,6 Cent) in eine Stunde mit Wind- oder Photovoltaikgrenzpreis (1 Cent), können die Kosten in dieser Stunde um 72,2% gesenkt werden. Wird die Einspeisung eines BHKW von einer Stunde mit einem Grenzpreis von einem Cent in eine Stunde mit 3,6 Cent Grenzpreis verschoben, beträgt die Kosteneinsparung nur 28,9%. Ein Beispiel soll dies verdeutlichen: Eine Wärmepumpe, die 3 kWh verschieben kann, hat 5 kWh Nachfrage in Stunde 1 und in Stunde 2. Der Preis in Stunde 1 wird von Erneuerbaren zu 10 Cent pro Kilowattstunde gesetzt, in Stunde 2 bildet ein Braunkohlekraftwerk mit 35 Cent/kWh das Grenzkraftwerk. Die Wärmepumpe verschiebt die 3 kWh aus Stunde 2 in Stunde 1, heizt also vor und zahlt für die aufgenommenen 10 kWh 1,50 €, 8 kWh zu 10 Cent und 2 kWh zu 35 Cent. Die Einsparung beträgt  $2,25 \text{ €} - 1,50 \text{ €} = 75 \text{ Cent}$ , was 33,3% der ungesteuerten Kosten ausmacht. Das BHKW hingegen speist in jeder Stunde ungesteuert 5 kWh ein, was mit Betriebskosten von 90 Cent pro kWh verbunden ist, denn es wird primär die thermische Energie benötigt. Es verschiebt die 3 kWh nun von Stunde 1 in Stunde 2, da dort der Verdienst höher ausfällt, dazu muss das Gebäude natürlich in Stunde 1 ausreichend aufgeheizt sein, um auf einen Teil des Betriebs des BHKWs verzichten zu können. Die Energiekosten im ungesteuerten Fall betragen:  $5 \cdot (90 \text{ €} - 10 \text{ €}) + 5 \cdot (90 \text{ €} - 35 \text{ €}) = 6,75 \text{ €}$ . Im optimierten Fall:  $2 \cdot (90 \text{ €} - 10 \text{ €}) + 8 \cdot (90 \text{ €} - 35 \text{ €}) = 6 \text{ €}$ . Die Einsparungen betragen beim BHKW damit 75 Cent oder 11,1% der Kosten des ungesteuerten Falls. Wären die Kosten im Energiesystem insgesamt hoch, würden sich die Ergebnisse umkehren und das BHKW hätte die höheren Einsparungen.

Der Verlauf des Typ 1 im hohen Lastfall zeigt, dass die Kosten geringer werden je höher die Preise im Energiesystem sind. Die Einsparungen zu den Kosten des ungesteuerten Betriebs sind in Abbildung 4.17 jedoch nicht ersichtlich, da die Kosten des optimierten Typ 1 im HLF auf die ungesteuerten des NLFs normiert wurden. Sie liegen mit 2,46% deutlich über denen des NLF. Da auch der Mehrverbrauch fast beim Doppelten des NLF liegt, kann davon ausgegangen werden, dass die BHKW im HLF deutlich öfter ihre Einspeisung verschieben. Es gab also häufiger lohnende Preisdifferenzen. Während im NLF an Tagen mit hoher Einspeisung aus Erneuerbaren wenn überhaupt nur wenige Stunden konventionelle Kraftwerke mit geringen Leistungen benötigt werden, ist dies im HLF häufiger der Fall. Die BHKW verschieben bei diesen Gegebenheiten grössere Mengen ihrer Einspeisung in die Stunden, in denen konventionelle Kraftwerke den Grenzpreis setzen.

Die Kostenverläufe der Typen 2 und 4, die sich nur durch den Wasserinhalt des Speichers unterscheiden, werden in Abbildung 4.18 gezeigt.

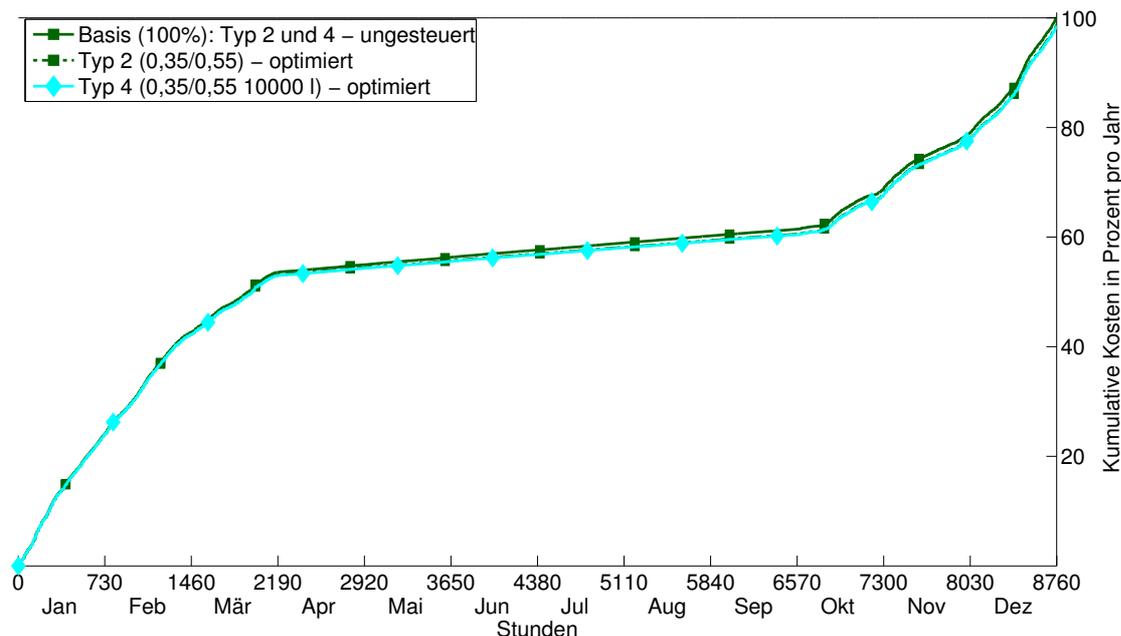


Abbildung 4.18.: Ungesteuerte und optimierte Energiekosten der BHKW-Typen 2 und 4

Die optimierten Verläufe der Typen 2 und 4 sind optisch kaum voneinander zu unterscheiden. Einsparungen von 1,41 % beim Typ 2 stehen Einsparungen von 1,62 % beim Typ 4 gegenüber. Die Verzehnfachung des Wasserspeichers von 1000 auf 10000 Liter hat die Einsparungen nur um 0,21 % erhöht.

In Tabelle 4.12 finden sich die Werte der Kosteneinsparungsergebnisse für jeden Typ. Zusätzlich ist der Mehrverbrauch jedes optimierten Typs in Prozent zu seinem ungesteuerten Verbrauch enthalten. Er entsteht, wenn die Optimierung die Innentemperatur über ihren Minimalwert anhebt, um die Speicherkapazität des Gebäudes zu nutzen. Während er bei Typ 1, 2 und 3 ungefähr gleich ist, hat Typ 4 überhaupt keinen Mehrverbrauch. Dies liegt an der hohen Speicherkapazität des Wasserspeichers, welche immer ausreicht hat, die zu verschiebende Energiemenge zu speichern ohne auf die verlustbehaftete Speicherkapazität des Gebäudes zurückgreifen zu müssen. Dies lässt auch den Schluss zu, dass ein um 9000 Liter größerer Wasserspeicher ohne Veränderung der Anlagenleistung überdimensioniert ist und nicht ausgenutzt wird. Wie wenig Vorteile er bringt ist aus dem Zugewinn der Kosteneinsparungen von nur 0,21 % zum BHKW mit 1000 Liter Wasserspeicher zu sehen. Im HLF zeigt Tabelle 4.12, dass die Einsparungen gegenüber des ungesteuerten Betriebs höher sind als im NLF, während der fast doppelte Mehr-

verbrauch darauf schließen lässt, dass mehr Verschiebung stattgefunden hat. Dies liegt wie bereits erwähnt an Situationen, in denen konventionelle Kraftwerke wenige Stunden am Tag benötigt werden, was im HLF häufiger auftritt. Im NLF gibt es dagegen häufiger Tage, an denen die Erneuerbaren den ganzen Tag über die benötigte Leistung bereitstellen können.

Tabelle 4.12.: Übersichtstabelle der Kostenreduktionen der BHKW

Typ	Anmerkung	Kosten ungesteuert (Basis: Typ 1)	Einsparun- gen optimiert	Mehr- ver- brauch
1	$\eta_{el} = 0,26,$ $\eta_{th} = 0,64$	100 %	1,54 %	0,173 %
2	$\eta_{el} = 0,35,$ $\eta_{th} = 0,55$	156,6 %	1,41 %	0,172 %
3	$\eta_{el} = 0,43,$ $\eta_{th} = 0,47$	225,2 %	1,23 %	0,167 %
4	$\eta_{el} = 0,35,$ $\eta_{th} = 0,55$ und 10000 l	156,6 %	1,62 %	0 %
1	hoher Lastfall	90 %	2,46 %	0,308 %

Die geringen Einsparpotentiale bei Verschiebung der elektrischen Einspeisung aus Blockheizkraftwerken machen deutlich, dass zur Anreizsetzung eine andere Verfahrensweise als bei thermischen Anlagen, die im Netz als Verbraucher auftreten, benötigt wird.

Um den Umstand der Preisrückwirkung vieler optimierter Anlagen aus den Ergebnis herauszunehmen, soll in einer Detailuntersuchung das Energiesystem mit nur einem BHKW optimiert werden, wobei dabei keine Preisrückwirkung zu erwarten ist. Ein weiterer Aspekt, der mit in die Untersuchung aufgenommen werden soll, ist der Verzicht auf die Nachtabsenkung, da es durch diese zu einer Einschränkung der Flexibilität des BHKWs kommt. So führt die Nachtabsenkung dazu, dass die BHKW in den Morgenstunden eine hohe Einspeisung leisten müssen, um das Gebäude auszuheizen, während sie in den Abendstunden nicht mehr einspeisen, da sich das Gebäude abkühlt. Abbildung 4.19 zeigt die Ergebnisse der Detailuntersuchung, wobei durch die geringen Unterschiede der Werte der Ausschnitt der letzten 260 Stunden des Jahres gewählt wurde.

Die Verkleinerung des Ausschnitts von 8760 auf 260 Stunden lässt die Beobachtung der Nachtabsenkung in den Verläufen zu. Die Optimierung der Einzelanlage führt zu etwa 25 % höheren Einsparungen im Vergleich zur Optimierung mit 28.400

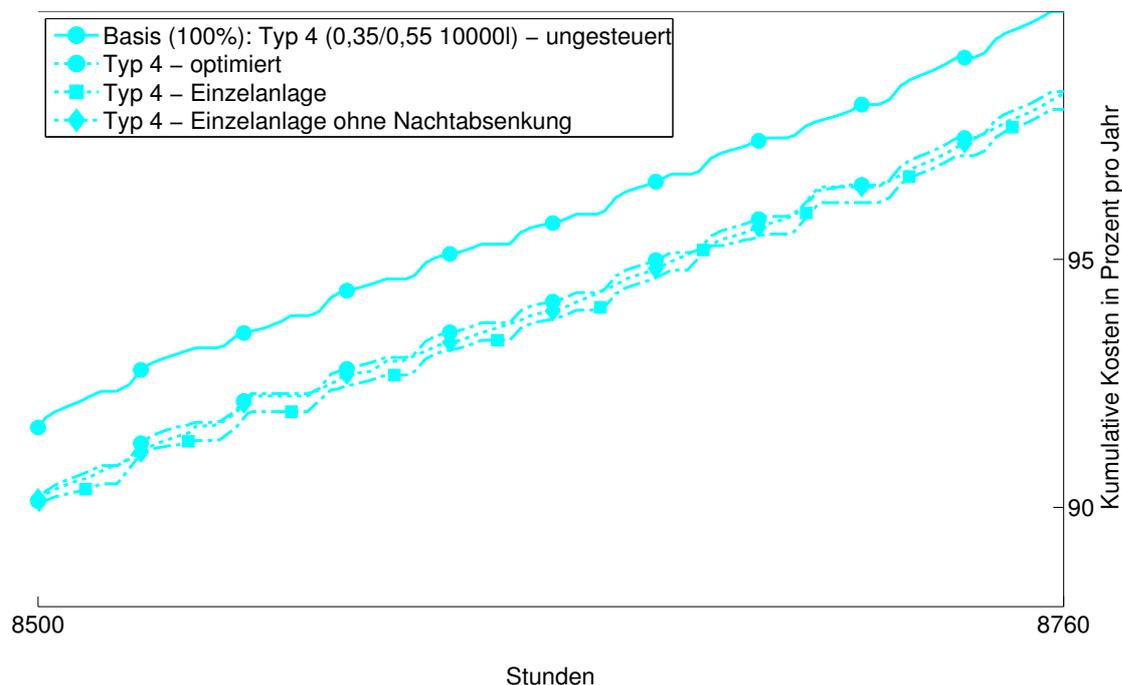


Abbildung 4.19.: Detaillierte Betrachtung des BHKW Typs 4

Anlagen. Der Verzicht auf die Nachtabsenkung hat einen negativen Effekt, anders als bei der Detailuntersuchung der Wärmepumpen. Die höheren Transmissionsverluste während der Nachtstunden können nicht durch den Flexibilitätsgewinn ausgeglichen werden. Würden sich die Einsparungen beim Simulationsfall ohne Nachtabsenkung auf die eigenen Kosten im ungesteuerten Fall beziehen, erreichen die Einsparungen 2,99 %, eine Verbesserung durch den Flexibilitätsgewinn ist also durchaus vorhanden. Jedoch liegen die ungesteuerten Kosten höher, da durch den Verzicht auf Nachtabsenkung auch höheren Transmissionsverluste einhergehen, die das BHKW bedienen muss. Aus diesem Grund sind die Einsparungen auf die Kosten des ungesteuerten Falls der Einzelanlagenuntersuchung mit Nachtabsenkung bezogen. Es zeigt sich, dass sich die Einsparung um 0,35 Prozentpunkte verschlechtert, weshalb festgehalten werden kann, dass der Flexibilitätsgewinn durch die insgesamt höheren Kosten mehr als kompensiert wird. Dieser Effekt wird sich bei Erhöhung der Anlagenleistung verändern, da die Erhöhung mit einer Steigerung der Flexibilität einhergeht. Die Kostenbetrachtung in Tabelle 4.13 stellt abschließend die Werte der detaillierten Untersuchung dar.

Tabelle 4.13.: Übersichtstabelle der Kostenreduktionen: Detailbetrachtung BHKW Typ 4

Anmerkung	Kosten optimiert (Basis: Typ 4 ungesteuert)	Einsparungen
28.400 Stück	98,38 %	1,6216 %
Einzelanlage	98,02 %	1,9765 %
Einzelanlage ohne Nachtabsenkung	98,38 %	1,6221 %

### Integration Erneuerbarer Energie durch Blockheizkraftwerke

Integration Erneuerbarer Energie findet immer dann statt, wenn durch die Verschiebung Nachfrage in Stunden geschaffen werden kann, in denen die Erneuerbaren gedrosselt werden müssen. Im Beispiel der BHKW bedeutet dies, dass sie in diesen Stunden möglichst nicht in Betrieb sind und ihren thermischen Speicher vorher gefüllt haben sollten. Abbildung 4.20 zeigt die Verläufe der integrierten Erneuerbaren durch die Einspeiseverschiebung aller vier behandelten Typen sowie für Typ 3 im HLF.

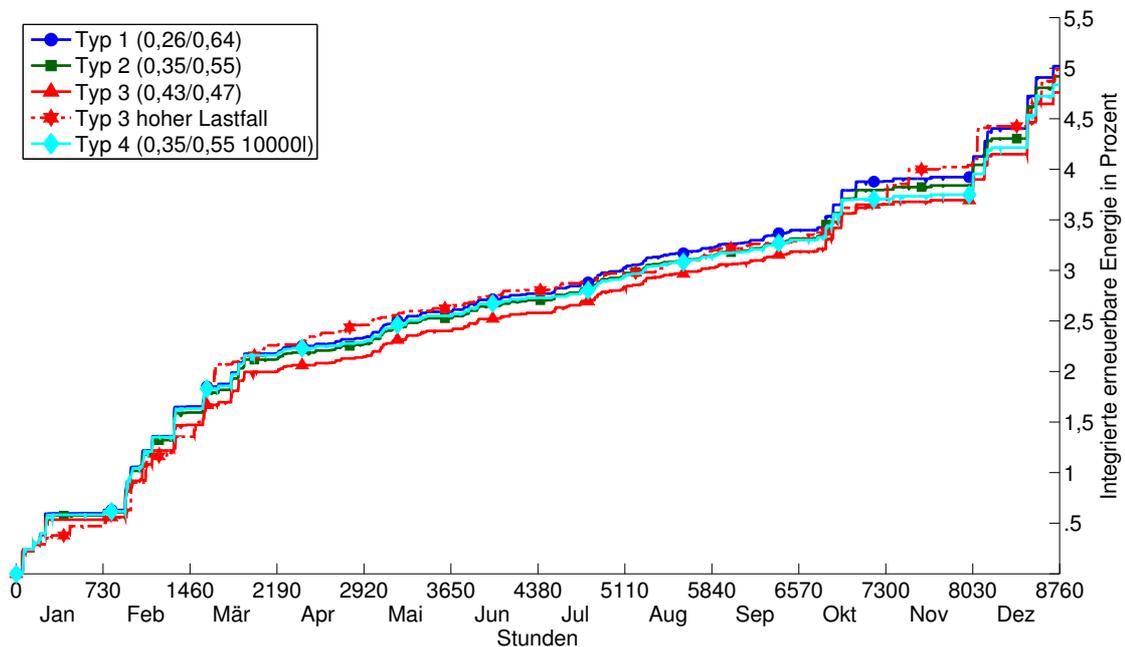


Abbildung 4.20.: Integrierte Erneuerbare Energie durch optimierte BHKW

Das Profil aller Typen hat eine ähnliche Form, unterscheidet sich aber von dem

der Wärmepumpen, da die BHKW genau in den entgegengesetzten Verhältnissen Erneuerbare integrieren. Werden in den ersten Stunden des Tages Erneuerbare abgeschaltet, laufen die Wärmepumpen mit voller Leistung, um die Anhebung aus der Nachtabsenkung schon früher zu bewerkstelligen, während die BHKW ihren Betrieb einstellen sollten, was jedoch durch die hohe thermische Nachfrage in dieser Zeit ihre Randbedingungen verletzen würde. Müssen die Erneuerbaren im Gegensatz dazu in den Abendstunden gedrosselt werden, können die BHKW ihre Speicher vorher füllen und den Betrieb frühzeitig einstellen, während der Betrieb der Wärmepumpen gerade dort stattfinden sollte, dies aber aufgrund der geringen thermischen Nachfrage nicht im gewünschten Umfang möglich ist.

Der Typ 1 mit dem geringsten elektrischen Wirkungsgrad integriert, bezogen auf die während des Jahres eingespeiste Energie, am meisten Erneuerbare. Danach kommt Typ 4 mit dem mittleren elektrischen Wirkungsgrad und dem großen Wasserspeicher, gefolgt von seinem Äquivalent mit normalem Wasserspeicher, Typ 2. Typ 3 integriert im HLF mehr Erneuerbare als im NLF, was weder bei Wärmepumpen noch bei Elektrofahrzeugen der Fall war. Eine Analyse erfolgt im übernächsten Absatz. Die absoluten Zahlen, die in Tabelle 4.16 angegeben werden, drehen den ersten und den letzten Platz, wie schon bei den Wärmepumpen, um. Da die elektrische Leistung des Typs 3 sehr hoch ist, integriert er auch die meiste erneuerbare Energie. In Jahressumme entspricht die eingespeiste elektrische Energie des Typs 1 nur 60 % der des Typs 4. Entsprechend gering fällt auch die absolute Zahl integrierter Megawattstunden aus Erneuerbaren aus.

Insgesamt werden weniger Erneuerbare integriert als bei den Wärmepumpen. Die Ursache dafür ist dem Umstand der Einspeisung geschuldet. Während Wärmepumpen ihren Betrieb in niedrigpreisigen Stunden signifikant erhöhen können, haben BHKW diese Möglichkeit nicht. Sie können lediglich ihre Einspeisung verhindern, die sie im ungesteuerten Betrieb geleistet hätten, um Erneuerbare zu integrieren. Eine Betrachtung der zehn Tage mit den höchsten Integrationswerten zeigt, dass diese alle die gleiche Charakteristik aufweisen: Die ersten drei bis fünf Stunden des Tages haben ein Braunkohlekraftwerk, das den Grenzpreis setzt und in den restlichen Stunden müssen Erneuerbare gedrosselt werden. Dies ist eher eine Sommercharakteristik, wo die thermische Nachfrage sehr gering ist. Bei den erwähnten Tagen handelt es sich ausschließlich um Wintertage, die diese im Winter seltene Charakteristik erfüllen.

Im Sommer können BHKWs mit ihrer speziellen Charakteristik im Verhältnis zum Winter mehr integrieren als Wärmepumpen. Beide haben in dieser Zeit nur einen geringen thermischen Bedarf, gleichzeitig werden sehr häufig Erneuerbare gedrosselt, insbesondere zur Mittagszeit, da viel Energie aus Photovoltaikanlagen zur Verfügung steht. In den frühen Stunden des Tages gibt es häufiger konventionelle

Grenzkraftwerke. Die Wärmepumpen müssen die Warmwasserspitze zum morgendlichen Duschen versorgen und können ihre Nachfrage nicht in eine spätere Stunde verschieben. Die BHKWs hingegen füllen am Anfang des Tages ihren Warmwasserspeicher und entlasten dabei die Braunkohlekraftwerke. In den restlichen Stunden können Sie ihren Betrieb einstellen und die Erneuerbaren müssen weniger stark gedrosselt werden. Ein zweiter Aspekt in der Sommerperiode sind die Tage, an denen nur an wenigen Stunden keine Drosselung Erneuerbarer stattfindet. Die Wärmepumpen können dann nur sehr geringe Mengen integrieren, nämlich nur so viel wie sie in diesen wenigen Stunden im ungesteuerten Fall aufgenommen hätten. Die BHKWs hingegen können ihren Tagesbedarf an thermischer Energie gezielt in den wenigen Stunden mit Braunkohlegrenzkraftwerken in den Speicher laden und durch ihre Einspeisung diese entlasten bzw. ersetzen. Im Winter ist es genau umgekehrt: Da die Erneuerbaren vornehmlich in den Nachtstunden gedrosselt werden müssen, können die Wärmepumpen ihre Speicher in den frühen Stunden des Tages mit voller Leistung füllen. Der Betrieb der BHKW hingegen sollte besser verschoben werden, was aufgrund des hohen thermischen Bedarfs in den Morgenstunden (Verlassen der Nachtabstimmung, Warmwasser für das morgendliche Duschen) nicht möglich ist.

Ein Vergleich des hohen mit dem niedrigen Lastfall offenbart eine weitere Besonderheit der BHKW. Während bei den Wärmepumpen die Integration Erneuerbarer im HLF geringer ist als im NLF, können die BHKW im HLF sogar mehr Erneuerbare integrieren. Eine detaillierte Analyse der Simulationsergebnisse des HLFs zeigt den Grund dafür auf. Untersucht man die drei Tage, in denen die Differenz aus Integration im HLF und Integration im NLF am höchsten ist, ergibt sich in allen Fällen die gleiche Charakteristik. Abbildung 4.21 zeigt den Verlauf im NLF. Wie bereits erwähnt sind die Sommertage für die Verschiebung mit BHKW insgesamt günstig, es gibt aber insbesondere im NLF häufiger Tage, in denen die Erneuerbaren den ganzen Tag über gedrosselt werden müssen. Nachts ist mehr Windenergie im Netz vorhanden als die ohnehin schon geringe Nachfrage, und tagsüber steigt zwar die Nachfrage, gleichzeitig herrscht aber ein Überangebot aus PV-Anlagen. Im HLF kommt es hingegen seltener zu den ganztägig gleichen Grenzpreisen, da hier die Nachfrage insgesamt höher ist, so dass zumindest nachts die Nachfrage die Windenergieeinspeisung übersteigt. Das sich im HLF dann einstellende Profil ist für die BHKW, wie bereits dargelegt, günstig.

Tabelle 4.14 gibt die Integrationswerte erneuerbarer Energie und die Summe der während des Jahres eingespeisten Energie an.

Tabelle 4.14.: Übersichtstabelle der Integration Erneuerbarer durch BHKW

Typ	Anmerkung	Int. Erneuerbarer	Jahresenergienachfr. ungest.	Int. Erneuerbarer absolut
1	$\eta_{el} = 0,26,$ $\eta_{th} = 0,64$	5,03 %	-4495,4 kWh	226,1 kWh
2	$\eta_{el} = 0,35,$ $\eta_{th} = 0,55$	4,93 %	-7041,7 kWh	347,0 kWh
3	$\eta_{el} = 0,43,$ $\eta_{th} = 0,47$	4,77 %	-10123,8 kWh	482,7 kWh
4	$\eta_{el} = 0,35,$ $\eta_{th} = 0,55$ und 10000 l	4,84 %	-7041,7 kWh	340,5 kWh
1	hoher Lastfall	5,36 %	-4495,4 kWh	240,9 kWh

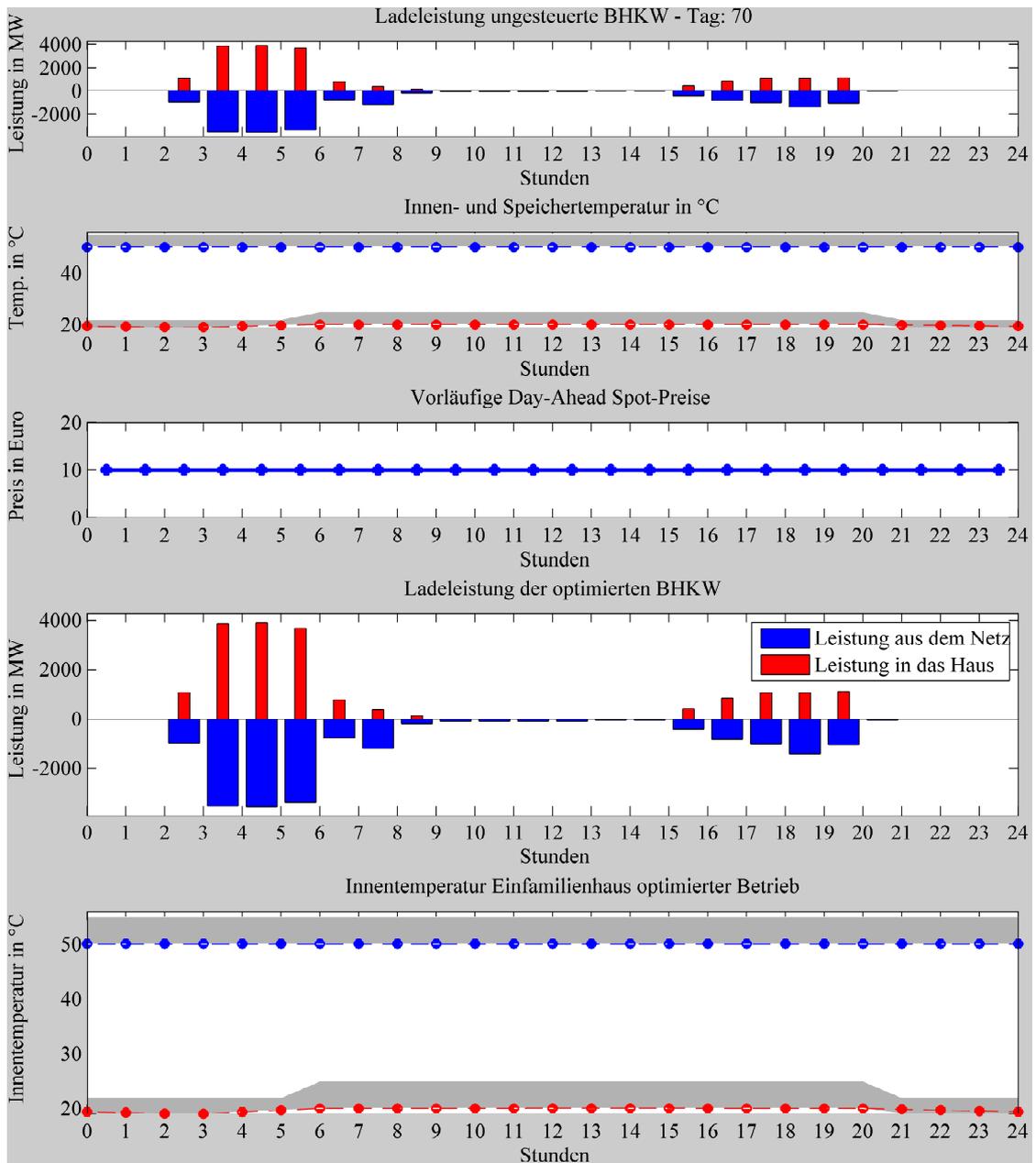


Abbildung 4.21.: Detailanalyse: Integrierte erneuerbare Energie durch optimierten BHKW Betrieb Typ 3 - NLF

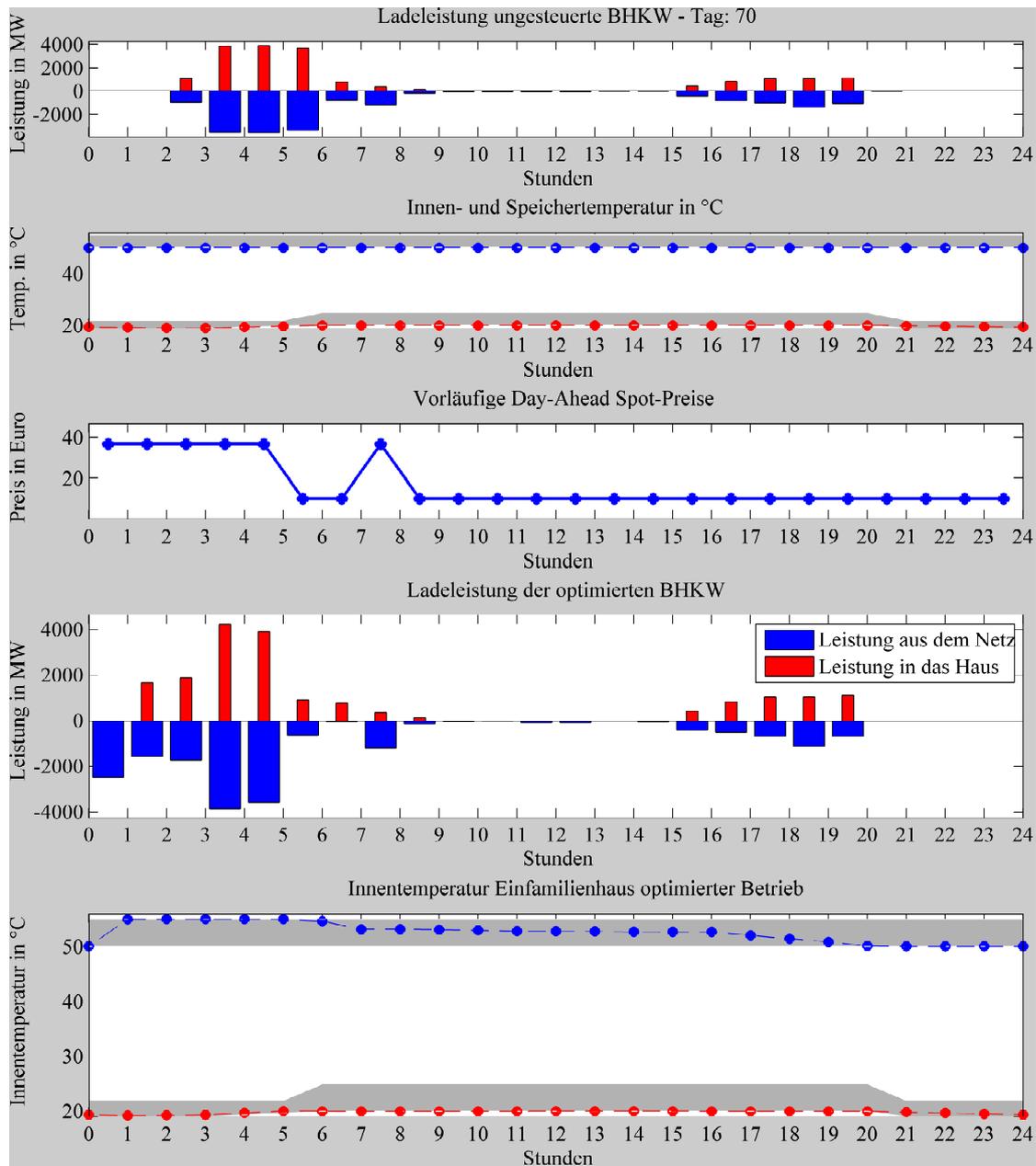


Abbildung 4.22.: Detailanalyse: Integrierte erneuerbare Energie durch optimierten BHKW Betrieb Typ 3 - **HLF**

### CO<sub>2</sub>-Emissionsreduzierung durch Blockheizkraftwerke

Um den Betrieb der BHKW abzuschätzen, wurde bereits die Annahme getroffen, dass es sich beim Brennstoff um Erdgas handelt. Die Gewinnung einer thermischen Megawattstunde aus Erdgas ist mit 220 kg CO<sub>2</sub>-Emissionen verbunden. Der elektrische Wirkungsgrad beschreibt, wie viel von dieser thermischen Energie in elektrische Energie umgewandelt werden kann. Bei der Einspeisung einer elektrischen Megawattstunde emittierten die BHKW demnach  $\frac{220}{\eta_{el}}$  kg CO<sub>2</sub>. Dies führt bei Typ 1 zu 777 kg, bei Typ 2 und 4 zu 577 kg und bei Typ 3 zu 470 kg spezifischen Emissionen pro eingespeister Megawattstunde. Durch die Einspeiseverschiebung im optimierten Fall verändern sich die geplanten Kraftwerkseinsätze und führen zu anderen CO<sub>2</sub>-Emissionen als bei ungesteuertem Betrieb. In Abbildung 4.23 werden diese Einsparungen in Prozent bezogen auf die von den BHKW emittierten CO<sub>2</sub>-Emissionen dargestellt.

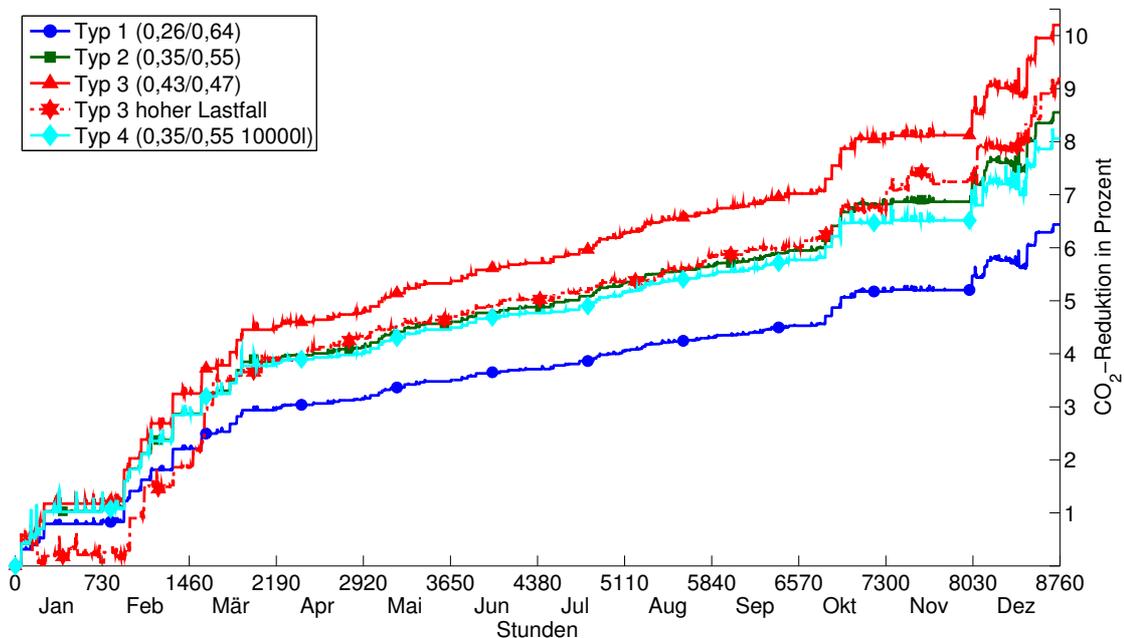


Abbildung 4.23.: CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion durch optimierte BHKW

Die Verläufe bewegen sich für alle Typen im NLF im Bereich von 5,8 bis 10,2 Prozent. Die Emissionsreduktion ist die Differenz zwischen stündlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen des Energiesystems mit ungesteuertem Betrieb der BHKW und den CO<sub>2</sub>-Emissionen des Energiesystems mit optimiertem Betrieb der BHKW. Die ausgeprägten Spitzen entstehen, wenn hohe Leistungen im optimierten Fall in einzelnen Stunden eingespeist werden und die thermischen Speicher laden. Durch die Substitution

der konventionellen Kraftwerke in diesen Stunden ergibt sich eine hohe Reduktion, die aber in den folgenden Stunden gleich wieder abgebaut wird, da dort dann kein BHKW-Betrieb mehr stattfindet. Die Spitzen treten bei allen Typen auf, am ausgeprägtesten bei Typ 3, da hier durch den geringsten thermischen Wirkungsgrad hohe elektrische Leistungen mit dem Netz ausgetauscht werden. Im Sommer, wenn die thermische Nachfrage gering ist, sind die Spitzen bei allen Typen weniger ausgeprägt. Die geringsten Einsparungen im NLF von 6,44 % ergeben sich bei Typ 1, da hier recht hohen  $\text{CO}_2$ -Emissionen wenig elektrische Leistung und damit Verschiebungspotential gegenübersteht. Typ 2 hat mit 8,55 % höhere Einsparungen, wobei der äquivalente Typ 4 mit großem Wasserspeicher mit einer Reduktion um 8,06 % leicht darunter liegt. Dieser Effekt ist dem verlustlosen Speichern im großen Wasserspeicher geschuldet. Der Preisunterschied zwischen Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken ist sehr gering. Daher lohnt es sich für die anderen BHKW Typen aufgrund der höheren Transmissionsverluste nicht, das Haus in den Stunden, in denen Steinkohlekraftwerke den Grenzpreis bilden, über das Minimum aufzuheizen. Typ 4 kann den Betrieb in diesen Stunden jedoch maximieren und nur den verlustlosen Wasserspeicher füllen. Die eingespeisten kWh ersetzen dann die im Vergleich zur Braunkohle mit niedrigeren spezifischen Emissionen verbundenen Steinkohlekraftwerke. Daher werden weniger Emissionen eingespart, als wenn Braunkohlekraftwerke substituiert werden. Typ 3 mit seinem hohen elektrischen Wirkungsgrad hat die höchsten Einsparungen von 10,20 %. Die absoluten  $\text{CO}_2$ -Emissionsreduktionen haben bei den BHKW die selbe Rangfolge wie die prozentualen, im Gegensatz zur Integration Erneuerbarer. Die Ursache liegt in den unterschiedlichen spezifischen  $\text{CO}_2$ -Emissionen. Während bei der Integration Typ 1 absolut gesehen nur wenig Erneuerbare integriert hat, war der prozentuale Anteil am höchsten, da nur wenig Energie insgesamt ins Netz eingespeist wurde. Bei den  $\text{CO}_2$ -Emissionen hat Typ 1 den höchsten Wert von 777 kg pro Megawattstunde. Es können durch die geringeren elektrischen Energieeinspeisungen ins Netz nur wenig  $\text{CO}_2$ -Emissionen reduziert werden, die Ungesteuerten sind hier aber größer als bei den anderen Typen.

Die höchste  $\text{CO}_2$ -Emissionsreduktionen erreicht Typ 3 im HLF, was wie bei der Integration Erneuerbarer an den günstigeren Preisprofilen liegt. Der größere Effekt bei den  $\text{CO}_2$ -Emissionen im Vergleich zur Integration kommt bei Typ 3 durch die geringen Eigenemissionen dank des hohen elektrischen Wirkungsgrades. Tabelle 4.15 listet die Ergebnisse auf.

Tabelle 4.15.: Übersichtstabelle der CO<sub>2</sub>-Einsparungen durch BHKW

Typ	Anmerkung	CO <sub>2</sub> -Einsparungen	Jahresem. ungest.	CO <sub>2</sub> -Einsparungen absolut
1	$\eta_{el} = 0,26,$ $\eta_{th} = 0,64$	6,44 %	3492,6 kg	224,9 kg
2	$\eta_{el} = 0,35,$ $\eta_{th} = 0,55$	8,55 %	4064,1 kg	347,5 kg
3	$\eta_{el} = 0,43,$ $\eta_{th} = 0,47$	10,2 %	4755,8 kg	485,1 kg
4	$\eta_{el} = 0,35,$ $\eta_{th} = 0,55$ und 10000 l	8,06 %	4064,1 kg	327,5 kg
1	hoher Lastfall	5,84 %	3492,6 kg	204,0 kg

### Vergleich der Ergebnisse der untersuchten Blockheizkraftwerke

Tabelle 4.16 enthält alle Ergebnisse sowohl für den hohen als auch für den niedrigen Lastfall.

Tabelle 4.16.: Ergebnisvergleich der untersuchten Blockheizkraftwerke

BHKW-Typen	Typ 1		Typ 2		Typ 3		Typ 4	
Lastfall	niedrig	hoch	niedrig	hoch	niedrig	hoch	niedrig	hoch
Kostenred. in %	1,54	2,46	1,41	2,10	1,23	1,81	1,62	2,51
Int. EE in kWh	226,1	240,9	347,0	364,2	482,7	509,5	340,5	363,4
Integrierte EE in %	5,03	5,36	4,93	5,17	4,77	5,03	4,84	5,16
CO <sub>2</sub> -Red. in kg	224,9	204,0	347,5	311,2	485,1	435,9	363,4	284,5
CO <sub>2</sub> -Red. in %	6,44	5,84	8,55	7,66	10,2	9,2	8,06	7,00

## 4.4. Kühl- und Tiefkühlgeräte

### 4.4.1. Modellerstellung von Kühl- und Tiefkühlgeräten im Verbund

Für die Untersuchung des Verschiebungspotentials von Kühl- und Gefrierschränken wird jeweils ein Typvertreter modelliert. Als Vorbild für das Modell eines Kühlschranks dient der „VS 108.1 Vollraumkühlschrank“, für das Modell eines Tiefkühlschranks der „GS 165.1 \*(\*\*\*) Gefrierschrank“. Die technischen Datenblätter befinden sich im Anhang A.3.3. Die thermische Modellierung für beide Geräte teilt sich auf in die Bestimmung der Wärmeflüsse durch Transmission und Türöffnungen auf der einen Seite und die thermische Kapazität, welche hauptsächlich durch die enthaltenen Lebensmittel bereitgestellt wird, auf der anderen Seite.

#### Thermische Energieflüsse bei Kühl- und Tiefkühlgeräten

Die thermischen Energieflüsse teilen sich auf in Transmissionswärmeflüsse und sonstige Wärmeflüsse. Die Transmissionswärmeflüsse finden über die Außenhülle des Gerätes statt. Aus den gegebenen Abmessungen beider Geräte lassen sich die Flächen der vier Seiten sowie Ober- und Unterseite bestimmen. Beim Kühlschrank (KS) mit  $h = 0,845$  m,  $b = 0,545$  m und  $t = 0,57$  m ergeben sich die

Flächen zu:

$$A_{\text{KS,Seiten}} = 1,88 \text{ m}^2$$

$$A_{\text{KS,Oben}} = A_{\text{KS,Unten}} = 0,31 \text{ m}^2$$

Beim Tiefkühlschrank (TKS) mit  $h = 0,84 \text{ m}$ ,  $b = 0,494 \text{ m}$  und  $t = 0,494 \text{ m}$  zu:

$$A_{\text{TKS,Seiten}} = 1,66 \text{ m}^2$$

$$A_{\text{TKS,Oben}} = A_{\text{TKS,Unten}} = 0,24 \text{ m}^2$$

Für die Bestimmung der Transmissionswärmeflüsse wird wie folgt vorgegangen: Der Wandaufbau besteht für moderne Kühlschränke aus einer 50mm und für Tiefkühlschränke aus einer 70mm starken Polyurethanschicht [46], die zwischen zwei 2mm dicken Kunststoffschalen eingebettet ist (siehe Abbildung: 4.24).

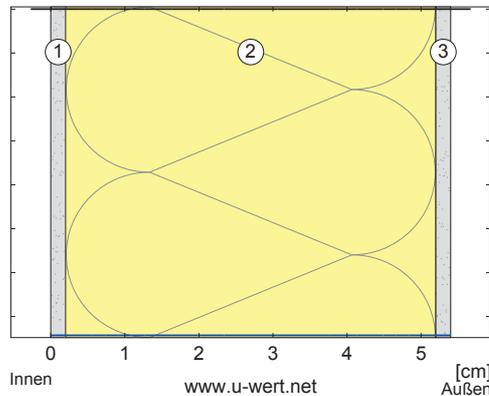


Abbildung 4.24.: Wandaufbau Kühl- und Tiefkühlschrank

Mit den Wärmeleitfähigkeiten für Polyurethan und die Kunststoffschicht von  $\lambda_{\text{PUR}} = 0,019 \frac{\text{W}}{\text{mK}}$  und  $\lambda_{\text{KS}} = 0,023 \frac{\text{W}}{\text{mK}}$  berechnet sich der Wärmedurchlasswiderstand  $R_l$  der Wand nach Formel (4.31).

$$R_l = \frac{d_l}{\lambda_l} \quad (4.31)$$

$$R_{\text{KS},l} = 2,6490 \frac{\text{m}^2 \text{ K}}{\text{W}}$$

$$R_{\text{TKS},l} = 3,7016 \frac{\text{m}^2 \text{ K}}{\text{W}}$$

Die Berechnung des Wärmedurchgangskoeffizienten  $U_k$  erfolgt, in dem für die Wärmeübergangswiderstände an der Innenseite  $R_{\text{si}}$  und an der Außenseite  $R_{\text{se}}$  Werte

aus der DIN EN ISO 6946 herangezogen werden. Zu berücksichtigen ist, dass  $R_{si}$  von der Richtung des Wärmestroms abhängt, während für die Außenseiten stets  $R_{se} = 0,04$  gilt. Die Seitenwände mit horizontalem Wärmestrom haben einen Wärmeübergangswiderstand  $R_{si}$  von 0,13, die Oberseite mit abwärts gerichtetem Wärmestrom von 0,17 und die Unterseite mit aufwärts gerichtetem Wärmestrom von 0,1. Daraus ergeben sich die drei Wärmedurchgangskoeffizienten nach Formel (4.32) zu:

$$U_k = \frac{1}{R_{se} + \sum_l R_l + R_{si}} \quad (4.32)$$

$$U_{KS,Seite} = 0,3547 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \text{K}}$$

$$U_{KS,Oben} = 0,3498 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \text{K}}$$

$$U_{KS,Unten} = 0,3586 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \text{K}}$$

$$U_{TKS,Seite} = 0,2583 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \text{K}}$$

$$U_{TKS,Oben} = 0,2556 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \text{K}}$$

$$U_{TKS,Unten} = 0,2603 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \text{K}}$$

Die Transmissionswärmeflüsse ergeben sich nach Formel (4.33) mit den berechneten Flächen, Wärmedurchgangskoeffizienten  $U_k$  [47] und Wärmebrückenkoeffizienten von pauschal  $0,05 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \text{K}}$  nach DIN V 4108-6 zu:

$$\dot{Q}_{\text{trans},h} = \sum_k [(A_k \cdot U_k) + (A_k \cdot U_{WB,k})] \cdot \Delta T \quad (4.33)$$

$$\dot{Q}_{KS,\text{trans},h} = 1,014 \frac{\text{W}}{\text{K}} \cdot \Delta T$$

$$\dot{Q}_{TKS,\text{trans},h} = 0,662 \frac{\text{W}}{\text{K}} \cdot \Delta T$$

Das  $\Delta T$  bezieht sich auf den Temperaturunterschied zwischen Innen- und Außentemperatur. Für die Innentemperatur werden im Kühlschrank bei konventionellem Betrieb konstant  $7 \text{ }^\circ\text{C}$  und im Tiefkühlschrank konstant  $-18 \text{ }^\circ\text{C}$  angenommen. Für die Außentemperatur, die außerhalb des Kühlgeräts herrscht, wird für beide eine Wohnraumtemperatur von  $21 \text{ }^\circ\text{C}$  gewählt.

Die sonstigen Wärmeflüsse entstehen durch Türöffnungen mit Warmlufteinträgen und Erwärmung durch Beleuchtung sowie durch die Einlagerung von Lebensmitteln mit einer höheren Temperatur als der Sollinnentemperatur. Die Berechnung dieser Vorgänge erfolgt in Summe mit Hilfe des im Datenblatt angegebenen Jahresenergieverbrauchs und den zuvor bestimmten Transmissionswärmeflüssen. Da der Jahresenergieverbrauch elektrisch, die Transmissionswärmeflüsse aber thermisch angegeben sind, muss zuerst die Leistungszahl der Kühlgeräte bestimmt werden. Diese hängt von der Innentemperatur, der maximalen Außentemperatur nach eingeteilter Klimaklasse, sowie einem Aufschlag von 10 K zwischen Innen- und Verdampfer-, bzw. Außen- und Verflüssigertemperatur für den Wärmeaustausch ab. Der Modellkühlschrank hat eine wärmste Innentemperatur von 7 °C und ist für die Klimaklasse N, also 32 °C Außentemperatur, ausgelegt. Der Modelltiefkühlschrank hat eine wärmste Innentemperatur von -18 °C und ist für die Klimaklasse N und ST, also 38 °C Außentemperatur, ausgelegt. Die Leistungszahlen berechnen sich nach Formel (4.34) zu:

$$\varepsilon = \frac{T_{\text{innen}} - 10 \text{ K}}{2 \cdot (T_{\text{ausßen}} + 10 \text{ K}) - (T_{\text{innen}} - 10 \text{ K})} \quad (4.34)$$

$$\varepsilon_{\text{KS}} = \frac{273 \text{ K} + 7 \text{ K} - 10 \text{ K}}{2 \cdot ((32 + 10 \text{ K}) - (7 \text{ K} - 10 \text{ K}))} = \frac{270 \text{ K}}{2 \cdot 45 \text{ K}} = 3,0$$

$$\varepsilon_{\text{TKS}} = \frac{273 \text{ K} - 18 \text{ K} - 10 \text{ K}}{2 \cdot ((38 + 10 \text{ K}) - (-18 \text{ K} - 10 \text{ K}))} = \frac{245 \text{ K}}{2 \cdot 76 \text{ K}} = 1,612$$

Durch die ermittelte Leistungszahl lässt sich der elektrische in einen thermischen Jahresenergiebedarf umrechnen. Bei einem für den Modellkühlschrank angegebenen Jahresenergieverbrauch von  $W_{\text{KS,Jahr}} = 120 \text{ kWh}$  ergibt sich ein thermischer Energiebedarf von  $Q_{\text{KS,Jahr}} = 360 \text{ kWh}$ . Beim Modelltiefkühlschrank mit einem Jahresenergieverbrauch von  $W_{\text{TKS,Jahr}} = 174 \text{ kWh}$  ergeben sich thermisch  $Q_{\text{TKS,Jahr}} = 280,46 \text{ kWh}$ . Um diese thermische Energienachfrage in Bezug zu den Transmissionswärmeflüssen bringen zu können, werden sie in der Einheit  $\frac{\text{W}}{\text{K}}$  dargestellt. Dazu wird die stündliche thermische Leistungsnachfrage bestimmt:

$$\dot{Q}_{\text{KS}} = \frac{360 \text{ kWh}}{8760 \text{ h}} = 41,1 \text{ W}$$

$$\dot{Q}_{\text{TKS}} = \frac{280,46 \text{ kWh}}{8760 \text{ h}} = 32,0 \text{ W}$$

Dieser Bedarf wird nun auf den Temperaturunterschied zwischen Innen- und Außentemperatur normiert und so als ein spezifischer Wärmeflusskoeffizient ausgedrückt (4.35).

$$H_{\text{ges}} = \frac{\dot{Q}}{\Delta T} \quad (4.35)$$

$$H_{\text{KS,ges}} = \frac{41,1 \text{ W}}{21 \text{ °C} - 7 \text{ °C}} = 2,9 \frac{\text{W}}{\text{K}}$$

$$H_{\text{TKS,ges}} = \frac{32,0 \text{ W}}{21 \text{ °C} - -18 \text{ °C}} = 0,8 \frac{\text{W}}{\text{K}}$$

Nun kann der Energiebedarf der Transmissionswärmeflüsse abgezogen werden, um den übrigen Verbrauch zu bestimmen (4.36).

$$H_{\text{sonstige}} = H_{\text{ges}} - H_{\text{trans}} \quad (4.36)$$

$$H_{\text{sonstige,Ks}} = 2,94 \frac{\text{W}}{\text{K}} - 1,01 \frac{\text{W}}{\text{K}} = 1,94 \frac{\text{W}}{\text{K}}$$

$$H_{\text{sonstige,TKS}} = 0,82 \frac{\text{W}}{\text{K}} - 0,66 \frac{\text{W}}{\text{K}} = 0,16 \frac{\text{W}}{\text{K}}$$

Die sonstigen Wärmeflüsse durch Türöffnungen, Beleuchtung, und Lebensmitteleintrag höherer Temperatur werden auf die Stunden des Tages aufgeteilt. Dabei wird unterschieden zwischen Tag und Nacht, wobei diese Wärmeflüsse in den beiden Modellkühlgeräten stellvertretend für eine große Anzahl Kühlgeräte im Verbund sind, welchen sie später abbilden. Der Annahme nach treten beim Kühlschrank nur 20 % ( $p_{\text{nacht}} = 0,2$ ) und beim Tiefkühlschrank nur 10 % des sonstigen Bedarfs in den Nachtstunden  $h_{\text{nacht}}$  von 22 bis 6 Uhr auf. Der sonstige Bedarf in den Tagstunden von 6 bis 22 Uhr ist um den Anteil des Mehrbedarfs, der in der Nacht nicht auftritt, erhöht. Eine detailliertere Aufteilung würde einer nicht verfügbaren Datengrundlage bedürfen, der Einfluss auf die hier gezeigten Ergebnisse wäre jedoch sehr gering. In Formel (4.37) wird der stündliche thermische Energiebedarf durch Transmission und Sonstige, aufgeteilt in Tages- und Nachtstunden angegeben. Dazu wurde der sonstige Bedarf in den acht Nachtstunden um 80 % bzw. 90 % reduziert und den 16 Tagstunden hinzugerechnet.

$$H_{\text{nacht}} = H_{\text{trans}} + p_{\text{nacht}} \cdot H_{\text{sonstige}}$$

$$H_{\text{tag}} = H_{\text{trans}} + \left(1 + \frac{(1 - p_{\text{nacht}}) \cdot h_{\text{nacht}}}{24 - h_{\text{nacht}}}\right) \cdot H_{\text{sonstige}} \quad (4.37)$$

$$\begin{aligned}
H_{\text{KS,nacht}} &= 1,01 \frac{\text{W}}{\text{K}} + 0,2 \cdot 1,92 \frac{\text{W}}{\text{K}} = 1,34 \frac{\text{W}}{\text{K}} \\
H_{\text{KS,tag}} &= 1,01 \frac{\text{W}}{\text{K}} + \left(1 + \frac{0,8 \cdot 8}{16}\right) \cdot 1,92 \frac{\text{W}}{\text{K}} = 3,70 \frac{\text{W}}{\text{K}} \\
H_{\text{TKS,nacht}} &= 0,66 \frac{\text{W}}{\text{K}} + 0,1 \cdot 0,16 \frac{\text{W}}{\text{K}} = 0,68 \frac{\text{W}}{\text{K}} \\
H_{\text{TKS,tag}} &= 0,66 \frac{\text{W}}{\text{K}} + \left(1 + \frac{0,9 \cdot 8}{16}\right) \cdot 0,16 \frac{\text{W}}{\text{K}} = 0,89 \frac{\text{W}}{\text{K}}
\end{aligned}$$

### Thermische Speicherkapazität von Kühl- und Tiefkühlgeräten

Die Speicherkapazität eines Kühlgerätes bestimmt sich hauptsächlich über die gelagerten Lebensmittel, da die im Kühlraum befindliche Luft eine sehr geringe Wärmekapazität hat. Eine Auflistung der gelagerten Lebensmittel des Modell-KS und des Modell-TKS ist im Anhang in Abschnitt A.3.3 nach [48] gegeben. Wie in (4.38) ergibt sich die Kältespeicherkapazität des Kühlgerätes als Summation über die Masse der gelagerten Lebensmittel multipliziert mit ihrer jeweiligen spezifischen Wärmekapazität.

$$C_{\text{ges}} = \sum_x m_x \cdot c_{p,x} \quad (4.38)$$

Für die Simulation wird der üblicherweise in  $1 \frac{\text{kJ}}{\text{K}}$  angegebene Wert in  $1 \frac{\text{Wh}}{\text{K}}$  umgerechnet (eine Wattstunde entspricht 3,6 Kilojoule).

$$\begin{aligned}
C_{\text{ges, KS}} &= 54,18 \frac{\text{kJ}}{\text{K}} = 15,05 \frac{\text{Wh}}{\text{K}} \\
C_{\text{ges, TKS}} &= 22,90 \frac{\text{kJ}}{\text{K}} = 6,36 \frac{\text{Wh}}{\text{K}}
\end{aligned}$$

#### 4.4.2. Optimierte Kältebereitstellungssteuerung von Kühlgeräten

Da Kühl- und Tiefkühlgeräte elektrische Energieverbraucher sind, wird die optimierte Betriebsweise des Kühlgeräteverbunds vom Ergebnis einer Kostenoptimierung mit der MATLAB Funktion *fmincon* bestimmt. Die Aufnahme der elektrischen Leistung eines Tages wird mit vorläufigen „Day-Ahead“-Preisen stundenweise verrechnet und die Summe der 24 Produkte minimiert (4.39). Die Kapazität der Kühlgeräte wird dabei für die Einhaltung des definierten Temperaturbandes während der zeitlich verschobenen Leistungsaufnahme genutzt.

$$\min \left[ f(x) = \sum_{h=1}^{24} (x_h \cdot \tau) \cdot LMP_h \right] \quad (4.39)$$

mit:

- $f(x)$  - Zu minimierende Kostenfunktion
- $x_h$  - Leistung zu den Kühlgeräten in Stunde  $h$  in kW
- $LMP_h$  - Energiepreis am betrachteten Knoten in Stunde  $h$  in Euro/kWh
- $\tau$  - Zeitkonstante, hier: 1 Stunde

### Lineare Randbedingungen - Maximal zulässige Leistung der Kühlgeräte

Dem Modell der Kühlgeräte liegt der am Markt verfügbare Kühlschrank „VS 108.1“, sowie der Tiefkühlschrank „GS165.1“ zu Grunde, da bei beiden ein detailliertes Datenblatt zur Verfügung steht und sie bezüglich ihrer Abmessungen und Werte durchschnittlich sind. Im Datenblatt zu den Kühlgeräten ist die Anschlussleistung mit 80 W und 90 W angegeben. Im Modell beträgt die maximale elektrische Leistungsaufnahme jedoch nur rund 20 W und 22 W. Dies ist größtenteils dem Umstand geschuldet, dass im Modell die Kühllast sehr gleichmäßig angenommen werden musste, da es sich um einen Typvertreter handeln soll. Extremfälle, wie die Beladung des Kühlschranks mit warmen Getränken als Vorbereitung auf eine Feier, müssen vom Einzelkühlschrank natürlich bedient werden können. Bei einer Vielzahl von Kühlschränken im Netz machen sich diese Extremfälle in der Summe jedoch kaum bemerkbar, da sie nur selten und vereinzelt auftreten. Obwohl die Anlagenleistung der anderen thermischen Lasten bisher immer am maximalen Bedarf ausgerichtet war, wird beim Modell der Kühlgeräte darauf verzichtet und die Anschlussleistung aus dem Datenblatt A.3.3 verwendet. Der Einfluss einer größeren Anlagenleistung wurde bei den Wärmepumpen in Abschnitt 4.2.4 untersucht und führt zu einer Verbesserung der betrachteten Ergebnisse. Die Kühlgeräte sind in dieser Simulation mit einer viermal größeren Anlagenleistung ausgelegt, als sie minimal benötigen, was ihnen zusätzliche Flexibilität in Bezug auf die Verschiebung ihrer elektrischen Nachfrage verschafft.

Die lineare Randbedingung, ausgedrückt als untere  $lb$  und obere  $ub$  Grenze, wird nach (4.40) mit der Anschlussleistung  $P_{\max}$  und der Anzahl der in der Simulation betrachteten Einzelkühlgeräte  $n_{\text{Fall}}$  definiert zu:

$$lb \leq x \leq ub \quad (4.40)$$

$$0 \leq x_{1-24} \leq P_{\max} \cdot n_{\text{Fall}}$$

### Nichtlineare Ungleichheitsbedingungen - Ladezustand des Kältespeichers bei Kühlgeräten

Die nichtlinearen Ungleichheitsbedingungen beschreiben die Randbedingungen, in diesem Fall die Einhaltung des Temperaturbandes im inneren der Kühlgeräte. Die Innentemperatur eines Tages wird mit 25 Werten beschrieben, von denen der erste Wert vorgegeben ist. Die 24 weiteren Temperaturwerte berechnen sich nach (4.41)

$$T_{\text{KS/TKS},h+1} = T_{\text{KS/TKS},h} + \frac{\left( -x_h \cdot \varepsilon_{\text{KS,TKS}} + (H_{\text{KS/TKS,trans}} + H_{\text{KS/TKS,sonstige}}) \cdot (T_{\text{au}} - T_{\text{KS/TKS},h}) \right) \cdot \tau}{C_{\text{KS/TKS}}} \quad (4.41)$$

mit:

- $T_{\text{KS/TKS},h+1}$  - Innentemperatur des Kühlgerätes in Stunde  $h + 1$  in °C
- $T_{\text{KS/TKS},h}$  - Innentemperatur des Kühlgerätes in Stunde  $h$  in °C
- $x_h$  - Elektrische Leistungsaufnahme der Kühlgeräte in Stunde  $h$  in W
- $\varepsilon_{\text{KS,TKS}}$  - Leistungszahl der Kühlgeräte
- $H_{\text{KS/TKS,trans}}$  - Spezifischer Transmissionswärmeflusskoeffizient in  $\frac{\text{W}}{\text{K}}$
- $H_{\text{KS/TKS,sonstige}}$  - Spezifischer Wärmeflusskoeffizient für sonstiges Wärmeflüsse in  $\frac{\text{W}}{\text{K}}$
- $T_{\text{au}}$  - Temperatur außerhalb des Kühlraums in °C
- $C_{\text{KS/TKS}}$  - Spezifische Wärmekapazität der Kühlgeräte in  $\frac{\text{Wh}}{\text{K}}$
- $\tau$  - Zeitkonstante, hier: 1 Stunde

Mit Hilfe der berechneten Innentemperatur werden die nichtlinearen Randbedingungen der Form  $c \leq 0$  formuliert zu (4.42):

$$c_{1-25} = T_{\text{KS/TKS,min}} - T_{\text{KS/TKS,1-25}} \quad (4.42)$$

$$c_{26-50} = T_{\text{KKS/TKS,1-25}} - T_{\text{KS/TKS,max}} \quad (4.43)$$

Die Simulation und die Ergebnisse werden zusammen mit den Klimageräten diskutiert.

## 4.5. Klimageräte

Der Einsatz von Klimageräten, umgangssprachlich Klimaanlage genannt, soll in zwei Bereichen untersucht werden: In Einfamilienhäusern und in Bürogebäuden. Dazu wird das in Abschnitt 4.1 vorgestellte Modell eines Einfamilienhausvertreters erweitert. Im Fall der Gebäudekühlung ist es nicht ausreichend, das Gebäude als eine Temperaturzone zu betrachten, da es zwischen Dachgeschoss und Erdgeschoss zu erheblichen Temperaturunterschieden aufgrund unterschiedlicher Kapazitäten und solaren Einstrahlungen kommt. Zusätzlich ist bei Klimaanlage eine etagenweise Kühlung meist mittels getrennt voneinander betriebener Einzelgeräte verbreitet. Daher werden für das Einfamilienhaus die Temperaturzonen „Erdgeschoss“ (EG) und „Dachgeschoss“ (DG) eingeführt und für das fünfstöckige Bürogebäude die Zonen „Erdgeschoss“ (EG), ein drei Etagen großes „Obergeschoss“ (OG) und „Dachgeschoss“ (DG).

### 4.5.1. Modellerstellung von Klimageräten im Verbund

Die Klimageräte werden analog zu den Wärmepumpen und Blockheizkraftwerken aus allgemein verfügbaren Anlagen ausgewählt und im jeweiligen Modellgebäude eingesetzt. Die Simulationen des Energiesystems finden dann jeweils mit einem Vielfachen des Typvertreters statt, welcher für eine gewählte Anzahl real vorkommender Gebäude ähnlichen Typs (z.B. Einfamilienhäuser) steht. Effekte wie verschattete Häuser oder Häuser anderer Größe werden dabei nicht mit einbezogen. Auch das Nutzerverhalten kann sehr unterschiedlich ausfallen, manche kühlen erst am Abend für besseren Schlaf, andere haben voneinander abweichende Behaglichkeitstemperaturgrenzen, wieder andere sind im Urlaub. Der Einfluss dieser Parameter ist jedoch verschwindend gering im Vergleich zu sämtlichen Prognosewerten des Energiesystems der Zukunft, beispielsweise der Anzahl der installierten Klimageräte, Windkraft- und Photovoltaikanlagen.

Als Klimageräte kommen im Einfamilienhaus zwei gut regelbare „Vitoclima 300-S Typ OT307H“ von Viessmann zum Einsatz, je eine im EG und eine im DG. Mit diesem Multi-Split-Gerät, welches aus einem Außengerät und drei Innengeräten besteht, werden im DG die drei Wohnräume und im EG das Gästezimmer sowie

das große Wohnzimmer an zwei Stellen gekühlt. Die maximale Kühlleistung einer Vitoclima ist mit 9 kW angegeben und damit sehr großzügig dimensioniert. Ohne Kühlung wird das DG im Maximum auf 35,8 °C aufgeheizt. Legt man eine gewünschte maximale Temperatur von 25 °C fest, beträgt der höchste auftretende Kühlleistungsbedarf im betrachteten Jahr bei 3 kW im EG und 2,6 kW im DG. Im Bürogebäude wird mit einer zentralen Klimaanlage gearbeitet, die über gekühltes Wasser, welches durch die Geschossdecken geleitet wird, jedes Geschoss separat unter einer gewünschten Maximaltemperatur halten kann. Ohne Kühlung erwärmt sich das DG in der Spitze auf 32,42 °C, setzt man als Maximaltemperatur 26 °C an, wird diese an 1534 Stunden im Jahr überschritten. Die Summe aller drei Zonen ergibt einen maximalen Kühlleistungsbedarf von 95 kW. Daher wird als Kälteanlage das Modell „CGAM 26“ der Serie „AquaStream 3G“ der Firma Trane ausgewählt. Mit einer Mindestkälteleistung von 103 kW ist diese Anlage gerade ausreichend dimensioniert.

Analog zum bisherigen Vorgehen in diesem Kapitel beschränkt sich das Modell der Klimaanlage auf ihre elektrische Interaktion mit dem Netz. Zusätzlich wird die thermische Leistung der Klimaanlage berechnet und ihr Effekt auf die Innentemperatur des Gebäudes berechnet (4.45). Die Formel für das Einfamilienhaus ist von der Bezeichnung der Variablen praktisch identisch, es fehlt nur die Temperaturzone Obergeschoss.

$$\varepsilon_{EG/OG/DG,h} = \frac{(T_{EG/OG/DG,h} - 10) + 273}{(T_{EG/OG/DG,h} - 10) - (T_{au,h+10})} \quad (4.44)$$

$$\begin{aligned} T_{EG,h+1} &= T_{EG,h} + \frac{x_{EG,h} \cdot \varepsilon_{EG,h} + (H_{trans,EG} + H_{luft,EG})(T_{au,h} - T_{EG,h})}{C_{EG}} \\ &+ \frac{\dot{Q}_{intern,EG} + \dot{Q}_{solar,EG} + H_{trans,zw} \cdot (T_{OG,h} - T_{EG,h})}{C_{EG}} \\ T_{OG,h+1} &= T_{OG,h} + \frac{x_{OG,h} \cdot \varepsilon_{OG,h} + (H_{trans,OG} + H_{luft,OG})(T_{au,h} - T_{OG,h})}{C_{OG}} \\ &+ \frac{\dot{Q}_{intern,OG} + \dot{Q}_{solar,OG} + H_{trans,zw} \cdot (T_{EG,h} - T_{OG,h}) + H_{trans,zw} \cdot (T_{DG,h} - T_{OG,h})}{C_{OG}} \\ T_{DG,h+1} &= T_{DG,h} + \frac{x_{DG,h} \cdot \varepsilon_{DG,h} + (H_{trans,DG} + H_{luft,DG})(T_{au,h} - T_{DG,h})}{C_{DG}} \\ &+ \frac{\dot{Q}_{intern,DG} + \dot{Q}_{solar,DG} + H_{trans,zw} \cdot (T_{OG,h} - T_{DG,h})}{C_{DG}} \end{aligned} \quad (4.45)$$

mit:

- EG/OG/DG - Geschossspezifische Angabe - Werte unterscheiden sich in jedem Geschoss
- $T_{EG/OG/DG,h+1}$  - Innentemperatur in Stunde  $h + 1$  in  $^{\circ}C$
- $T_{EG/OG/DG,h}$  - Innentemperatur in Stunde  $h$  in  $^{\circ}C$
- $x_{EG/OG/DG,h}$  - Elektr. Leistungsaufn. des Klimageräts in Stunde  $h$  in W
- $T_{au,h}$  - Außentemperatur in Stunde  $h$  in  $^{\circ}C$
- $H_{trans,EG/OG/DG}$  - Spezif. Transmissionswärmeflusskoeffizient in  $\frac{W}{K}$
- $H_{luft,EG/OG/DG}$  Spezif. Lüftungswärmeflusskoeffizient in  $\frac{W}{K}$
- $\dot{Q}_{intern,EG/OG/DG}$  - Wärmeleistung der internen Wärmegewinne in W
- $\dot{Q}_{solar,EG/OG/DG,h}$  - Wärmeleistung der solaren Einstrahlung. in Std.  $h$  in W
- $H_{trans,zw}$  Spezifischer Transmissionswärmeflusskoeffizient zwischen Temperaturzonen in  $\frac{W}{K}$
- $C_{EG/OG/DG}$  - Spezifische Wärmekapazität des Geschosses in  $\frac{Wh}{K}$

Zur Veranschaulichung von Formel (4.45) dient Abbildung 4.25, welche die thermischen Leistungsflüsse in den drei Zonen EG, OG und DG darstellt. Wärmeeinträge durch Sonne und interne Quellen sind mit einem Pfeil gekennzeichnet. Der Wärmeaustrag durch die Klimaanlage ist mit einem Pfeil in entgegengesetzte Richtung markiert. Sämtliche Transmissionsflüsse, ob nach Außen oder zwischen den Zonen, sind mit Doppelpfeilen gekennzeichnet, da der Wärmetransport in beide Richtungen erfolgen kann, je nach Temperaturniveau. Zusätzlich sind die Bereiche der Zonen in abgestuften Grautönen markiert, die zur Kapazität der Zone beitragen.

### Wärmebedarf des Bürogebäudes

Das Bürohaus am Oktogon in Berlin-Adlershof dient als Vorbild für das Modell des Typvertreters für Bürogebäude. Die Vorgehensweise ist entsprechend der in Abschnitt 4.1 für das Einfamilienhaus, allerdings werden, neben weiteren kleineren Änderungen, nun drei Temperaturzonen unterschieden.

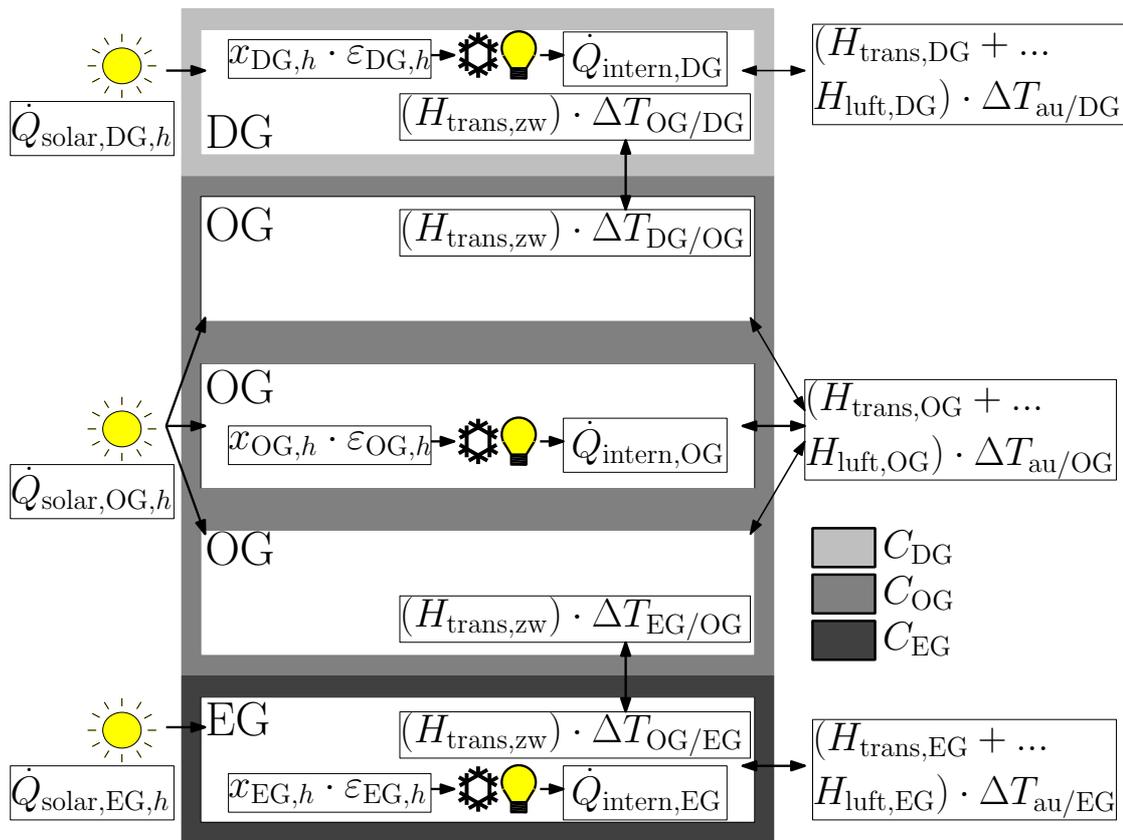


Abbildung 4.25.: Thermische Leistungsflüsse und Kapazitäten im Bürogebäude

**Flächen des Bürogebäudes** Das fünfstöckige Gebäude ist 17,5 m hoch und verfügt über ein Flachdach. Die Flächen werden für die Bestimmung der Transmissionswärmeflüsse und der solaren Wärmegewinne benötigt. Auszugsweise werden hier die ermittelten summierten Flächen angegeben. Eine detailliertere Betrachtung ist im Anhang in Abschnitt A.3.2 zu finden. Dort werden die einzelnen Flächen getrennt voneinander und mit ihrer Orientierung nach Himmelsrichtungen angegeben, wie sie für die Berechnung der solaren Einstrahlung erforderlich ist. Die Fenster- und Wandflächen für die Transmissionsenergieflüsse können ohne Orientierung angegeben werden:

$$A_{Fenster,EG} = 91,7 \text{ m}^2$$

$$A_{Fenster,OG} = 284,4 \text{ m}^2$$

$$A_{Fenster,DG} = 94,8 \text{ m}^2$$

$$A_{\text{Wand,EG}} = 225,9 \text{ m}^2$$

$$A_{\text{Wand,OG}} = 677,9 \text{ m}^2$$

$$A_{\text{Wand,DG}} = 226,0 \text{ m}^2$$

Die Fläche der Bodenplatte, der Zwischendecke und des Dachs entsprechen der Grundfläche:

$$A_{\text{Boden}} = A_{\text{Zwischendecke}} = A_{\text{Dach}} = 493,1 \text{ m}^2$$

Innenwandfläche für die Berechnung der Speicherkapazität des Gebäudes, aufgeteilt in zwei Wandstärken:

$$A_{\text{Innenwand,dünn,EG}} = 402,3 \text{ m}^2$$

$$A_{\text{Innenwand,dick,EG}} = 127,6 \text{ m}^2$$

$$A_{\text{Innenwand,dünn,OG}} = 1319,4 \text{ m}^2$$

$$A_{\text{Innenwand,dick,OG}} = 289,6 \text{ m}^2$$

$$A_{\text{Innenwand,dünn,DG}} = 439,8 \text{ m}^2$$

$$A_{\text{Innenwand,dick,DG}} = 96,5 \text{ m}^2$$

Die Flächen werden für die Bestimmung der Wärmedurchgangskoeffizienten für die Transmissionswärmeflüsse sowie für die Bestimmung der solaren Wärmegewinne benötigt.

### Wärmedurchgangskoeffizienten des Bürogebäudes

Die Wärmedurchgangskoeffizienten sind entweder direkt angegeben oder müssen über den Wärmedurchlasswiderstand nach (4.31) und (4.32) berechnet werden. Die im Bürogebäude verwendeten Baustoffe mit ihren jeweiligen Wärmeleitfähigkeiten wurden im Anhang unter A.3.2 tabellarisch dargestellt. Der Wärmedurchgangskoeffizient der Fenster ist mit  $U_{\text{Fenster}} = 1,6 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \text{K}}$  angegeben. Der Außenwandaufbau ist in Abbildung 4.26 dargestellt.

Ein 160 mm dicker Kern aus Stahlbeton (3) ist auf der Innenseite mit einer 40 mm dicken Innendämmschicht (2) und einer 15 mm dicken Gipsputzschicht (1) versehen. Auf der Außenseite ist eine 95 mm dicke Außendämmung (4) unter einer 15 mm Leichtdämmschicht (5) angebracht. Der Wärmedurchlasswiderstand und der -koeffizient der Wand lassen sich mit den Wärmeleitwerten aus Tabelle A.6 im Anhang bestimmen:

$$R_{\text{Wand},k} = 3,7 \frac{\text{m}^2 \text{K}}{\text{W}}$$

$$U_{\text{Wand}} = 0,3 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \text{K}}$$

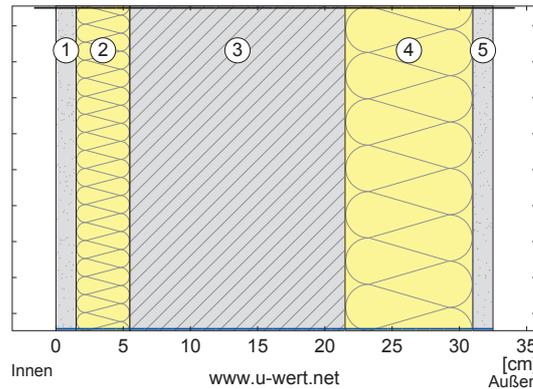


Abbildung 4.26.: Wandaufbau des Bürogebäudes

Im Dachaufbau wurde der Stahlbeton durch eine 300 mm starke Leichtbetonplatte zugunsten höherer Wärmewiderstände ersetzt. Als weitere Änderung zum Wandaufbau wurde hier auf der Außendämmschicht eine 0,5 mm dicke, wasserdichte Dampfsperrschicht und eine 35 mm dicke Kiesschicht aufgetragen. Der Wärmedurchgangswiderstand und -koeffizient des Daches sind damit:

$$R_{\text{Dach},k} = 3,4 \frac{\text{m}^2 \text{K}}{\text{W}}$$

$$U_{\text{Dach}} = 0,3 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \text{K}}$$

Die Bodenplatte des Erdgeschosses besteht aus einer 300 mm dicken Schicht Stahlbeton mit einer 3 mm dicken Bitumendickbeschichtung. Die darüberliegende Isolierschicht besteht aus 80 mm Styropor. Abschließend folgt eine 60 mm dicke Estrichschicht zum Nivellieren, mit einer 10 mm dicken Schicht des Bodenbelages. Damit berechnet sich der Wärmedurchgangswiderstand des Bodens zu:

$$R_{\text{Boden},k} = 2,2 \frac{\text{m}^2 \text{K}}{\text{W}} \quad (4.46)$$

Für den Wärmedurchgangskoeffizienten des Bodens muss die Betrachtung analog zum Einfamilienhaus wieder mit dem Maß der Bodenplatte und der wirksamen Dicke bearbeitet werden. Mit der detaillierten Betrachtung im Anhang ergibt sich:

$$U_{\text{Boden}} = \frac{2 \cdot 2 \frac{\text{W}}{\text{mK}}}{\pi \cdot 10,7608 \text{ m} + 5,0 \text{ m}} \cdot \ln \left( \frac{\pi \cdot 10,7608 \text{ m}}{5,0212 \text{ m}} + 1 \right) = 0,2 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \text{K}}$$

Die der Bodenplatte ähnliche Zwischendecke besteht aus einer 200 mm dicken Stahlbetonplatte mit einer 50 mm dicken Styroporschicht und einer 65 mm dicken Zementestrichschicht, auf der der 10 mm dicke Bodenbelag angebracht ist.

Die Wärmedurchgangswiderstände und -koeffizienten der Zwischendecken ergeben sich damit zu:

$$R_{\text{Zwischendecke},k} = 1,4 \frac{\text{m}^2 \text{K}}{\text{W}}$$
$$U_{\text{Zwischendecke}} = 0,6 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \text{K}}$$

### Transmissionswärmeflüsse des Bürogebäudes

Mit Hilfe der Flächen und der Wärmedurchgangskoeffizienten werden die Transmissionswärmeflüsse des Bürogebäudes in drei Temperaturzonen (EG/OG/DG) berechnet. Da die Innentemperaturen während der optimierten Ansteuerung in einem definierten Temperaturband variabel sein sollen, werden auch wieder die spezifischen Transmissionskoeffizienten berechnet.

$$H_{\text{trans,EG}} = 359,1 \frac{\text{W}}{\text{K}}$$
$$H_{\text{trans,OG}} = 677,0 \frac{\text{W}}{\text{K}}$$
$$H_{\text{trans,DG}} = 387,0 \frac{\text{W}}{\text{K}}$$
$$H_{\text{trans,zw}} = 334,8 \frac{\text{W}}{\text{K}}$$

Die  $H$ -Werte werden jeweils pro Temperaturzone mit der Temperaturdifferenz nach außen (EG/OG/DG) sowie zweimal mit der Temperaturdifferenz zwischen den Temperaturzonen (EGOG/DGOG) zu einer thermischen Leistung verrechnet.

### Lüftungsenergieflüsse des Bürogebäudes

In dem betrachteten Bürogebäude befindet sich eine RLT-Anlage. Für den Luftvolumenstrom  $\dot{V}_f$  werden für jede Etage die Mindestluftvolumenströme der einzelnen Räume berechnet. Tabelle 4.17 gibt den flächenbezogenen Mindestluftvolumenstrom an.

Die Mindestluftvolumenströme der einzelnen Räume werden mit der Fläche des jeweiligen Raumtyps multipliziert, für jede Temperaturzone als mittlerer Volumenstrom  $\dot{V}_f$  zusammengefasst und von der Lüftungsanlage bereitgestellt. Dieser Wert wird durch einen nach DIN EN 832 berechenbaren (siehe Abschnitt A.10), zusätzlichen Volumenstrom  $\dot{V}_x$  durch eine undichte Gebäudehülle erhöht. Dieser führt überschlägig zum 1,07-fachen des mittleren Volumenstroms. Um die Luftwechselrate pro Stunde zu erhalten, wird der Gesamtluftstrom auf das Nettoluftvolumen

Tabelle 4.17.: Flächenbezogener Mindestluftvolumenstrom [49]

Raumtyp	Mindestluftvolumenstrom in $\frac{\text{m}^3}{\text{h m}^2}$
Büroraum	4
Besprechungsraum	15
WC	15
Serverraum	4
Kopierraum	4
Aufenthaltsraum	7
Flur & Foyer	0,15
Lagerraum	0,15

bezogen. Dazu wird mit den Abmessungen des Bürogebäudes das Bruttoluftvolumen berechnet und mit dem Faktor 0,8 in das Nettoluftvolumen umgerechnet. Die Zwischenergebnisse dieser Rechnung finden sich im Anhang unter A.3.2. Die Luftwechselraten ergeben sich zu:

$$\begin{aligned}n_{\text{EG}} &= 1,7 \text{ h}^{-1} \\n_{\text{OG}} &= 1,8 \text{ h}^{-1} \\n_{\text{DG}} &= 1,8 \text{ h}^{-1}\end{aligned}$$

Damit berechnen sich die spezifischen Lüftungsenergieflüsse nach Gleichung (4.4):

$$\begin{aligned}H_{\text{luft,EG}} &= 793,7 \frac{\text{W}}{\text{K}} \\H_{\text{luft,OG}} &= 2586,0 \frac{\text{W}}{\text{K}} \\H_{\text{luft,DG}} &= 862,0 \frac{\text{W}}{\text{K}}\end{aligned}$$

### Interne Wärmegewinne des Bürogebäudes

Die internen Wärmegewinne werden als Summenwert der einzelnen Räume betrachtet. Die mittleren flächenbezogenen Einträge für den jeweiligen Raumtyp sind in Tabelle 4.18 angegeben.

Die Wärmegewinne für jeden Raum einer Zone werden zusammengefasst und für

Tabelle 4.18.: Flächenbezogene interne Wärmegewinne [49]

Raumtyp	mittlere Wärmegewinne in $\frac{\text{W}}{\text{m}^2}$
Büroraum	12
Besprechungsraum	26
WC	0
Serverraum	152,5
Kopierraum	26
Aufenthaltsraum	25
Flur & Foyer	0
Lageraum	0

die Simulation auf die Fläche normiert.

$$\begin{aligned}\dot{Q}_{\text{intern,EG}} &= 11,9 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} \\ \dot{Q}_{\text{intern,OG}} &= 16,6 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} \\ \dot{Q}_{\text{intern,DG}} &= 16,6 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}\end{aligned}$$

### Solare Einstrahlung auf die effektive Kollektorfläche des Bürogebäudes

Für die solaren Wärmegewinne wird die effektive Kollektorfläche des Gebäudes benötigt. Dazu werden die Gebäudeflächen, die sich aus den Abmaßen ergeben, um verschiedene Verschattungsfaktoren reduziert. Die effektive Kollektorfläche wird für jede Temperaturzone gesondert ermittelt und berechnet sich nach (4.47).

$$A_S = A \cdot F_S \cdot F_C \cdot F_F \cdot g_{\perp} \quad (4.47)$$

Da in West- Ostausrichtung weitere Bürogebäude im Abstand von 15 m stehen, ergibt sich hier, im Gegensatz zur freien Nord-Südausrichtung, ein Abminderungsfaktor für die Verschattung  $F_S$ . Dieser wird nach DIN V 4108-6 in Abhängigkeit vom Horizontwinkel (siehe A.3.2) bestimmt. Der Abminderungsfaktor für den Sonnenschutz  $F_C$  wird auf 0,9 gesetzt, da es keinen permanenten Schutz unabhängig von der Sonneneinstrahlung gibt, der Wert 1 aber durch Verschmutzung der Fenster nicht erreicht wird. Der Abminderungsfaktor für den Rahmenanteil  $F_F$  wird, wie schon beim Einfamilienhaus, auf 0,7 gesetzt. Der Gesamtenergiedurchlassgrad wird mit 0,6 nach EnEV2009 angenommen. Durch Multiplikation der effektiven Kollektorfläche mit der solaren Einstrahlung über alle vier Orientierungen hinweg

ergeben sich die solaren Wärmegewinne durch transparente Bauteile nach (4.11).

Die übrigen Flächen des Bürogebäudes sind opak und erwärmen sich über ihren Absorptionskoeffizienten. Dieser beträgt für die Wand mit Formfaktor 0,5  $\alpha_{\text{Wand}} = 0,4$  und für die Kiesschicht auf dem Dach mit Formfaktor 1,0  $\alpha_{\text{Dach}} = 0,6$ . Die berechneten Werte sind im Anhang unter A.3.2 angegeben. Die Summe aus solaren Wärmegewinnen von transparenten und opaken Flächen liegt in einer 24x365 Matrix für die Simulation vor.

### Wärmekapazität des Bürogebäudes

Die Wärmekapazität des Bürogebäudes bestimmt sich durch die wirksame Kapazität der Bauteile und in geringem Maße auch durch die enthaltene Luft. Die Wärmekapazität der Luft beträgt.

$$C_{\text{luft,EG}} = 469,4 \frac{\text{Wh}}{\text{K}}$$

$$C_{\text{luft,OG}} = 1408,2 \frac{\text{Wh}}{\text{K}}$$

$$C_{\text{luft,DG}} = 469,4 \frac{\text{Wh}}{\text{K}}$$

Die Wärmekapazität der Bauteile wird über ihr wirksames Volumen und ihre spezifischen Wärmekapazitäten bestimmt. Die wirksame Kapazität beinhaltet nur die Bauteilmassen bis zu 100 mm Eindringtiefe oder bis zur ersten Wärmedämmschicht. In jeder Temperaturzone wird von den dicken Innenwänden nur die 15 mm dicke Innenputzschicht genommen, da dahinter die Wärmedämmschicht folgt. Hinzu kommt von den Trennwänden die 15 mm Gipskartonplatte. Im Erdgeschoss wird der Boden mit 10 mm Bodenbelag und 65 mm Estrich und die Decke mit 160 mm Beton, von denen aber nur 100 mm wirksam sind, hinzuaddiert. Im Dachgeschoss ebenfalls 10 mm Bodenbelag und 65 mm Estrich sowie von der Decke nur die 15 mm Gipskartonplatte. Für das Obergeschoss kommen dreimal 10 mm Bodenbelag und 65 mm und dreimal 100 mm Betondecke hinzu. Eine Tabelle der spezifischen Kapazitäten der einzelnen Baustoffe ist im Anhang unter A.3.2 zu finden. Damit lässt sich die Wärmekapazität der Bauteile bestimmen und zusammen mit der Luft ergibt sich die gesamte Wärmekapazität in jeder Temperaturzone zu:

$$C_{EG} = 200\,161,6 \frac{\text{kJ}}{\text{K}} = 55\,600,3 \frac{\text{Wh}}{\text{K}}$$

$$C_{OG} = 642\,010,1 \frac{\text{kJ}}{\text{K}} = 178\,336,1 \frac{\text{Wh}}{\text{K}}$$

$$C_{DG} = 102\,325,6 \frac{\text{kJ}}{\text{K}} = 28\,423,8 \frac{\text{Wh}}{\text{K}}$$

#### 4.5.2. Optimierte Kältebereitstellungssteuerung von Klimageräten

Für die Berechnung der optimierten Betriebsweise der Klimageräte wird die gleiche Kostenfunktion wie bei den Elektrofahrzeugen und den Wärmepumpen minimiert.

##### Lineare Randbedingungen - Maximal zulässige Leistung der Klimageräte

Die Anlagenleistung der Klimageräte soll sich, analog zu den Wärmepumpen und Blockheizkraftwerken, am höchsten Bedarf des Beispieljahres orientieren. Durch die verschiedenen Temperaturzonen innerhalb der Gebäude, die für die Kühlung angenommen werden, muss die maximale thermische Kältelast für jede Zone ermittelt werden. Dazu wird eine Untersuchung der thermischen Lasten der beiden Gebäude ausgeführt und die Ergebnisse werden in Tabelle 4.19 festgehalten.

Tabelle 4.19.: Detaillierte thermische Untersuchung des EFH und des BG

Zone	$P_{th,max}$ in W	Zeit- punkt (h/d)	$P_{el,max}$ in W	Zeit- punkt (h/d)	$P_{th,sum}$	$P_{el,sum}$
EFH EG	3061	(13/228)	749	(14/228)	1 195 100	239 880
EFH DG	2616	(14/228)	642	(14/228)	1 874 800	369 520
BG EG	16477	(15/232)	3999	(15/232)	1 575 600	327 410
BG OG	67204	(6/229)	13948	(15/232)	11 270 000	2 294 100
BG DG	21194	(15/232)	5144	(15/232)	4 123 200	840 690

Beim EFH im EG ist der thermische Bedarf in Stunde 13 an Tag 228 am höchsten, die elektrische Last aber eine Stunde später. Dies liegt daran, dass die Leistungs-

zahl schlechter ist ( $\varepsilon$  von Stunde 14 ist nur 98,55 % von Stunde 13, die thermische Last ist zwar niedriger, aber immer noch 99,72 % der Last von Stunde 13). Die thermische Summenlast beträgt im DG das 1,57-fache des EGs, während die elektrische Summenlast das 1,54-fache des EGs ausmacht. Im DG wurde also effizienter gekühlt, was nur an einer besseren  $\varepsilon$  liegen kann. Also wurde im DG mehr bei niedrigeren Außentemperaturen gekühlt. Die Summenlast im DG ist größer, weil das DG weniger Kapazität besitzt und daher öfter gekühlt werden muss als das EG. Demgegenüber hat das EG die höchste Spitzenlast, was daran liegt, dass die solaren Gewinne im EG höher liegen als im DG, da es mehr Fenster gibt.

Die Kältelast im Bürogebäude ist im EG am geringsten, da dort aufgrund des Foyers am wenigsten interne Gewinne verbucht werden, welche in hohem Maße für den thermischen Energieeintrag in das Bürogebäude verantwortlich sind. Während der Tag der höchsten elektrischen und für das EG und DG auch thermischen Last auf den 232igsten Tag des Jahres fällt, hat das OG an Tag 229 seine höchste thermische Energienachfrage. Eine Analyse der Daten zeigt, dass es sich an den Tagen 227 und 228 um ein sehr warmes Wochenende handelt, an dem die Temperaturen in allen Zonen sehr hohe Werte annehmen. Das OG wärmt sich mit seiner dreifachen Kapazität zwar nur langsam auf, kommt aber nach zwei Tagen auf ähnliche Temperaturen wie die beiden anderen Zonen. An Tag 229, ein Montag, um sechs Uhr wird die Klimaanlage wieder eingeschaltet und muss nun überall für maximal 26 Grad Celsius sorgen und im OG eine thermische Energiemenge von fast 70 kW abtransportieren. Die Leistungszahl ist, da es früh am Morgen und damit noch verhältnismäßig kühl ist, noch sehr hoch. Daher erfolgt in dieser Stunde auch nicht die maximale Aufnahme von elektrischer Energie. Diese erfolgt aber nicht am wärmsten Tag des Jahres (228), da dieser ein Sonntag ist, sondern am zweitwärmsten Tag 232.

Mit den in Tabelle 4.19 gegebenen Größen ermittelt sich die installierte Anlagenleistung der Klimageräte zu 800 W im Erdgeschoss und 700 W im Dachgeschoss im Einfamilienhaus und zu 4 kW im Erdgeschoss, 14 kW im Obergeschoss und 5,5 kW im Dachgeschoss im Bürogebäude. Die linearen Randbedingungen werden für jede Temperaturzone (4.48) formuliert, wobei beim EFH die Formel der dritten Spalte entfällt und stattdessen in der zweiten Spalte statt OG das DG steht.

$$lb \leq x \leq ub \tag{4.48}$$

$$0 \leq x_{1-24} \leq P_{EG,max} \cdot n_{Fall}$$

$$0 \leq x_{25-48} \leq P_{OG,max} \cdot n_{Fall}$$

$$0 \leq x_{49-72} \leq P_{DG,max} \cdot n_{Fall}$$

$$\tag{4.49}$$

Eine weitere Anpassung der maximalen Leistung erfolgt über das Leistungssignal,

welches den Kältegeräten zusätzlich zum Energiepreis zur Verfügung gestellt wird, um Netzzrückwirkungen zu kontrollieren (siehe Abschnitt 2.2.2). Die Summe der oberen Grenzen aller Stockwerke aus Formel (4.48) wird stündlich mit dem Leistungssignal verglichen. Ist das Leistungssignal größer, verbleibt die obere Grenze ohne Änderung, ist es kleiner, wird die Summe der oberen Grenzen für jedes Stockwerk auf den Wert des Leistungssignals gesetzt. Da eine Verteilung der zur Verfügung stehenden Leistung gemäß des Leistungssignals nicht starr erfolgen kann, wird hierfür eine weitere Randbedingung eingeführt. Diese neue Randbedingung stellt sicher, dass die stündliche Summenleistung aller Stockwerke nicht den Wert des Leistungssignals übersteigt.

### **Nichtlineare Ungleichheitsbedingungen - Ladezustand des Kältespeichers bei Klimageräten**

Für die nichtlinearen Randbedingungen werden auch bei den Klimageräten die Temperaturen berechnet und dann für die Formulierung der  $c$ -Werte herangezogen. Formel (4.51) berechnet für jede Zone die stündliche Temperatur. Dafür wird aufbauend auf der Temperatur der vorherigen Stunde die elektrische Leistung  $x$  mit der Leistungszahl multipliziert, was dem Äquivalent einer thermischen Leistung entspricht. Die Leistungszahl berechnet sich stündlich nach (4.44) und nimmt bei höheren Außen- als Innentemperaturen negative Werte an. Um die Berechnung der Leistungszahl so gut wie möglich am realen Verlauf zu orientieren, beträgt die Innentemperatur  $18\text{ }^\circ\text{C}$  und die Außentemperatur  $25\text{ }^\circ\text{C}$  oder höher.

Zu dieser, bei positiven  $x$ -Werten negativen thermischen Leistung werden weitere thermische Leistungen hinzuaddiert: Zum einen das Produkt aus den spezifischen Transmissionswärmeflüssen von Transmission  $H_{\text{trans}}$  und Lüftung  $H_{\text{luft}}$  mit der Temperaturdifferenz von Außen- zu Innentemperatur, zum anderen direkt die Wärmegewinne durch interne Geräte und Personen  $\dot{Q}_{\text{intern}}$  sowie durch solare Einstrahlung  $\dot{Q}_{\text{solar}}$ . Außerdem werden die Transmissionswärmeflüsse zwischen den Stockwerken mittels  $H_{zw}$ -Wert und der jeweiligen Temperaturdifferenz berücksichtigt. Alle thermischen Leistungen werden abschließend durch die Gebäudekapazität  $C$  dividiert, um direkt einen Temperaturwert zu erhalten, der zum Temperaturwert der letzten Stunde addiert wird. Beim EFH entfällt die Temperaturberechnung für das Obergeschoss.

$$\varepsilon_{\text{EG/OG/DG},h} = \frac{(T_{\text{EG/OG/DG},h} - 10) + 273}{(T_{\text{EG/OG/DG},h} - 10) - (T_{\text{au},h+10})} \quad (4.50)$$

$$\begin{aligned}
T_{\text{EG},h+1} &= T_{\text{EG},h} + \frac{x_{\text{EG},h} \cdot \varepsilon_{\text{EG},h} + (H_{\text{trans,EG}} + H_{\text{luft,EG}})(T_{\text{au},h} - T_{\text{EG},h})}{C_{\text{EG}}} \\
&+ \frac{\dot{Q}_{\text{intern,EG}} + \dot{Q}_{\text{solar,EG}} + H_{\text{trans,zw}} \cdot (T_{\text{OG},h} - T_{\text{EG},h})}{C_{\text{EG}}} \\
T_{\text{OG},h+1} &= T_{\text{OG},h} + \frac{x_{\text{OG},h} \cdot \varepsilon_{\text{OG},h} + (H_{\text{trans,OG}} + H_{\text{luft,OG}})(T_{\text{au},h} - T_{\text{OG},h})}{C_{\text{OG}}} \\
&+ \frac{\dot{Q}_{\text{intern,OG}} + \dot{Q}_{\text{solar,OG}} + H_{\text{trans,zw}} \cdot (T_{\text{EG},h} - T_{\text{OG},h}) + H_{\text{trans,zw}} \cdot (T_{\text{DG},h} - T_{\text{OG},h})}{C_{\text{OG}}} \\
T_{\text{DG},h+1} &= T_{\text{DG},h} + \frac{x_{\text{DG},h} \cdot \varepsilon_{\text{DG},h} + (H_{\text{trans,DG}} + H_{\text{luft,DG}})(T_{\text{au},h} - T_{\text{DG},h})}{C_{\text{DG}}} \\
&+ \frac{\dot{Q}_{\text{intern,DG}} + \dot{Q}_{\text{solar,DG}} + H_{\text{trans,zw}} \cdot (T_{\text{OG},h} - T_{\text{DG},h})}{C_{\text{DG}}}
\end{aligned} \tag{4.51}$$

Die  $c$ -Werte der Optimierung, die  $c \leq 0$  erfüllen müssen, werden nach (4.52) aufgestellt. Beim EFH entfallen  $c_{51-75}$  und  $c_{26-50}$  wird mit den Werten für das Dachgeschoss belegt.

$$c_{1-25} = T_{\text{EG},1-25} - T_{\text{max,EG}} \tag{4.52}$$

$$c_{26-50} = T_{\text{OG},1-25} - T_{\text{max,OG}} \tag{4.53}$$

$$c_{51-75} = T_{\text{DG},1-25} - T_{\text{max,DG}}$$

### 4.5.3. Simulation

Die Simulation erfolgt jeweils für jeden Tag eines Jahres mit stündlicher Auflösung.

#### Simulationsparameter

Die Simulation wird im Kontext der Stadt Berlin im Jahr 2040 durchgeführt. Es wird für jede der 1,882 Millionen Wohneinheiten ein Kühlschrank und ein Tiefkühlschrank angenommen, sowie jedes der 141705 Ein- und Zweifamilienhäuser mit einer Klimaanlage ausgestattet. Abschließend sollen alle 155100 Bürogebäude Berlins klimatisiert werden. Die in den vorangegangenen Abschnitten beschriebenen Kälteanlagenmodelle werden in Tabelle 4.20 mit ihren für die Simulation relevanten Größen aufgelistet. Zusätzlich zu den vier Modellen wurde noch ein fünfter Typ nach Vorbild des Kühlschranks aufgenommen, um die Auswirkung

dessen geringer Kapazität auf das Ergebnis sichtbar zu machen.

Da das Kühlschranksmodell nur eine Kapazität von  $15 \frac{\text{Wh}}{\text{K}}$  bei einem maximalen Temperaturhub von  $4^\circ \text{Celsius}$  hat, ist es nur in der Lage maximal  $60 \text{ Wh}$  an thermischer Energie zu speichern. Der stündliche thermische Energiebedarf beträgt bei der untersten Kühlraumtemperatur von  $3^\circ \text{Celsius}$  tagsüber  $73,6 \text{ Wh}$ , weshalb es der Modellkühlschrank nicht schafft, eine Stunde ohne Leistungsaufnahme zu überbrücken. Die thermische Kapazität als kritische Größe des Kühlschranks könnte in Zukunft durch die Anwendung von „phase changing material“ (PCM), auch Latentwärmespeicher genannt, entschärft werden. PCM haben in etwa die vier- bis fünffache Kapazität von Wasser und können so platzsparend und in einem engen Temperaturbereich thermische Energie speichern.

Um mit der thermischen Kapazität vier Betriebsstunden ohne Leistungsaufnahme überbrücken zu können, müssten ein Fünftel der Wärmeisolierung durch einen Latentwärmespeicher mit geeigneter Phasenübergangstemperatur ersetzt werden. Ein solcher PCM-Kühlschrank wird als zusätzliches Modell in die Simulationen aufgenommen.

Tabelle 4.20.: Modelle der Kältegeräte

Typ	Kältegerät	$P_{\max}$	Kapazität $C_{\text{th}}$	Temperaturbereich	Anzahl
1	Kühlschrank	80 W	$15 \frac{\text{Wh}}{\text{K}}$	$3^\circ \text{C}$ bis $7^\circ \text{C}$	1,882 Mio.
2	Gefrierschrank	90 W	$6,4 \frac{\text{Wh}}{\text{K}}$	$-26^\circ \text{C}$ bis $-18^\circ \text{C}$	1,882 Mio.
3	Klimagerät EFH	1,5 kW	$16 \frac{\text{kWh}}{\text{K}}$	$\leq 25^\circ \text{C}$	141.705
4	Klimagerät BG	23,5 kW	$262 \frac{\text{kWh}}{\text{K}}$	$\leq 26^\circ \text{C}$	155.100
5	Kühlschrank x5 $C_{\text{th}}$	80 W	$75 \frac{\text{Wh}}{\text{K}}$	$3^\circ \text{C}$ bis $7^\circ \text{C}$	1,882 Mio.

#### 4.5.4. Ergebnisse

Die Kältelasten werden in der Simulation zuerst mit ihrer ungesteuerten Betriebsweise betrachtet. Mit Hilfe dieser Ergebnisse, die Teil der prognostizierten Nachfrage sind, wird mit Hilfe einer optimalen Leistungsflussberechnung das Energiesystem im herkömmlichen „Day-Ahead“-Verfahren geplant, wobei vorläufige „Day-Ahead“-Preise berechnet werden. Diese vorläufigen Preise werden den Kältelasten zur Verfügung gestellt, welche daraufhin ihren Tagesbedarf optimieren. Die

Ergebnisse der Optimierung fließen als Nachfragedifferenz zwischen ungesteuerter und optimierter Kältelast in eine zweite optimale Leistungsflussberechnung ein. Durch Vergleich der ersten mit den zweiten Leistungsflussberechnungsergebnissen werden die Aussagen bezüglich Kostenreduktion, integrierte Erneuerbare und CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion getroffen, wie Abbildung 4.27 veranschaulicht.

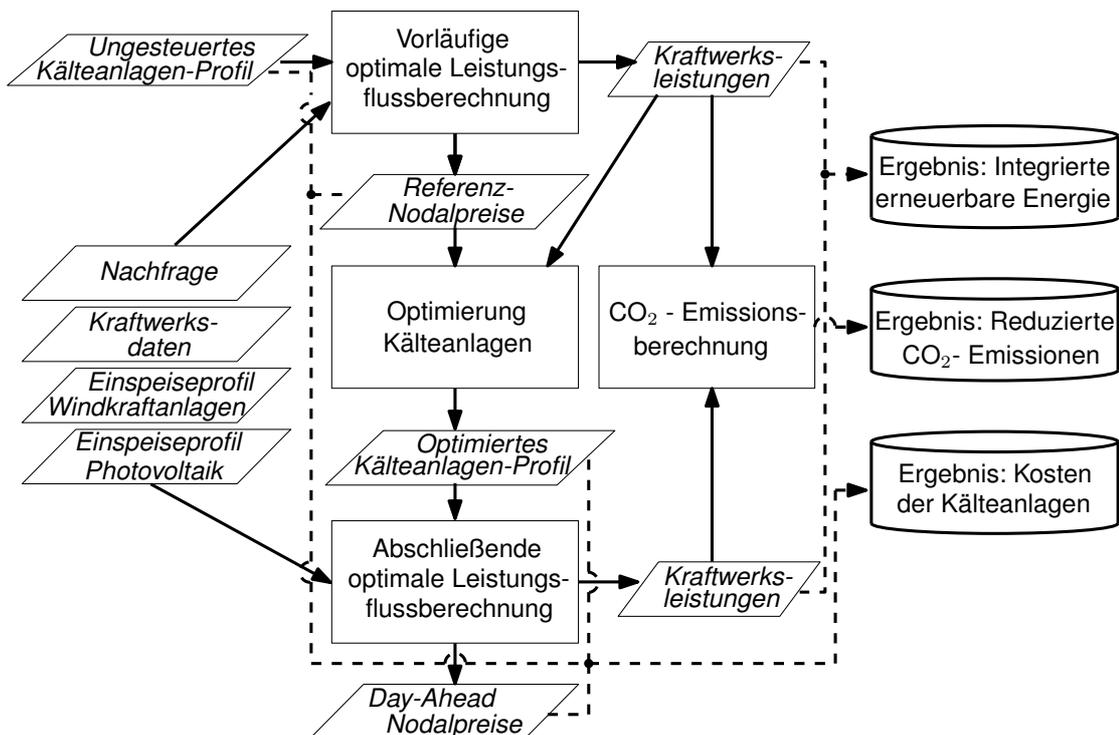


Abbildung 4.27.: Ablauf der Ergebnisberechnung der Kälteanlagen

### Optimiertes Kältegeräte-Nachfrageprofil

Im Gegensatz zu den Wärmepumpen und BHKWs, deren modellierte Typen sich nur leicht voneinander unterschieden haben, weichen die optimierten Tagesverläufe der Kälteanlagen stark unter den betrachteten Typen ab. Eine Ausnahme bilden Typ 1 und Typ 2, die sich bis auf einen anderen Temperaturbereich sehr ähnlich sind. Um die unterschiedlichen Gegebenheiten zwischen ungesteuertem und optimiertem Betrieb aufzuzeigen, werden in diesem Abschnitt drei Tagesverläufe abgebildet: Kühlschrank, Einfamilienhaus und Bürogebäude. Da das konventionelle Kühlschrankmodell eine sehr geringe Verschiebung aufweist, wird stattdessen in Abbildung 4.28 der Kühlschrank mit Latentwärmespeicher dargestellt.

Im obersten Verlauf von Abbildung 4.28 sind die Leistungsaufnahmen des Kühlschranksverbands im ungesteuerten Betrieb aufgetragen. Diese weisen gemäß der Modellierung einen Unterschied zwischen tagsüber und nachts auf. Im Feld darunter ist die Kühlschranksinnentemperatur mit einer blauen Linie dargestellt. Außerdem ist der erlaubte Temperaturbereich grau hinterlegt. Der ungesteuerte Bereich bleibt an der obersten Temperaturgrenze, da hier die Transmissionsverluste am geringsten sind. Darunter sind die vorläufigen „Day-Ahead“ Spot-Preise angegeben, die in den ersten fünf Stunden des Tages von einem Kraftwerk der Erneuerbaren als Grenzkraftwerk bestimmt werden und den Rest des Tages von Braunkohlekraftwerken. Die Angabe der optimierten Leistungsaufnahme befindet sich im vierten Diagrammbereich. In den ersten drei Stunden des Tages hält die Optimierung das Temperaturlevel am Maximum, was die geringsten Verluste hervorruft. In Stunde vier beginnt die verstärkte Kühlung und in Stunde 5 kühlen die Kühlschränke mit Latentwärmespeicher mit ihrer maximalen Leistung (1,882 Mio. Kühlschränke zu je 80 W = 150,56 MW). Es folgen vier Stunden, in denen nicht gekühlt wird, der Rest des Tages verläuft analog zum ungesteuerten Betriebsfall, da sich die Preise nicht mehr ändern. Im letzten Diagrammbereich ist die Innentemperatur verzeichnet. Am Anfang von Stunde 4 beträgt sie noch den erlaubten Höchstwert von 7 ° C, am Ende ist sie durch die stärkere Kühlung in Stunde 4 bereits um unter 6 ° C abgesunken. Der Gradient der Temperatur steigt bis zum Ende von Stunde fünf stark an, da hier mit der maximalen Leistung gekühlt wurde, und erreicht die tiefste erlaubte Innentemperatur von 3 ° C. In den nächsten vier Stunden erwärmt sich die Innentemperatur schrittweise zurück auf 7 ° C, wo sie für den Rest des Tages bleibt.

Abbildung 4.29 zeigt das Verhalten des Einfamilienhaus-Modells. Der Aufbau ist identisch, nur das sich hier der Temperaturbereich von 19 ° C während der Nacht bzw. 20 ° C während des Tages bis 25 ° C erstreckt. Ein weiterer Unterschied ist die Aufteilung der Kältelast der einzelnen Stunden auf Erdgeschoss (blau) und Dachgeschoss (rot). Die grauen Balken zeigen die gesamte Nachfrage nach elektrischer Energie als Summe von Erdgeschoss und Dachgeschoss. Beim betrachteten Tag handelt es sich um einen warmen Tag, an dem auch in der Nacht die Innentemperatur des EFH kaum unter 25 ° C sinkt. Dementsprechend früh muss ab 4:00 Uhr mit der Gebäudekühlung begonnen werden. Ab 15:00 Uhr bis 22:00 Uhr erhöhen sich die Preise. Während die Gebäudekühlung den Preisfall in Stunde 23 und 24 nicht nutzen kann, da dort kein Bedarf mehr herrscht, kann sie im optimierten Fall die Kühlleistung bis zum Preisanstieg erhöhen und so während der höheren Preisperiode den Betrieb einstellen. Die Innentemperaturen sinken beim optimierten Betrieb während der verstärkten Kühlung unter 24 ° C. Das Dachgeschoss muss stärker heruntergekühlt werden, obwohl die benötigte Kühlleistung, wie im ungesteuerten Fall ersichtlich, kaum höher als für das Erdgeschoss ist. Der

Grund dafür liegt in der geringeren Kapazität, welche zu einem steileren Temperaturanstieg bei ausbleiben des Klimaanlagebetriebs führt. Der Optimierung gelingt es, den Tagesbedarf vollständig in den niedrigpreisigen Stunden zu decken. Da hier Erneuerbare das Grenzkraftwerk gestellt haben, konnte jede verschobene Kilowattstunde aus Erneuerbaren gedeckt werden, die sonst wegen Nachfragemangel gedrosselt worden wären.

Als letzte Betrachtung wird in Abbildung 4.30 der Tagesbetrieb der Klimaanlage im Bürogebäude analysiert. Außerhalb der Geschäftszeiten, bis 6:00 Uhr morgens und ab 20:00 Uhr abends, ist der zulässige Innentemperaturbereich praktisch beliebig. Lediglich nach unten ist er auf 16 ° C begrenzt, was für die Klimaanlage aber praktisch keine Rolle spielt. Außerdem werden hier drei Temperaturzonen unterschieden, Erdgeschoss (blau), Obergeschoss (gelb) und Dachgeschoss (rot). Im ungesteuerten Betrieb wird von 8:00 Uhr bis 20:00 Uhr gekühlt, was auf einen warmen Tag schließen lässt. Das Obergeschoss benötigt, da es sich über drei Stockwerke erstreckt, die meiste elektrische Energie für die Kühlung, ersichtlich am hohen gelben Balken in der Mitte der grauen Summenbalken. An diesem Tag stellen Braunkohlekraftwerke den Grenzpreis, mit Ausnahme der Stunden 11 bis 15, wo Erneuerbare gedrosselt werden müssen und daher den Preis setzen. Die Optimierung erhöht in diesen fünf Stunden die Energieaufnahme aus dem Netz, kann den Speicher jedoch nicht ausreichend füllen, d.h. herunterkühlen, um in Stunde 16 bis 20 den Betrieb einstellen zu können. Dies liegt nicht an der Anlagenleistung, sondern am Umfang, in dem Erneuerbare in diesen Stunden gedrosselt werden müssen, denn sonst wären die grauen Balken in diesen Stunden alle gleich hoch. Der Preisfall in den Mittagsstunden ist ein typisches Muster für Sommertage, wenn im Netz hohe Mengen an PV-Anlagen installiert sind. Würden die Bürogebäude in diesen fünf Stunden mit voller Anlagenleistung kühlen, wäre die Nachfrage in diesen Stunden so stark erhöht, dass sämtliche Erneuerbare integriert würden und Braunkohlekraftwerke zusätzlich Energie bereitstellen müssten, um die zusätzliche Nachfrage zu bedienen. Dieses Verhalten wird mit dem zusätzlichen Leistungssignal unterbunden und der optimierte Betrieb verschiebt nur solche Mengen an Energie, die höchstens die Erneuerbaren vollständig integrieren, nicht aber konventionelle Kraftwerksleistung zusätzlich erfordern. Dies lässt sich am gewählten Beispiel gut erkennen. Die Energieaufnahme in den fünf niedrigpreisigen Stunden hat ihr Maximum genau mittags von 12:00 bis 13:00 Uhr und flacht davor und dahinter ab. Diese Verlaufsform ist genau dem Einspeiseverlauf der PV-Anlagen angepasst, die mittags ihr Maximum erreichen. Bei den Innentemperaturen im optimierten Betrieb im Diagramm darunter, ist das Obergeschoss durch seine hohe Kapazität am wenigsten von Schwankungen betroffen.

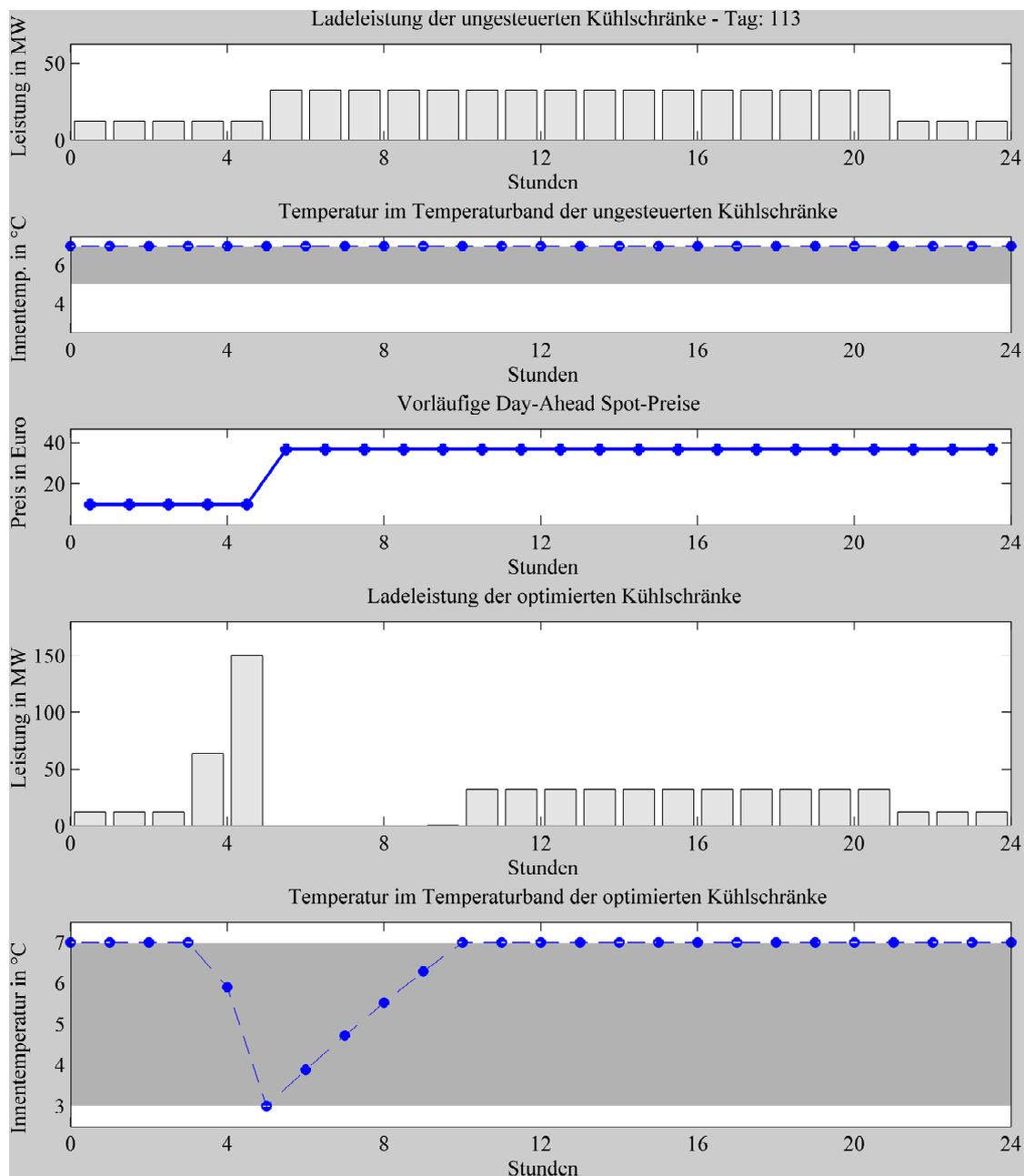


Abbildung 4.28.: Ungesteuertes und optimiertes Nachfrageprofil des Kühlschranksmodells mit Latentwärmespeicher

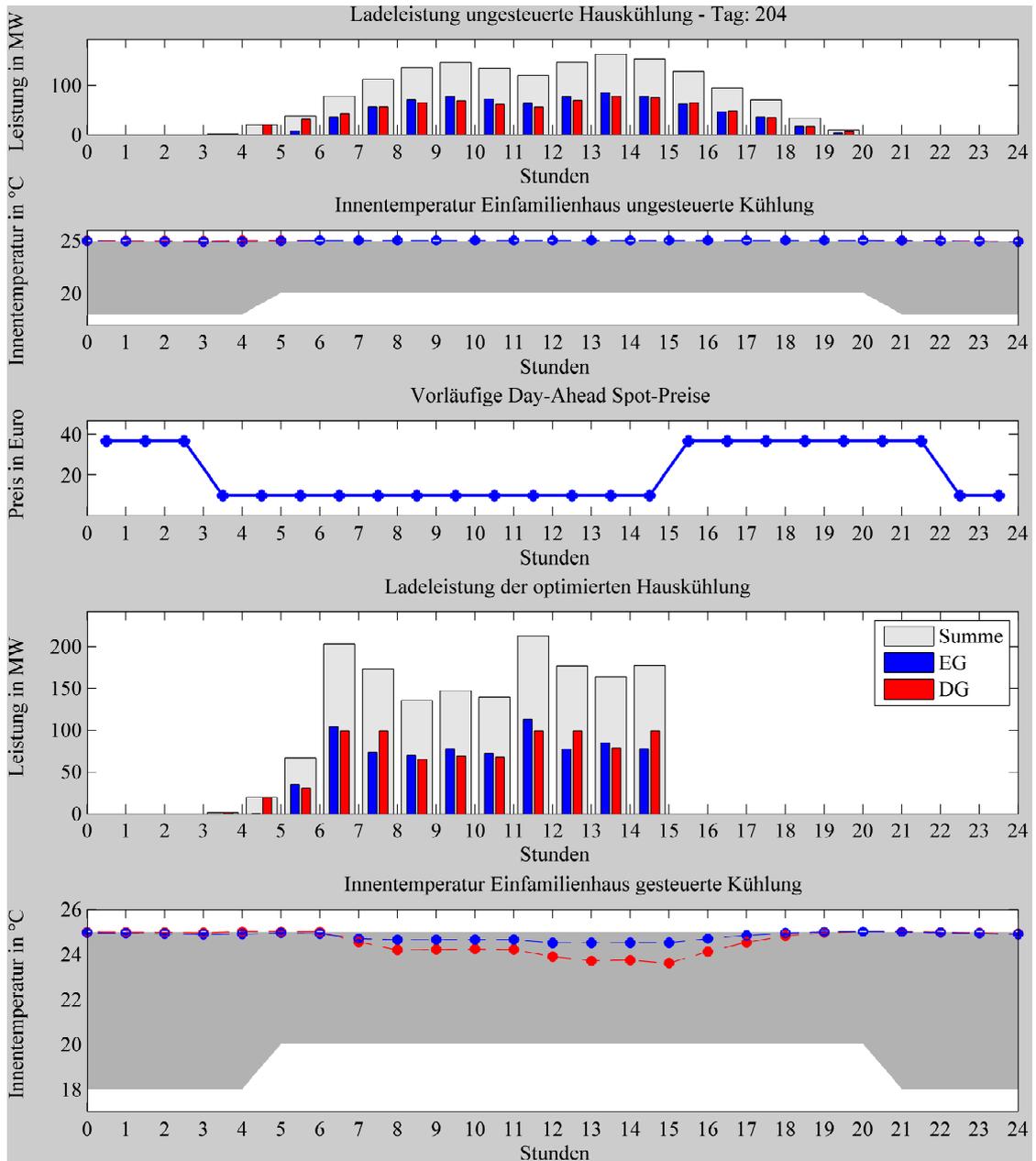


Abbildung 4.29.: Ungesteuertes und optimiertes Nachfrageprofil des Einfamilienhaus-Modells

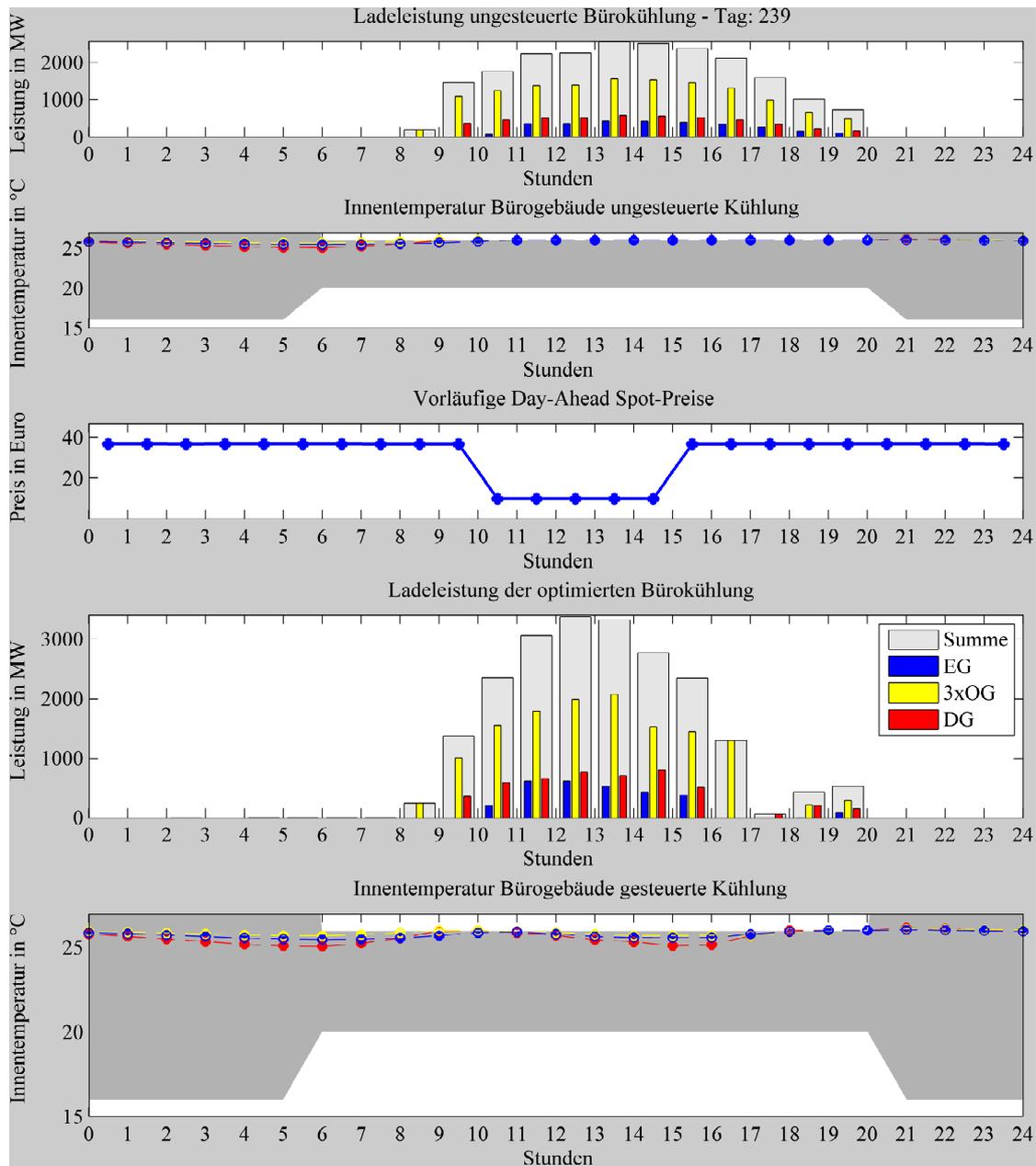


Abbildung 4.30.: Ungesteuertes und optimiertes Nachfrageprofil des Bürogebäude-Modells

### Kostenreduktion bei Kühl- und Klimageräten

Durch die Verschiebung der Nachfrage aus Stunden mit hohem in Stunden mit niedrigem Energiepreis lassen sich die Energiebezugskosten senken. Die erzielte Reduktion der Energiekosten wird in Abbildung 4.31 in Prozent zu den Energiekosten des Modellkühlschrankverbunds im ungesteuerten Betrieb dargestellt. Um die Darstellung zu verbessern, werden die Energiekosten des Tiefkühlschrankverbunds zur selben Basis dargestellt. Die in Tabelle 4.24 dargestellten Werte beziehen sich dagegen für jeden Typ auf die Basis der jeweiligen ungesteuerten Energiekosten. Die Kosten werden kumuliert für jede Stunde des Jahres dargestellt, der letzte Wert beziffert die Jahresenergiekosten.

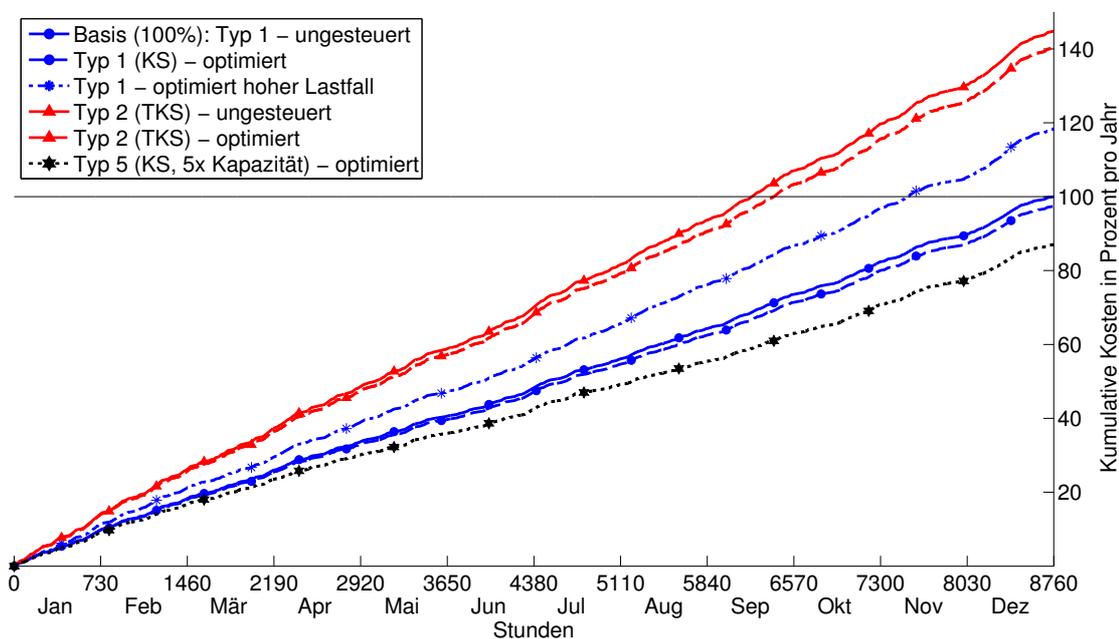


Abbildung 4.31.: Ergebnis Kosteneinsparungen der Kühlgeräte

Die Energiekosten des Kühlschranks im ungesteuerten Betrieb sind in der blauen, durchgezogenen Linie dargestellt. Der Verlauf ist kontinuierlich und weist kaum eine saisonale Schwankung auf. Der Bedarf an Energie besteht im Kühlmodell hauptsächlich tagsüber mit weniger Nachfrage nachts, ist ansonsten aber an allen Tagen identisch. Dieser Unterschied während des Tages ist in der Welligkeit der Kurve beobachtbar, stärkere Steigungen wie zum Beispiel im Dezember sind auf Phasen mit erhöhten Energiepreisen zurückzuführen. Im optimierten Betrieb der Kühlschränke ist zu sehen, dass die Energiekosten nahezu identisch sind, durch Verschiebung der Nachfrage also kaum Kosteneinsparungen realisiert werden können. Die Ursache dafür liegt in der geringen Kapazität des

Kühlschrankmodells, welches tagsüber maximal die Verschiebung von rund 80 % der Nachfrage in einer Stunde zulässt. Somit ergeben sich lediglich Einsparungen in Höhe von 2,07 % der Kosten im ungesteuerten Betrieb. Die Kosten des Tiefkühlschrankverbands finden sich im Verlauf von Typ 2. Die ungesteuerten Kosten liegen bei knapp über 140 %, da sie auf die Energiekosten des Typs 1 normiert sind und das TKS-Modell 170 kWh Jahresenergienachfrage gegenüber 120 kWh des KS-Modells hat. Die Einsparungen sind auch hier mit 2,2 % bezogen auf die ungesteuerten Kosten von Typ 2 nicht sehr hoch. Durch den höheren Temperaturhub von 8 ° C gegenüber 3 ° C beim KS ist tagsüber der Verzicht auf Nachfrage aus dem Netz für anderthalb Stunden möglich.

Um den Einfluss der Gesamtenergienachfrage kenntlich zu machen, ist in Abbildung 4.31 auch der optimierte Kostenverlauf des KS-Verbands bei insgesamt hoher Energienachfrage im Netz eingezeichnet. Er liegt bei fast 130 % der Kosten des niedrigen, ungesteuerten Lastfalls und zeigt damit eine starke Abhängigkeit des zu Grunde liegenden Energiesystems.

Abschließend ist ein KS mit Latentwärmespeicher als Typ 5 mit fünffacher Kapazität des Typs 1 dargestellt. Er erlaubt die Verschiebung der Nachfrage für 4 Stunden und kann somit eine Kostenersparnis von fast 13 % erreichen.

Die Kostenentwicklung der Klimageräte ist in Abbildung 4.32 zu sehen. Da die Kosten des Bürogebäudes um das achtfache über den Kosten des Einfamilienhauses liegen, war eine Darstellung beider Verläufe analog zu den Kühlgeräten normiert auf den ungesteuerten Betrieb nur eines Typs nicht sinnvoll. Daher sind beide Verläufe auf ihren jeweiligen ungesteuerten Betrieb normiert. Der saisonale Charakter der Gebäudeklimatisierung wird sehr deutlich. Beim Einfamilienhaus steigt die Kostenkurve erstmals Ende April an und erreicht Mitte September ihren Endzustand. Bis Juni und ab Mitte August ist die Steigung der Kostenkurve flach, da der Bedarf an Raumklimatisierung gering ist. In diesen Zeiten wird im EFH nur das Dachgeschoss gekühlt, welches sich wegen seiner geringeren Kapazität schneller aufheizt. Die durch die Verschiebung erzielbaren Einsparungen liegen bei 9,4 %. Der Kostenverlauf des Bürogebäudes ist zur Basis des ungesteuerten Betriebs normiert und erreicht damit ebenfalls 100 %. Die Nachfrage beginnt deutlich später im Jahr Ende Juni, da das Dachgeschoss sich mit seiner viel größeren Kapazität nicht so schnell aufheizt. Ein zweiter Grund ist die um ein Grad erhöhte Maximaltemperatur von 26 ° C, wie sie in den Verordnungen für Arbeitsstätten vorgeschlagen wird. Der Anstieg der Energiekosten ist deutlich steiler, da die Kühlperiode von Ende Juni bis Ende August viel kürzer ist. Ein weiteres Unterscheidungsmerkmal zum EFH ist zum Beispiel Anfang Juli zu sehen. Beide Modelle verzeichnen einen steilen Anstieg, wobei dieser im Bürogebäude kurz unterbrochen ist. Dies ist der Einfluss eines warmen Wochenendes, bei dem im Bürogebäude nicht gekühlt

wird. Die Einsparungen liegen mit 3,33 % deutlich unter denen des EFH, was an zwei Faktoren liegt. Erstens ist die Betriebsperiode im Jahr mit 2 Monaten sehr kurz. Abgezogen werden müssen 17 % dieser Zeit, da an Wochenenden nicht gekühlt wird. Zweitens wurde die Klimaanlage nur zur Geschäftszeit zwischen 7 und 21 Uhr eingeschaltet. Dadurch können niedrige Preise in den Morgenstunden zum Vorkühlen nicht genutzt werden. Außerdem ist die Leistungszahl in den Randstunden des Tages besser, was bei Verschiebung in Stunden mit höherer Effizienz die Gesamtenergienachfrage und damit die Kosten reduzieren kann.

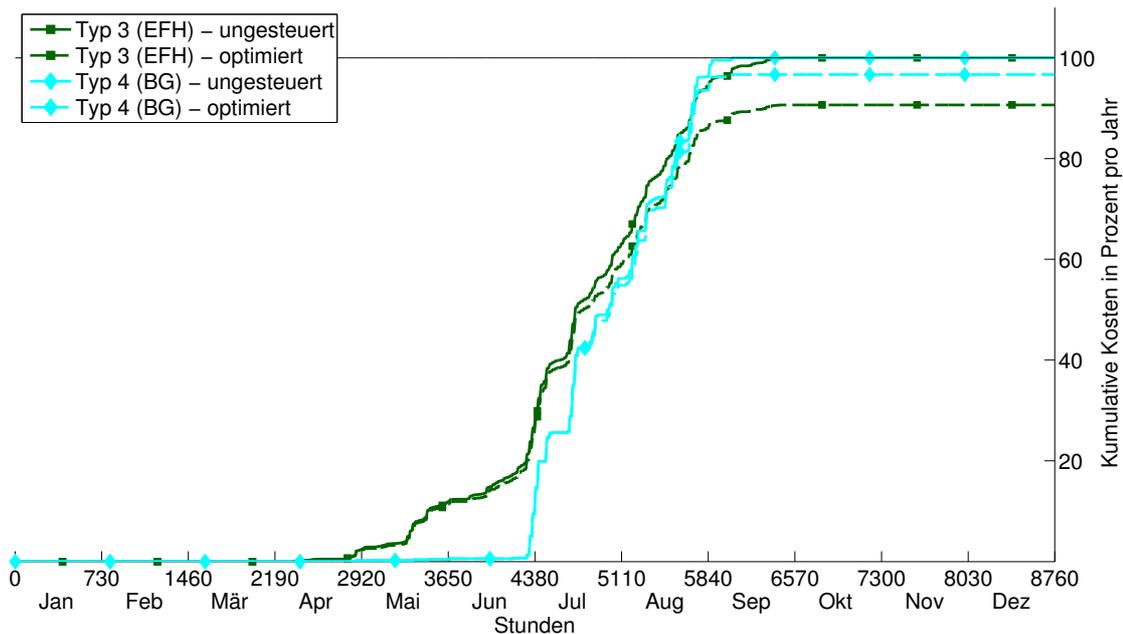


Abbildung 4.32.: Ergebnis Kosteneinsparungen der Klimageräte

Tabelle 4.21 listet die Ergebnisse für alle untersuchten Typen auf. Zusätzlich zu den Einsparungen ist noch der Mehrverbrauch gegenüber dem ungesteuerten Betrieb aufgeführt. Dieser ergibt sich, wenn durch Vorkühlen die Innentemperatur gesenkt wird, was zu höheren Transmissionsverlusten führt. Am besten schneidet Typ 5 ab, das Kühlschranksmodell mit fünffacher Kapazität durch die Anwendung eines Latentwärmespeichers (PCM). Neben der hohen Kapazität, die ausreicht um die Nachfrage vier Stunden zu verschieben, ist der Kühlschrank auch mit einer recht hohen Leistungsreserve ausgestattet. Bei im ungesteuerten Fall Spitzenlasten von rund 20 W ist der Kompressor auf eine maximale Kühlleistung von 80 W ausgelegt. Beides erklärt die hohen Einsparungen und den höheren Mehrverbrauch gegenüber den anderen Typen.

Tabelle 4.21.: Übersichtstabelle der Kostenreduktionen

Typ	Anmerkung	Einsparungen optimiert	Mehrverbrauch (Basis: ungesteuert)
1	Kühlschrank	2,07 %	0,775 %
1	Hoher Lastfall	1,73 %	0,690 %
2	Tiefkühlschrank	2,20 %	0,607 %
3	Einfamilienhaus	9,35 %	0,584 %
4	Bürogebäude	3,33 %	0,614 %
5	Kühlschrank x5 Kapazität	12,97 %	2,093 %

### Integration erneuerbarer Energie durch Kältegeräte

Durch Verschiebung ihrer Nachfrage in Stunden mit niedrigem Bedarf bzw. hoher Erzeugung aus Erneuerbaren können die Kältegeräte den Anteil an Erneuerbaren im Energiemix durch Integration steigern. Für eine Quantifizierung dieses Effekts werden die berechneten Kraftwerkserzeugungsleistungen (inklusive Wind- und PV-Anlagen) des Energiesystems mit ungesteuerten Kälteanlagen mit denen des Energiesystems mit optimierten Kälteanlagen verglichen. Um die erzielbaren Ergebnisse mit anderen Speicherarten vergleichbar zu machen, werden sie ins Verhältnis zur ungesteuerten Energienachfrage der Kälteanlagen gesetzt. Die stündlichen prozentualen Werte für das betrachtete Jahr werden in Abbildung 4.33 kumuliert dargestellt.

Die Verläufe von Typ 1 und Typ 2, dem KS und dem TKS, sind praktisch identisch mit einer Integration Erneuerbarer im Umfang von rund 3,1 % ihres jeweiligen Jahresenergiebedarfs. Im Vergleich dazu fällt das Integrationsvermögen des Typ 1 im hohen Lastfall mit 2,5 % geringer aus, da dort insgesamt weniger Erneuerbare integriert werden können. Beim Einfamilienhaus ergeben sich mit fast 8 % die höchsten Einsparmöglichkeiten der nicht modifizierten Verbraucher. Der Verlauf beginnt ab Mai flach, ist von Juli bis August steil und flacht dann wieder bis Ende September ab, wo er aufgrund ausbleibenden Betriebs horizontal verläuft. Ähnlich wie bei der Diskussion des Kostenverlaufs ist auch hier das Dachgeschoss für die flachen Anstiege im Mai/Juni und im September verantwortlich, da es sich wegen geringer Kapazität schnell aufheizt und mit wenig Energienachfrage kühlen lässt. Der nur zwei Monate währende Betrieb der Klimaanlage im Bürogebäude ist auch bei der Integrationsfähigkeit gut zu erkennen. Der Anstieg verläuft hier recht gleichmäßig. An moderat warmen Tagen ist eine hohe Reserveleistung der Anlage vorhanden, wodurch mehr Energie verschoben werden kann. An sehr warmen Tagen arbeitet die Klimaanlage in der Nähe ihrer Anlagenleistung und ist daher in geringerem

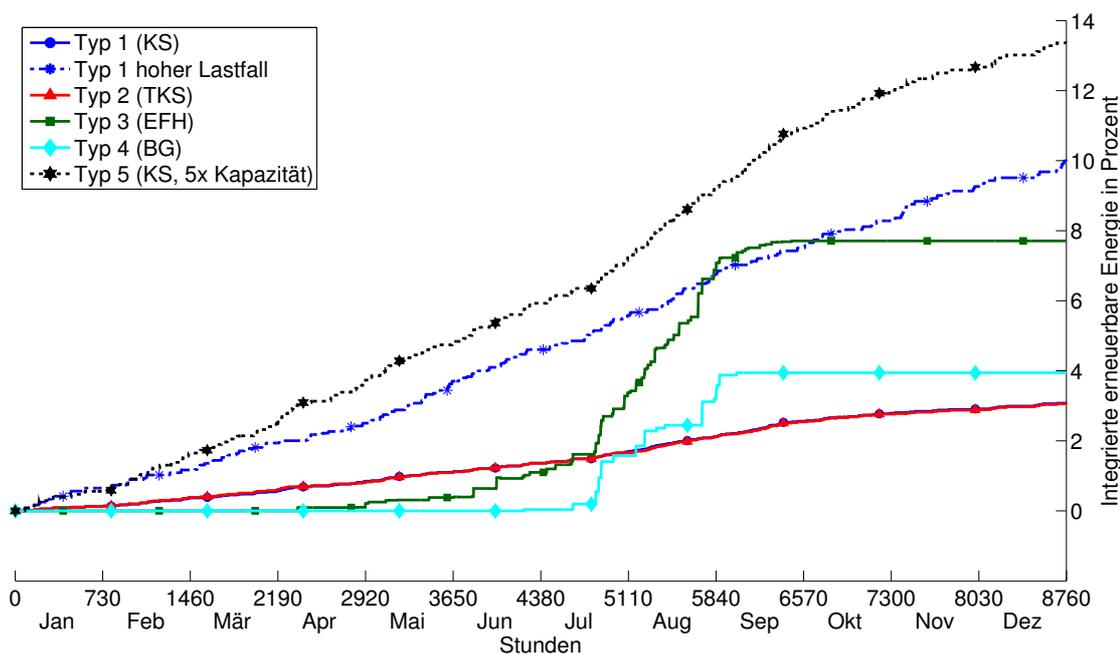


Abbildung 4.33.: Ergebnis Integrierte erneuerbare Energie durch Kälteanlagen

Maße zur Lastverschiebung fähig. Die meiste Energie im Verhältnis zum Eigenverbrauch integriert der Kältschrank mit Latentwärmespeicher. Der Verlauf weist eine stärkere Steigung im Herbst auf, da dort vermehrt Erneuerbare wiederholt während des Tages abgeschaltet werden mussten. Die höhere Steigung ist auch bei Typ 1 und 2 erkennbar, jedoch ist sie dort nicht so ausgeprägt.

Tabelle 4.22 fasst alle Ergebnisse aus den Abbildungen zusammen und ergänzt diese um die absoluten Zahlenwerte der integrierten Erneuerbaren. Hier ist das Bürogebäude mit einem höheren Wert vertreten als alle anderen Typen zusammen, was an dem hohen Energiebedarf liegt.

Tabelle 4.22.: Übersichtstabelle der Integration Erneuerbarer durch optimierte Kälteanlagen

Typ	Anmerkung	Integration Erneuerbarer	Jahresenergienachfrage ungesteuert	Integration Erneuerbarer absolut
1	Kühlschrank	3,10 %	120 kWh	3,7 kWh
2	Tiefkühlschrank	3,07 %	170 kWh	5,3 kWh
3	Einfamilienhaus	7,76 %	609 kWh	47,3 kWh
4	Bürogebäude	3,97 %	3526 kWh	140,0 kWh
1	Hoher Lastfall	2,53 %	120 kWh	3,0 kWh
5	Kühlschrank x5 Kapazität	13,64 %	120 kWh	16,4 kWh

### CO<sub>2</sub>-Emissionsreduzierung durch Klimageräte

Die CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktionen entstehen, wenn Kraftwerke mit hohen spezifischen Emissionen gedrosselt werden können. Dies erfordert die Erhöhung der Leistung eines anderen Kraftwerks in einer anderen Stunde, da die Klimageräte ihre Nachfrage nur verschieben, aber nicht vermeiden können. Betrifft die Leistungserhöhung ein Wind- oder PV-Kraftwerk, welches im Betrieb keine Emissionen verursacht, wurden die CO<sub>2</sub>-Emissionen erfolgreich reduziert. In Abbildung 4.34 sind die CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktionen der Kälteanlagen in Prozent zu ihren Jahres-CO<sub>2</sub>-Emissionen dargestellt.

Der Verlauf von Typ 1 und Typ 2 ist fast identisch, mit leicht höheren Werten bei Typ 2. Das Einfamilienhaus und damit Typ 3 hat die höchste CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion der unveränderten Kälteanlagentypen. Hier konnte der Abstand zu den Typen 1,2 und 4 im Vergleich zur Integration Erneuerbarer weiter gesteigert werden. Während die Typen 1 und 2 bei der Emissionsreduktion den Prozentsatz im Vergleich zur Integration Erneuerbarer um ein Drittel steigern konnten, beträgt das Plus bei Typ 3 etwas 85 %. Der Grund dafür erschließt sich bei der Analyse der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen in Tonnen pro MWh der einzelnen Stunden. Diese schwanken zwischen 330 kg CO<sub>2</sub> pro MWh und 970 kg CO<sub>2</sub> pro MWh, im Jahresdurchschnitt betragen sie 578,7 kg pro MWh. Gerade in den Sommermonaten findet sich oft das gleiche Muster: Nachts ohne Photovoltaik und mit wenig Wind werden die Emissionen vorrangig von Braunkohlekraftwerken verursacht und haben einen hohen spezifischen Wert. In den Mittagsstunden mit generell viel Energie aus PV sinken die spezifischen Emissionen stark, um abends

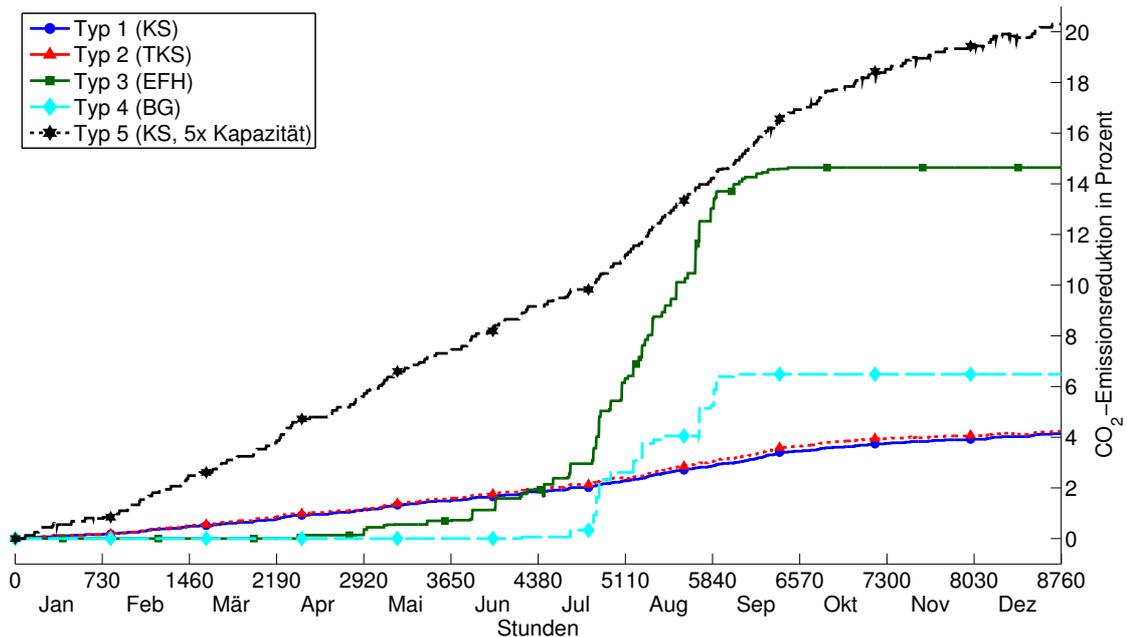


Abbildung 4.34.: Ergebnis CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion durch Kälteanlagen

wieder anzusteigen. Da im Sommer in den Morgen- und Abendstunden tendenziell wenig Erneuerbare verfügbar sind, steigen dort auch die Preise. Die Verschiebung findet bei der Gebäudeklimatisierung vorrangig von diesen Randstunden mit kaum Erneuerbaren und damit besonders hohen Emissionen hin zu Stunden mit viel Sonne statt. Dieser Effekt kann auch bei Typ 4 beobachtet werden, er ist dort jedoch nicht so ausgeprägt. Der Kühltisch mit Latentwärmespeicher hat, gemessen an seinen eigenen Jahres-CO<sub>2</sub>-Emissionen, die höchste Reduktion von knapp über 20 %.

Tabelle 4.23 zeigt die CO<sub>2</sub>-Einsparungen aller Typen, sowie deren Jahresemissionen und ihre absoluten CO<sub>2</sub>-Einsparungen. Wie bei der Integration Erneuerbarer spart der optimierte Betrieb der Bürogebäudekühlung die meisten CO<sub>2</sub>-Emissionen ein.

Tabelle 4.23.: Übersichtstabelle der CO<sub>2</sub>-Einsparungen durch optimierte Kälteanlagen

Typ	Anmerkung	CO <sub>2</sub> - Einsparungen	Jahresemissionen pro Kältegerät ungesteuert	CO <sub>2</sub> -Einsparungen absolut
1	Kühlschrank	4,1 %	67,9 kg	2,8 kg
2	Tiefkühlschrank	4,2 %	100,0 kg	4,2 kg
3	Einfamilienhaus	14,6 %	301,5 kg	44,1 kg
4	Bürogebäude	6,5 %	1842 kg	119,4 kg
1	Hoher Lastfall	3,5 %	67,6 kg	2,3 kg
5	Kühlschrank x5 Kapazität	20,3 %	67,9 kg	13,8 kg

### Vergleich der Ergebnisse der untersuchten Klimageräte im Einfamilienhaus und Bürogebäude

Als abschließende Betrachtung der Kälteanlagen listet Tabelle 4.24 die Ergebnisse aller Typen sowohl für den niedrigen als auch für den hohen Lastfall auf. Alle untersuchten Ergebnisse fallen im HLF geringer aus. Das im Vergleich zur Integration Erneuerbarer hohe CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktionspotential der Gebäudekühlung bleibt im HLF erhalten und steigert sich sogar leicht. Dies liegt daran, dass im HLF die Randstunden der Sommertage häufiger einen hohen spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionswert aufweisen.

Tabelle 4.24.: Ergebnisvergleich der untersuchten Kühl- und Klimageräte

Typ	Typ 1		Typ 2		Typ 3		Typ 4		Typ 5	
Lastfall	NLF	HLF	NLF	HLF	NLF	HLF	NLF	HLF	NLF	HLF
Kost. %	2,1	1,7	2,2	2,1	9,3	5,6	3,3	2,1	13,0	8,8
Int. kWh	3,7	3,1	5,3	4,4	47,3	38,0	140,0	104,7	16,4	12,2
Int. %	3,1	2,6	3,1	2,5	7,8	6,2	4,0	3,0	13,6	10,2
CO <sub>2</sub> kg	2,8	2,4	4,2	2,7	44,1	36,1	119,4	86,3	13,8	7,9
CO <sub>2</sub> %	4,1	3,6	4,2	2,7	14,6	11,9	6,5	4,4	20,3	11,7

## 4.6. Zusammenfassung der Ergebnisse der thermischen Speicher

Um die in diesem Kapitel gewonnen Erkenntnisse übersichtlich festzuhalten, folgt eine Auflistung.

- Wärmepumpen
  - Die Kosteneinsparungen liegen bei allen Wärmepumpentypen um die 12 % mit nur plus-minus 0,7 %
  - Die Integration Erneuerbarer liegt bei allen Wärmepumpentypen um die 10 % mit nur plus-minus 1 %
  - Der Einsatz von 470500 Wärmepumpen in der 50 Hertz-Regelzone verschlechtert die Kosteneinsparung um 1,25 % wegen Rückwirkungen auf die Angebotspreise
  - Bei einer Anlage mit der dreifachen Anlagenleistung erhöht der Verzicht auf eine Nachtabenkung die Kosteneinsparung um 0,6 % durch größere Flexibilität
  - Bei der Integration erhöht eine dreifache Anlagenleistung den Anteil um nur 0,5 %
  - Eine Luftwärmepumpe ist bei Kosteneinsparungen, Integration und Emissionen einer Grundwasserwärmepumpe unterlegen. Eine Grund-

wasserpumpe mit Radiatoren ist einer Grundwasserpumpe mit Fußbodenheizung unterlegen.

- Bei der Emissionsreduktion spielt der Lastfall eine sehr große Rolle. Die Ergebnisse lassen den Schluss zu, dass eine Kostenoptimierung anfangs zu höheren Emissionen im Energiesystem führen wird, bis der Anteil an Erneuerbaren einen Schwellwert überschritten hat.
- Blockheizkraftwerke:
  - Kosteneinsparungen sind äußerst gering, daher ist eine separate Anreizregulierung bei Einspeisern erforderlich
  - Die Verzehnfachung des Wasserspeichers hat fast keine Auswirkungen, die Anlagenleistung ist der wichtigere Faktor, nicht zuletzt durch die nutzbare, wenn auch verlustbehaftete Kapazität des Gebäudes
  - Verzicht auf Nachtabsenkung erhöht die Kosten durch höhere Transmissionsverluste, die erhöhte Flexibilität kann die Verluste nicht ausgleichen, da die Anlage nicht genug Leistungsreserven hat.
  - Die Integrationsfähigkeit von BHKWs ist im Sommer höher als von Wärmepumpen, da sie ihre ganze Einspeisung in die wenigen Stunden verschieben können, in denen die Erneuerbaren nicht abgeschaltet werden.
  - Außerdem können BHKW die vor der mittäglichen PV-Einspeisung herrschende Braunkohlestunden zur Ladung des Wasserspeichers nutzen und den Rest des Tages, wenn Erneuerbare gedrosselt werden müssen, weniger Energie einzuspeisen.
  - Im Winter ist es umgedreht, durch Wind findet Erneuerbaren-Abschaltung eher nachts statt, und BHKW müssen laufen um Nachtabsenkung zu verlassen. Hier sind Verbraucher wie Wärmepumpen im Vorteil, die den Nachtstrom nutzen können.
  - Im hohen Lastfall sind BHKW beim Integrieren effektiver, was ein einzigartiges Verhalten zu den anderen betrachteten Speichern ist. Grund: Im Sommer gibt es mehr einzelne Stunden in denen Braunkohle-Preise herrschen, in die die BHKW ihren Betrieb verschieben können, im niedrigen Lastfall sind öfter nur Erneuerbaren-Preise den ganzen Tag.
  - Zweitens sind, wenn Erneuerbare nachts nicht abgeschaltet werden müssen, die morgendlichen Braunkohle-Preise im NLF mit geringeren Leistungsreserven vertreten als im HLF. Wenn Erneuerbare tagsüber gedrosselt werden müssen, können die BHKW im HLF in den Morgen-

stunden ihren thermischen Speicher mit höheren Leistungen aufladen, bevor dadurch Erneuerbare zusätzlich abgeschaltet werden müssten.

- Bei den CO<sub>2</sub>-Emissionen sind die Einsparungen im HLF sogar deutlich höher als im NLF, da der positive Effekt bei der Integration durch die geringeren Eigenemissionen noch verstärkt wird.
- Kälteanlagen:
  - Kühlschränke und Tiefkühlschränke sowie Bürogebäude können kaum Kosten einsparen, dafür etwas mehr Erneuerbare und Emissionen.
  - EFH können gut Kosten einsparen, moderat integrieren aber die CO<sub>2</sub>-Emissionen besonders stark reduzieren, da in den Sommertagen gute Bedingungen für Emissionsreduktion herrschen. Die Braunkohlepreis-Randstunden haben einen hohen spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionswert, und gerade in diesen Randstunden findet Verschiebung statt.
  - Bürogebäude bleiben hinter ihren Möglichkeiten zurück, da nur zu Geschäftszeiten gekühlt wird. Durch den Verzicht auf Kühlung am Wochenende kann zwar der Jahresenergieverbrauch reduziert werden, die Verschiebung ist jedoch auch weniger effektiv.
  - Ein Kühlschrank mit Latentwärmespeicher ist besonders effizient in der Nachfrageverschiebung. Die Kosteneinsparungen steigen von einer Stunde (Tiefkühlschrank) Verschiebbarkeit zu vier Stunden (KS mit Latentwärmespeicher) stark von 2,2 % auf 13 % an.

## **5. Vergleich der Elektrofahrzeuge und thermischen Speicher und Ausblick ins Jahr 2040 für die Stadt Berlin**

Die in dieser Arbeit behandelten Speichertypen mit ihrer optimierten Nachfrageverschiebung werden in diesem Kapitel miteinander verglichen und ihre Auswirkung auf die Stadt Berlin dargestellt.

### **5.1. Vergleich der Elektrofahrzeuge und thermischen Speicher**

Die Betrachtungen der Speicher in den vorangegangenen Kapiteln erfolgte im Hinblick auf einen Anwendungsfall mit einer großen Anzahl der jeweiligen Speicher. Die Vergleichbarkeit ist in dieser Darstellung überschattet von den Netzurückwirkungen. Diese treten insbesondere bei Speichern mit großer Nachfrage bereits früh bei steigenden Stückzahlen auf. Durch eine zusätzliche Leistungsgrenze werden zwar die negativen Effekte von unkontrollierter Rückwirkung verhindert, die Nachfrageverschiebungsmöglichkeiten und damit das Potential des Speichers wird jedoch eingeschränkt. Für einen Vergleich der Speicher untereinander werden die Simulationen äquivalent zum bereits beschriebenen Ablauf erneut durchgeführt, dieses mal jedoch mit nur einem einzigen Speicher jedes Typs. So können Netzurückwirkungen praktisch ausgeschlossen werden, während die Aussagekraft durch Normierung auf speichertypische Größen wie Kosten im ungesteuerten Betrieb, Jahresenergienachfrage und Jahres-CO<sub>2</sub>-Emissionen erhalten bleibt. Der Vergleich der Speicher erfolgt sowohl für den niedrigen Lastfall mit 83 TWh elektrischer Energienachfrage im Beispieljahr, als auch für den hohen Lastfall mit 106 TWh. Der Vergleich wird für die Kosteneinsparungen, die Integration Erneuerbarer Energien und die Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen durchgeführt. Zum Vergleich werden folgende Speicher herangezogen:

- Elektrofahrzeugverbund

- Wärmepumpentyp 3 mit Grundwasserwärmepumpe und Fußbodenheizung sowie dreifach erhöhter Leistung
- BHKW mit mittlerem Wirkungsgrad ( $\eta_{el} = 0,35$  und  $\eta_{th} = 0,55$ ) und 10000 Liter Wasserspeicher
- Kühlschrank mit Latentwärmespeicher mit fünffacher Kapazität gegenüber dem Standardkühlschrank
- Kälteanlage Typ 3, Klimaanlage im Einfamilienhaus

### 5.1.1. Ergebnis niedriger Lastfall: Kosteneinsparungen der Speicher im Vergleich

Abbildung 5.1 zeigt die Kosteneinsparungen der betrachteten Speichertypen. Alle Verläufe stellen die Kosten im optimierten Betrieb, bezogen auf die Kosten im ungesteuerten Betrieb des jeweiligen Speichertyps in Prozent dar. Im ungesteuerten Betrieb erfüllen die hier vorgestellten Verbraucher lediglich ihre Primäraufgabe (Mobilität, Bereitstellung von thermischer Energie). Im optimierten Betrieb versuchen die Verbraucher Nachfrage in Schwachlastzeiten und keine Nachfrage in Spitzenlastzeiten darzustellen.

- **Elektrofahrzeugverbund** - Mit Einsparungen von 86,7 % mit Abstand der flexibelste Speicher. Von Juli bis Mitte Oktober sinken die kumulierten Kosten sogar, in diesem Zeitraum kann das Elektrofahrzeug mit seiner Arbitrage-Tätigkeit mehr verdienen, als es im gleichen Zeitraum für Mobilität ausgeben muss. Da für das Fahrprofil keine saisonale Unterscheidung implementiert wurde, liegt die Ursache in den höheren Kosten des Energiesystems. Der Zuwachs der Kosteneinsparungen im Vergleich zu den Ergebnissen in Abschnitt 3.5.2 beträgt über 20 %. Der gestiegene Mehrverbrauch von 11,5 % auf 17,5 % zeigt deutlich mehr Nachfrageverschiebung, welche vorher wegen negativer Netzzrückwirkungen unterbunden wurde. Mit hoher Jahresnachfrage von 2115 kWh und der Möglichkeit von Rückspeisung in das Netz haben Elektrofahrzeuge ein hohes Potential und ihr Einfluss wird mit steigenden Stückzahlen schnell sichtbar.
- **Wärmepumpe Grundwasser/Fußbodenheizung dreifache Leistung** - Zweithöchste Kosteneinsparung mit 13,8 %. Verlauf und Einsparungen ändern sich im Gegensatz zu den Ergebnissen mit 71.000 Wärmepumpen aus Abschnitt 4.2.4 mit plus 0,2 % praktisch kaum, auch der Mehrverbrauch ist annähernd gleich. Die Erhöhung der Anlagenzahl auf 71.000 (Jahresnachfrage

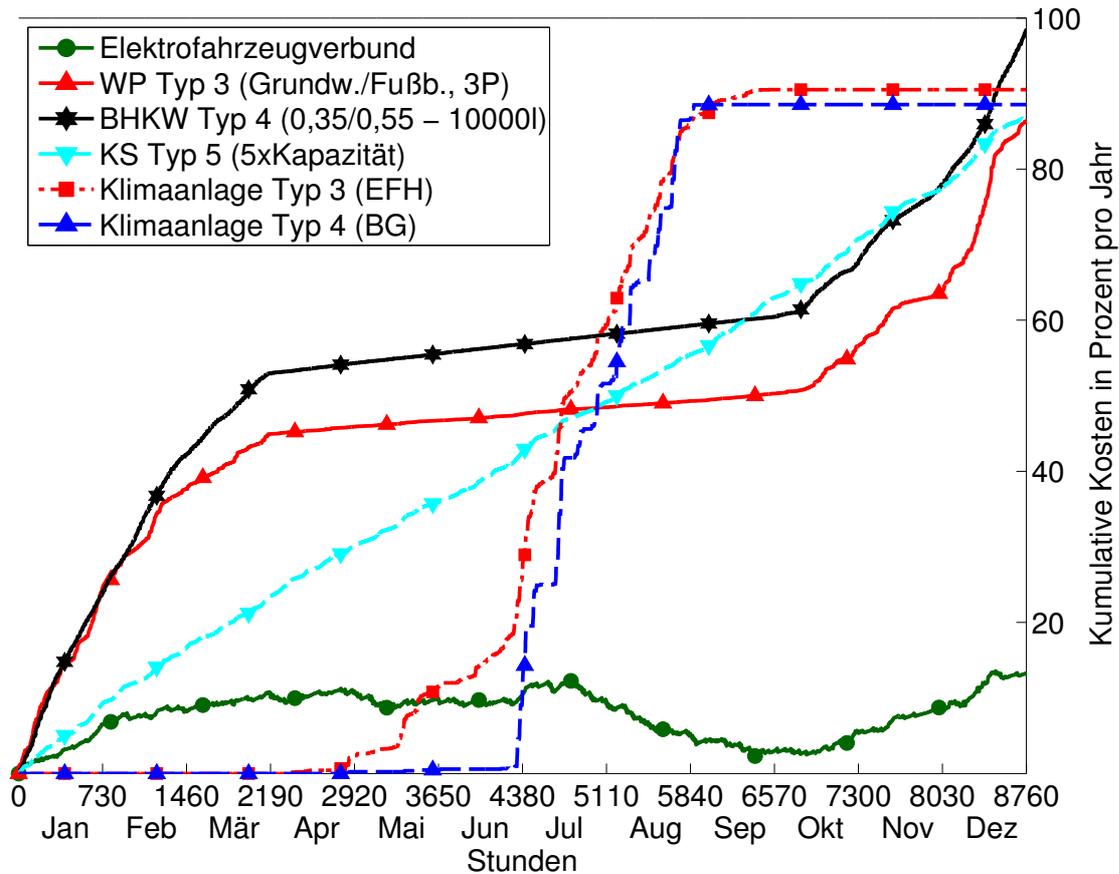


Abbildung 5.1.: Vergleich der Kosteneinsparungen aller Speicher im niedrigen Lastfall

1461 kWh pro Anlage) führt kaum zu Einschränkungen bei der Nachfrageverschiebung. Dies lässt den Schluss zu, dass die Verschiebung von Leistung hauptsächlich stattgefunden hat, wenn erhebliche Mengen an Erneuerbaren abgeschaltet wurden.

- **BHKW mit  $\eta_{el} = 0,35$  und  $\eta_{th} = 0,55$ , sowie 10000 Liter Wasserspeicher** - Die Kosteneinsparungen sind mit 2,0% etwa 0,4% höher als bei Simulation mit 28.400 BHKWs im Netz, jedoch immer noch sehr gering. Die Ursache dafür liegt an der Einspeisung von Energie im Gegensatz zu den anderen Speichern, die Energie aufnehmen. Mit einer hohen Jahreseinspeisung von 7041,7 kWh sind die Rückwirkungen auf das Netz erheblich, im Vergleich zu den Wärmepumpen um den Faktor 5. Bei der Simulation im vorangegangenen Kapitel wurden 2,5 mal so viele Wärmepumpen untersucht. Das die

Einsparung bei der BHKW Einzelanlage doppelt so hoch ist wie bei der Wärmepumpen Einzelanlage liegt an der doppelten Energiemenge, die die 28.400 BHKWs eingespeist haben.

- **Kühlschrank mit fünffacher Kapazität** - Mit Einsparungen von 13,1 % liegt er in einem guten Bereich. Erwartungsgemäß gibt es wegen der geringen Jahresnachfrage von 120 kWh keine großen Unterschiede bei Einsparungen und Mehrverbrauch zwischen Einzelanlage und Simulationsfall mit Kühlschrank in allen Berliner Haushalten.
- **Klimaanlage im Einfamilienhaus** - Die Einsparungen liegen mit 9,5 % nur sehr knapp über dem Simulationsfall mit 140000 EFH. Die Energienachfrage im ungesteuerten Betrieb ist mit 609 kWh nicht sehr hoch, konzentriert sich aber auf nur vier Monate. Der Betrieb in den Sommermonaten, wo viel Energie aus PV-Anlagen eingespeist wird, verringert das Einsparpotential durch eine homogene Preisstruktur und reagiert gleichzeitig wenig sensitiv auf steigende Stückzahlen an Klimaanlage, was auf großen Leistungsreserven der Grenzkraftwerke schließen lässt. Zu beachten ist hier, dass die stochastische Streuung viel geringer ist, da deutlich weniger Tage in die Optimierung eingeflossen sind als bei ganzjährig betriebenen Speichern.

Tabelle 5.1.: Übersichtstabelle der Kostenreduktionen aller Speicher im niedrigen Lastfall

Typ	Anmerkung	Einsparungen zu Kosten	Mehrverbrauch
Elektrofahrzeug	„vehicle-to-grid“	86,7 %	17,5 %
Wärmepumpe Typ 3	Wasser/Fußb. $3 \cdot P_{\max}$	13,8 %	0,8 %
Kühlschrank Typ 1	5-fache Kapazität	13,1 %	2,1 %
Klimaanlage Typ 3	Einfamilienhaus	9,5 %	0,8 %
Blockheizkraftwerk	Typ 4 ( $\eta_{el/th} = 0,35/0,55$ und 10000 l Speicher)	2,0 %	0,0 %

### 5.1.2. Ergebnis niedriger Lastfall: Integration erneuerbarer Energien der Speicher im Vergleich

Abbildung 5.2 enthält die Verläufe der Integration Erneuerbarer Energie aller Typen. Die Werte sind kumuliert über das Jahr in Prozent zur Eigenenergienachfrage aufgetragen, beim BHKW wurde für bessere Vergleichbarkeit das Vorzeichen des Leistungsaustausches mit dem Netz gewechselt.

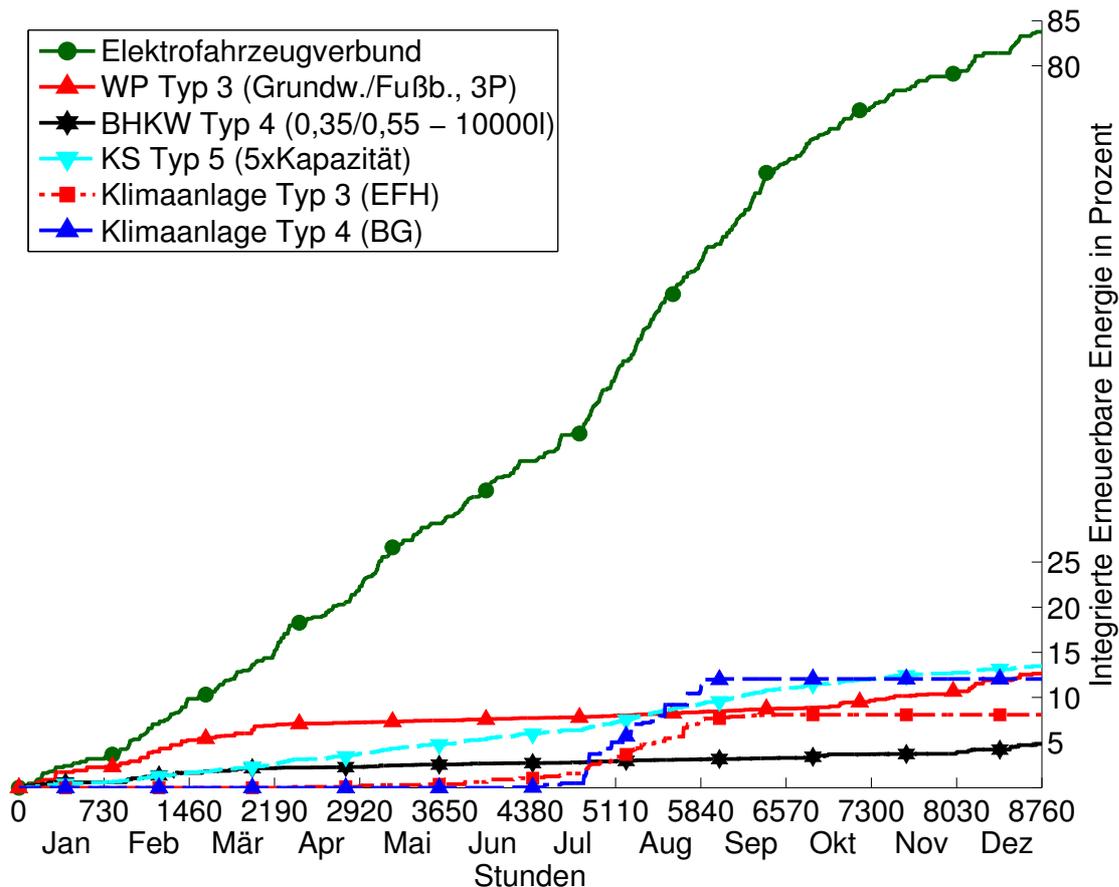


Abbildung 5.2.: Vergleich der integrierten Erneuerbaren Energie aller Speicher im niedrigen Lastfall

Tabelle 5.2 enthält alle Integrationswerte in Prozent zur Jahresenergienachfrage des jeweiligen Speichertyps und auch die absoluten Werte.

- **Elektrofahrzeugverbund** - Die Simulation mit dem Einzelfahrzeug erreicht 98,4 % und integriert damit fast so viele Erneuerbare Energie wie die eigene Nachfrage über das Jahr ist. Auch hier ist ein deutlicher Zuwachs von

rund einem Drittel im Gegensatz zur Simulation mit vielen Fahrzeugen zu beobachten.

- **Wärmepumpe Grundwasser/Fußbodenheizung dreifache Leistung**  
- Der Zuwachs bei der Integration Erneuerbarer entspricht mit plus 0,2% ungefähr dem des Zuwachses bei den Kosteneinsparungen.
- **BHKW mit  $\eta_{el} = 0,35$  und  $\eta_{th} = 0,55$ , sowie 10000 Liter Wasserspeicher** - Wie bei den Kosteneinsparungen ist auch bei der Integration mit 5,6% ein um 0,8% besseres Ergebnis erzielt worden, jedoch liegt dieser Wert im Vergleich mit den anderen Speicher im unteren Bereich. Durch die Nachteile bei der Kostenreduktion Aufgrund von hohen Kosten bei der Energiebereitstellung und niedrigen Erlösen beim Verkauf der elektrischen Energie übersteigt die Integration den Wert der Kosteneinsparungen, wie es sonst nur noch bei den Elektrofahrzeugen der Fall ist.
- **Kühlschrank mit fünffacher Kapazität** - Erwartungsgemäß kaum ein Unterschied zum Anwendungsfall mit 1,8 Mio. Kühlschränken, da die Nachfrage systemweit betrachtet gering ist.
- **Klimaanlage im Einfamilienhaus** - Die Integrationswerte sind geringfügig höher als im Anwendungsfall, wie bereits bei den Kosteneinsparungen.

Tabelle 5.2.: Übersichtstabelle der Integration Erneuerbarer aller Speicher im niedrigen Lastfall

Typ	Anmerkung	Integration zu Last	Integration absolut
Elektrofahrzeug	„vehicle-to-grid“	98,4 %	2081,5 kWh
Wärmepumpe Typ 3	Wasser/Fußb. $3 \cdot P_{max}$	12,9 %	187,9 kWh
Kühlschrank Typ 1	5-fache Kapazität	13,7 %	6,5 kWh
Klimaanlage Typ 3	Einfamilienhaus	8,1 %	49,6 kWh
Blockheizkraftwerk	Typ 4 ( $\eta_{el/th} = 0,35/0,55$ und 10000 l Speicher)	5,6 %	391,7 kWh

### 5.1.3. Ergebnis niedriger Lastfall: CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion der Speicher im Vergleich

Abbildung 5.3 enthält die Verläufe der CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktionen aller Typen. Die Werte sind kumuliert über das Jahr in Prozent zu den CO<sub>2</sub>-Emissionen der einzelnen Speichertypen dargestellt.

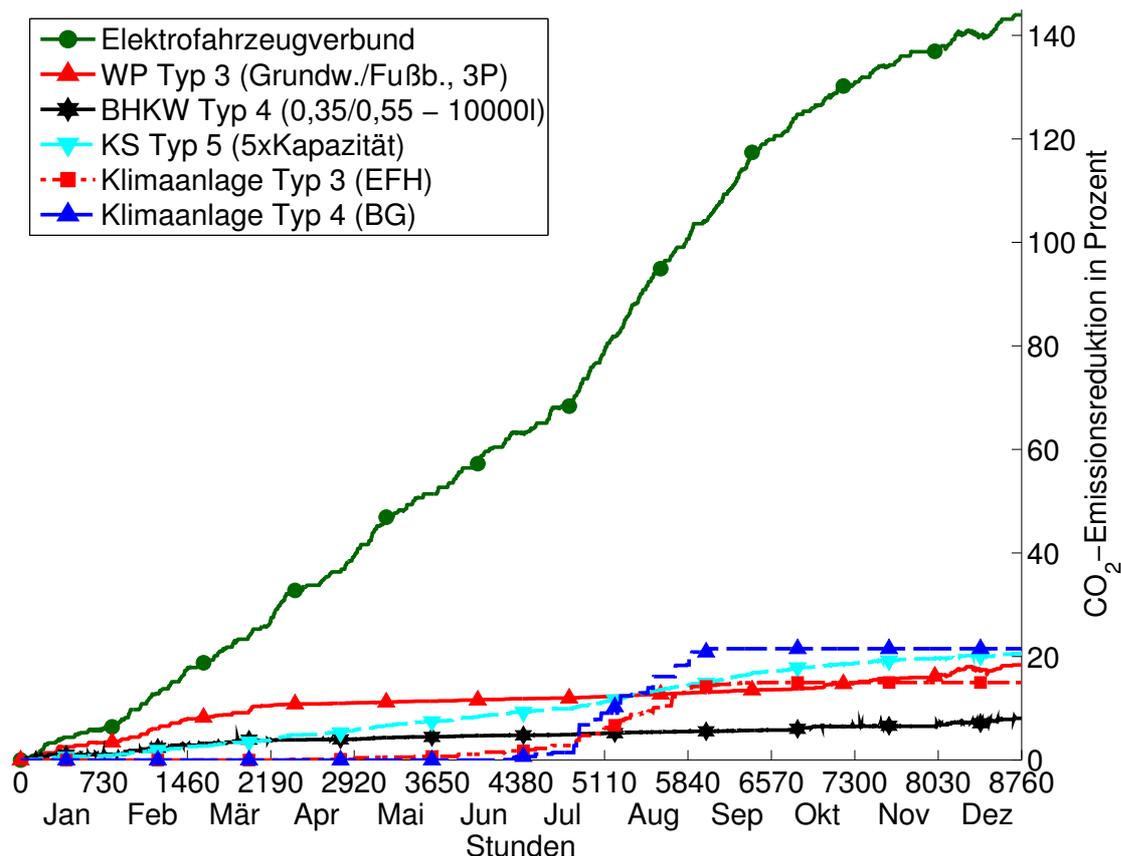


Abbildung 5.3.: Vergleich der CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion aller Speicher im niedrigen Lastfall

Tabelle 5.3 enthält alle Werte zur CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion in Prozent zu den Jahresemissionen des jeweiligen Speichertyps und auch die absoluten Werte in kg.

- **Elektrofahrzeugverbund** - Die CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion steigt um ein Drittel auf 143,9% an, so dass das einzelne Elektrofahrzeug mehr CO<sub>2</sub> einspart, als mit der Erzeugung der elektrischen Energie für die Mobilität emittiert wird.

- **Wärmepumpe Grundwasser/Fußbodenheizung dreifache Leistung**  
- Die CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion ist um fast die Hälfte höher als die Integration Erneuerbarer. Ein ähnliches Verhalten weisen auch die Elektrofahrzeuge und die Kühlschränke auf.
- **BHKW mit  $\eta_{el} = 0,35$  und  $\eta_{th} = 0,55$ , sowie 10000 Liter Wasserspeicher** - Das BHKW hat, wie die Gebäudekühlung auch, eine um fast das Doppelte höhere CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion im Vergleich zur Kosteneinsparung oder Integrationsfähigkeit.
- **Kühlschrank mit fünffacher Kapazität** - Auch hier nur ein geringer Zuwachs zum Anwendungsfall. Hinter den Elektrofahrzeugen der potenteste Speichertyp, wenn es um CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion oder Integration Erneuerbarer geht.
- **Klimaanlage im Einfamilienhaus** - Die CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion in Höhe von 15,0 % kommt sehr nahe an die der Wärmepumpe heran. Die CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion wurde ausschließlich im Sommer und liegen deutlich näher am Ergebnis der Wärmepumpen als die Kosteneinsparung oder die Integration. Es kann also festgehalten werden, dass sich Lastverschiebung im Sommer auf die CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion deutlich stärker auswirkt als im Winter.

Tabelle 5.3.: Übersichtstabelle der CO<sub>2</sub>-Einsparungen aller Speicher im niedrigen Lastfall

Typ	Anmerkung	Einsparungen zu Emissionen	Einsparungen absolut
Elektrofahrzeug	„vehicle-to-grid“	143,9 %	1707,7 kg
Wärmepumpe Typ 3	Wasser/Fußb. $3 \cdot P_{\max}$	18,7 %	168,0 kg
Kühlschrank Typ 1	5-fache Kapazität	20,6 %	14,0 kg
Klimaanlage Typ 3	Einfamilienhaus	15,0 %	45,2 kg
Blockheizkraftwerk	Typ 4 ( $\eta_{el/th} = 0,35/0,55$ und 10000 l Speicher)	9,2 %	373,6 kg

#### 5.1.4. Ergebnis hoher Lastfall: Kosteneinsparungen der Speicher im Vergleich

Die Ergebnisse für die Kosten im hohen Lastfall sind in Abbildung 5.4 und Tabelle 5.4 dargestellt.

Die Kosteneinsparungen der Speicher sind geringer als im NLF. Eine Ausnahme bilden das BHKW-Modell mit eine Steigerung der Einsparung um 0,5 % auf 2,5 %. Die Erklärung liegt an den für BHKW günstigen Preisverläufen, die im Netz mit hoher Nachfrage häufiger auftreten. Ein weiterer Beitrag liefern die höheren Preise, die insgesamt zu niedrigeren BHKW-Betriebskosten führen und somit die Basis, auf die die prozentuale Einsparung bezogen ist, absenken. Die Klimageräte im Einfamilienhaus und im Bürogebäude verlieren beide deutlich an Einsparpotential, während gerade bei der Wärmepumpe die Einsparungen kaum abnehmen. Die Auswirkungen einer höheren Gesamtenergienachfrage sind im Winter nicht so ausgeprägt, da dort in beiden Lastfällen Braunkohlekraftwerke, welche im modellierten Energiesystem eine große Leistungsspanne haben, häufig den Grenzpreis setzen. Im Sommer hingegen ist der Unterschied zwischen den Ergebnissen stark ausgeprägt, da hier im HLF Erneuerbare viel seltener gedrosselt werden und so Einsparpotential verloren geht. Der Kühlschrank als ganzjähriger Verbraucher liegt mit seinen Einsparungseinbußen genau im Mittelfeld.

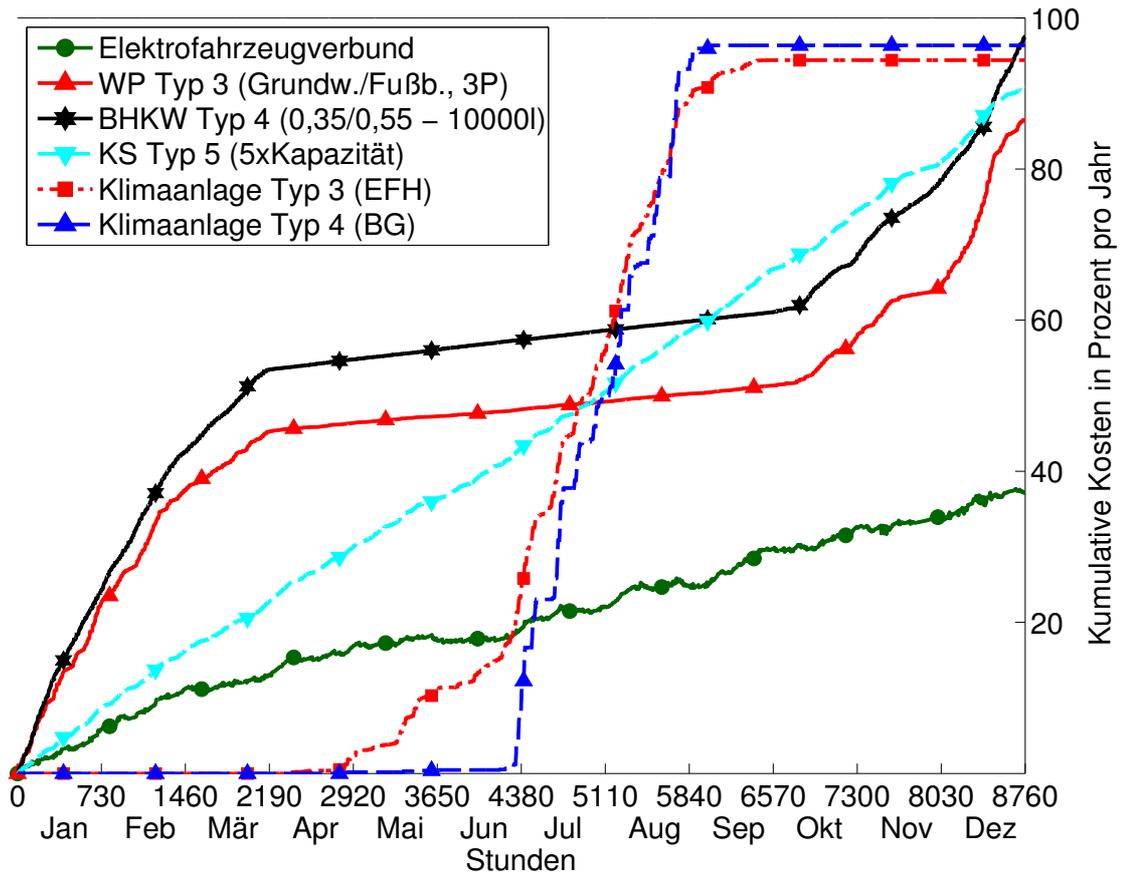


Abbildung 5.4.: Vergleich der Kosteneinsparungen

Tabelle 5.4.: Übersichtstabelle der Kostenreduktionen aller Speicher im hohen Lastfall

<b>Typ</b>	<b>Anmerkung</b>	<b>Einsparungen zu Kosten</b>	<b>Mehrver- brauch</b>
Elektrofahr- zeug	„vehicle-to-grid“	62,8 %	18,0 %
Wärmepum- pe Typ 3	Wasser/Fußb. $3 \cdot P_{\max}$	13,7 %	1,3 %
Kühlschrank Typ 1	5-fache Kapazität	9,1 %	2,2 %
Klimaanlage Typ 3	Einfamilienhaus	5,6 %	0,4 %
Blockheiz- kraftwerk	Typ 4 ( $\eta_{el/th} = 0,35/0,55$ und 10000 l Speicher)	2,5 %	0,0 %

### 5.1.5. Ergebnis hoher Lastfall: Integration erneuerbarer Energien der Speicher im Vergleich

Die Verläufe in Abbildung 5.5 und die Werte in Tabelle 5.5 repräsentieren die Integration Erneuerbarer Energien im hohen Lastfall.

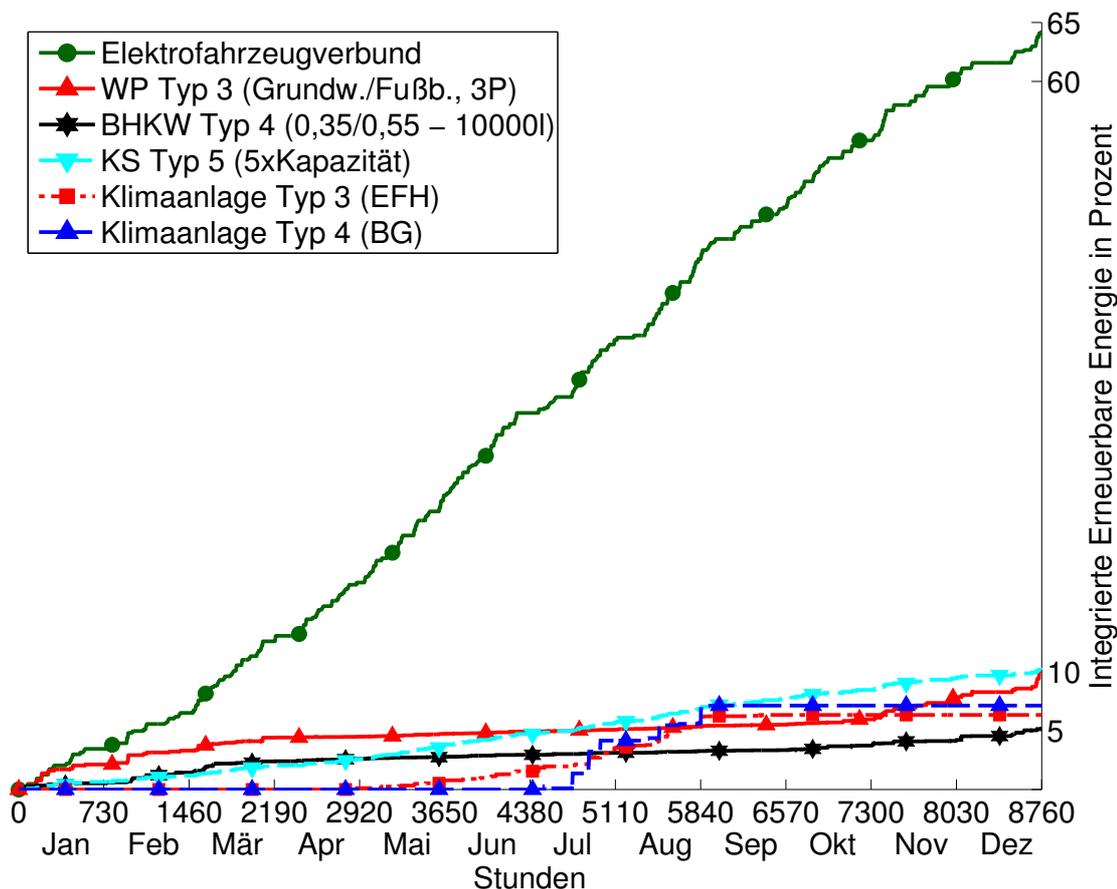


Abbildung 5.5.: Vergleich der integrierten Erneuerbaren Energie

Bei allen Speichern kommt es im hohen Lastfall zu geringerer Integration Erneuerbarer. Da die Abnahme der Integration bei allen Speicher etwa ein Viertel beträgt, sind die saisonalen Auswirkungen des Lastfalls auf das Integrationspotential gering. Die einzige Ausnahme bildet das BHKW, welches nur 7% weniger Erneuerbare integriert als im niedrigen Lastfall. Dieses Ergebnis verfestigt die Aussage, das BHKW in einem Energieversorgungssystem mit hohen Anteilen Erneuerbarer effizienter in ihrem optimierten Betrieb sind als in einem System mit sehr hohen Anteilen Erneuerbarer.

Tabelle 5.5.: Übersichtstabelle der Integration Erneuerbarer aller Speicher im hohen Lastfall

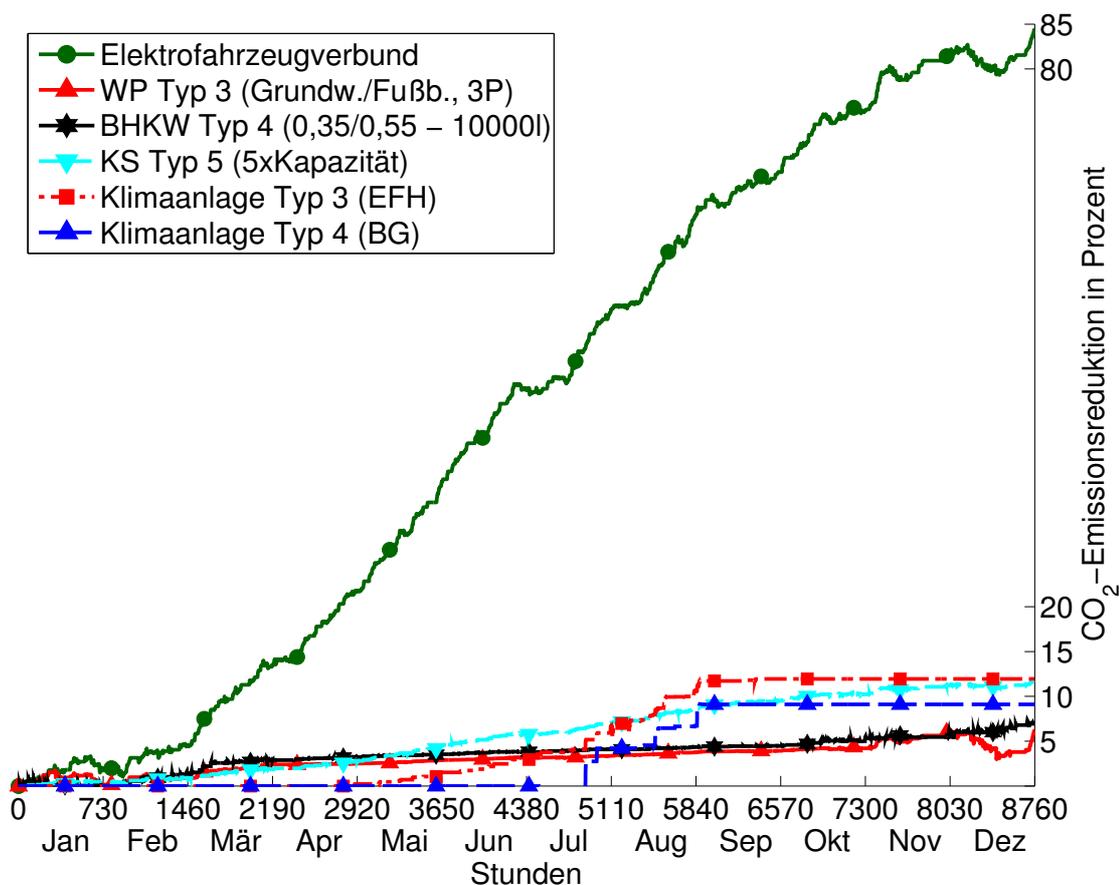
Typ	Anmerkung	Integration zu Last	Integration absolut
Elektrofahrzeug	„vehicle-to-grid“	75,8 %	1603,1 kWh
Wärmepumpe Typ 3	Wasser/Fußb. $3 \cdot P_{\max}$	10,2 %	149,4 kWh
Kühlschrank Typ 1	5-fache Kapazität	10,4 %	12,4 kWh
Klimaanlage Typ 3	Einfamilienhaus	6,3 %	38,6 kWh
Blockheizkraftwerk	Typ 4 ( $\eta_{el/th} = 0,35/0,55$ und 10000 l Speicher)	5,2 %	363,4 kWh

### 5.1.6. Ergebnis hoher Lastfall: CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion der Speicher im Vergleich

Als letztes Ergebnis im Vergleich werden die CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion in Abbildung 5.6 und Tabelle 5.6 behandelt.

Die Situation bei den CO<sub>2</sub>-Emissionen im hohen Lastfall unterscheidet sich deutlich von den Werten der Integration.

- **Elektrofahrzeugverbund** - Verliert über ein Drittel im Gegensatz zum NLF. Die Einsparungen im HLF reichen mit 84,4 % nicht aus, um die eigenen Emissionen zu kompensieren. Das Potential des Elektrofahrzeugverbunds ist trotzdem unverändert hoch.
- **Wärmepumpe Grundwasser/Fußbodenheizung dreifache Leistung** - Verlieren am deutlichsten mit zwei Drittel auf nur noch 5,8 %. Bei der Emissionsreduktion belegen sie im hohen Lastfall den letzten Platz. Der Grund ist der hohe Betrieb im Winter, wo die Emissionsreduktion im hohen Lastfall nur in geringerem Maße möglich ist. Hinzu kommt, dass gerade im HLF im Winter häufiger konventionelle Kraftwerke den Preis setzen und hier die Optimierung Steinkohle- oder GuD-Kraftwerke zugunsten von Braunkohlekraftwerken drosselt. Da diese jedoch hohe Emissionen haben, kommt es insgesamt zu einem Anstieg durch die Optimierung, der der Reduktion durch Integration Erneuerbarer entgegenwirkt.
- **BHKW mit  $\eta_{el} = 0,35$  und  $\eta_{th} = 0,55$ , sowie 10000 Liter Wasser-**

Abbildung 5.6.: Vergleich der CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion

**speicher** - Das BHKW verliert nur moderat etwa ein Fünftel des Reduktionspotentials. Das schlechte Abschneiden der Wärmepumpen im Winter, die ja Verbraucher sind, wird hier gerade umgekehrt, da BHKW einspeisen. Je höher die Emissionen im Netz, desto geringer werden die eigenen Emissionen der BHKW und damit sinkt auch die Basis, auf die die Integration bezogen wird.

- **Kühlschrank mit fünffacher Kapazität** - Kann nur noch etwas mehr als die Hälfte der CO<sub>2</sub>-Emissionen reduzieren wie im NLF. Als ganzjähriger Verbraucher liegt er bei den Einbußen im Mittelfeld.
- **Klimaanlage im Einfamilienhaus** - Die Reduktion beträgt noch etwa vier Fünftel der des NLF und verringert sich damit weniger als bei den optimierten Wärmepumpen oder Kühlschränken, die verstärkt im Winter bzw. ganzjährig operieren. Das Ergebnis unterstützt damit die Aussage, dass die CO<sub>2</sub>-

Emissionsreduktion im Sommer in geringerem Maße vom Lastfall abhängen  
als im Winter.

Tabelle 5.6.: Übersichtstabelle der CO<sub>2</sub>-Einsparungen aller Speicher im hohen  
Lastfall

Typ	Anmerkung	Einsparungen zu Emissionen %	Einsparun- gen absolut
Elektro- fahrzeug	„vehicle-to-grid“	84,4 %	998,9 kg
Wärme- pumpe Typ 3	Wasser/Fußb. $3 \cdot P_{\max}$	5,8 %	51,7 kg
Kühl- schrank Typ 1	5-fache Kapazität	11,7 %	7,9 kg
Klimaanla- ge Typ 3	Einfamilienhaus	11,9 %	36,2 kg
Blockheiz- kraftwerk	Typ 4 ( $\eta_{el/th} = 0,35/0,55$ und 10000 l Speicher)	7,0 %	284,5 kg

### 5.1.7. Auswertung aller Ergebnisse

Um den Vergleich der Speicher in einer Art Zusammenfassung übersichtlich zu  
machen, wurden in Tabelle 5.7 sämtliche Speicher mit Bezug zu den drei herausge-  
arbeiteten Ergebnissen aufgenommen. Dabei wurde für jedes Ergebnis und jeden  
Lastfall getrennt eine Rangliste erstellt. In jeder Spalte sind die Plätze 1 bis 5 auf  
Grundlage der in diesem Kapitel angegebenen Prozentwerte der Ergebnisse relativ  
zu den ungesteuerten Werten der einzelnen Speichertypen vergeben. Zur schnelle-  
ren Einordnung sind die Zellen farblich hinterlegt: Platz 1 grün, Platz 2 hellgrün, 3  
gelb, Platz 4 orange und Platz 5 rot.

Tabelle 5.7.: Ergebnisvergleich aller untersuchten Speicher

Ergebnis	Kostenred.		Integration		CO <sub>2</sub> -Red.	
	niedrig	hoch	niedrig	hoch	niedrig	hoch
Lastfall						
Elektrofahrzeug	1	1	1	1	1	1
Wärmepumpe Typ 3	2	2	2	3	3	5
BHKW Typ 4	5	5	5	5	5	4
Kühlschrank Typ 5	3	3	3	2	2	3
Klimaanl. EFH	4	4	4	4	4	2

## 5.2. Ausblick ins Jahr 2040 für die Stadt Berlin

Nachdem die Modelle der verschiedenen Speicher untersucht und miteinander verglichen wurden, soll nun ihr Einfluss auf ein bestehendes Energieversorgungsnetz aufgezeigt werden. Das entsprechende Energiesystem mit Kraftwerken, Verbrauchern und Erneuerbaren wurde in Abschnitt 2 beschrieben. Es umfasst die neuen Bundesländer und damit die Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH. Für die Untersuchung soll die Stadt Berlin, als größter Verbraucher in dieser Zone, einen Teil ihrer Nachfrage mit Hilfe der optimierten Betriebsweise verschieben. Während die Kosteneinsparungen in diesem Szenario unbeachtet bleiben, wird die Integration Erneuerbarer anhand der Veränderung des Energiemixes der Stadt, sowie die CO<sub>2</sub>-Emissionen betrachtet.

### 5.2.1. Eingangsgrößen

Tabelle 5.8 enthält die für Berlin und die Regelzone prognostizierten Werte für das Jahr 2040, für welches die Berechnungen durchgeführt werden. Die verwendeten Werte werden in Kapitel 2 detailliert prognostiziert.

Für den Anwendungsfall werden die in dieser Arbeit modellierten Speicher mit unterschiedlichen Stückzahlen eingesetzt. Sie stellen so einen Teil der Last Berlins dar. Da es sich bei BHKWs um verschiebbare Erzeuger und nicht Verbraucher handelt, werden sie mit umgekehrtem Vorzeichen zur Last Berlins gezählt. Auf diese Weise lässt sich ein prozentualer Anteil der Berliner Last als verschiebbar angeben, ohne auf die Unterschiede zwischen Erzeugung und Verbrauch eingehen zu müssen. Da sie nur 0,24% der Last ausmachen, ist der systematische Fehler als sehr klein zu bewerten.

In der Untersuchung werden rund 17% der Nachfrage Berlins im Jahr 2040 als verschiebbar angenommen (siehe Tabelle 5.9). Die Aufteilung der Anteile der einzelnen Speichertypen sind Tabelle 5.9 und Abbildung 5.7a zu entnehmen. Bei Wär-

Tabelle 5.8.: Berlinspezifische Daten zum betrachteten Zeithorizont 2040

<b>Regelzone</b>	
Installierte Leistung Windkraftanlagen	18.900 MW
Installierte Leistung Photovoltaikanlagen	8.000 MW
Jahresenergienachfrage	82.797.000 MWh
CO <sub>2</sub> -Jahresemissionen	47.590.000 Tonnen
Durchschnittliche CO <sub>2</sub> -Emissionen pro MWh	575 kg/MWh
Einspeisung aus Erneuerbaren	35.660.000 MWh
Anteil Erneuerbarer am Energiemix	43,1 %
<b>Berlin</b>	
Jahresenergienachfrage	12.863.120 MWh
CO <sub>2</sub> -Jahresemissionen	7.396.294 Tonnen
Anzahl PKW	1.260.000
Anzahl Haushalte	1.882.000
Anzahl EFH/ZFH	141.705
Anzahl Büro-/Verwaltungsgebäude	155.100

mepumpen wird ausschließlich der Typ 3, die Grundwasserwärmepumpe gekoppelt mit Fußbodenheizung und dreifacher Anlagenleistung genommen. Bei BHKW soll nur der Typ 4, das BHKW mit mittlerem elektrischen Wirkungsgrad und 10000 l großem Wasserspeicher zum Einsatz kommen. Die Kühlschränke der Betrachtung bestehen aus den Kühlschränken mit Latentwärmespeicher. Die Ergebnisse aus den vorangegangenen Kapiteln werden für die Untersuchung herangezogen. Die erreichbaren Werte bei Integration und CO<sub>2</sub>-Reduktion sind durch die gewählte Methode etwas besser als bei Simulation aller Speicher hintereinander bei entsprechender Anpassung der zusätzlichen Leistungsbeschränkung.

Um den Einfluss des bei den Elektrofahrzeugen vorhandenen großen Potentials in den Ergebnisse aufzuzeigen, gibt es die Untersuchung zusätzlich mit der doppelten Anzahl an Elektrofahrzeugen. Dies entspricht 840.000 Stück, beziehungsweise zwei Drittel der in Berlin angemeldeten Fahrzeuge. Sollte die Reichweite von Elektrofahrzeugen durch einen technologischen Durchbruch bei niedrigeren Kosten deutlich gesteigert werden können, wären auch höhere Durchdringungsraten denkbar. In Abbildung 5.7a ist die Nachfragezusammensetzung der einzelnen Speicher dargestellt, in Abbildung 5.7b mit der doppelten Anzahl an Elektrofahrzeugen.

Tabelle 5.9.: Speicherspezifische Daten in Berlin

Typ	Last Einzelanlage	Anzahl	Anmerkung	Jahreslast in MWh	Anteil Last Berlins
Elektrofahrzeuge	2115 kWh	420000	33,3% der Fahrzeuge	888.300	6,91 %
Wärmepumpen	1460,8 kWh	71000	50 % der EFH/ZFH	103.500	0,80 %
BHKW	-7041,7 kWh	28400	20 % der EFH/ZFH	-200.000	-0,24 %
Kühlschränke	120 kWh	1882000	100 % der Haushalte	226.000	1,76 %
Tiefkühlschränke	174 kWh	1882000	100 % der Haushalte	320.000	2,49 %
Klima EFH	609,4 kWh	141705	100 % der EFH/ZFH	86.400	0,67 %
Klima BG	3462,2 kWh	155100	100 % der B-/V.-Geb.	537.000	4,17 %
Summenwerte (BHKW positiv enthalten)				2.361.200	17,04 %

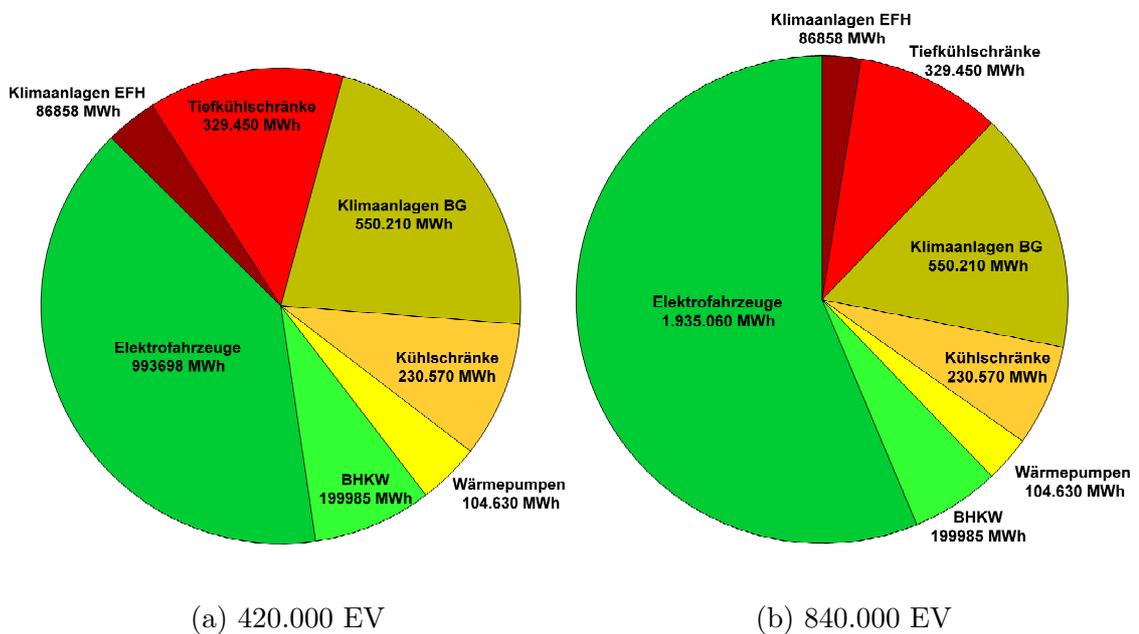


Abbildung 5.7.: Nachfrageverteilung der einzelnen Speichertypen in Berlin

### 5.2.2. Ansatz der Gesamtoptimierung

Werden verschiedene Speichertypen gleichzeitig im Netz optimiert, gibt es zwei mögliche Verfahrensweisen, die unerwünschten Netzzrückwirkungen einzudämmen. Zum einen könnte die in jeder Zeiteinheit rückwirkungsfreie Leistung (positiv und negativ) auf die einzelnen Speichertypen verteilt werden. Dies hätte den Vorteil einer schnelleren Berechnung und das vorläufige Preissignal würde nur einmal an alle Speicher gesendet. Problematisch jedoch ist die Höhe des Anteils, der jedem Speicher zugesprochen wird. Ist er zu hoch, wird Potential verschenkt, das andere Speichertypen hätten nutzen können. Ist er zu niedrig, kann der Speichertyp sein eigenes Potential nicht ausschöpfen. Um den Nachteil abzumildern, wäre es möglich, eine Prognose für jeden Speicher einzeln zu ermitteln und auf Grundlage dieser die Zuteilung zu regeln. Dies würde den Rechenaufwand jedoch erhöhen. Eine zweite Möglichkeit bestünde darin, die Speichertypen nacheinander mit vorläufigen Preissignalen zu versorgen und nach jeder Anpassung eine neue optimierte Leistungsflussberechnung durchzuführen, welche wiederum neue Preise für den nächsten Speichertyp bereitstellt. Auf diese Weise können nachfolgende Speichertypen immer wieder ein Optimum der angepassten Verhältnisse erzielen. Der Nachteil dieser Methode liegt in der Bestimmung der Reihenfolge der Speichertypen und einem höherem Steueraufwand, da mehrere Preissignale an jeweils nur bestimmte Speicher verschickt werden. Durch eingehende Analyse kann bei der Reihenfolge der Speicher für jeden Tag ebenfalls ein Optimum ermittelt werden. Jedoch muss auch geklärt werden, wie den später optimierenden Speichern ihre verminderten Einsparpotentiale insbesondere bei der Kostenreduktion, die als Anreiz gilt, vergütet wird. Bei Betrachtung bisheriger und der im Folgenden dargestellten Ergebnisse wird deutlich, dass Elektrofahrzeuge stark dominieren. Aus diesem Grund wird, mit geringem Fehler, die Gesamtoptimierung nicht wie hier vorgeschlagen durchgeführt, sondern vereinfachend die Ergebnisse der Voruntersuchungen herangezogen und addiert. Der dabei entstehende Fehler ist als klein einzustufen, da selbst eine leicht verringerte Performance der anderen Speichertypen neben den Elektrofahrzeugen kaum ins Gewicht fällt.

### 5.2.3. Integration Erneuerbarer Energie in Berlin

Die innerhalb Berlins nachgefragte Energie wird zu einem geringen Teil auch innerhalb der Stadtgrenzen erzeugt, größtenteils aber aus dem umliegenden Netzgebiet importiert. Da in Berlin nur ein vernachlässigbar kleiner Anteil an Energie regenerativ erzeugt wird, bestimmt sich der Energiemix für die Untersuchung über die gesamte Regelzone. Die in Berlin im Jahr 2040 nachgefragte Energie wird also bereits zu einem Prozentsatz von 43,1 % aus Erneuerbaren zur Verfügung gestellt. Um diesen Anteil weiter zu steigern, werden die verschiebbaren Verbraucher aus

Tabelle 5.9 in Berlin mit einer optimierten Ansteuerung betrieben. Die Werte für die zusätzlich in der Regelzone integrierte erneuerbare Energie sind den Einzeluntersuchungen der Speicher der Kapitel 4 und 5 entnommen.

Die zusätzliche Einspeisung aus Wind- und PV-Anlagen findet in der gesamten Regelzone statt, da aber die Speicher innerhalb Berlins für diesen Zuwachs verantwortlich sind, wird diese zusätzliche Einspeisung auf den Energiemix der Stadt bezogen. Die Veränderung ist damit in Bezug zur Regelzone etwa um den Faktor sechs erhöht. Abbildung 5.8a zeigt den Energiemix aufgeteilt in aus konventionellen Kraftwerken und erneuerbaren Quellen stammend. Durch die optimierte Betriebsweise können 5,77 % der Nachfrage zusätzlich aus erneuerbaren Kraftwerken versorgt werden. Im Vergleich zum ungesteuerten Betrieb können konventionelle Kraftwerke um diese 5,77 % gedrosselt werden. Bei Simulation mit doppelter Anzahl Elektrofahrzeuge erhöht sich der integrierte Anteil auf 8,98 %, wie in Abbildung 5.8b zu sehen ist.

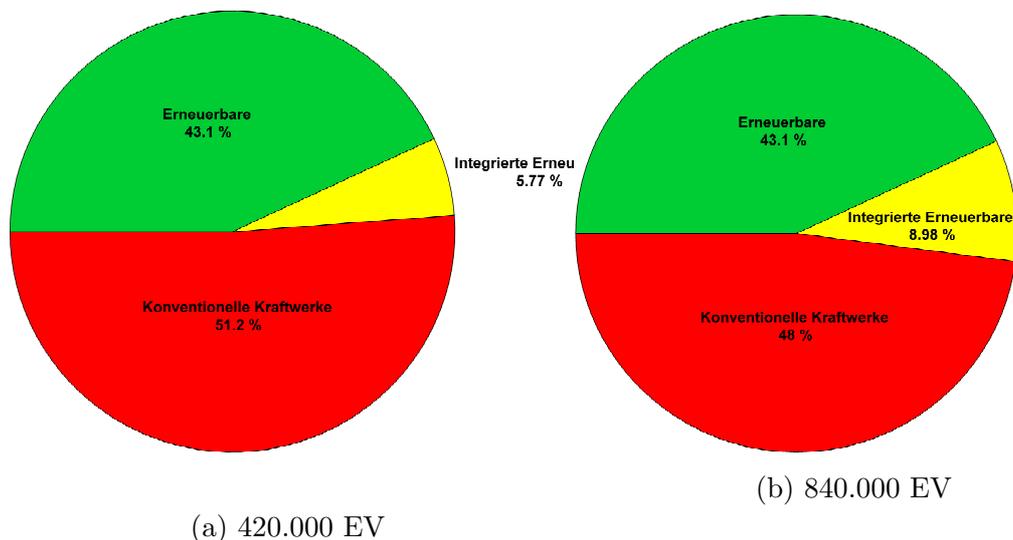


Abbildung 5.8.: Integration Erneuerbarer Energie in Berlin

Die Abbildungen 5.9a und 5.9b zeigen, wie sich die beiden gelb markierte Bereiche aus den Abbildungen 5.8a und 5.8b im Detail zusammensetzen. Im Gegensatz zu den bisherigen Untersuchungen, die sich immer auf den Speichertyp selbst bezogen haben, werden hier die absoluten Werte verwendet. Es fällt auf, dass die Verhältnisse im Anwendungsfall anders liegen, als in den Voruntersuchungen. Die Elektrofahrzeuge sind, wie aus den bisherigen Ergebnissen bereits absehbar, mit Abstand für die meiste Integration verantwortlich. Dahinter folgen die BHKW, obwohl diese im Speichervergleich sehr schlecht abgeschnitten haben. Da sie jedoch für eine große Energiemenge verantwortlich sind, können sie absolut gesehen

auch einen signifikanten Teil zur Integration Erneuerbarer beitragen. Den geringsten Beitrag leisten Klimaanlage in Einfamilienhäusern. Obwohl diese gemessen an ihrer eigenen Nachfrage recht gute Integrationeigenschaften haben, sind ihre Stückzahlen und ihre Jahresenergienachfrage zu gering um den Energiemix der Stadt Berlin wesentlich zu verändern. Bei doppelter Anzahl Elektrofahrzeuge verlieren alle anderen Speichertypen weiter stark an Bedeutung und ihr Beitrag lässt sich nur noch schwer ablesen.

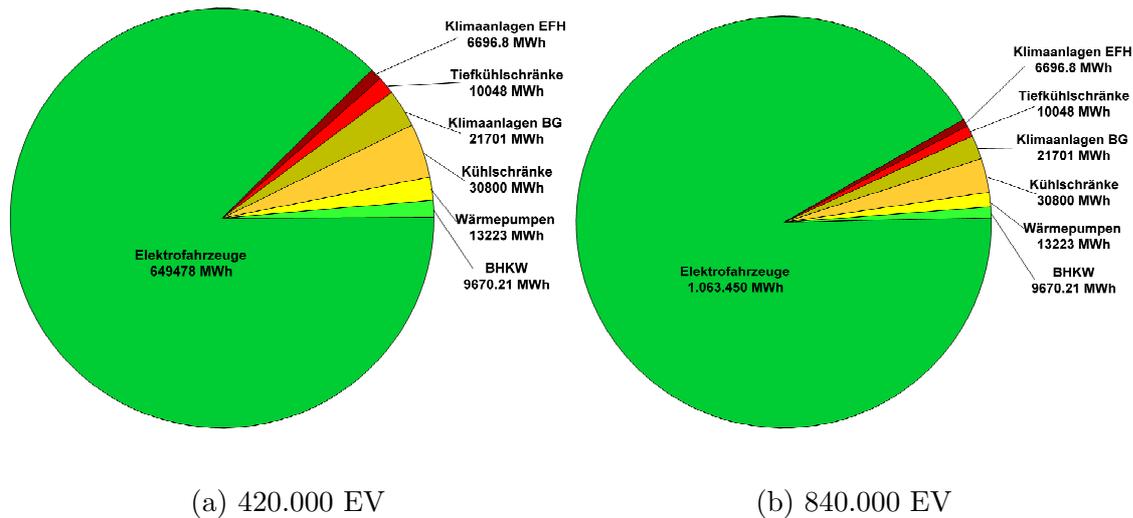


Abbildung 5.9.: Integration Erneuerbarer Energie in Berlin im Detail

### 5.2.4. CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion in Berlin

Als weiteren Einfluss des optimierten Speicherbetriebs soll die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen in Berlin quantifiziert werden. Es werden die Ergebnisse der Untersuchungen der Kapitel 3 und 4 verwendet. Um den Einfluss der Reduktion in Relation zu den Gesamtemissionen beziffern zu können, müssen diese ermittelt werden. Dafür wurde die Nachfrage Berlins in jeder Stunde des Jahres mit dem zugehörigen spezifischen Emissionswert in Tonnen pro Megawattstunde multipliziert und das Ergebnis summiert. Demnach wird die Stadt Berlin im Beispieljahr 2040 laut Prognose 7,358 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> für den elektrischen Energiebedarf emittieren. Wie in Abbildung 5.10a ersichtlich können diese Emissionen um 780.500 Tonnen bzw. 10,6 % gesenkt werden, wenn die in der Stadt vorhandenen Speicher optimiert angesteuert werden. Bei doppelter Anzahl Elektrofahrzeuge liegt der reduzierte Anteil sogar bei 13,4 %, wie in Abbildung 5.10b ersichtlich. Dabei wurde angenommen, dass sich die Gesamtenergienachfrage und damit auch die Gesamtemissionen durch die doppelte Anzahl Elektrofahrzeuge nicht ändert, was bedeu-

tet, das an anderer Stelle weniger Energie nachfragt wurde. Physikalisch werden diese Emissionen in der ganzen Regelzone eingespart, da aber die Speicher in Berlin für die Reduktion verantwortlich sind, werden sie rechnerisch von den Berliner Emissionen abgezogen. Bei ungesteuerten Betrieb der Speicher füllen die Berliner Emissionen das Kreisdiagramm in Abbildung 5.10a bzw. 5.10b vollständig aus. Bei optimiertem Speicherbetrieb kann der grüne Bereich des Kreises eingespart und damit vermieden werden.

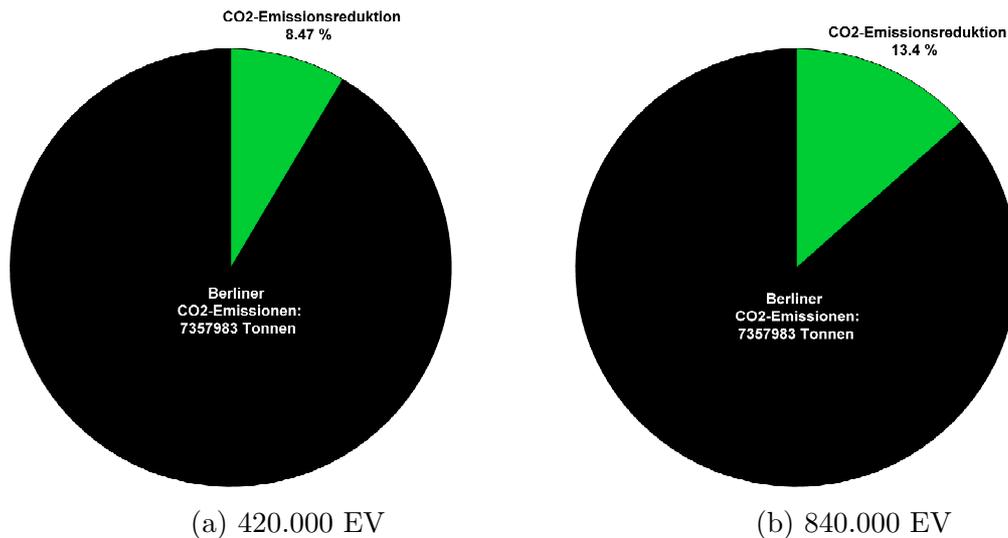


Abbildung 5.10.: CO<sub>2</sub>-Emissionen Berlins und CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion

Abbildung 5.11a und 5.11b zeigen die detaillierte Zusammensetzung der CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion. Auch hier wird der größte Teil durch Elektrofahrzeuge eingespart. Die anderen Speicher folgen mit ähnlichen Anteilen wie auch bei der Integration Erneuerbarer. Und auch hier wird der Einfluss der anderen Speicher bei doppelter Anzahl Elektrofahrzeuge verschwindend gering.

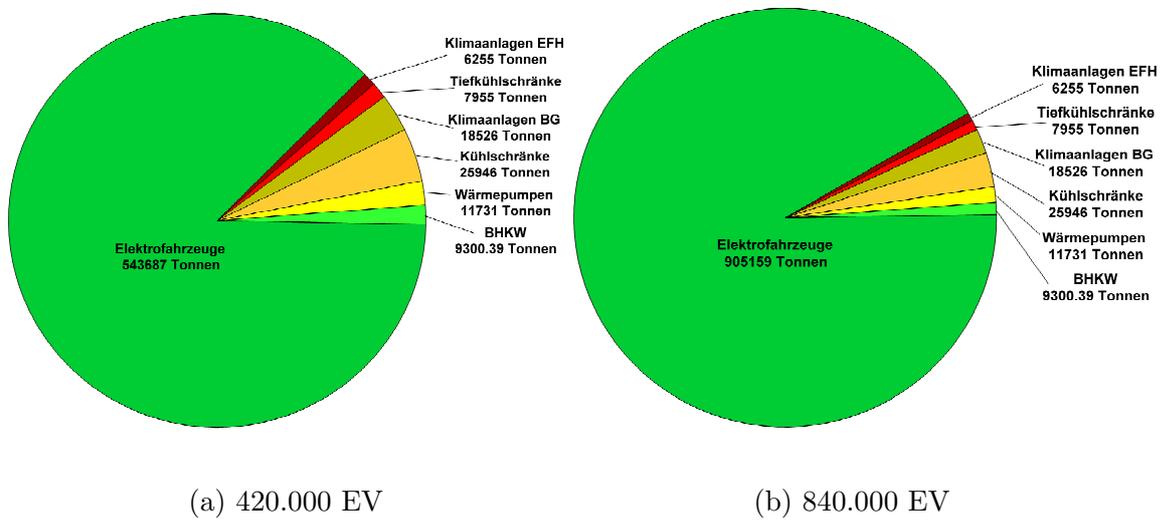


Abbildung 5.11.: CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion in Berlin im Detail



## 6. Zusammenfassung und Ausblick

### 6.1. Zusammenfassung

In der vorliegenden Arbeit wurde das Modell eines elektrischen Energieversorgungssystems mit Verbrauchern, Leitungen, Generatoren und hohen Anteilen an Windkraft- und PV-Anlagen sowie einem einfachen „Day-Ahead-Markt“ entwickelt. Des Weiteren wurden flexible Verbraucher identifiziert und modelliert, um sie in einer Optimierungsumgebung steuern zu können. Die dafür benötigte Strategie wurde umfassend beleuchtet und eingesetzt.

Es konnte gezeigt werden, dass die vorgeschlagene Ansteuerungsmethode der preisbasierten Optimierung die verschiebbaren Lasten dazu befähigt, ihre Kosten zu senken, erneuerbare Energien in das Netz zu integrieren, CO<sub>2</sub>-Emissionen im Netz zu reduzieren und dabei ihre jeweilige Primäraufgabe (Mobilität, Wärme- oder Kältebereitstellung) zu erfüllen. Die eingeführte Methode erlaubt einen Vergleich und eine Bewertung verschiedenster Speichertypen und zeigt deren charakteristische Merkmale anhand der stündlichen Betrachtung der Ergebnisse eines Jahres. Der Bezug der Ergebnisse auf die speicherspezifischen Werte löst die Größenunterschiede mit dem umgebenden Energiesystem auf und schafft Vergleichbarkeit. Die Demonstration des Anwendungsfalls zeigt komplementär dazu, was der optimierte Betrieb der Speicher im Netz bewirken kann. Zusammenfassend wurden folgende Erkenntnisse gewonnen:

**Alle Ergebnisse** hängen stark vom Lastszenario und damit vom Energiesystem ab. Je höher der Anteil an Erneuerbaren, desto besser lässt sich mit flexiblen Verbrauchern wie Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen und Kühlgeräten die Kosteneinsparung, Integration und CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion bewerkstelligen. Letztere verschlechtert sich deutlich bei geringer werdendem Anteil Erneuerbarer im Netz. Diese Tendenz kehrt sich bei flexiblen Erzeugern - im Gegensatz zu den Verbrauchern - teilweise um. So können BHKW in Szenarien mit hoher allgemeiner Nachfrage bessere Kosteneinsparungs- und Integrationswerte erreichen als in Szenarien mit niedriger Nachfrage. Bei den CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktionen unterliegen sie nur einem geringen Abwärtstrend zum niedrigen Lastfall.

**Elektrofahrzeuge** sind die mit Abstand aktivsten verschiebbaren Lasten wenn sie mit Netzzurückspeisung angesteuert werden. Sie erreichen in kleinen Stückzah-

len und damit ohne Netzzrückwirkungen Kosteneinsparungen bis zu 87 %, können zusätzlich erneuerbare Energie in Höhe ihres Eigenverbrauchs ins Netz integrieren und mehr CO<sub>2</sub> einsparen, als sie über ihren elektrischen Energiebezug zur Emission beitragen. Bei Partizipation mit hohen Stückzahlen werden die Erfordernisse des Energienetzes (Energiebedarf, Energieüberschuss) häufiger mit nur einem Teil der Leistungsreserven erfüllt. Diese Form der Sättigung führt dazu, daß die einzelnen Fahrzeuge nicht ihr volles Potential ausschöpfen können und somit geringere prozentuale Kosteneinsparungen erzielen. Elektrofahrzeuge sind die einzigen untersuchten Speicher, die der beschriebenen Sättigung in signifikantem Maße unterliegen.

Bei **Wärmepumpen** in Einfamilienhäusern macht ihre Ausführung, ob Grundwasser oder Luftwärmepumpe, ob eine Radiatorenheizung oder eine Fußbodenheizung speisend, einen Unterschied in den Ergebnissen von unter einem Prozent aus. Eine Verdreifachung der Anlagenleistung erhöht die Einsparungen um 0,6 %, die Integration Erneuerbarer um 0,5 % und die Emissionsreduktion um 0,7 %. Der Verzicht auf eine Nachtabsenkung der Temperatur kann die Kosten um weitere 0,6 % reduzieren, dank der gewonnenen Flexibilität. Dies bezieht sich jedoch nur auf den Unterschied der ungesteuerten zu den optimierten Kosten. Die Gesamtkosten ohne Nachtabsenkung liegen demnach höher als ohne Nachtabsenkung. Wärmepumpen verschlechtern ihre Emissionsreduktionen bei geringeren Anteilen Erneuerbarer deutlich, da ihre Hauptenergienachfrage im Winter liegt.

**Blockheizkraftwerke** können gemessen an ihrem ungesteuerten Profil nur geringe Prozentzahl bei ihren Ergebnisse erzielen. Sie reagieren mit einer Steigerung ihrer Ergebnisse, wenn der Anteil Erneuerbarer im Netz ab oder die Gesamtenergienachfrage zunimmt. Sie eignen sich daher besonders gut in Netzen, deren Kraftwerkspark bei der Transformation zu Erneuerbaren noch am Anfang steht. Ein um den Faktor zehn vergrößerter Wasserspeicher hat praktisch keine Auswirkungen auf das Ergebnis. Je höher ihr elektrischer Wirkungsgrad, desto schlechter werden die auf sie selbst bezogenen prozentualen Ergebnisse. Jedoch steigen die absoluten Ergebnisse mit steigendem elektrischen Wirkungsgrad an.

Konventionelle **Kühlschränke** und **Tiefkühlschränke** erzielen keine nennenswerten Ergebnisse, da sie zu wenig Verschiebungspotential aufgrund ihrer geringen Kapazität haben. Wird ihre Kapazität um den Faktor fünf mit Hilfe von Latentwärmespeicher erhöht, erreichen sie 13 % bei Einsparungen und Integration und 20 % bei CO<sub>2</sub>-Reduktion.

**Klimaanlagen in Einfamilienhäuser** erreichen gute prozentuale Ergebnisse,

können im Anwendungsfall aber wegen ihrer geringen Jahresenergienachfrage und ihren geringen Stückzahlen wenig bewirken. Sie verlieren nur wenig CO<sub>2</sub>-Reduktionspotenzial bei geringeren Anteilen Erneuerbarer im Netz, da ihre Nachfrage im Sommer liegt.

**Klimaanlagen in Bürogebäuden** können prozentual auf die eigenen Werte bezogen ähnlich viel erreichen wie Klimaanlagen in EFH, obwohl ihre Nachfrage nur an zwei Monaten im Jahr auftritt und sie an Wochenenden und außerhalb der Geschäftszeiten nicht in Betrieb sind. Ihr Energieverbrauch ist jedoch höher, so dass sie im Netz sichtbare Ergebnisse erzielen können.

Im **Fazit** kann festgehalten werden, dass mit Hilfe von flexiblen Verbrauchern (Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Kühlgeräten) und flexiblen Erzeugern (BHKW) Erneuerbare in kleinem Umfang in das Netz integriert werden können. Sie eignen sich zur Unterstützung von Langzeitspeichern und haben im Vergleich mit diesen einen sehr hohen Wirkungsgrad. Im Anwendungsfall konnten 17 % der Gesamtenergienachfrage als verschiebbare Verbraucher identifiziert werden, die nach optimierter Ansteuerung den Anteil der Erneuerbaren am Energiemix um 6 % auf rund 50 % steigern konnten. Dabei konnte rund ein Zehntel der mit der elektrischen Energieerzeugung verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen eingespart werden.

## 6.2. Ausblick

An die bisher durchgeführten Untersuchung lassen sich zahlreiche Erweiterungen anknüpfen. Das in dieser Arbeit vorgestellte System basiert bereits auf Nodalpreisen, die Leitungsbeschränkungen adäquat in Preissignale umrechnen. Flexible Verbraucher an unterschiedlichen Knoten können daher mit unterschiedlichen Preisen versorgt werden, welche die Verhältnisse im Netz lokal abbilden. Die Verbraucher optimieren sich somit in der selben Stunde anders und reagieren auf Leitungsbeschränkungen und Engpässe. Die Berechnungen sorgen dafür, dass die Beschränkungen durch die flexiblen Verbraucher gelockert oder aufgelöst wird. Die Simulation im Modell des Übertragungsnetzes der Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH wäre geeignet, um Engpässe sichtbar zu machen, die an Stelle von Netzausbau mit optimierter Betriebsweise flexibler Verbraucher abgefangen werden können. Fehlende Potentiale an flexiblen Verbrauchern können lokal durch stationäre Batteriespeicher kompensiert werden, welche im Programm bereits implementiert sind. Um den Einfluss der Wind- und PV-Einspeisung auf das Ergebnis zu erfahren, können die durchgeführten Simulationen mit den historischen Last-, Wind- und PV-Profilen anderer Jahre wiederholt werden. Bei den einzelnen Speichern kann zum Beispiel bei den Elektrofahrzeugen der Anteil variiert werden, mit wie-

viel Prozent ihrer Batteriekapazität sie Netzdienstleistungen zur Verfügung stellen wollen und welchen Einfluss dies auf die Ergebnisse hat. Auch die Auswirkungen einer Netzverbindung mit Starkstrom oder einer Schnellladeverbindung kann in die Simulation einfließen.

Ein weitere Interessanter Aspekt ist der Einfluss des Beginns der 24-Stunden Periode, in der vorliegenden Arbeit Mitternacht, auf die Ergebnisse. Durch Variation des Startzeitpunkts wird der Einfluss sichtbar und es kann so das Optimum hinsichtlich der Ergebnisse ermittelt werden. Dies ist nicht nur für das Beispieljahr, sondern auch für andere Jahre interessant, insbesondere der Frage, ob das gefundene Verhalten über verschiedene Jahre ähnlich ist. Die Nachfrage der in dieser Arbeit untersuchten flexiblen Verbrauchertypen ist tendenziell nur in kurzen Zeiträumen verschiebbar. Jedoch besteht gerade bei Elektrofahrzeugen die Möglichkeit, Nachfrage über einen längeren Zeitraum zu verschieben. Interessant wäre es zu quantifizieren, wie sich eine Änderung des Optimierungszeitraums von 24 Stunden auf 48 oder 72 Stunden auf die Ergebnisse auswirkt.

# A. Anhang

## A.1. Kapitel 3: Energiesystem

### A.1.1. Kraftwerke

### A.1.2. Berechnung der spezifischen Grenzkosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen

Die kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung stammen aus [50] und setzen sich wie folgt zusammen:

$$GK = BK_{spez} + K_{IH} + K_{HBR} + GK_{CO_2}$$

Die spezifischen Brennstoffkosten sind das Produkt von Nettowirkungsgrad und allgemeinen Brennstoffkosten.

$$BK_{spez} = \eta \cdot BK_{allg}$$

Die Grenzkosten für CO<sub>2</sub>-Zertifikate berechnen sich nach [51] wie folgt:

$$GK_{CO_2} = p_{CO_2} \cdot em$$

Hier sind  $em$  die spezifischen Emissionen der Stromerzeugung, die das Produkt aus Nettowirkungsgrad und den brennstoffbezogenen Emissionen sind.

$$em = \eta \cdot em_{BS}$$

Als CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis ( $p_{CO_2}$ ) werden 25 € pro Tonne CO<sub>2</sub> angenommen. Die Abkürzungen der Kraftwerkstypen stehen für:

**BK** - Braunkohlekraftwerk

**SK** - Steinkohlekraftwerk

**GuD** - Gas- und Dampfkraftwerk

**GT** - Gasturbine

**PS** - Pumpspeicherkraftwerk

Tabelle A.1.: Parameter der Kraftwerke

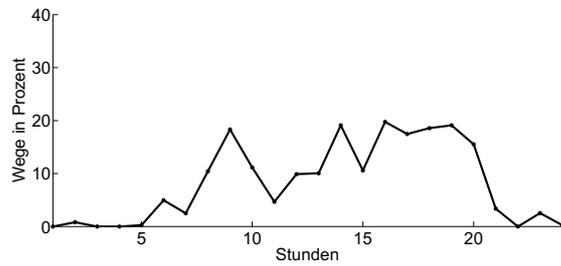
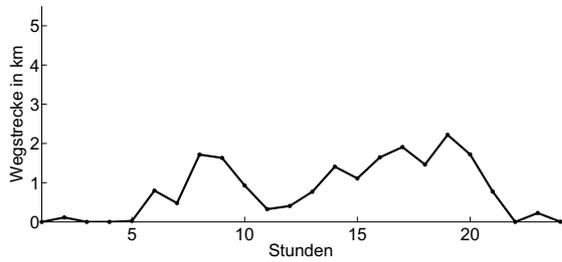
Standort/Name	Typ	Nennleistung
Berlin Klingenberg	BKKW	188
Chemnitz	BKKW	185
Jänschwalde	BKKW	3210
Schkopau	BKKW	980
Buschhaus	BKKW	405
Lippendorf	BKKW	1868
Schwarze Pumpe	BKKW	1600
Boxberg	BKKW	1907
Rostock	SKKW	533
Berlin Reuter	SKKW	165
Berlin Reuter West	SKKW	600
Berlin Moabit	SKKW	100
Staßfurt	GuDKW	134
Bernburg	GuDKW	140
Berlin Mitte	GuDKW	468
Kirchmöser(Brandbg a.d. Havel)	GuDKW	178
Arneburg	GuDKW	100
Rostock Marienehe	GuDKW	111
Dresden	GuDKW	270
Jena	GuDKW	204
Leipzig	GuDKW	174
Schwarzheide(Streumen)	GTKW	124
Eisenhüttenstadt	GTKW	110
Bitterfeld(Marke)	GTKW	114
Leuna(Lauchstädt)	GTKW	162
Thyrow	GTKW	300
Berlin Lichterfelde	GTKW	450
Berlin Charlottenburg	GTKW	214
Berlin Ahrensfelde	GTKW	152
Großkayna(Lauchstädt)	GTKW	129
Schwedt	HOEKW	301
Berlin Wilmersdorf	HOEKW	280
Wendefurth	PSKW	80
Niederwartha	PSKW	120
Hohenwarte	PSKW	320
Markersbach	PSKW	1050
Bleiloch	PSKW	80
Goldisthal	PSKW	1060

Tabelle A.2.: Daten zur Berechnung der Grenzkosten

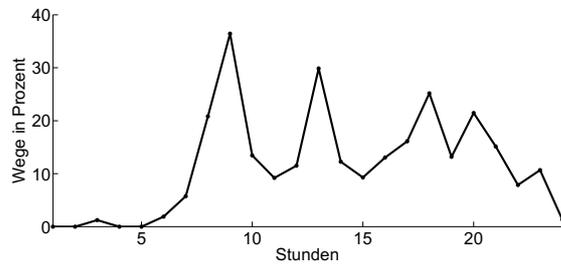
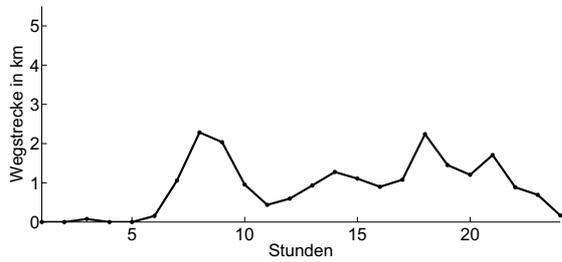
Parameter	Sym.	Einh.	BK	SK	GuD	GT	PS	
Nettowirkungsgrad	$\eta$	%	40,6	41,7	54,2	33,7	-	
Brennstoffkosten	$BK_{allg}$	$\frac{\text{€}}{MWh_{th}}$	3,97	9,12	20,01	23,76	-	
spez. Brennstoffk.	$BK_{spez}$	$\frac{\text{€}}{MWh_{el}}$	9,76	21,90	36,93	70,60	-	
Instandhaltungsk.	$K_{IH}$	$\frac{\text{€}}{MWh_{el}}$	-	-	3,00	3,00	-	
HBS- & Reststoffk.	$K_{HBR}$	$\frac{\text{€}}{MWh_{el}}$	1,65	1,30	0,50	0,50	-	
Grenzk. o. CO2	$GK'$	$\frac{\text{€}}{MWh_{el}}$	11,41	23,20	40,43	74,10	74,10	
Emissionen	$em_{BS}$	$\frac{t_{CO_2}}{MWh_{th}}$	0,410	0,342	0,202	0,202	0	
spez. Emissionen	$em$	$\frac{t_{CO_2}}{MWh_{el}}$	1,011	0,820	0,373	0,599	0	
CO2-Preis	$p_{CO_2}$	$\frac{\text{€}}{t_{CO_2}}$	25					
CO2-Grenzkosten	$GK_{CO_2}$	$\frac{\text{€}}{MWh_{el}}$	25,28	20,50	9,33	14,98	0	
Grenzk. mit CO2	$GK$	$\frac{\text{€}}{MWh_{el}}$	36,69	43,70	49,76	87,08	87,08	

## **A.2. Kapitel 4: Elektrofahrzeuge**

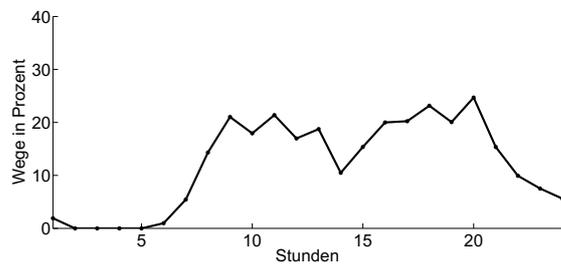
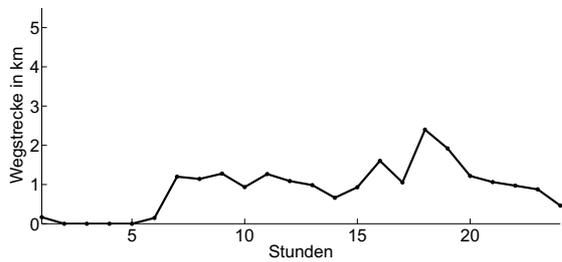
### **A.2.1. Fahrprofile**



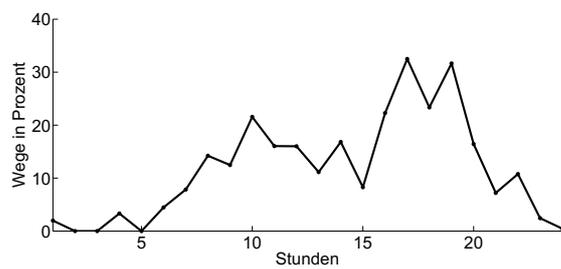
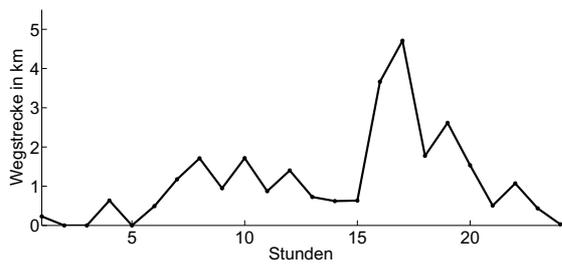
### Montag



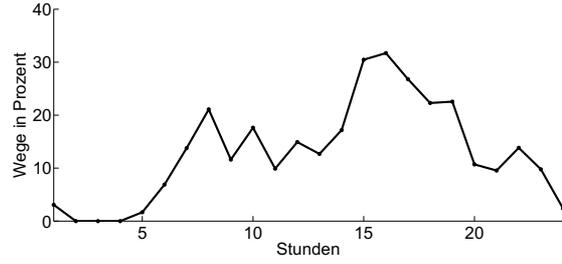
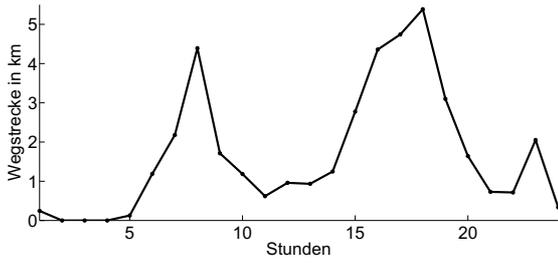
### Dienstag



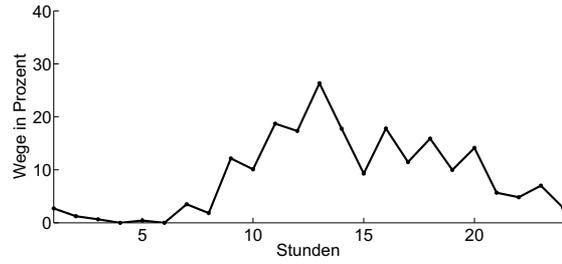
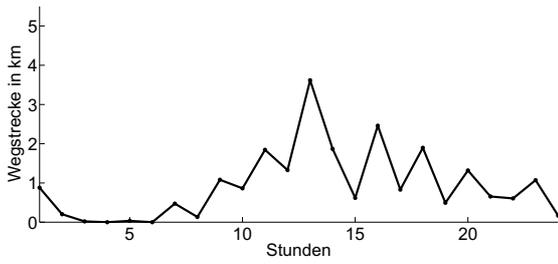
### Mittwoch



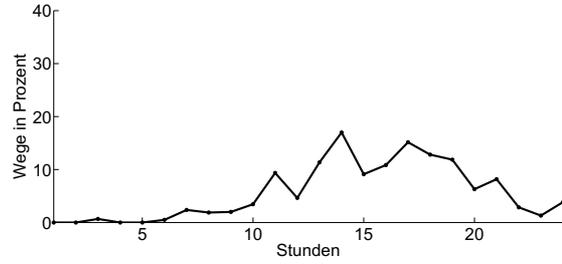
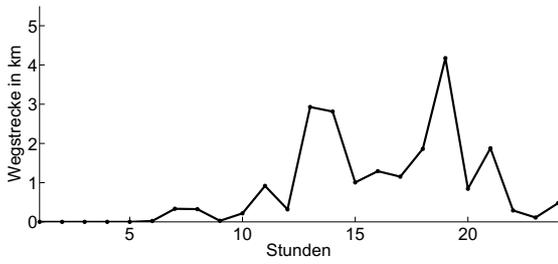
### Donnerstag



Freitag



Samstag



Sonntag

## A.3. Kapitel 5: Thermische Speicher

Die hier präsentierten Abbildungen, Tabellen und Werte stammen überwiegend aus [52].

### A.3.1. Gebäudedaten des Einfamilienhauses MIWE E121



Abbildung A.1.: Aussenansicht des MIWE E121

#### Flächen EFH

Höhe Dachgeschoss bei 45° Dachneigung, Dach beginnt 0,75m oberhalb des Erdgeschosses:

$$h_{\text{Dach}} = 0,75 \text{ m} + \frac{8,49 \text{ m}}{2} \cdot \tan 45 = 4,995 \text{ m}$$

Fenster und Gartentür werden zusammen betrachtet, da sie den gleichen Wärmedurchgangskoeffizienten haben. Dachgeschossfenster sind 1200 mm hoch und weisen eine Neigung von 45° auf. Erdgeschossfenster haben eine Höhe von 1400mm ohne Neigung.

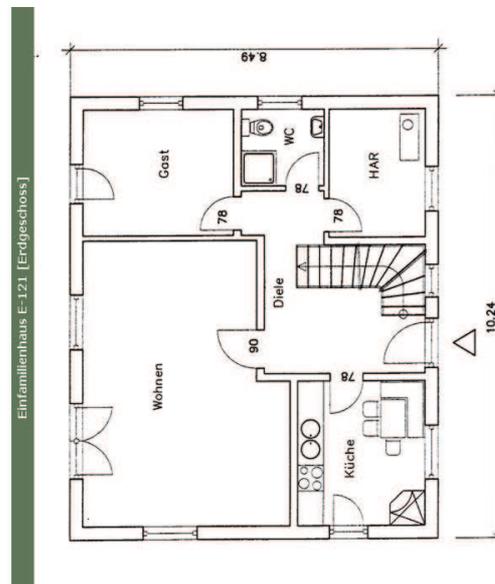


Abbildung A.2.: Grundriss Erdgeschoss des MIWE E121

$$A_{\text{Wandfenster,EG,nord}} = 1,4 \text{ m} \cdot 1,4 \text{ m} + 0,78 \text{ m} \cdot 1,4 \text{ m} + 1,2 \text{ m} \cdot 1,4 \text{ m} = 4,7320 \text{ m}^2$$

$$A_{\text{Wandfenster,EG,ost}} = 1,4 \text{ m} \cdot 1,4 \text{ m} + 0,90 \text{ m} \cdot 2,6 \text{ m} = 4,3000 \text{ m}^2$$

$$A_{\text{Wandfenster,EG,sued}} = 1,4 \text{ m} \cdot 1,4 \text{ m} + 0,90 \text{ m} \cdot 2,6 \text{ m} + 1,8 \text{ m} \cdot 2,6 \text{ m} = 8,9800 \text{ m}^2$$

$$A_{\text{Wandfenster,EG,west}} = 2 \cdot 1,2 \text{ m} \cdot 1,4 \text{ m} = 3,3600 \text{ m}^2$$

$$A_{\text{Tuer,EG,nord}} = 1,3 \text{ m} \cdot 2,6 \text{ m} = 3,3800 \text{ m}^2$$

$$A_{\text{Dachfenster,DG,nord}} = 0,78 \text{ m} \cdot 1,2 \text{ m} = 0,9360 \text{ m}^2$$

$$A_{\text{Wandfenster,DG,ost}} = 2 \cdot 1,5 \text{ m} \cdot 1,4 \text{ m} = 4,2000 \text{ m}^2$$

$$A_{\text{Dachfenster,DG,sued}} = 2 \cdot 0,78 \text{ m} \cdot 1,2 \text{ m} = 1,8720 \text{ m}^2$$

$$A_{\text{Wandfenster,DG,west}} = 2 \cdot 1,5 \text{ m} \cdot 1,4 \text{ m} = 4,2000 \text{ m}^2$$

Eine Summation über die Orientierungen ergibt:

$$A_{\text{Fenster,EG}} = 21,3720 \text{ m}^2$$

$$A_{\text{Tuer,EG}} = 3,3800 \text{ m}^2$$

$$A_{\text{Fenster,DG}} = 11,2080 \text{ m}^2$$

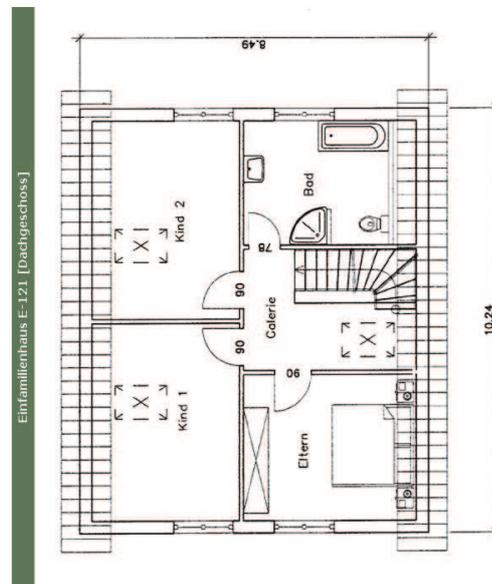


Abbildung A.3.: Grundriss Dachgeschoss des MIWE E121

Die Flächen für Wände und das Dach berechnen sich aus den Gesamtabmessungen des Hauses abzüglich der Fenster-, bzw. Türfläche.

$$A_{\text{Wand,EG,nord}} = 10,24 \text{ m} \cdot 3 \text{ m} - A_{\text{Wandfenster,EG,nord}} - A_{\text{Tuer,EG,nord}} = 22,6080 \text{ m}^2$$

$$A_{\text{Wand,EG,ost}} = 8,49 \text{ m} \cdot 3 \text{ m} - A_{\text{Wandfenster,EG,ost}} = 21,1700 \text{ m}^2$$

$$A_{\text{Wand,EG,sued}} = 10,24 \text{ m} \cdot 3 \text{ m} - A_{\text{Wandfenster,EG,sued}} = 21,7400 \text{ m}^2$$

$$A_{\text{Wand,EG,west}} = 8,49 \text{ m} \cdot 3 \text{ m} - A_{\text{Wandfenster,EG,west}} = 22,1100 \text{ m}^2$$

$$A_{\text{Wand,DG,nord}} = 10,24 \text{ m} \cdot 0,75 \text{ m} = 7,6800 \text{ m}^2$$

$$A_{\text{Wand,DG,ost}} = 8,49 \text{ m} \cdot 0,75 \text{ m} + \left(\frac{8,49 \text{ m}}{2}\right)^2 - A_{\text{Wandfenster,DG,ost}} = 20,1875 \text{ m}^2$$

$$A_{\text{Wand,DG,sued}} = 10,24 \text{ m} \cdot 0,75 \text{ m} = 7,6800 \text{ m}^2$$

$$A_{\text{Wand,DG,west}} = 8,49 \text{ m} \cdot 0,75 \text{ m} + \left(\frac{8,49 \text{ m}}{2}\right)^2 - A_{\text{Wandfenster,DG,west}} = 20,1875 \text{ m}^2$$

$$A_{\text{Dach,DG,nord}} = 10,24 \text{ m} \cdot \frac{8,49 \text{ m}}{2 \cdot \cos 45} - A_{\text{Dachfenster,DG,nord}} = 60,5382 \text{ m}^2$$

$$A_{\text{Dach,DG,sued}} = 10,24 \text{ m} \cdot \frac{8,49 \text{ m}}{2 \cdot \cos 45} - A_{\text{Dachfenster,DG,sued}} = 59,6022 \text{ m}^2$$

Auch hier als Summenwert über die Orientierungen:

$$A_{\text{Wand,EG}} = 87,6280 \text{ m}^2$$

$$A_{\text{Wand,DG}} = 55,7350 \text{ m}^2$$

$$A_{\text{Dach,DG}} = 120,1403 \text{ m}^2$$

Berechnung der Bodenplatte:

$$A_{\text{Boden}} = 10,24 \text{ m} \cdot 8,49 \text{ m} = 86,9376 \text{ m}^2$$

Für die Speicherkapazität des Hauses werden alle Innenwände benötigt, welche zwei unterschiedliche Stärken aufweisen:

$$\begin{aligned} A_{\text{Zwischendecke}} &= 10,24 \text{ m} \cdot 8,49 \text{ m} \\ &= 86,9376 \text{ m}^2 \end{aligned}$$

$$A_{\text{Innenwand,EG}} = 16,75 \text{ m} \cdot 2,75 \text{ m} - A_{\text{Tuer,Innenwand,EG}} = 39,666 \text{ m}^2$$

$$A_{\text{Trennwand,EG}} = 9,25 \text{ m} \cdot 2,75 \text{ m} - A_{\text{Tuer,Trennwand,EG}} = 21,381 \text{ m}^2$$

$$A_{\text{Trennwand,DG}} = 10,24 \text{ m} \cdot (0,75 \text{ m} + 4,245 \text{ m})$$

$$+ 3 \cdot \left( 4,245 \text{ m} \cdot 0,75 \text{ m} + \frac{(4,245 \text{ m})^2}{2} \right)$$

$$- A_{\text{Tuer,Trennwand,DG}}$$

$$= 71,002 \text{ m}^2$$

Tabelle A.3.: Baustoffe und Wärmeleitfähigkeiten des Einfamilienhauses

Material	$\lambda$ in W/m/K)
Gipsputz	0,350
Ytong Porenbeton Planblock PP2-0,35	0,090
Ytong Porenbeton Planbauplatte PPpl-0,50	0,120
Ytong Porenbeton Jumbo Planblock PPE2-0,40	0,100
Aussenputz	0,056
Bodenbelag	0,230
Estrich	1,400
PUR-Hartschaum	0,030
Bitumendickbeschichtung	0,170
Beton	2,000
Gipskartonplatte	0,210
innere Dampfbremse	0,220
Glaswolle WLG035	0,035
äussere Dampfsperre	0,170
Dachziegel	0,750

Tabelle A.4.: Konventionelle Wärmeübergangswiderstände [47]

Wärmeübergangswiderstand $\frac{W}{m^2 K}$	Richtung des Wärmestroms		
	Aufwärts	Horizontal	Abwärts
$R_{si}$	0,10	0,13	0,17
$R_{se}$	0,04	0,04	0,04

### Wärmedurchgangskoeffizienten EFH

Die Wärmedurchgangskoeffizienten werden anhand der Wärmeleitfähigkeiten der Baustoffe des Einfamilienhauses berechnet, welche in Tabelle A.3 angegeben sind. Für das räumliche Verhalten des Wärmestroms im Erdreich, ist in der Norm das „charakteristische Maß“ der Bodenplatte  $B'$  notwendig, welches sich mit der Fläche  $A$  und dem halben Umfang  $P$  der Bodenplatte berechnet:

$$B' = \frac{A}{0,5 \cdot P}. \quad (\text{A.1})$$

Weiterhin wird die wirksame Dicke  $d_t$ , also „die Dicke des Erdreichs mit identischem Wärmedurchlasswiderstand“[53], der Bodenplatte benötigt. Diese berechnet sich mit der Wanddicke der externen Wände  $d_w$  sowie mit dem Produkt aus der

Wärmeleitfähigkeit für das Erdreich  $\lambda = 2 \frac{\text{W}}{\text{mK}}$  und der Summe aus dem Wärmedurchlasswiderstand der Bodenplatte  $R_f$  und aus den Wärmeübergangswiderständen

$$B' = \frac{17,27 \text{ m} \cdot 28,55 \text{ m}}{0,5 \cdot (2 \cdot 17,27 \text{ m} + 2 \cdot 28,55 \text{ m})} = 10,7608 \text{ m} \quad (\text{A.2})$$

$$d_t = 0,0325 \text{ m} + 2 \frac{\text{W}}{\text{mK}} \cdot (0,04 + 2,2081 + 0,10) \frac{\text{m}^2 \text{K}}{\text{W}} = 5,0212 \text{ m} \quad (\text{A.3})$$

Da  $d_t < B'$  ist, handelt es sich um eine nicht sehr gut gedämmte Bodenplatte. Der Wärmedurchgangskoeffizient berechnet sich nach Gleichung A.4:

$$U = \frac{2 \cdot \lambda}{\pi \cdot B' + d_t} \cdot \ln \left( \frac{\pi \cdot B'}{d_t} + 1 \right). \quad (\text{A.4})$$

$$U_{\text{Boden}} = \frac{2 \cdot 2 \frac{\text{W}}{\text{mK}}}{\pi \cdot 10,7608 \text{ m} + 5,0212 \text{ m}} \cdot \ln \left( \frac{\pi \cdot 10,7608 \text{ m}}{5,0212 \text{ m}} + 1 \right) = 0,2107 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \text{K}}$$

Für die Bodenplatte muss auch der Wärmebrückenkoeffizient neu berechnet werden. Dafür wurde der längenbezogener Wärmedurchgangskoeffizient mit  $\Psi = 0,65 \frac{\text{W}}{\text{mK}}$  angenommen[54]. Dieser muss noch auf die Fläche der Bodenplatte normiert werden, damit er als  $U_{\text{WB}}$  in Gleichung A.5 eingesetzt werden kann.

$$\dot{Q}_{\text{trans},h} = \sum_k [(A_k \cdot U_k) + (A_k \cdot U_{\text{WB},k})] \cdot \Delta T \quad (\text{A.5})$$

$$U_{\text{WB}} = \frac{\Psi \cdot P}{A} \quad (\text{A.6})$$

$$U_{\text{WB}} = \frac{0,65 \frac{\text{W}}{\text{mK}} \cdot (2 \cdot 17,27 \text{ m} + 2 \cdot 28,55 \text{ m})}{17,27 \text{ m} \cdot 28,55 \text{ m}} = 0,1208 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \text{K}}$$

### Solare Wärmegewinnung über transparente Bauteile

$$A_S = A \cdot 1 \cdot 0,71 \cdot 0,7 \cdot 0,47$$

Die effektive transparente Kollektorfläche  $A_S$  des Hauses berechnet sich nach Gleichung 4.12 durch die summierte Fensterfläche  $A$ , dem Abminderungsfaktor für Verschattung  $F_S$ , welcher unter der Annahme eines freistehenden Hauses auf 1

gesetzt wird, dem Abminderungsfaktor für Sonnenschutz  $F_C = 0,71$ , dem Abminderungsfaktor für den Rahmenanteil  $F_F = 0,7$  und dem wirksamen Gesamtenergiedurchlassgrad  $g_{\perp} = 0.47$ . Der Abminderungsfaktor für den Sonnenschutz und den Gesamtenergiedurchlass lässt sich dem Datenblatt für den Fenstertyp „iplus 3E“ aus dem Datenblatt A.4 entnehmen. Der Abminderungsfaktor für den Rahmenanteil, welcher das Verhältnis der durchsichtigen Fläche zur gesamten Fläche des Bauteils angibt, wird auf  $F_F = 0,7$  gesetzt[55].

Produktbezeichnung	Aufbau außen/SZR/innen	U <sub>g</sub> -Nennwert EN 673	lichttechnische und strahlungsphysikalische Nennwerte EN 410			Dicke	Gewicht
			g-Wert	Lichtdurchlässigkeit	allg. Farbwiedergabe-Index Durchsicht		
	mm	W/m <sup>2</sup> K	%	%	-	mm	kg/m <sup>2</sup>
iplus 3E	4/16/4/16/4	0,6	47	71	95	44	30
iplus 3E	4/14/4/14/4	0,6	47	71	95	40	30
iplus 3E	4/12/4/12/4	0,7	47	71	95	36	30
iplus 3CE	4/12/4/12/4	0,5	47	71	95	36	30
iplus 3CE	4/10/4/10/4	0,6	47	71	95	32	30

Abbildung A.4.: Datenblatt des Fensters

Die effektiven Fensterflächen nach der Himmelsrichtung und der Neigung sortiert ergeben sich zu:

$$\begin{aligned}
 A_{S,EG,nord,90} &= 1,1053 \\
 A_{S,EG,ost,90} &= 1,0044 \\
 A_{S,EG,sued,90} &= 2,0976 \\
 A_{S,EG,west,90} &= 0,7849 \\
 A_{S,DG,nord,45} &= 0,2186 \\
 A_{S,DG,ost,90} &= 0,9811 \\
 A_{S,DG,sued,45} &= 0,4373 \\
 A_{S,DG,west,90} &= 0,9811
 \end{aligned}$$

### Solare Wärmegevinne über opake Bauteile

Für die opaken Bauteile wird angenommen, dass die Einstrahlung eine Temperaturerhöhung auf der Oberfläche des Bauteils bewirkt. Die Temperatur auf der

Oberfläche wird erhöht durch die Sonneneinstrahlung  $I$  und den Absorptionskoeffizienten des Bauteils für Solarstrahlung  $\alpha$ . Durch die Abstrahlung von Energie an die Umgebung sinkt allerdings die Temperatur wieder. Für das Senken der Temperatur ist der Formfaktor zwischen Bauteil und Himmel  $F_t$ , der äußere Abstrahlungskoeffizient  $h_r$  und die mittlere Differenz zwischen der Temperatur der Umgebungsluft und der scheinbaren Temperatur des Himmels  $\Delta\theta_{er}$  maßgeblich. Der Temperaturunterschied zwischen der Oberfläche des Bauteils und der Temperatur des Innenraumes bewirkt einen Wärmefluss durch das Bauteil, welcher wieder dem Transmissionswärmefluss entspricht. All diese Effekte werden in der folgenden Gleichung zusammengefasst:

$$\dot{Q}_{\text{solar,opak}} = \sum_k U_k \cdot R_{\text{se}} \cdot \sum_o A_{k,o} \cdot (\alpha_k \cdot I_o - F_t \cdot h_{r,k} \cdot \Delta\theta_{er}) \quad (\text{A.7})$$

Dabei ist der äußere Wärmeübergangswiderstand  $R_{\text{se}} = 0,10$ . Der äußere Abstrahlungskoeffizient  $h_r$  ergibt sich in erster Näherung nach:

$$h_r = 5 \cdot \varepsilon \cdot \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \text{K}}.$$

Für  $\varepsilon$  kann nach DIN V 4108-6 ein Wert von 0,8 angenommen werden. Für die Temperaturdifferenz zwischen Himmel und Umgebungsluft kann für Mitteleuropa 10 K benutzt werden. Damit ergeben sich die Wärmegewinne über opake Bauteile nach:

$$\dot{Q}_{\text{solar,opak}} = \sum_k U_k \cdot 0,1 \cdot \sum_o A_{k,o} \cdot (\alpha_k \cdot I_o - F_t \cdot 40 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}). \quad (\text{A.8})$$

Von den Wärmeeinträgen über opake Bauteile werden nur die positiven Werte genommen. Die negativen Werte sind schon durch die Berechnung der Transmissionsenergieflüsse mit einbezogen.

### Wärmekapazität des EFH

Tabelle A.5.: Spezifische Wärmekapazitäten und Dichten der Baustoffe

Material	$c_p$ in $\frac{\text{kJ}}{\text{kg K}}$	$\rho$ in $\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$
Innenputz	1,1	1000
Porenbeton	1,0	500
Bodenbelag	1,5	1500
Estrich	1,0	2000
Beton	1,0	2400
Gipskartonplatte	1,0	900

### A.3.2. Gebäudedaten des Bürogebäudes in Berlin-Adlershof

Es folgen die ermittelten Gebäudedaten für das Bürogebäude.

#### Grundriss des Bürogebäudes

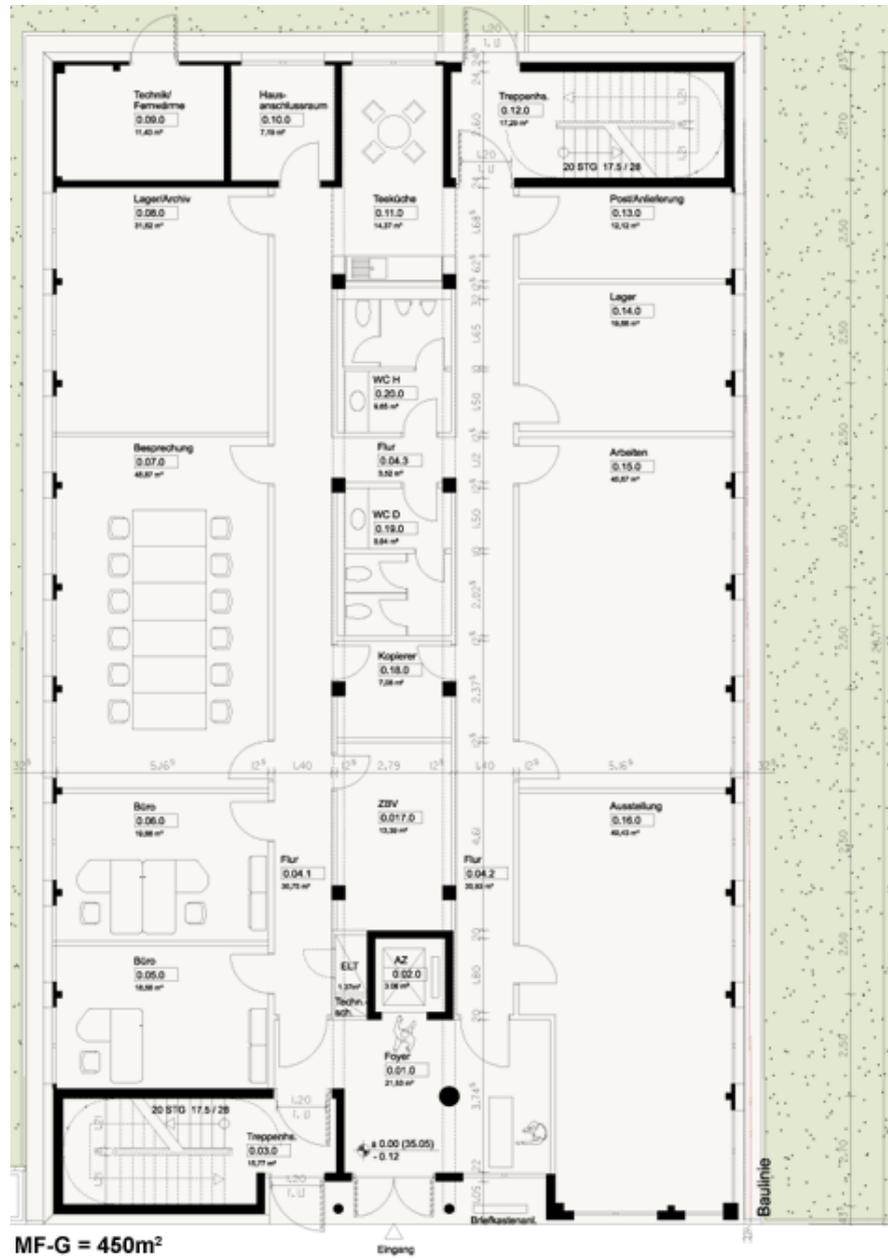


Abbildung A.5.: Grundriss des Bürogebäudes - Erdgeschoss

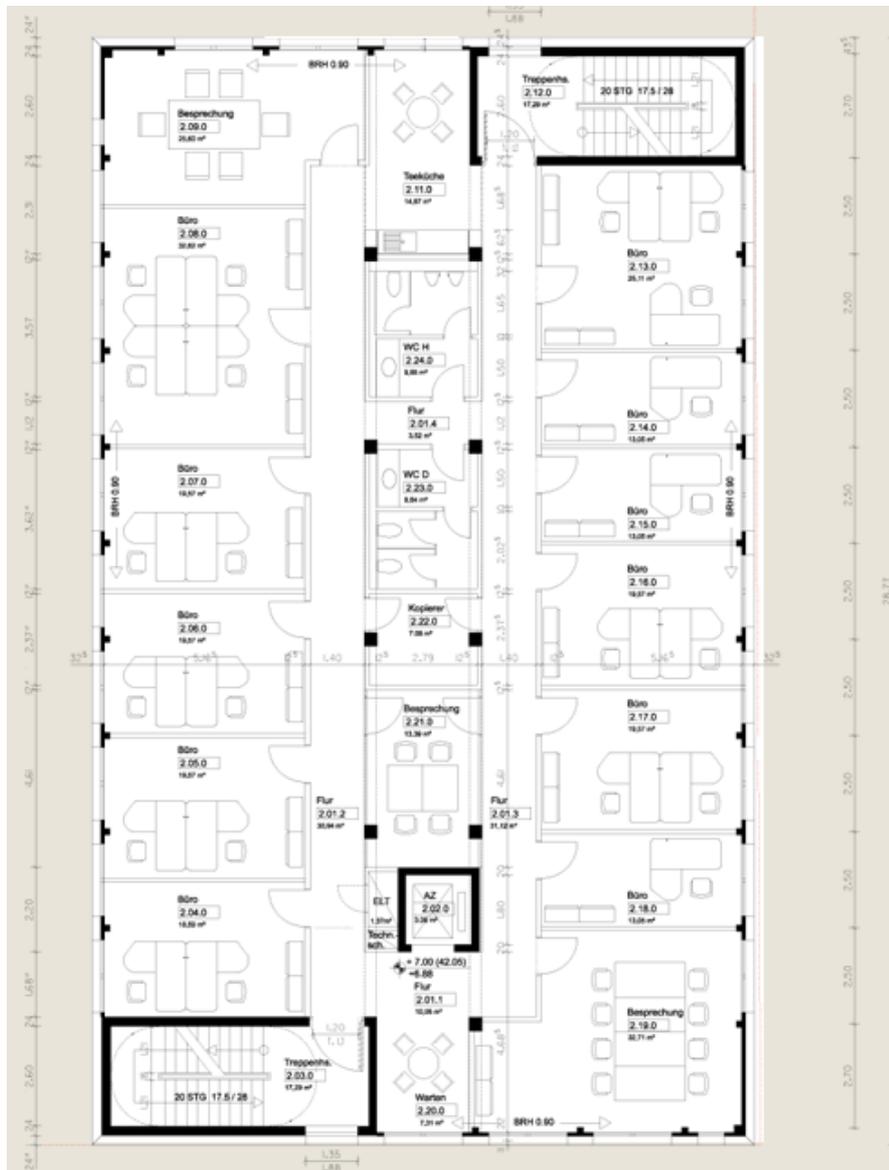


Abbildung A.6.: Grundriss des Bürogebäudes - Ober- und Dachgeschoss

**Flächen BG**

Die Geschosshöhe des Gebäudes beträgt 3,50 m. Das Dach ist ein Flachdach und hat damit weder eine Neigung noch eine Himmelsrichtung. Die Höhe der Fenster ist 1800 mm. Die Türen und Fenstertüren sind 2600 mm hoch. Auf der Nordseite des Erdgeschosses gibt es eine Tür und eine Fenstertür mit jeweils 1200 mm Breite. Auf der Südseite gibt es eine 1200 mm breite Fenstertür und eine Doppeltür, die insgesamt 1800 mm breit ist. Der Großteil der Fenster hat eine Breite von 2000 mm. Schmalere Fenster sind nur in den Treppenhäusern mit 1880 mm und an der Süd- und Westseite ist je ein Fenster mit 900 mm Breite eingebaut. Damit ergeben sich die Flächen der Fenster und Fenstertüren zu:

$$\begin{aligned}A_{\text{Tuer,EG,nord}} &= 3,120 \text{ m}^2 \\A_{\text{Fenster,EG,nord}} &= 10,320 \text{ m}^2 \\A_{\text{Fenster,EG,ost}} &= 36,000 \text{ m}^2 \\A_{\text{Fenster,EG,sued}} &= 13,020 \text{ m}^2 \\A_{\text{Fenster,EG,west}} &= 32,400 \text{ m}^2 \\A_{\text{Fenster,OG,nord}} &= 42,552 \text{ m}^2 \\A_{\text{Fenster,OG,ost}} &= 97,200 \text{ m}^2 \\A_{\text{Fenster,OG,sued}} &= 47,412 \text{ m}^2 \\A_{\text{Fenster,OG,west}} &= 97,200 \text{ m}^2 \\A_{\text{Fenster,DG,nord}} &= 14,184 \text{ m}^2 \\A_{\text{Fenster,DG,ost}} &= 32,400 \text{ m}^2 \\A_{\text{Fenster,DG,sued}} &= 15,804 \text{ m}^2 \\A_{\text{Fenster,DG,west}} &= 32,400 \text{ m}^2\end{aligned}$$

Die Fensterflächen für die Transmissionsenergieflüsse können ohne Orientierung angegeben werden:

$$\begin{aligned}A_{\text{Fenster,EG}} &= 91,740 \text{ m}^2 \\A_{\text{Fenster,OG}} &= 284,364 \text{ m}^2 \\A_{\text{Fenster,DG}} &= 94,788 \text{ m}^2\end{aligned}$$

Die Wandfläche für jede Orientierung:

$$\begin{aligned}A_{\text{Wand,EG,nord}} &= 47,005 \text{ m}^2 \\A_{\text{Wand,EG,ost}} &= 63,925 \text{ m}^2 \\A_{\text{Wand,EG,sued}} &= 47,425 \text{ m}^2 \\A_{\text{Wand,EG,west}} &= 67,525 \text{ m}^2 \\A_{\text{Wand,OG,nord}} &= 138,783 \text{ m}^2 \\A_{\text{Wand,OG,ost}} &= 202,575 \text{ m}^2 \\A_{\text{Wand,OG,sued}} &= 133,923 \text{ m}^2 \\A_{\text{Wand,OG,west}} &= 202,575 \text{ m}^2 \\A_{\text{Wand,DG,nord}} &= 46,261 \text{ m}^2 \\A_{\text{Wand,DG,ost}} &= 67,525 \text{ m}^2 \\A_{\text{Wand,DG,sued}} &= 44,641 \text{ m}^2 \\A_{\text{Wand,DG,west}} &= 67,525 \text{ m}^2\end{aligned}$$

Zusammengefasste Wandfläche für die Berechnung der Transmissionsenergieflüsse:

$$\begin{aligned}A_{\text{Wand,EG}} &= 225,880 \text{ m}^2 \\A_{\text{Wand,OG}} &= 677,856 \text{ m}^2 \\A_{\text{Wand,DG}} &= 225,952 \text{ m}^2\end{aligned}$$

Die Fläche der Bodenplatte, der Zwischendecke und des Dachs entsprechen der Grundfläche:

$$\begin{aligned}A_{\text{Boden}} &= 493,059 \text{ m}^2 \\A_{\text{Zwischendecke}} &= 493,059 \text{ m}^2 \\A_{\text{Dach}} &= 493,059 \text{ m}^2\end{aligned}$$

Innenwandfläche für die Berechnung der Speicherkapazität des Gebäudes, aufgeteilt in zwei Wandstärken:

$$\begin{aligned}A_{\text{Innenwand,duenn,EG}} &= 402,2725 \text{ m}^2 \\A_{\text{Innenwand,dick,EG}} &= 127,5750 \text{ m}^2 \\A_{\text{Innenwand,duenn,OG}} &= 1319,3780 \text{ m}^2 \\A_{\text{Innenwand,dick,OG}} &= 289,5900 \text{ m}^2 \\A_{\text{Innenwand,duenn,DG}} &= 439,7925 \text{ m}^2 \\A_{\text{Innenwand,dick,DG}} &= 96,5300 \text{ m}^2\end{aligned}$$

### Wärmedurchgangskoeffizienten BG

Die für das Haus verwendeten Baustoffe mit ihren Wärmeleitfähigkeiten sind in Tabelle A.6 angegeben.

Tabelle A.6.: Baustoffe und Wärmeleitfähigkeiten des Bürogebäudes

Material	$\lambda$ in $\frac{\text{W}}{\text{mK}}$
Kalkgipsputz	0,700
Styropor	0,040
Außenputz	0,056
Bodenbelag	0,230
Estrich	1,400
Bitumendickbeschichtung	0,170
Beton, 2% armiert	2,500
Leichtbeton	1,300
äußere Dampfsperre	0,170
Kiesschicht	2,000

Abbildung A.7 zeigt den Dachaufbau des Bürogebäudes. Die innere Schicht ist wieder eine 15 mm dicke Kalkgipschicht (1). Darüber befindet sich eine 30 mm dicke Wärmedämmschicht aus Styropor (2). Das tragende Element der Decke ist eine 300 mm starke Leichtbetonplatte (3). Auf den Stahlbeton wurde aufgrund von besseren Wärmewiderständen verzichtet. Auf der äußeren Seite ist eine weitere 95 mm dicke Wärmedämmschicht aus Styropor (4) angebracht. Darauf wurde eine 0,5 mm dicke, wasserdichte Dampfsperrschicht (5) aufgetragen. Als Abschluss dient eine 35 mm dicke Kiesschicht (6).

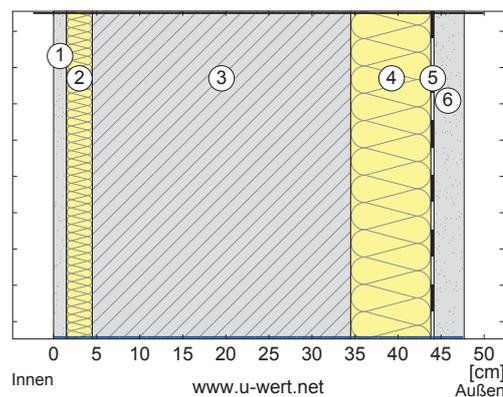


Abbildung A.7.: Dachaufbau des Bürogebäudes

Damit lässt sich der Wärmedurchgangswiderstand und -koeffizient berechnen zu:

$$R_{\text{Dach},k} = 3,3976 \frac{\text{m}^2 \text{K}}{\text{W}}$$
$$U_{\text{Dach}} = 0,2772 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \text{K}}$$

Für die Bodenplatte des Erdgeschosses wurde eine 300 mm dicke Schicht Stahlbeton verwendet. Diese wird mit einer 3 mm dicken Bitumendickbeschichtung abgedichtet. Die darüberliegende Isolierschicht besteht aus 80 mm Styropor. Abschließend wird eine 60 mm dicke Estrichschicht zum Nivellieren verwendet. Zusätzlich wird noch eine später aufgebraute Schicht eines Bodenbelages mit 10 mm angenommen.

$$R_{\text{Boden},k} = 2,2081 \frac{\text{m}^2 \text{K}}{\text{W}} \quad (\text{A.9})$$

Für den Wärmedurchgangskoeffizienten des Bodens muss die Betrachtung jedoch wieder bearbeitet werden. Wie für das Einfamilienhaus muss zuerst das Maß der Bodenplatte  $B'$  nach Gleichung A.1 und die wirksame Dicke berechnet werden.

$$B' = \frac{17,27 \text{ m} \cdot 28,55 \text{ m}}{0,5 \cdot (2 \cdot 17,27 \text{ m} + 2 \cdot 28,55 \text{ m})} = 10,7608 \text{ m}$$
$$d_t = 0,0325 \text{ m} + 2 \frac{\text{W}}{\text{mK}} \cdot (0,04 + 2,2081 + 0,10) \frac{\text{m}^2 \text{K}}{\text{W}} = 5,0212 \text{ m}$$

Da  $d_t < B'$  ist, handelt es sich um eine nicht sehr gut gedämmte Bodenplatte. Der Wärmedurchgangskoeffizient berechnet sich nach Gleichung A.4:

$$U_{\text{Boden}} = \frac{2 \cdot 2 \frac{\text{W}}{\text{mK}}}{\pi \cdot 10,7608 \text{ m} + 5,0212 \text{ m}} \cdot \ln \left( \frac{\pi \cdot 10,7608 \text{ m}}{5,0212 \text{ m}} + 1 \right) = 0,2107 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \text{K}}$$

Der Wärmebrückenzuschlag  $U_{\text{WB}}$  berechnet sich nach Gleichung A.6:

$$U_{\text{WB}} = \frac{0,65 \frac{\text{W}}{\text{mK}} \cdot (2 \cdot 17,27 \text{ m} + 2 \cdot 28,55 \text{ m})}{17,27 \text{ m} \cdot 28,55 \text{ m}} = 0,1208 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \text{K}}$$

Die Zwischendecke ähnelt auch im Bürogebäude der Bodenplatte. über einer 200 mm dicken Stahlbetonplatte wurde eine 50 mm dicke Styroporschicht als Isolation verlegt. Die folgende Zementestrichschicht hat eine Dicke von 65 mm. Später wurde noch ein Bodenbelag mit einer Dicke von 10 mm hinzugefügt. Der Wärmedurchgangswiderstand und -koeffizient der Zwischendecke ergeben sich damit zu:

$$R_{\text{Zwischendecke},k} = 1,4199 \frac{\text{m}^2 \text{K}}{\text{W}}$$
$$U_{\text{Zwischendecke}} = 0,6290 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \text{K}}$$

### Lüftungsenergieflüsse des Bürogebäudes

Der zusätzliche Luftvolumenstrom kann näherungsweise nach DIN EN 832 mit folgender Gleichung berechnet werden:

$$\dot{V}_x = \frac{V \cdot n_{50} \cdot e_{\text{Wind}}}{1 + \frac{f_{\text{Wind}}}{e_{\text{Wind}}} \left( \frac{\dot{V}_S - \dot{V}_E}{V \cdot n_{50}} \right)^2}.$$

In der vorliegenden Arbeit wird der Zuluftvolumenstrom  $\dot{V}_S$  und der Abluftvolumenstrom  $\dot{V}_E$  als gleich groß angenommen, wodurch sich die Gleichung vereinfacht zu:

$$\dot{V}_x = V \cdot n_{50} \cdot e_{\text{Wind}}.$$

Die Werte für den Windschutzkoeffizienten  $e_{\text{Wind}}$  und die Luftdichtheit  $n_{50}$  werden aus DIN V 4108-6 entnommen. Es gelten:

$$\begin{aligned} e_{\text{Wind}} &= 0,07, \\ n_{50} &= 1 \text{ h}^{-1}. \end{aligned}$$

Damit ergibt sich für den zusätzlichen Volumenstrom in Abhängigkeit des Nettoluftvolumens des Gebäudes:

$$\dot{V}_x = V \cdot 0,07 \cdot 1 \text{ h}^{-1}. \quad (\text{A.10})$$

Für jede Zone werden die Mindestluftvolumenströme mit der Fläche der jeweiligen Raumtypen multipliziert. Diese Werte werden für jede Temperaturzone zusammengefasst:

$$\dot{V}_{f,EG} = 2237,9510 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} \quad (\text{A.11})$$

$$\dot{V}_{f,OG} = 7315,7238 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$$

$$\dot{V}_{f,DG} = 2438,5746 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} \quad (\text{A.12})$$

Für die Berechnung des zusätzlichen Volumenstroms ist das Nettoluftvolumen notwendig. Dafür wird zuerst das Bruttoluftvolumen  $V_B$  für die drei Zonen berechnet.

$$V_{e,EG} = 17,27 \text{ m} \cdot 28,55 \text{ m} \cdot 3,5 \text{ m} = 1725,7048 \text{ m}^3$$

$$V_{e,OG} = 3 \cdot 17,27 \text{ m} \cdot 28,55 \text{ m} \cdot 3,5 \text{ m} = 5177,1143 \text{ m}^3$$

$$V_{e,DG} = 17,27 \text{ m} \cdot 28,55 \text{ m} \cdot 3,5 \text{ m} = 1725,7048 \text{ m}^3$$

Diese Werte in die Gleichung eingesetzt, ergeben das Netto-Luftvolumen für jede Zone:

$$\begin{aligned}V_{EG} &= 1380,5638 \text{ m}^3 \\V_{OG} &= 4141,6914 \text{ m}^3 \\V_{DG} &= 1380,5638 \text{ m}^3\end{aligned}$$

Der zusätzliche Luftvolumenstrom ist damit:

$$\dot{V}_{x,EG} = 96,6395 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} \quad (\text{A.13})$$

$$\dot{V}_{x,OG} = 289,9184 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$$

$$\dot{V}_{x,DG} = 96,6395 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} \quad (\text{A.14})$$

Die Summe aus den Luftvolumenströmen A.11 bis A.12 und den zusätzlichen Luftvolumenströmen A.13 bis A.14 ergeben:

$$\dot{V}_{EG} = 2334,5905 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$$

$$\dot{V}_{OG} = 7605,6422 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$$

$$\dot{V}_{DG} = 2535,2141 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$$

Für die Simulation muss der Luftvolumenstrom noch auf das Netto-Luftvolumen bezogen werden. Dadurch ergibt sich wieder ein Wert mit der Einheit  $\text{h}^{-1}$ :

$$n_{EG} = 1,6910 \text{ h}^{-1}$$

$$n_{OG} = 1,8364 \text{ h}^{-1}$$

$$n_{DG} = 1,8364 \text{ h}^{-1}$$

### **Solare Einstrahlung auf die effektive Kollektorfläche des BG**

Für die einzelnen Etagen ergeben sich folgende Horizontwinkel:

$$\alpha_{h,EG} = 46$$

$$\alpha_{h,OG} = 30$$

$$\alpha_{h,DG} = 7$$

Damit ergeben sich für den Standort folgende Teilbestrahlungsfaktoren  $F_{h,i}$ :

$$F_{h,EG} = 0,56$$

$$F_{h,EG} = 0,62$$

$$F_{h,EG} = 0,92$$

Die effektive Kollektorfläche nach Gleichung 4.12 für die Nordseite gilt auch für die Südseite, die für die Ostseite auch für die Westseite.

$$A_{S,EG,nord} = 0,2117 \cdot A$$

$$A_{S,EG,ost} = 0,2117 \cdot A$$

$$A_{S,OG,nord} = 0,2344 \cdot A$$

$$A_{S,OG,ost} = 0,2344 \cdot A$$

$$A_{S,DG,nord} = 0,3478 \cdot A$$

$$A_{S,DG,ost} = 0,3478 \cdot A$$

Die effektiven Fensterflächen nach der Himmelsrichtung können damit berechnet werden:

$$A_{S,EG,nord} = 2,185 \text{ m}^2$$

$$A_{S,EG,ost} = 13,608 \text{ m}^2$$

$$A_{S,EG,sued} = 2,756 \text{ m}^2$$

$$A_{S,EG,west} = 12,247 \text{ m}^2$$

$$A_{S,OG,nord} = 9,973 \text{ m}^2$$

$$A_{S,OG,ost} = 36,742 \text{ m}^2$$

$$A_{S,OG,sued} = 11,112 \text{ m}^2$$

$$A_{S,OG,west} = 36,742 \text{ m}^2$$

$$A_{S,DG,nord} = 4,933 \text{ m}^2$$

$$A_{S,DG,ost} = 12,247 \text{ m}^2$$

$$A_{S,DG,sued} = 5,496 \text{ m}^2$$

$$A_{S,DG,west} = 12,247 \text{ m}^2$$

Das Produkt aus diesen Flächen und den Einstrahlungsdaten ergibt die Wärmege-  
winne für jede Stunde des Jahres. Für die Berechnungen werden sie in einer Matrix  
gespeichert.

**Solare Wärmegewinne über opake Bauteile BG** Die solaren Wärmegewinne  
über opake Bauteile berechnen sich nach Gleichung A.8. Der Absorptionskoeffizient

der Oberfläche ist für die Wand und das Dach unterschiedlich. Für den Kies, der als oberste Dachschicht dient, wird ein Absorptionskoeffizient von 0,6 angegeben.

$$\alpha_{\text{Wand}} = 0,4$$

$$\alpha_{\text{Dach}} = 0,6$$

Auch beim Bürogebäude muss zwischen dem Formfaktor für das Dach und der Wand unterschieden werden.

$$F_{t,\text{Wand}} = 0,5$$

$$F_{t,\text{Dach}} = 1,0$$

Die Gleichung A.8 vereinfacht sich für die einzelnen Flächen damit zu:

$$\begin{aligned}\dot{Q}_{\text{solar,Wand,EG,nord}} &= 0,5763 \text{ m}^2 \cdot I_{\text{nord}} - 28,8141 \text{ W} \\ \dot{Q}_{\text{solar,Wand,EG,ost}} &= 0,7837 \text{ m}^2 \cdot I_{\text{ost}} - 39,1860 \text{ W} \\ \dot{Q}_{\text{solar,Wand,EG,sued}} &= 0,5814 \text{ m}^2 \cdot I_{\text{sued}} - 29,0715 \text{ W} \\ \dot{Q}_{\text{solar,Wand,EG,west}} &= 0,8279 \text{ m}^2 \cdot I_{\text{west}} - 41,3928 \text{ W} \\ \dot{Q}_{\text{solar,Wand,DG,nord}} &= 1,7015 \text{ m}^2 \cdot I_{\text{nord}} - 85,0740 \text{ W} \\ \dot{Q}_{\text{solar,Wand,DG,ost}} &= 2,4836 \text{ m}^2 \cdot I_{\text{ost}} - 124,1785 \text{ W} \\ \dot{Q}_{\text{solar,Wand,DG,sued}} &= 1,6419 \text{ m}^2 \cdot I_{\text{sued}} - 82,0948 \text{ W} \\ \dot{Q}_{\text{solar,Wand,DG,west}} &= 2,4836 \text{ m}^2 \cdot I_{\text{west}} - 124,1785 \text{ W} \\ \dot{Q}_{\text{solar,Wand,DG,nord}} &= 0,5672 \text{ m}^2 \cdot I_{\text{nord}} - 28,3580 \text{ W} \\ \dot{Q}_{\text{solar,Wand,DG,ost}} &= 0,8279 \text{ m}^2 \cdot I_{\text{ost}} - 41,3928 \text{ W} \\ \dot{Q}_{\text{solar,Wand,DG,sued}} &= 0,5473 \text{ m}^2 \cdot I_{\text{sued}} - 27,3649 \text{ W} \\ \dot{Q}_{\text{solar,Wand,DG,west}} &= 0,8279 \text{ m}^2 \cdot I_{\text{west}} - 41,3928 \text{ W} \\ \dot{Q}_{\text{solar,Dach,DG}} &= 9,6797 \text{ m}^2 \cdot I_{\text{west}} - 82,7857 \text{ W}\end{aligned}$$

## Wärmekapazität des BG

### A.3.3. Datenblätter Kühl- und Tiefkühlschrank

#### Speicherkapazität über enthaltene Lebensmittel Kühl- und Tiefkühlschrank

Tabelle A.7.: Spezifische Wärmekapazitäten und Dichten der Baustoffe

Material	$c_p$ in $\frac{\text{kJ}}{\text{kg K}}$	$\rho$ in $\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$
Innenputz	1,1	1000
Bodenbelag	1,5	1500
Estrich	1,0	2000
Beton	1,0	2400
Gipskartonplatte	1,0	900

Tabelle A.8.: Lebensmittel im Modellkühlschrank

Produkt	Masse in kg	spezifische Kapazität in $\frac{\text{kJ}}{\text{kg K}}$
Gemüse	2,0	3,77
Butter	0,5	2,51
Eier	0,06	3,18
Fleisch	1,5	2,60
Käse	1,0	2,68
Milch(-produkte)	3,0	3,89
Wasser	3,0	4,18
alkoholische Getränke	1,0	3,77
Glas	11,34	0,8
Restluft	0,312	1,00

Tabelle A.9.: Lebensmittel im Modellgefrierschrank

Produkt	Masse in kg	spezifische Kapazität in $\frac{\text{kJ}}{\text{kg K}}$
Gemüse	3,5	1,88
Geflügel	1,5	1,80
Fleisch	1,5	1,55
Eis	3,5	1,88
Pizza	1,5	1,32
Nudelgerichte	1,5	1,82

## VS 108.1 Vollraumkühlschrank



**Energieeffizienzklasse A + 1)**  
**Energieverbrauch 120 kWh/Jahr 2)**  
**Nutzhalt Kühlfach 130 Liter**  
**Klimaklasse N 4)**  
**Luftschallemission 43 dB(A) re1pW**

### Allgemein

- Brutto-/Nutzhalt 132/130 Liter
- Standgerät mit Arbeitsplatte
- Energieverbrauch in 24 Std.: 0,331 kWh
- Kühlmittel R600a
- regelbarer Thermostat
- Kompressorfunktion
- Türanschlag wechselbar
- verstellbare Standfüße

### Ausstattung

- stufenlose Temperatureinstellung
- Temperaturbereich: 0~8°C
- Abtauautomatik
- Innenraumbeleuchtung
- 3 höhenverstellbare Glasablagen
- 1 Glasablage über Gemüsefach
- 1 transparente Gemüseschale
- 3 Türablagen
- Eierablage

### Elektrischer Anschluss

- Anschlussspannung: 220-240 V~
- Anschlussleistung: 80 W

### Maße und Gewichte

Höhe: 84,5 cm  
Breite: 54,5 cm  
Tiefe: 57,0 cm  
Nettogewicht: 34,0 kg  
Bruttogewicht: 36,5 kg

Abbildung A.8.: Datenblatt des Haushaltskühlschranks

### GS 165.1 \*(\*\*\*) Gefrierschrank



**Energieeffizienzklasse A + 1)**  
**Energieverbrauch 174 kWh/Jahr 2)**  
**Nutzzinhalt \*(\*\*\*) Gefrierfach 65 Liter 3)**  
**Klimaklasse N/ST 4)**  
**Luftschallemission 43 dB(A) re1pW**

#### Allgemein

- Brutto-/Nutzzinhalt 71/65 Liter
- Standgerät mit Arbeitsplatte
- Energieverbrauch in 24 Std.: 0,479 kWh
- Kühlmittel R600a
- regelbarer Thermostat
- Kompressorfunktion
- Türanschlag wechselbar
- verstellbare Standfüße

#### Ausstattung

-  Kennzeichnung
- stufenlose Temperatureinstellung
- Temperaturbereich:  $\leq -18^{\circ}\text{C}$
- Gefriervermögen: 3,5 kg/24h
- Lagerzeit bei Störung: 12 h max.
- manuelle Abtauung
- 2 Gefrierschubladen
- 1 Gefrierfachklappe
- Eiswürfelschale

#### Elektrischer Anschluss

- Anschlussspannung: 220-240 V~
- Anschlussleistung: 90 W

#### Maße und Gewichte

Höhe: 84,7 cm  
Breite: 49,4 cm  
Tiefe: 49,4 cm  
Nettogewicht: 29,0 kg  
Bruttogewicht: 31,0 kg

Abbildung A.9.: Datenblatt des Haushaltsgefrierschranks

## Literaturverzeichnis

- [1] Zeitschrift „Pictures of the Future“, Siemens, Frühjahr 2012, S.46
- [2] B.R. Oswald, A. Mueller und M. Kraemer, „Vergleichende Studie zu Stromuebertragungstechniken im Hoechstspannungsnetz“, Hannover und Oldenburg, 20.September 2005.
- [3] H. Brakelmann, „ Netzverstaerkungstrassen zur Uebertragung von Windenergie: Freileitung oder Kabel ?“, Rheinberg 2004.
- [4] Umweltbundesamt. (2012,04,03). „Kraftwerke in Deutschland“ [Online]. Available: <http://www.umweltbundesamt.de/energie/publikationen.htm>
- [5] Bundesnetzagentur. (2014,03,07). „Kraftwerksliste“ Stand: 19.Februar 2014 [Online]. Available: [http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html)
- [6] Verband der Netzbetreiber VDN,“TransmissionCode 2007,“ Berlin, August 2007, pp.28-29.
- [7] B. Claas, F.Klein, „Erstellung eines Lastflussmodells in MATPOWER für das deutsche Übertragungsnetz,“ Studienarbeit, Fachgebiet SENSE, TU Berlin, Berlin, 2009.
- [8] 50Hertz Transmission GmbH. (2011,12,06). Windeinspeisung\_2009.csv [Online]. Available: <http://www.50hertz.com/de/1983.htm>
- [9] Bundesministerium fuer Wirtschaft und Arbeit, „EWI/Prognos - Studie - Die Entwicklung der Energiemaerkte bis zum Jahr 2030,“ Berlin, Germany, 2005.
- [10] Bundesministerium fuer Wirtschaft und Arbeit, „Die Entwicklung der Energiemaerkte bis zum Jahr 2030 Energieprognose 2009,“ Berlin, Germany, 2010.

- [11] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, „Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland“, Berlin, März 2004
- [12] Sachverständigenrat für Umweltfragen, Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung, Berlin, Germany, ESV, 2011, pp.129.
- [13] B. Claas, F.Klein, „Leistungsflussmodell des deutschen Übertragungsnetzes zur Erfassung des Einflusses der Windenergieumwandlung,“ Diplomarbeit, Fachgebiet SENSE, TU Berlin, Berlin, 2010.
- [14] 50Hertz Transmission GmbH. (2011,12,06). EEG-Stromeinspeisung\_Solar [Online]. Available: <http://www.50hertz.com/de/166.htm>
- [15] 50Hertz Transmission GmbH. (2011,12,06). EEG-Jahresabrechnung Solar EEG-Jahresabrechnung [Online]. Available: <http://www.50hertz.com/de/166.htm>
- [16] R.D. Zimmerman and C.E. Murillo-Sánchez. (2011,12,14). „Matpower 4.1 User’s manual“ [Online]. Available: <http://www.pserc.cornell.edu/matpower/manual.pdf>
- [17] Henry Louie and Kai Strunz, „Locational Marginal Pricing in North American Power Systems“, unpublished.
- [18] FERC (Dec 2014), „Assessment of Demand Response and Advanced Metering,“ URL: <http://www.ferc.gov/legal/staff-reports/2014/demand-response.pdf>, December 2015.
- [19] J.B. Cardell, „Distributed resource participation in local balancing markets,“ IEEE Proc. PowerTech, Lausanne, Switzerland, Juli 2007, pp. 510-515.
- [20] Willett Kempton and Jasna Tomić, “Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue,“ *Journal of Power Sources*, vol. 144, no. 1, pp. 268-279, 2005.
- [21] B.A. Huberman und S.H. Clearwater, „A multi-agent system for controlling building environments,“ Proc. of the First International Conf. on Multiagent Systems, 1995.
- [22] P. Nyeng und J. Ostergaard, „Information and Communications Systems for Control-by-Price of Distributed Energy Resources and Flexible Demand,“ IEEE Trans. on Smart Grid, Vol. 2, No. 2, Juni 2011.

- [23] O. Kilkki, A. Alahäivälä und I. Seilonen, „Optimized Control of Price-Based Demand Response With Electric Storage Space Heating,“ *IEEE Transactions on Ind. Informatics*, Vol. 11, No. 1, Februar 2015
- [24] Bundesregierung (Hg.): „Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung“. Berlin 2009.
- [25] „Liste von Elektroautos in Serienproduktion“. URL: [http://de.wikipedia.org/wiki/Liste\\_von\\_Elektroautos\\_in\\_Serienproduktion](http://de.wikipedia.org/wiki/Liste_von_Elektroautos_in_Serienproduktion). 22.01.2014
- [26] „Jahresbilanz des Fahrzeugbestandes“. URL: [http://www.kba.de/nn\\_125264/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/bestand\\_\\_node.html?\\_\\_nnn=true](http://www.kba.de/nn_125264/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/bestand__node.html?__nnn=true). 20.01.2014
- [27] BMWi - „Zahlen und Fakten“. URL: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Stromversorgungssicherheit-und-Kraftwerke/zahlen-fakten.html>
- [28] H.Lund and W. Kempton, „Integration of renewable energy into the transport and electricity sectors through V2G,“ *Energy Policy*, vol.36, no.9, pp.3578-3587, Sept. 2008.
- [29] Sen. Simpson, Delaware State Senate 145th General Assembly, Senate Bill No.153, 09 Juni 2009.
- [30] P. Stroehle et al., „The impact of charging strategies for electric vehicles on power distribution networks,“ *IEEE 8th Int. Conf. European Energy Market*, Zagreb, Croatia, 2011.
- [31] O.Sundstroem and C.Binding, „Flexible Charging Optimization for Electric Vehicles Considering Distribution Grid Constraints,“ *IEEE Trans. Smart Grid*, vol.3, no.1, Mar. 2012.
- [32] Z.Darabi and M.Ferdowsi, „Aggregated Impact of Plug-in Hybrid Electric Vehicles on Electricity Demand Profile,“ *IEEE Trans. Sustainable Energy*, vol.2, no.4, Oct. 2011.
- [33] ifas and DLR, „Mobilitaet in Deutschland 2008,“ Bonn and Berlin, Germany, Feb. 2010.
- [34] ifas Institut für angewandte Sozialforschung GmbH: „Mobilität in Deutschland - Nutzerhandbuch“. Berlin und Bonn 2010.
- [35] „MINI E: Daten und Ausstattung“. URL: [http://www.mini.de/minimalism/product/mini\\_e/index.html](http://www.mini.de/minimalism/product/mini_e/index.html). 22.03.2012

- [36] Mehdi Etezadi-Amoli, Kent Choma and Jason Stefani, „Rapid-Charge Electric-Vehicle Stations,“ IEEE Trans. on Power Deliv., vol.25, no.3, July 2010.
- [37] A.Y.Saber and G.K.Venayagamoorthy, „Plug-In Vehicles and Renewable Energy Sources for Cost and Emission Reductions,“ IEEE Trans. Industrial Electronics, vol.58, no.4, Apr 2011.
- [38] „Mit der Temperatur sinkt die Reichweite“. URL: [http://www.dekra.de/de/pressemitteilung?p\\_p\\_lifecycle=0&p\\_p\\_id=ArticleDisplay\\_WAR\\_ArticleDisplay&ArticleDisplay\\_WAR\\_ArticleDisplay\\_articleID=7200581](http://www.dekra.de/de/pressemitteilung?p_p_lifecycle=0&p_p_id=ArticleDisplay_WAR_ArticleDisplay&ArticleDisplay_WAR_ArticleDisplay_articleID=7200581). 07.02.2014
- [39] Domijan, A., „A Study and Evaluation of Power Electronics Based Adjustable Speed Motor Drives for Air Conditioners and Heat Pumps with an Example Utility Case Study of the Florida Power and Light Company,“ IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 7, No. 3, 1992
- [40] Kruse, Heidelck, „Heizen mit Wärmepumpen“, TUEV-Verlag GmbH, 2002.
- [41] Auer, F., „Klassifizierung und Bewertung von Jahresarbeitszahlen,“ URL: [http://www.agenda-energie-lahr.de/files/JAZ\\_Klassifizierung.pdf](http://www.agenda-energie-lahr.de/files/JAZ_Klassifizierung.pdf)
- [42] Ochsner, „Wärmepumpen in der Heizungstechnik“, C.F.Müller Verlag, 2005.
- [43] A. Schäfer, P. Baumanns und A. Moser, „Modeling Heat Pumps as Combined Heat and Power Plants in Energy Generation Planning,“ IEEE Energytech, 2012.
- [44] Normenausschuss Heiz- und Raumlufttechnik: „Berechnung der Normheizlast“, DIN EN 12831. Normenausschuss Heiz- und Raumlufttechnik (NHRS) im Deutschen Institut für Normung e.V., August 2003
- [45] Y. Hamada und M. Nakamura, „Field performance of a polymer electrolyte fuel cell for a residential energy system,“ Renew. Sus. Energy, Vol. 9, No. 4, pp. 345-362, August 2005.
- [46] W. Wiegmann: „Der Gefrierschrank als Sparschwein“ BASF Polyurethanes GmbH, [http://www.plasticsportal.net/wa/plasticsEU~deDE/function/conversions:/publish/common/upload/plastics/0210/plastics\\_0210\\_Efficiency\\_freezer.pdf](http://www.plasticsportal.net/wa/plasticsEU~deDE/function/conversions:/publish/common/upload/plastics/0210/plastics_0210_Efficiency_freezer.pdf), Februar 2012

- [47] Normenausschuss Bauwesen: „Bauteile- Wärmedurchlasswiderstand und Wärmedurchgangskoeffizient“, DIN EN ISO 6946. Normenausschuss Bauwesen (NABau) im Deutschen Institut für Normung e. V., April 2008
- [48] Multimediale Lehr- und Lernumgebung Maschinenwesen: „Kennwertespeicher - Spezifische Wärmekapazität“. Fakultät Maschinenwesen der TU Dresden, <http://mlu.mw.tu-dresden.de/module/m017/thermisch/waerme.htm>, Februar 2012
- [49] Normenausschuss Bauwesen: „Energetische Bewertung von Gebäuden - Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung - Teil 10: Nutzungsrandbedingungen, Klimadaten“, DIN V 18599-10. Normenausschuss Bauwesen (NABau) im Deutschen Institut für Normung e. V., Februar 2007
- [50] C. Jachmann, F.Klein, „Entwicklung von Testnetzen zur Analyse der Nodalbepreisung im ostdeutschen Raum“, Studienarbeit, Fachgebiet SENSE, TU Berlin, Berlin, 2008.
- [51] Erdmann, G., „Energieökonomik,“ 3. Auflage. Springer-Verlag, 2008.
- [52] P. Teske, F.Klein, „Optimierung von Kältelasten der Lebensmittel- und Gebäudekühlung im intelligenten Energienetz“, Diplomarbeit, Fachgebiet SENSE, TU Berlin, Berlin, 2012
- [53] Normenausschuss Bauwesen: „Wärmetechnisches Verhalten von Gebäuden - Wärmeübertragung über das Erdreich“, DIN EN ISO 13370. Normenausschuss Bauwesen (NABau) im Deutschen Institut für Normung e. V., April 2008
- [54] Normenausschuss Bauwesen: „Wärmebruecken im Hochbau - Längenbezogener Wärmedurchgangskoeffizient - Vereinfachte Verfahren und Anhaltswerte“, DIN EN ISO 14683. Normenausschuss Bauwesen (NABau) im Deutschen Institut für Normung e.V., April 2008
- [55] Normenausschuss Bauwesen: „Wärmeschutz und Energie-Einsparung in Gebäuden“, DIN V 4108-6. Normenausschuss Bauwesen (NABau) im Deutschen Institut für Normung e. V., Juni 2003
- [56] O. Linkevics und A. Sauhats, „Formulation of the Objective Function for Economic Dispatch Optimisation of Steam Cycle CHP Plants,“ Proc. IEEE Russ. Power Tech, pp. 1-6. Juni 2005.

- [57] I. Staffel, R.Green und K.Kendall, „Cost targets for domestic fuel cell CHP,“ J.Power Sources, Vol.181, No.2, pp. 339-349, Juli 2008.
- [58] M. Pehnt et. al., „Micro Cogeneration: Towards Decentralized Energy Systems,“ Berlin, Germany, Springer-Verlag, 2006.
- [59] D.P. Chassin, P. Du und J.C. Fuller, „The Potential and Limits of Residential Demand Response Control Strategies,“ Proc. IEEE Power Energy Soc. Gen. Meeting, 2011, pp. 1-6.
- [60] F. Fang, Q.H. Wang und Y. Shi, „A Novel Optimal Operational Strategy for the CCHP System Based on Two Operating Modes,“ IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 27, No. 2, Mai 2012.
- [61] A.D. Hawkes und M.A. Leach, „Cost-effective operation strategy for residential micro-combined heat and power,“ Energy, Vol. 32, No. 5, pp. 711-723, Mai 2007.
- [62] M. Houwing, R.R. Negenborn und B.D. Schutter, „Demand Response With Micro-CHP Systems,“IEEE Proceedings of, Vol. 99, No. 1, Januar 2011
- [63] Tiator, Schenker, „Wärmepumpen / Wärmepumpenanlagen“, Vogel Buchverlag, 2007.
- [64] Drei Säulen für ein neues EEG. URL: <http://www.klimaretter.info/politik/hintergrund/13175-drei-saeulen-fuer-ein-neues-eeg>. 02.04.2014
- [65] BDEW. (2012). Renewable Energies Second Most Important Energy Source in 2011 [Online]. Available: [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE\\_20111216-PI-Die-Verantwortung-waechst](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_20111216-PI-Die-Verantwortung-waechst)
- [66] „Bruttoinlandsprodukt nach Bundesländern“. URL: <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/36889/umfrage/bruttoinlandsprodukt-nach-bundeslaendern/>. 02.04.2014
- [67] „Einwohner nach Bundesländern“. URL: <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/71085/umfrage/verteilung-der-einwohnerzahl-nach-bundeslaendern/>. 02.04.2014
- [68]
- [69] R.Podmore and M.R.Robinson, „The Role of Simulators for Smart Grid Development,“ IEEE Trans. Smart Grid, vol.1, no.2, Sep. 2010.

- [70] A.Baitch, A.Chuang, and C.S.G. Mauri, „International perspectives on demand-side integration,“ Proc. 19th Int. Conf. Electricity Distribution, Vienna, Austria, 2007.
- [71] F.Rahimi and A.Ipakchi, „Demand Response as a Market Resource Under the Smart Grid Paradigm,“ IEEE Trans. Smart Grid, vol. 1, no. 1, Jun. 2010.
- [72] S.S. Hernández, P.P. Galindo, A.Q. Lopez, „EPV PROJECT. Technology to integrate EV inside smart grids,“ IEEE 7th Int. Conf. European Energy Market, 2010.
- [73] Y. Ota et al., “Autonomous Distributed V2G (Vehicle-to-Grid) Satisfying Scheduled Charging,“ IEEE Trans. Smart Grid, vol.3, no.1, Mar. 2012.
- [74] K.Clement-Nyns, E.Haesen and J.Driesen, „The Impact of Charging Plug-In Hybrid Electric Vehicles on a Residential Distribution Grid,“ IEEE Trans. Power Systems, vol.25, no.1, Feb.2010.
- [75] Willett Kempton and Jasna Tomić, “Vehicle-to-grid power implementation: From stabilizing the grid to supporting large-scale renewable energy,“ *Journal of Power Sources*, vol. 144, no. 1, pp. 280-294, 2005.
- [76] 50Hertz Transmission GmbH. (2011,12,06). Last-Ist\_2009.xls [Online]. Available: <http://www.50hertz.com/de/2017.htm>
- [77] T. Klaus et al., „Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen,“ Dessau-Rosslau, Germany, UBA, 2010, pp.48.
- [78] R. Ghanipanah, F.Klein, „Development and Optimization of Arbitrage Storage Model for Battery Electric Vehicle in Locational Marginal Pricing Markets“, Diplomarbeit, Fachgebiet SENSE, TU Berlin, Berlin, 2011
- [79] D.Maron, F.Klein, „Simulation des Ladeverhaltens von Elektrofahrzeugen mit Berliner Fahrprofilen im Smart Grid mit erhöhter Einspeisung erneuerbarer Energiequellen“, Bachelorarbeit, Fachgebiet SENSE, TU Berlin, Berlin, 2011
- [80] M.Couvé, F.Klein, „Modellentwicklung Strompreisgeführter Wärmepumpen in Einfamilienhäusern im Intelligenten Energieversorgungsnetz“, Bachelorarbeit, Fachgebiet SENSE, TU Berlin, Berlin, 2011
- [81] A.Pavić, F.Klein, „Modellentwicklung strompreisgeführter Mikro-Blockheizkraftwerke in Einfamilienhäusern im intelligenten Energieversorgungsnetz“, Bachelorarbeit, Fachgebiet SENSE, TU Berlin, Berlin, 2011

- [82] Jonathon R. Gross, „Development of a Market Simulator for the Analysis of Wind and Energy Storage Network Integration“, M.S. thesis, Washington, USA: Universtiy Plottery 2006.
- [83] R. Freire et al., „Integration of renewable energy generation with EV charging strategies to optimize grid load balancing,“ *IEEE 13th Annu. Conf. Intelligent Transportation Systems*, Madeira Island, Portugal, 2010.
- [84] European Commission: „Photovoltaic Geographical Information System“. <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>, Dezember 2011
- [85] [www.u-wert.net](http://www.u-wert.net), Mai 2013