

Optimierte netzdienliche Energiesysteme für typische Wohn- und Nichtwohngebäude in Deutschland

Modellbasierte Analyse zum Einfluss der Integration von
Netzdienlichkeitsanforderungen in die Auslegung von
Gebäudeenergiesystemen

November 2024

verfasst von Yizhuo Zhang¹, Simon Rolfes¹, Nico Fuchs¹, Laura Maier¹, Dirk Müller¹

Inhalt

Kurzfassung	3
1. Einleitung.....	4
2. Methodik.....	5
2.1 Grundlegendes Auslegungsoptimierungsmodell und Weiterentwicklungen	5
2.2 Zielfunktion des Auslegungsoptimierungsmodells zur Berücksichtigung der Netzdienlichkeitsanforderungen.....	6
2.3 Betrachtete Anlagentechnologien	7
2.4 Netzdienlichkeitsindikatoren.....	8
2.5 Untersuchte Wohn- und Nichtwohngebäude	10
2.6 Analyseverfahren	11
3. Ergebnisse.....	13
3.1 Ergebnisse für das Einfamilienhaus.....	13
3.2 Ergebnisse für das Mehrfamilienhaus.....	16
3.3 Ergebnisse für das Bürogebäude.....	19
3.4 Ergebnisse für das Schulgebäude	22
3.5 Optimierte netzdienliche Gebäudeenergiesysteme	24
4. Zentrale Erkenntnisse.....	26
Literatur.....	27

Kurzfassung

Die Energiewende und der damit einhergehende Ausbau erneuerbarer Energien im Stromnetz stellen neue Anforderungen an die Planung und den Betrieb von Gebäudeenergiesystemen. Insbesondere die Fähigkeit von Gebäuden, netzdienlich zu agieren und das Stromnetz zu stabilisieren, gewinnt an Bedeutung. Vor diesem Hintergrund untersucht diese Arbeit, wie Netzdienlichkeitsanforderungen in die Auslegung von Gebäudeenergiesystemen integriert werden können und welche Auswirkungen diese Integration auf die resultierenden Systeme hat. Dafür wird ein bestehendes Auslegungsoptimierungsmodell weiterentwickelt, das zwei, als wichtig identifizierte, Netzdienlichkeitsaspekte in der Zielfunktion berücksichtigt: den flexiblen Strombezug, dargestellt durch die Minimierung der Stromkosten unter dynamischen Preisen, und die Minimierung der Stromeinspeisung ins Netz zur Maximierung des Eigenverbrauchs. Das Modell wird auf vier typische Gebäude in Deutschland angewendet: ein Einfamilienhaus, ein Mehrfamilienhaus, ein Büro- und ein Schulgebäude. Hierzu werden Auslegungsoptimierungen bei schrittweise erhöhten zulässigen annualisierten Kosten durchgeführt. Die resultierenden Entscheidungen hinsichtlich Anlagenauswahl, Anlagengröße, Energiekosten und Netzdienlichkeitsindikatoren (Flexibilitätsfaktor, Eigenstromverbrauchsquote, Netzunabhängigkeitswahrscheinlichkeit und Ein-Prozent-Spitzenleistung) werden umfassend analysiert. Aus diesen Analysen werden durch die Abwägung ökonomischer und netzdienlicher Aspekte optimierte netzdienliche Energiesysteme für die untersuchten Gebäudetypen abgeleitet.

In den untersuchten Gebäuden führt die Integration der Netzdienlichkeitsanforderungen in die Zielfunktion zu einer Überdimensionierung der Wärmeerzeugungsleistung im Vergleich zu rein kostenminimierten Gebäudeenergiesystemen, im Mehrfamilienhaus sogar bis zur Verdopplung. Dies ermöglicht eine effektivere Nutzung von günstigem Netzstrom und lokal erzeugtem Strom aus Photovoltaikanlagen. Während in Wohngebäuden nur geringe Anpassungen bei den Wärmeerzeugern vorgenommen werden, verlagern sich in Nichtwohngebäuden die Investitionen deutlich von der Wärmepumpe zum Blockheizkraftwerk bei Erhöhungen der annualisierten Kosten. Solarthermieanlagen unterstützen vorwiegend die Wärmeerzeugung in Wohngebäuden, während in Nichtwohngebäuden strom- und biogasbasierte Hybridsysteme dominieren. Photovoltaikanlagen bedecken in allen Gebäuden den Großteil der Dachfläche, um das lokale Stromerzeugungspotenzial maximal auszunutzen. Dennoch wird in den Wohngebäuden kein autarker Betrieb erreicht, da ein geeignetes Verhältnis von Dachfläche zur Nutzfläche und eine ausreichende Profilgleichzeitigkeit fehlen. Daher werden die Kapazitäten der elektrischen Speicher bei steigenden Kosten erhöht, um Strom aus Photovoltaikanlagen und günstigem Netzstrom zur späteren Nutzung zu speichern. Diese Entwicklung zeigt sich in den steigenden Werten des Flexibilitätsfaktors und der Ein-Prozent-Spitzenleistung. Die daraus resultierenden Lastspitzen könnten jedoch zu Netzengpässen führen, insbesondere wenn alle Gebäude identische Netzsignale nutzen. Große Dachflächen und Blockheizkraftwerke ermöglichen in Nichtwohngebäuden stromnetzunabhängige Systeme, jedoch führt die fehlende Profilgleichzeitigkeit von Stromerzeugung und -bedarf zu Verlusten durch die Abregelung der Photovoltaikanlagen, um die Stromeinspeisung gemäß der Zielfunktion zu minimieren. Optimierte netzdienliche Systeme wurden in allen vier Gebäuden identifiziert, die bei minimalen Kosten zwei der drei Indikatoren – Flexibilitätsfaktor, Eigenstromverbrauchsquote und Netzunabhängigkeitswahrscheinlichkeit – mit Werten über 0,9 erfüllen. Besonders das System für das Schulgebäude zeichnet sich durch eine signifikante Steigerung der Netzdienlichkeit bei geringen Mehrinvestitionen aus.

1. Einleitung

Ein Ziel des deutschen Klimaschutzes bis 2030 ist die Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien (EE) am Stromverbrauch auf mindestens 80 % [1]. Die Volatilität der Stromerzeugung aus EE und die zunehmende Sektorkopplung konfrontieren das Stromnetz mit Herausforderungen. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit und Netzstabilität stellt neben dem Stromnetzausbau das Lastmanagement mit ergänzenden Energiespeichern eine potenzielle Lösung dar. Im Vergleich zum Stromnetzausbau, der aufgrund von langen Genehmigungsverfahren und hohem Aufwand seit Jahren die gesetzten Ziele des Netzausbauplans verfehlt, gelten Lastmanagement und Speicher als kosteneffizientere Alternativen. Ein Gebäude, das sein Verbrauchs- und Einspeiseverhalten nach den Bedürfnissen des Netzes ausrichtet, gilt als netzdienlich [2]. Mit einem Anteil von ca. 30 % am Endenergieverbrauch [3] und einem steigenden Anteil des Stroms darin [4], kann der Gebäudesektor in Deutschland durch einen flexiblen Betrieb einen wesentlichen Beitrag zu mehr Flexibilität im Netz leisten. Das Flexibilitätspotenzial von einem Gebäude kann durch flexiblen Betrieb ausgeschöpft werden. Die Voraussetzung, um dies zu ermöglichen, liegt jedoch in einer gezielten Gestaltung des Gebäudeenergiesystems.

Das Modul 2 der wissenschaftlichen Begleitforschung der Forschungsinitiative Energiewendebauen (EWB) zielt u.a. darauf ab, die Integration einzelner Gebäude in das Gesamtsystem zu untersuchen, indem netzdienliche Gebäudekonzepte erforscht werden. Im Rahmen dieser Thematik hat Modul 2 in dieser Studie den Einfluss der Integration von Netzdienlichkeitsanforderungen in die Auslegung von Gebäudeenergiesystemen analysiert. Hierfür wurde ein weiterentwickeltes Optimierungsmodell verwendet, das die Auslegungsoptimierung für typische Wohn- und Nichtwohngebäude in Deutschland unter verschiedenen Zielsetzungen darstellt. Aufbauend auf dieser modellbasierten Analyse wurden durch die Abwägung ökonomischer Perspektiven und netzdienlicher Performance optimierte netzdienliche Gebäudeenergiesysteme für die untersuchten Gebäudetypen abgeleitet.

Die Dokumentation ist wie folgt gegliedert: In Kapitel 2 wird die Methodik der Arbeit präsentiert. Zunächst wird das zugrundeliegende Auslegungsoptimierungsmodell sowie dessen Weiterentwicklungen für die Analyse in dieser Arbeit vorgestellt. Anschließend werden die berücksichtigten Netzdienlichkeitsanforderungen und deren Darstellung in der Zielfunktion des Auslegungsoptimierungsmodells eingeführt. Danach werden die für die Auslegungsoptimierungen verfügbaren Analgentechnologien beschrieben. Anschließend werden die verwendeten Netzdienlichkeitsindikatoren zur umfassenden Bewertung der resultierenden netzdienlichen Performance erläutert und die untersuchten typischen Wohn- und Nichtwohngebäude vorgestellt. Im letzten Teil der Methodik werden die durchgeführten Optimierungen sowie die Kriterien zur Ableitung optimierter netzdienlicher Gebäudeenergiesysteme aus den Optimierungsergebnissen präsentiert. Kapitel 3 zeigt die Optimierungsergebnisse für die untersuchten Gebäude und fasst die abgeleiteten optimierten netzdienlichen Gebäudeenergiesysteme zusammen. In Kapitel 4 werden die zentralen Erkenntnisse aus der modellbasierten Analyse zusammengefasst.

2. Methodik

In diesem Kapitel wird die Methodik der vorliegenden Arbeit detailliert beschrieben.

2.1 Grundlegendes Auslegungsoptimierungsmodell und Weiterentwicklungen

Das in dieser Arbeit verwendete Auslegungsoptimierungsmodell basiert auf einem MILP-Modell (Mixed Integer Linear Program) von Thomas Schütz et al. [5], das zur Entwicklung optimierter Sanierungsmaßnahmen für Wohngebäude konzipiert wird. Dieses Modell berücksichtigt sowohl die optimierte Auslegung von Gebäudeenergiesystemen als auch Dämmmaßnahmen an den Gebäudehüllen. Die Integration von Dämmmaßnahmen in das MILP-Modell erfolgt gebäuseseitig mittels eines Low-Order-Modells, basierend auf der DIN V 18599, das die Bedarfsprofile für die Raumwärme stündlich ermittelt. Dieses Modell bildet das dynamische thermische Verhalten des Gebäudes durch Berücksichtigung bautechnischer Eigenschaften (wie z.B. die U-Werte der Fassaden), Raumnutzungsbedingungen, Wetterbedingungen und gewünschte Raumtemperaturen mittels linearer Gleichungen ab. Es umfasst eine Variable für die thermische Kapazität des Gebäudes und fünf thermische Widerstände, die die Wärmeübertragung zwischen dem Gebäude und seiner Umgebung darstellen, und wird daher als 5R1C-Modell bezeichnet.

In dieser Arbeit wird das im Basismodell implementierte 5R1C-Modell für die untersuchten Gebäude (vgl. Kapitel 2.5) ebenfalls verwendet, um die Speicherkapazitäten der thermischen Gebäudemasse zu berücksichtigen. Da sich die Untersuchung in dieser Arbeit auf die Auslegungsoptimierung konzentriert, sind die bautechnischen Eigenschaften der Gebäude keine variablen Elemente im Optimierungsmodell, sondern vordefinierte Parameter. Für die untersuchten Gebäude wird für jede thermische Zone ein 5R1C-Modell implementiert. Der thermische Bedarf eines Gebäudes ergibt sich aus der Summe der Bedarfe aller Zonen zu jedem Zeitpunkt. In dieser Arbeit wird der Kältebedarf nicht berücksichtigt.

Die technische Modellierung der Anlagen, mit Ausnahme der Photovoltaikanlagen, basiert weiterhin auf dem grundlegenden Modell nach Schütz et al. [5]. Für die Photovoltaikanlagen wird der zelltemperaturabhängige elektrische Wirkungsgrad² gemäß Quelle [6] implementiert, wobei die Berechnung der Zelltemperaturen der Photovoltaikmodule auf den vorgestellten Ansatz³ in Quelle [7] beruht. Zusätzlich wird die zyklische Alterung⁴ der Batteriespeicher berücksichtigt, indem die Anzahl der Ladezyklen auf maximal 200 pro Jahr begrenzt wird.

² Die betrachteten Photovoltaikanlagen hat einen elektrischen Wirkungsgrad von 0,2 bei den Standard-Testbedingungen und eine Zelltemperatur von 25 °C im Normalbetrieb.

³ Hierbei wird der Ansatz, welcher auf Basis der Energiebilanz an einem Photovoltaikmodul implementiert ist, verwendet.

⁴ Bei den Batteriespeicher gibt es zwei Arten der Degradation (Kapazitätsverlust): kalendarische Alterung und zyklische Alterung. Die kalendarische Alterung tritt unabhängig von der Nutzung auf und wird hauptsächlich durch die Zeit, Temperatur und den Ladezustand der Batterie beeinflusst. Die zyklische Alterung hingegen hängt von der Anzahl und Tiefe der Lade- und Entladezyklen ab. Tiefere Zyklen und häufige Nutzung führen zu einer schnelleren Degradation der Batterie. [8]

Die Methode zur Berechnung der annualisierten Kosten⁵ wird ebenfalls aus dem grundlegenden Modell übernommen. Die ökonomischen Daten und Annahmen für diese Berechnungen werden jedoch basierend auf den Angaben aus aktuellen Quellen aktualisiert. Diese Aktualisierungen umfassen Anpassungen der spezifischen Anschaffungskosten der Anlagen, der Energiepreise sowie der Prognosen zur Entwicklung der Energiepreise auf Basis der Angaben in der Quelle [9]. Zusätzlich wird die Heizungsförderung für Wohngebäude im Rahmen der Bundesförderung für effiziente Gebäude in die Kostenberechnung integriert [10].

Anstelle der diskontinuierlichen Anlagendimensionierung des grundlegenden Modells wird in dieser Arbeit eine kontinuierliche Anlagendimensionierung implementiert. Dieses Vorgehen zielt darauf ab, die Entwicklung der Anlagenauswahl unter verschiedenen Randbedingungen zu ermitteln. Zudem ermöglicht es eine Reduzierung der Simulationsdauer auf einen akzeptablen Bereich, insbesondere bei Nichtwohngebäuden, die ein Mehrzonenmodell verwenden. Die verfügbaren Anlagentechnologien sowie die entsprechenden auswählbaren Leistungs- oder Kapazitätsbereiche sind in Kapitel 2.3 dargestellt.

2.2 Zielfunktion des Auslegungsoptimierungsmodells zur Berücksichtigung der Netzdienstlichkeitsanforderungen

In dieser Arbeit basieren die Netzdienstlichkeitsanforderungen, die in die Zielfunktion des Auslegungsoptimierungsmodells einfließen, hauptsächlich auf den Erkenntnissen zu netzdienstlichen Gebäudekonzepten aus Modul 2, wie sie im Bericht [11] veröffentlicht sind.

Die Analyse des Berichts umfasst eine umfangreiche Literaturrecherche zu Definitionen der Netzdienstlichkeit, aus der entscheidende Eigenschaften eines netzdienstlichen Gebäudeenergiesystems ermittelt werden. Diese Eigenschaften wurden durch Umfragen und Diskussionen in einem Workshop hinsichtlich ihrer Wichtigkeit bewertet. Es stellt sich heraus, dass ein zentrales Merkmal netzdienstlicher Gebäude das Management des Stromaustauschs mit dem Netz ist, basierend auf Netzsignalen, die die dynamischen Stromnetzzustände widerspiegeln. Häufig verwendete Netzsignale in den untersuchten Konzepten sind die Day-Ahead-Preise der Strombörse EPEX Spot (Spotmarkt der European Power Exchange). Weitere mögliche Netzsignale können der Anteil der Wind- und Solarenergie im Strommix oder der CO₂-Faktor des Strommixes sein [12].

Aus den im Bericht analysierten netzdienstlichen Gebäudekonzepten in der Forschung ergibt sich die Maximierung der direkten Nutzung von lokal erzeugtem Strom als weiterer netzdienstlicher Aspekt. Dieser Aspekt zielt darauf ab, die Einspeisung ins Stromnetz zu minimieren und dadurch zusätzliche Belastungen des Stromnetzes durch dezentrale Stromeinspeisungen zu vermeiden.

Aufbauend auf den Erkenntnissen der Vorstudie werden in dieser Arbeit zwei netzdienstliche Aspekte in der Zielfunktion berücksichtigt: der flexible Strombezug, gesteuert durch Stromnetzsignale, und die Minimierung der Stromeinspeisung ins Netz. Als Netzsignale dienen dabei die dynamischen

⁵ Die berechneten annualisierten Kosten umfassen alle Ausgaben, die über den betrachteten Zeitraum anfallen, umgerechnet auf ein jährliches Äquivalent. Diese Kostenkalkulation berücksichtigt eine Reihe wichtiger Faktoren: die anfänglichen Investitionen, die Energiekosten unter Berücksichtigung von Preisänderungen und Abzügen für Stromeinspeisungen, die Restwerte der Anlagen am Ende des Betrachtungszeitraums, die jährlichen Servicekosten, wie zum Beispiel Wartungskosten, sowie mögliche Subventionen.

Strompreise, die auf Basis der EPEX-Day-Ahead-Preise vom Jahr 2022 festgelegt werden, zusammen mit weiteren Kostenelementen⁶. Die Anpassung des Strombezugs an diese Signale erfolgt durch Minimierung der jährlichen Stromkosten bei dynamischen Preisen.

Die beiden zu minimierenden Größen – die jährlichen Stromkosten (C_{Strom}) und die gesamte Stromeinspeisung ins Netz ($E_{\text{Feed-in}}$) in einem Jahr – weisen unterschiedliche Wertebereiche auf. Um beide Aspekte gleichzeitig in der Zielfunktion zu berücksichtigen, werden diese Größen normiert. Dafür werden die aus einer Referenz-Auslegungsoptimierung (vgl. Kapitel 2.6) ermittelten jährlichen Stromkosten ($C_{\text{Strombezug,ref}}$) und ins Stromnetz eingespeiste Strommenge ($E_{\text{Feed-in,ref}}$) in Bezug genommen. Die daraus resultierende multikriterielle Zielfunktion lautet:

$$ZF_{\text{ND}} = \min\left(w_{\text{Strombezug}} \frac{C_{\text{Strombezug}}}{C_{\text{Strombezug,ref}}} + w_{\text{Feed-in}} \frac{E_{\text{Feed-in}}}{E_{\text{Feed-in,ref}}}\right) \quad (1)$$

Die Summe der zwei Gewichtungsfaktoren, $w_{\text{Strombezug}}$ und $w_{\text{Feed-in}}$, sollte 1 ergeben, wobei ein höherer Gewichtungsfaktor die Bedeutung der zugehörigen Größe in der Zielfunktion anhebt. In dieser Analyse wird der Anpassung des Strombezugs an die Strompreise ein Gewicht von $w_{\text{Strombezug}} = 2/3$ und der Minimierung der Stromeinspeisung ein Gewicht von $w_{\text{Feed-in}} = 1/3$ zugeschrieben. Dabei wird angenommen, dass das Stromnetz hauptsächlich durch den Strombezug belastet wird, auch angesichts der zunehmenden dezentralen Stromerzeugung und der damit verbundenen Einspeisung ins Netz.

2.3 Betrachtete Anlagentechnologien

Bei der Auswahl der für die Auslegungsoptimierung verfügbaren Anlagentechnologien stützen wir uns auf die Flexibilitäts- und Speicheroptionen der netzdienlichen Gebäudekonzepte aus den Forschungsprojekten, die in der Quelle [11] analysiert wurden. Die Analyse in dieser Arbeit konzentriert sich vorrangig auf breit anwendbare Ansätze. Aufgrund ihrer eingeschränkten Anwendbarkeit im Gebäudebereich, wie zum Beispiel der unsicheren Wasserstoffinfrastruktur oder fehlender Aufstellflächen, werden Wasserstofftechnologien (Brennstoffzellen, Elektrolyseure und Wasserstoffspeicher) sowie Windkraftanlagen in dieser Arbeit nicht berücksichtigt. Die in dieser Analyse einbezogenen Anlagentechnologien sowie die minimal wählbaren Leistungen bzw. Kapazitäten sind in Tabelle 1 dargestellt. Als mögliche Wärmeerzeuger zur Deckung des Raumwärme- und Trinkwarmwasserbedarfs werden Biogas-Blockheizkraftwerke, Wärmepumpen⁷, Elektroerhitzer und Solarthermieanlagen in Betracht gezogen. In dieser Arbeit wird angenommen, dass die Biogas-Blockheizkraftwerke nur für Nichtwohngebäude zur Verfügung stehen. Dies liegt zum einen an der begrenzten Verfügbarkeit von Biogas [13] und zum anderen an der unzureichenden Wirtschaftlichkeit und Effizienz kleiner Blockheizkraftwerke für Wohngebäude. Solarthermieanlagen werden zusammen mit Photovoltaikanlagen⁸ als Anlagen zur Nutzung der Solarenergie den EE-Anlagen auf der Dachfläche

⁶ Zu den weiteren Kostenelementen gehören Netzentgelte, EEG-Umlage, Stromsteuer, Abgaben und Mehrwertsteuer.

⁷ Wärmepumpen werden aufgrund ihrer niedrigen Vorlauftemperatur (vgl. Tabelle 1) ausschließlich zur Bereitstellung von Raumwärme eingesetzt.

⁸Im grundlegenden Modell wird angenommen, dass die Photovoltaik-Module stufenlos abgeschaltet, bzw. die Photovoltaikanlagen abgeregelt werden können. Diese Annahme wird auch in dieser Arbeit übernommen.

zugeordnet. Im Auslegungsmodell wird angenommen, dass die maximale Nutzungsquote der Dachfläche für Photovoltaik- und Solarthermieanlagen 40 % beträgt. Dies berücksichtigt mögliche Beschränkungen durch begrenzte Flächen mit geeigneter Ausrichtung sowie erforderliche Abstände zwischen den Modulen und zu den Dachrändern. Als Speicheroptionen stehen Warmwasserspeicher und Batteriespeicher zur Verfügung.

Tabelle 1: Verfügbare Anlagentechnologien für die Auslegungsoptimierungen.

Kategorie	Anlagentechnologie	Minimale Leistung/Kapazität
Wärmeerzeuger	Biogas-Blockheizkraftwerke mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 0,3 und einen thermischen Wirkungsgrad von 0,7 [9]	Elektrische Leistung ab 10 kW
	Luft-Wasser-Wärmepumpen mit einer Vorlauftemperatur von 35 °C	Thermische Leistung ab 5 kW
	Elektroerhitzer mit einem Wirkungsgrad von 100 % [5]	Thermische Leistung ab 2 kW
EE-Anlagen	Solarthermieanlage mit einer flächenspezifischen maximalen Wärmeleistung von 808 W/m ² [5]	Fläche ab 2 m ²
	Photovoltaik-Anlage mit einer flächenspezifischen Peak-Leistung von 200 W/m ²	Fläche ab 2 m ²
Speicheroptionen	Warmwasserspeicher als thermischer Energiespeicher mit einer maximalen Spreizung von 40 K	Thermische Speicherkapazität ab 5 kWh
	Batteriespeicher	Elektrische Speicherkapazität ab 4 kWh

2.4 Netzdienlichkeitsindikatoren

In dieser Arbeit werden zur quantitativen Bewertung der netzdienlichen Performance aus verschiedenen Perspektiven vier Indikatoren verwendet. (i) Der Flexibilitätsfaktor und (ii) die Eigenverbrauchsquote sind speziell darauf ausgerichtet, die zwei in der Zielfunktion berücksichtigten Netzdienlichkeitsanforderungen zu bewerten. Laut der in [11] entwickelten Definitionsmatrix gehören zu den netzdienlichen Aspekten ein hoher Autarkiegrad, der durch eine hohe Übereinstimmung der lokalen Erzeugung mit der Last gekennzeichnet ist, sowie die Vermeidung hoher Spitzenlasten zur Vorbeugung von Netzengpässen. Zur weiteren Bewertung dieser Aspekte werden die Indikatoren (iii) Netzunabhängigkeitswahrscheinlichkeit und (iv) Ein-Prozent-Spitzenleistung herangezogen. Die Implementierung und detaillierte Beschreibung dieser vier Indikatoren wird im Folgenden ausgeführt.

Flexibilitätsfaktor

Der Indikator Flexibilitätsfaktor (FF), auf Englisch Flexibility factor, definiert in [14], wird verwendet, um die Fähigkeit zu veranschaulichen, den Stromverbrauch von Zeiten mit hohen Strompreisen zu

Zeiten mit niedrigen Strompreisen zu verlagern. Dieser wird in [14] nach der folgenden Formel berechnet:

$$FF_{\text{Quelle [17]}} = \frac{\sum_{t \in T_{\text{niedrige Preise}}} P_{\text{Strombezug},t} - \sum_{t \in T_{\text{hohe Preise}}} P_{\text{Strombezug},t}}{\sum_{t \in T_{\text{niedrige Preise}}} P_{\text{Strombezug},t} + \sum_{t \in T_{\text{hohe Preise}}} P_{\text{Strombezug},t}} \quad (2)$$

Hierbei wird der Anteil der Differenz zwischen dem gesamten Stromverbrauch zu Zeiten niedriger Preise ($\sum_{t \in T_{\text{niedrige Preise}}} P_{\text{Strombezug},t}$) und dem Stromverbrauch zu Zeiten hoher Preise ($\sum_{t \in T_{\text{hohe Preise}}} P_{\text{Strombezug},t}$) an der Summe dieser beiden Größen berechnet. In dieser Arbeit wird das 25 %-Quantil der Strompreise zur Definition von Zeiten mit niedrigen Preisen und das 75 %-Quantil zur Bestimmung von Zeiten mit hohen Preisen herangezogen. Gemäß Formel (2) schwankt der FF ursprünglich zwischen -1 und 1. Um sicherzustellen, dass alle Indikatoren einen Wertebereich von 0 bis 1 aufweisen, wird die Berechnung des FF gemäß der folgenden Formel angepasst:

$$FF = \frac{\sum_{t \in T_{\text{niedrige Preise}}} P_{\text{Strombezug},t} - \sum_{t \in T_{\text{hohe Preise}}} P_{\text{Strombezug},t}}{\sum_{t \in T_{\text{niedrige Preise}}} P_{\text{Strombezug},t} + \sum_{t \in T_{\text{hohe Preise}}} P_{\text{Strombezug},t}} \cdot 0,5 + 0,5 \quad (3)$$

Mit dieser Anpassung bewegt sich der Wertebereich des FF nun zwischen 0 und 1. Ein höherer Wert des FF deutet darauf hin, dass relativ mehr Strom in Zeiten niedriger Strompreise bezogen wird als in Zeiten hoher Strompreise.

Eigenverbrauchsquote

Die Eigenverbrauchsquote (EVQ) beschreibt den Anteil des in einem Jahr direkt lokal verbrauchten Stroms an der gesamten lokal erzeugten Strommenge von Photovoltaikanlagen und Biogasblockheizkraftwerken ($E_{\text{PV+BBHKW}}$). Der direkt lokal verbrauchte Strom ist die Differenz zwischen der gesamten lokal erzeugten und der gesamten ins Stromnetz eingespeiste Strommenge. Die EVQ lässt sich über folgende Formel bestimmen:

$$EVQ = \frac{E_{\text{PV+BBHKW}} - E_{\text{Feed-in}}}{E_{\text{PV+BBHKW}}} \quad (4)$$

Die EVQ bewegt sich in einem Wertebereich zwischen 0 und 1. Je höher die EVQ, desto geringer ist die Einspeisung ins Stromnetz. Wenn die Eigenstromverbrauchsquote den Wert 1 erreicht, erfolgt keine Stromeinspeisung ($E_{\text{Feed-in}} = 0$).

Netzunabhängigkeitswahrscheinlichkeit

Die Netzunabhängigkeitswahrscheinlichkeit (NUW), auf Englisch No-grid interaction probability, ursprünglich aus Quelle [15] entnommen, gibt den Anteil der Zeit innerhalb eines festgelegten Zeitraums an, in der ein Gebäude autark betrieben wird. Ein autarker Gebäudebetrieb bedeutet, dass in der Zeit weder Strombezug noch Stromeinspeisung vom Gebäudeenergiesystem aus bzw. ins

Stromnetz stattfindet, bzw. $P_{\text{Strombezug},t} + P_{\text{Feed-in},t} = 0$. Die NUW lässt sich mittels der folgenden Formel bestimmen:

$$NUW = \frac{t_{P_{\text{Strombezug},t} + P_{\text{Feed-in},t} = 0}}{\Delta t} \quad (5)$$

In dieser Arbeit entspricht der betrachtete Zeitraum einem Jahr ($\Delta t = 8760$ h). Eine NUW von 1 deutet auf einen vollständig stromautarken Betrieb des Gebäudes in einem Jahr hin.

Ein-Prozent-Spitzenleistung

Die Ein-Prozent-Spitzenleistung (EPP, wobei das letzte ‚P‘ für ‚Peak‘ steht), auf Englisch One-percent peak power, aus [16] beschreibt den durchschnittlichen Leistungswert der höchsten 1 % aller Stromleistungen und wird mit der folgenden Formel berechnet:

$$EPP = \frac{E_{1\% \text{ Peak}}}{\Delta t \cdot 0,01} \quad (6)$$

Dabei ist $E_{1\% \text{ Peak}}$ die Summe der höchsten ein Prozent der Stromleistungen. In dieser Arbeit wird die EPP separat für den Strombezug und die Stromeinspeisung jedes Gebäudes berechnet. Um die ermittelten EPP-Werte auf einen Bereich von 0 bis 1 zu normieren, werden die maximalen EPP-Werte aus den Auslegungsoptimierungen jedes Gebäudes ($EPP_{\text{Strombezug,max}}$ und $EPP_{\text{Feed-in,max}}$) als Referenz herangezogen. Die normierten EPP für den Strombezug und die Stromeinspeisung werden mit den folgenden Formeln berechnet:

$$EPP_{\text{Strombezug}} = \frac{\left(\frac{E_{1\% \text{ Strombezugspeak}}}{\Delta t \cdot 0,01} \right)}{EPP_{\text{Strombezug,max}}} \quad (7)$$

$$EPP_{\text{Feed-in}} = \frac{\left(\frac{E_{1\% \text{ Stromeinspeisungsspeak}}}{\Delta t \cdot 0,01} \right)}{EPP_{\text{Feed-in,max}}} \quad (8)$$

Je höher die EPP-Werte, desto größer ist die Wahrscheinlichkeit für Netzengpässe.

2.5 Untersuchte Wohn- und Nichtwohngebäude

In dieser Studie werden vier synthetische Gebäude untersucht, die für Deutschland typisch sind: ein Einfamilienhaus, ein Mehrfamilienhaus, ein Bürogebäude und ein Schulgebäude. Die Parametrierung der Gebäudegeometrie und der Aufteilung in thermische Zonen basiert auf erhobenen Daten in [17] und [18] zum Wohn- und Nichtwohngebäudebestand in Deutschland. Die detaillierten Metadaten zu den Gebäuden können Tabelle 2 entnommen werden.

Tabelle 2: Übersicht der untersuchten Gebäude.

Gebäudetyp	Einfamilienhaus	Mehrfamilienhaus	Bürogebäude	Schule
Baujahr	1970, Standard saniert anhand [17]	1970, Standard saniert anhand [17]	1990	1990
Nutzfläche in m ²	150	540	1970	5000
Dachfläche in m ²	100	180	590	2600

Für die Aufstellung der 5R1C-Modelle (vgl. Kapitel 2.1) werden die bautechnischen Eigenschaften der Gebäude benötigt, die in dieser Arbeit aus der TEASER-Datenbank [19] für die entsprechenden Baujahresklassen entnommen werden. Zu den weiteren benötigten Inputs für das Gebäudemodell zählen die Profile der Luftwechselraten im Gebäude, der internen Wärmegevinne durch Personen, Geräte und Beleuchtung sowie der solaren Gewinne. Die ersten beiden Profile werden gemäß den Datenblättern SIA 2024 [20] zunächst für die einzelnen thermischen Zonen ermittelt und dann für das gesamte Gebäude aufsummiert. Für das Profil der solaren Gewinne und der Außentemperaturen wird der Testreferenzjahr-Wetterdatensatz vom Deutschen Wetterdienst [21] für ein normales Jahr in der Aachen Innenstadt verwendet. Der Soll-Raumtemperaturbereich für jede Zone setzt sich aus den Sollwerten für Raumwärme und Raumkühlung zusammen.

Zur Durchführung der Auslegungsoptimierung werden relevante Energiebilanzen formuliert, wobei der Wärme- und Strombedarf zu jedem Zeitpunkt durch den optimierten Einsatz der Anlagen gedeckt werden muss. Dafür sind die Bedarfsprofile für Wärme und Strom als Inputs zur Formulierung der Energiebilanzen erforderlich. Die Profile für den Raumwärmebedarf werden durch die integrierten 5R1C-Modelle ermittelt und optimiert. Die Bedarfsprofile für Trinkwarmwasser und Nutzerstrom⁹ der zwei Wohngebäude werden mittels der Python-Tools *pycity_base* [23] und *richardsonpy* [24] generiert, die stochastische Profile auf Basis typischer Haushaltsdaten erstellen. Für die zwei Nichtwohngebäude werden die Nutzerstrombedarfsprofile durch eine flächenabhängige Skalierung von Verbrauchsdaten ähnlicher Gebäude in Deutschland und der Trinkwarmwasserbedarf basierend auf Angaben in der SIA 2024 ermittelt.

2.6 Analyseverfahren

In dieser Arbeit dient die Optimierung nach minimalen annualisierten Kosten mit den im Kapitel 2.2 erwähnten dynamischen Strompreisen als Referenz zur Analyse des Einflusses netzdienlicher Aspekte auf die Auslegungsoptimierung. Die Zielfunktion für minimale annualisierte Kosten zielt darauf ab, ein wirtschaftlich optimiertes Gebäudeenergiesystem aus der Perspektive eines rationalen Investors zu entwerfen. Für jedes Typgebäude werden neben der Referenz-Auslegungsoptimierung bis zu elf weitere Optimierungen durchgeführt, die auf dem in Formel (1) definierten Zielfunktion basieren. Diese zusätzlichen Optimierungen erlauben eine stufenweise Erhöhung der annualisierten Kosten gegenüber der Referenz in 10 %-Schritten, beginnend bei 0 % bis 100 %. Die Restriktionen bezüglich der annualisierten Kosten zielen darauf ab, ökonomisch vernünftige Gebäudeenergiesysteme zu gewährleisten. Die Restriktionen der annualisierten Kosten für die Auslegungsoptimierungen unter Einbeziehung von Netzdienlichkeitsanforderungen werden in Tabelle 3 angezeigt. Die resultierenden Entscheidungen hinsichtlich Anlagenauswahl, Anlagengröße, Energiekosten sowie Netzdienlichkeitsindikatoren werden umfassend analysiert.

⁹ Der Nutzerstrom umfasst den Stromverbrauch bzw. -bedarf, der durch den Nutzer verursacht wird. Der Nutzerstrom umfasst bei einem Wohngebäude den Stromverbrauch für Beleuchtung und elektronische Haushalts- und Kommunikationsgeräte, während er bei einem Nichtwohngebäude den Stromverbrauch für technische Ausstattung (bspw. Computer, Drucker, usw.), Informationstechnologie (Telefon, Netzwerke, usw.), Geräte in Gemeinschaftsbereichen (z. B. Aufzüge), Prozesswärme, Prozesskälte sowie andere elektronische Geräte in Abhängigkeit der Gebäudenutzung umfassen kann. [22]

Tabelle 3: Auslegungsoptimierungsszenarien und zulässige Erhöhungen der annualisierten Kosten.

Auslegungs- optimierungsszenario	NDx1.0	NDx1.1	NDx1.2	NDx1.3	NDx1.4	NDx1.5	NDx1.6	NDx1.7	NDx1.8	NDx1.9	NDx2.0
Zulässige Erhöhung annualisierter Kosten ggü. der Referenz	0 %	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %

Als Auswahlkriterien für optimierte netzdienliche Gebäudeenergiesysteme dienen die Indikatoren FF, EVQ und NUW. Der Indikator EPP wird nicht als Auswahlkriterium verwendet, basierend auf der Überlegung, dass hohe Lastspitzen, sofern sie auf einem sicheren Niveau begrenzt sind, die Netzdienlichkeit nicht unbedingt beeinträchtigen. Sie können sogar wünschenswert sein, insbesondere zu Zeiten, in denen ein hoher Anteil erneuerbarer Energien im Strommix vorhanden ist. Jedoch werden die Werte der EPP betrachtet, um die Entwicklung der Lastspitzen von unterschiedlichen Gebäudeenergiesystem zu analysieren. Ein Gebäudeenergiesystem gilt als optimiertes netzdienliches System, wenn zwei der drei als Indikatoren, FF, EVQ und NUW, erstmals Werte über 0,9 erreichen. Sollte ein Gebäude bei einer Erhöhung der annualisierten Kosten von weniger als 100 % gegenüber der Referenz einen fast vollständig autarken Betrieb erreichen, bei dem der NUW-Wert 0,95 beträgt, werden keine weiteren Optimierungen bei höheren Kostenerhöhungen durchgeführt.

3. Ergebnisse

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Auslegungsoptimierungen für die vier untersuchten Gebäudetypen präsentiert und analysiert.

Für jedes Gebäude werden zunächst die Auswahl und Dimensionierung der Anlagen (vgl. Abbildung 1, Abbildung 4, Abbildung 7 und Abbildung 10) dargestellt. Zur quantitativen Analyse der Tendenzen in der Anlagenauswahl und -dimensionierung unter verschiedenen Zielfunktionen und Optimierungsrestriktionen werden drei Bewertungsgrößen herangezogen: die Überdimensionierungsfaktoren der Wärmeerzeugungsleistungen im Vergleich zur Referenz-Auslegungsoptimierung, die spezifischen thermischen Speicherkapazitäten in kWh pro kW Wärmeerzeugungsleistung und die spezifischen Batteriespeicherkapazitäten in kWh pro kW Peak-Stromerzeugungsleistung. Die ermittelten Bewertungsgrößen für die vier Gebäude bei den Auslegungsoptimierung sind in den Abbildung 2, Abbildung 5, Abbildung 8 und Abbildung 11 angezeigt.

Zusätzlich werden die resultierenden Energiekosten und Werte der Netzdienlichkeitsindikatoren visualisiert (siehe Abbildung 3, Abbildung 6, Abbildung 9 und Abbildung 12). Die annualisierten Kosten und Investitionen werden separat in den Tabellen Tabelle 4, Tabelle 5, Tabelle 6 und Tabelle 7 zusammengefasst.

Abschließend werden auf Basis der Auslegungsoptimierungsergebnisse die optimierten netzdienlichen Gebäudeenergiesysteme anhand der in Kapitel 2.6 definierten Kriterien in Tabelle 8 zusammengefasst.

3.1 Ergebnisse für das Einfamilienhaus

Bei Vergleich der Referenz mit dem Szenario NDx1.0 zeigt es sich, dass die in Formel (1) (4) definierte Zielfunktion bei gleichbleibenden annualisierten Kosten eine Verbesserung der Netzdienlichkeit in allen Aspekten ermöglichen kann. Dabei wird eine Erhöhung des FF, der EVQ und der NUW erreicht. Zudem verringert sich die EPP für die Stromeinspeisung durch netzdienlichen Betrieb. Die Stromkosten im Szenario NDx1.0 steigen wegen der kleineren Photovoltaikanlage im Vergleich zur Referenz um 3 %.

Ab dem Szenario NDx1.1, in dem höhere annualisierte Kosten als in der Referenz zugelassen werden, lassen sich folgende Tendenzen bei der Anlagenauswahl und -dimensionierung beobachten (vgl. Abbildung 1 und Abbildung 2):

- **Wärmeerzeuger:** In allen Szenarien wird dieselbe Größe von Wärmepumpe und Elektroerhitzer ausgewählt. Ab dem Szenario NDx1.4 ist eine leichte Überdimensionierung der Wärmeerzeuger um etwa 10 % durch den Zubau einer kleinen Solarthermieanlage feststellbar.
- **EE-Anlagen:** Die Fläche der Solarthermieanlage macht etwa 8 % der verfügbaren Dachfläche aus und bleibt auch bei höheren zulässigen Erhöhungen der annualisierten Kosten konstant. Dagegen ist eine stetige Zunahme der Photovoltaikfläche bis zur nahezu vollständigen Belegung der verfügbaren Dachfläche festzustellen.
- **Speicheroptionen:** Bei den thermischen Energiespeichern ist keine klare Tendenz durch Erhöhung der zulässigen annualisierten Kosten zu erkennen, weder bei den absoluten noch bei den spezifischen thermischen Speicherkapazitäten pro kW Wärmeerzeugungsleistung. Eine signifikante Erhöhung der thermischen Speicherkapazität ist erst ab dem Szenario NDx1.8

festzustellen. Im Gegensatz dazu nimmt die absolute und spezifische Speicherkapazität vom Batteriespeicher, welcher bei der ersten 10-prozentigen Erhöhung der zulässigen annualisierten Kosten ausgewählt wird, stetig zu. Die bevorzugte Auswahl von elektrischen Speicheroptionen gegenüber thermischen könnte an den geringeren Verlusten des Batteriespeichers im Vergleich zum Warmwasserspeicher liegen.

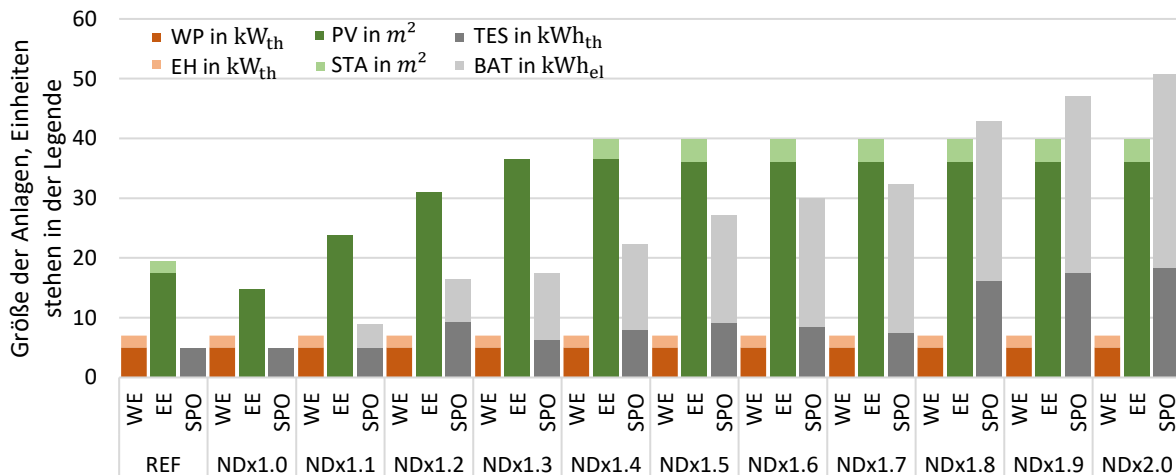


Abbildung 1: Anlagengrößen aus den Auslegungsoptimierungsberechnungen für das Einfamilienhaus. WE steht für Wärmeerzeuger, darunter fallen Wärmepumpe (WP) und Elektroerhitzer (EH). EE steht für EE-Anlagen, dazu gehören Photovoltaik- (PV) und Solarthermieanlage (STA). SPO steht für Speicheroptionen, dazu zählen thermische Energiespeicher (TES) und Batteriespeicher (BAT).

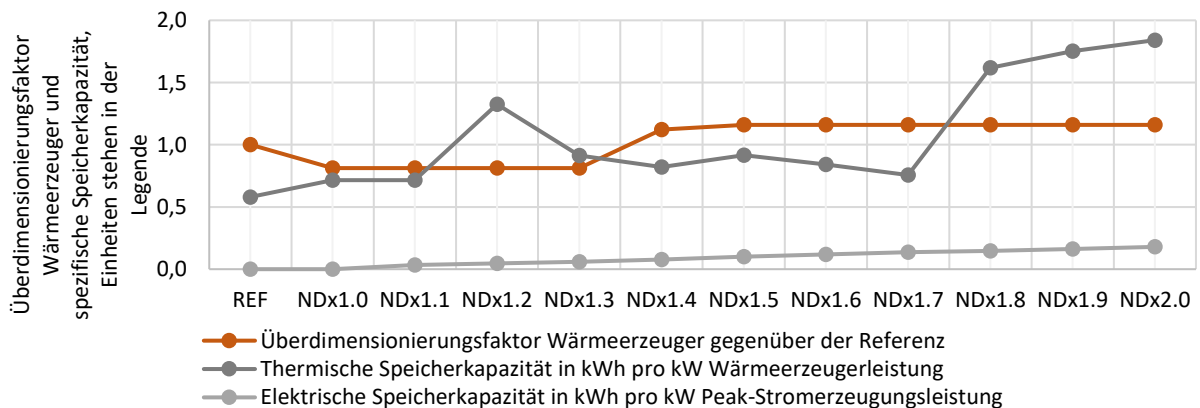


Abbildung 2: Überdimensionierungsfaktoren der Wärmeerzeuger im Vergleich zur Wärmeerzeugerleistung in der Referenz sowie spezifische thermische und elektrische Speicherkapazitäten pro kW Wärmeerzeugerleistung bzw. Peak-Stromerzeugungsleistung aus den Auslegungsoptimierungen für das Einfamilienhaus.

Die Ergebnisse zu den Energiekosten, den Werten der Netzdienstleistungsindikatoren und den Änderungen der Investitionen sind in Abbildung 3 und Tabelle 4 dargestellt und lassen folgende Beobachtungen zu:

- Die Stromkosten zeigen eine stetige Reduktion von 11 bis 19 % bei jeder 10-prozentigen Erhöhung der annualisierten Kosten, jedoch verlangsamt sich diese zunehmend. Ab einer 50-prozentigen Erhöhung beträgt die Reduktion der Stromkosten weniger als 5 % im Vergleich zur vorherigen 10-prozentigen Erhöhung.

- Der FF steigt stetig an und erreicht erstmalig den Wert 0,9 bei einer 50-prozentigen Erhöhung der annualisierten Kosten. Dabei erfolgt eine Überdimensionierung der Wärmeerzeuger um 10 %, eine fast vollständige Belegung der Dachfläche durch Photovoltaikmodule, eine spezifische thermische Speicherkapazität von 0,92 kWh_{th}/kW_{th} und eine spezifische elektrische Speicherkapazität von 0,1 kWh_{el}/kW_{peak,el}.
- Im Vergleich dazu erreicht die EVQ bereits bei der ersten 10-prozentigen Erhöhung der annualisierten Kosten den Wert 1. Hierfür genügt eine spezifische Batteriespeicherkapazität von 0,03 kWh pro kW Peak-Leistung der Photovoltaikanlage, um den überschüssigen Strom zu speichern. Bei noch größeren Speicherkapazitäten wird die zusätzliche Kapazität genutzt, um Netzstrom in Zeiten niedriger Strompreise zu speichern.
- Die NUW nimmt ebenfalls stetig zu, jedoch wird ein nahezu vollständig autarker Betrieb mit einer NUW über 0,95 nicht erreicht. Dies liegt zum einen daran, dass die nutzbare Dachfläche im Verhältnis zur Nutzfläche (100:375) nicht groß genug ist, um den erforderlichen Jahresertrag aus der Photovoltaik zu erzielen, um den gesamten Strombedarf des untersuchten Einfamilienhauses zu decken. Zum anderen stimmt die Stromerzeugung aus Photovoltaik nicht ausreichend mit dem zeitlichen Verlauf des Strombedarfs überein. Beide Faktoren sind entscheidend für einen autarken Betrieb.
- Bei den EPP reduzieren sich die Werte für $EPP_{\text{Feed-in}}$ durch die Minimierung der Stromeinspeisung in der Zielfunktion auf null. Durch die Verschiebung vom Strombezug in die Zeiten niedrigen Strompreisen nehmen die Werte für $EPP_{\text{Strombezug}}$ stetig zu.
- Für jede 10-prozentige Erhöhung der zulässigen annualisierten Kosten ist eine Erhöhung der Investition zwischen 20 und 42 % zu beobachten. Beim resultierenden Gebäudeenergiesystem im Szenario NDx1.5, für welches der FF und die EVQ den Wert 0,9 erreichen, ergibt sich eine Mehrinvestition von ca. 30.000 Euro.

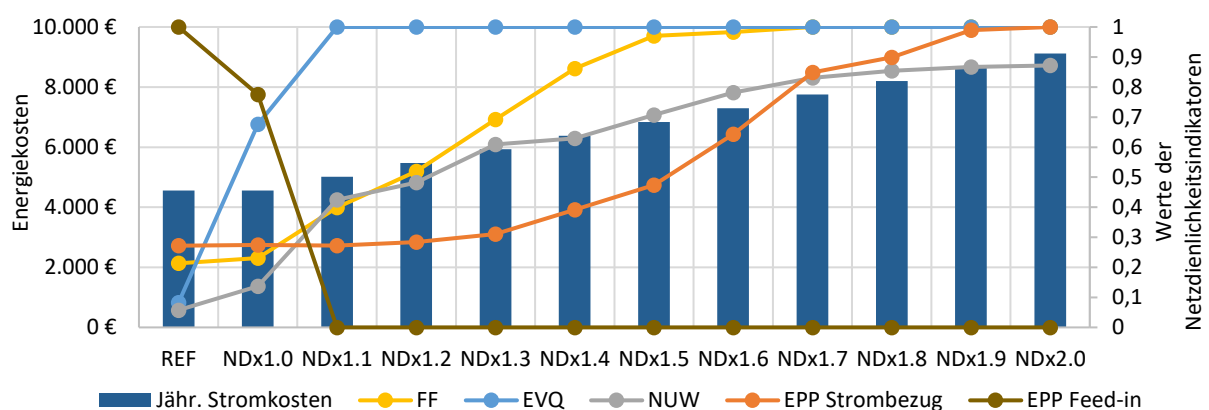


Abbildung 3: Jährliche Energiekosten und resultierende Werte der Netzdienstleistungsindikatoren aus den Auslegungsoptimierungen für das Einfamilienhaus.

Tabelle 4: Annualisierte Kosten und Investitionen aus den Auslegungsoptimierungen für das Einfamilienhaus.

	REF	NDx1.0	NDx1.1	NDx1.2	NDx1.3	NDx1.4	NDx1.5	NDx1.6	NDx1.7	NDx1.8	NDx1.9	NDx2.0
Annualisierte Kosten in €/a	4.559	4.559	5.015	5.471	5.927	6.383	6.839	7.295	7.750	8.206	8.662	9.118
Investition in €	18.586	16.557	25.021	32.939	38.931	44.299	48.799	52.548	55.869	60.598	64.146	67.639
Änderung der Investitionen ggü. der Referenz in %	-	-11	+35	+77	+109	+138	+163	+183	+201	+226	+245	+264

3.2 Ergebnisse für das Mehrfamilienhaus

Für das Mehrfamilienhaus hat die Änderung der Zielfunktion bei gleichbleibenden annualisierten Kosten (Vergleich der Referenz mit dem Szenario NDx1.0) vor allem zu einer Verbesserung der EVQ geführt. Der FF, die NUW, die EPP und die Stromkosten bleiben gleich. Die Gebäudeenergiesysteme in der Referenz und dem Szenario NDx1.0 sind identisch.

Die Analyse der Anlagenauswahl und -dimensionierung bei erhöhten annualisierten Kosten in Abbildung 4 und Abbildung 5 zeigt folgende Tendenzen:

- **Wärmeerzeuger:** In allen Szenarien wird eine Kombination aus Wärmepumpe, Elektroerhitzer und Solarthermieanlage gewählt. Zwischen der zweiten und achten 10-prozentigen Erhöhung der annualisierten Kosten steigt die gesamte Wärmeerzeugerleistung kontinuierlich an und erreicht ab dem Szenario NDx1.8 einen Überdimensionierungsfaktor von zwei.
- **EE-Anlagen:** Wie beim Einfamilienhaus wird die Dachfläche vorwiegend durch Photovoltaik-Module (92 % Flächenanteil) im Vergleich zu Solarthermie-Kollektoren (8 % Flächenanteil) belegt. Eine Vollbelegung der verfügbaren Dachfläche durch Photovoltaik- und Solarthermieanlagen ist bereits in der Referenz-Auslegungsoptimierung erreicht.
- **Speicheroptionen:** Für das Mehrfamilienhaus ist eine ständige Zunahme der thermischen Speicherkapazität zu erkennen, die parallel zur Zunahme der Wärmeerzeugungsleistung verläuft. Die spezifische thermische Speicherkapazität zeigt aufgrund der Zunahmen beider relevanter Größen keine klare Änderungstendenz und variiert in einem Bereich zwischen 0,8 und 1,8 kWh_{th}/kW_{th}. Die Entwicklung der Batteriespeicher ähnelt der des Einfamilienhauses: Ein Batteriespeicher wird schon ab einer 10-prozentigen Erhöhung der annualisierten Kosten ausgewählt, und seine absolute sowie spezifische Kapazität nimmt stetig zu. Im Vergleich zum Einfamilienhaus weist der Batteriespeicher für das Mehrfamilienhaus eine deutlich größere spezifische Kapazität auf.

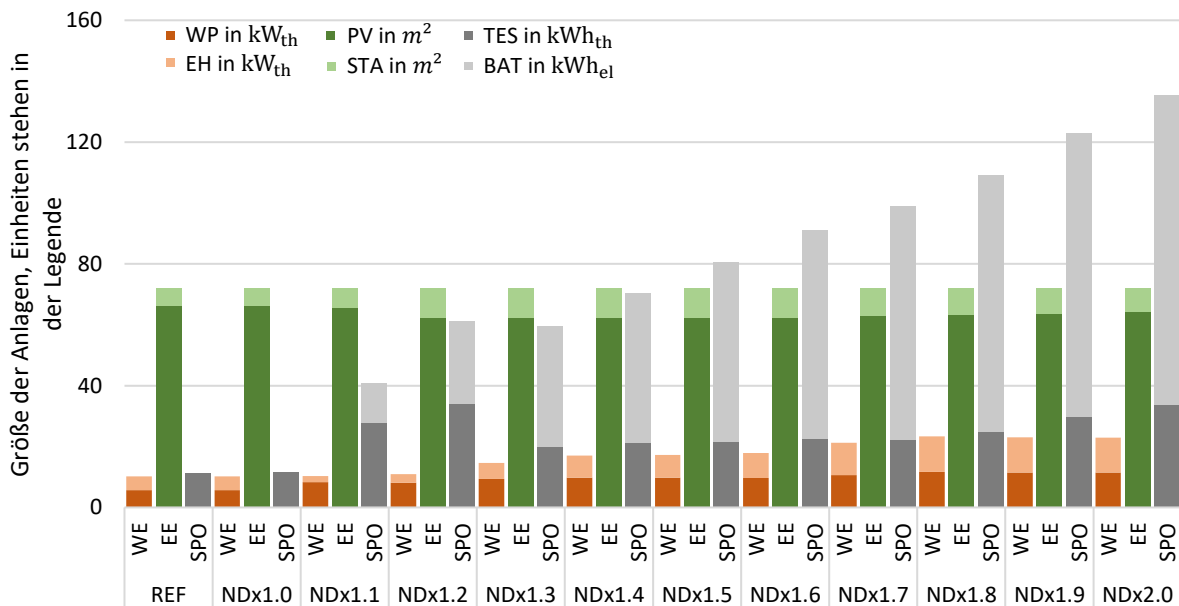


Abbildung 4: Anlagengrößen aus den Auslegungsoptimierungsberechnungen für das Mehrfamilienhaus. WE steht für Wärmeerzeuger, darunter fallen Wärmepumpe (WP) und Elektroheizung (EH). EE steht für EE-Anlagen, dazu gehören Photovoltaik (PV) und Solarthermieanlage (STA). SPO steht für Speicheroptionen, dazu zählen thermische Energiespeicher (TES) und Batteriespeicher (BAT).

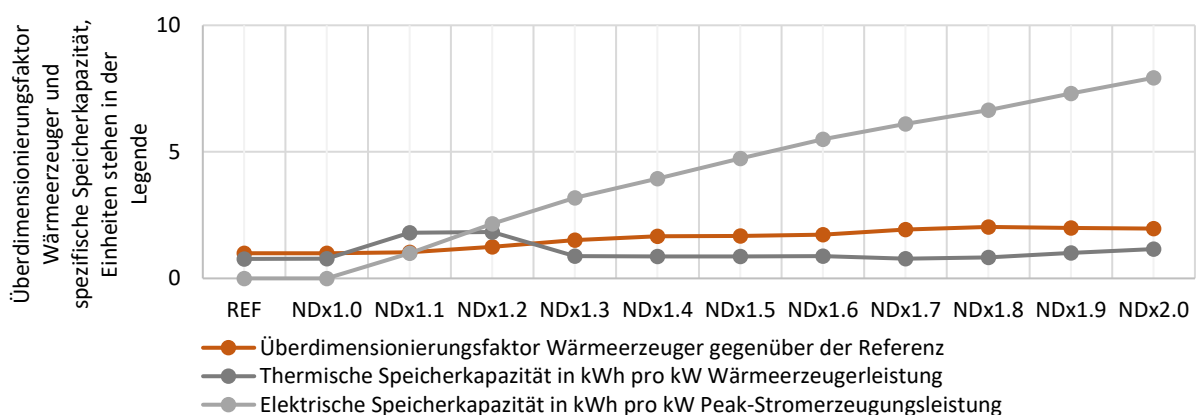


Abbildung 5: Überdimensionierungsfaktoren der Wärmeerzeuger im Vergleich zur Wärmeerzeugerleistung in der Referenz sowie spezifische thermische und elektrische Speicherkapazitäten pro kW Wärmeerzeugerleistung bzw. Peak-Stromerzeugungsleistung aus den Auslegungsoptimierungen für das Mehrfamilienhaus.

Aus den Ergebnissen zu den Energiekosten, den Werten der Netzdienlichkeitsindikatoren und den Änderungen der Investitionen in Abbildung 6 und Tabelle 5 lassen sich folgende Beobachtungen ableiten:

- Eine stetige, aber verlangsamte Stromkostenreduktion ist erkennbar, die ab dem Szenario NDx1.3 nahezu stagniert, wobei die relative Stromkostenreduktion gegenüber dem Szenario NDx1.2 unter 10 % liegt.
- Die Zunahme der zulässigen annualisierten Kosten führt auch beim Mehrfamilienhaus zu einer kontinuierlichen Verbesserung der Strombezugsverschiebung in Zeiten niedriger Strompreise sowie zu einer Erhöhung des FF. Der Wert von 0,9 für den FF wird erst bei einer zulässigen

Erhöhung der annualisierten Kosten von 90 % gegenüber der Referenz erreicht. In diesem Szenario verfügt das Gebäudeenergiesystem über ein um 100 % überdimensioniertes Wärmeerzeugungssystem, eine spezifische thermische Speicherkapazität von 1 kWh_{th}/kW_{th} und eine spezifische elektrische Speicherkapazität von 7,3 kWh_{el}/kW_{peak, el}.

- Ähnlich wie beim Einfamilienhaus erreicht die EVQ bereits bei der ersten 10-prozentigen Erhöhung der annualisierten Kosten den Wert eins, wobei ein Batteriespeicher mit einer spezifischen Kapazität von 1 kWh_{el}/kW_{peak, el} für den überschüssigen Strom aus der Photovoltaikanlage genutzt wird.
- Trotz großer elektrischer Speicherkapazität erreicht die NUW nur einen maximalen Wert von 0,75. Dies weist erneut auf ein unzureichendes Flächenpotenzial des Daches und eine ungeeignete Profilgleichzeitigkeit des untersuchten Mehrfamilienhaus für einen autarken Betrieb hin.
- Während die $EPP_{Feed-in}$ durch die Zielfunktion auf null minimiert wird, nimmt der Wert der $EPP_{Strombezug}$ ständig zu. Diese Entwicklung verdeutlicht erneut potenzielle Konflikte zwischen flexiblem Betrieb und der Begrenzung von Spitzenlasten.
- Die Investitionserhöhungen liegen zwischen 20 und 47 % pro 10-prozentiger Erhöhung der annualisierten Kosten. Für das Gebäudeenergiesystem, bei dem der FF und die EVQ erstmals einen Wert von 0,9 erreichen, wird eine Mehrinvestition von ca. 121.470 Euro benötigt.

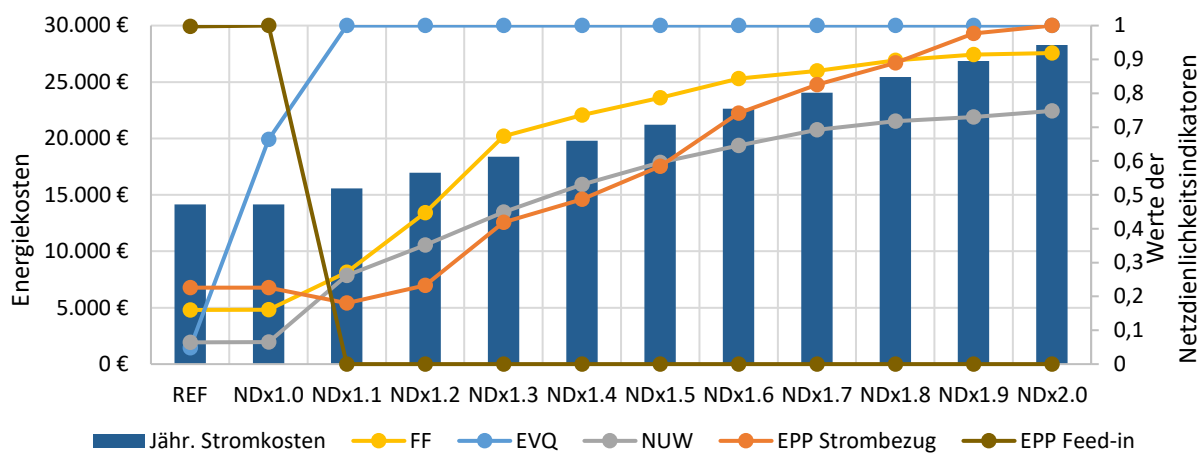


Abbildung 6: Jährliche Energiekosten und resultierende Werte der Netzdienstleistungsindikatoren aus den Auslegungsoptimierungen für das Mehrfamilienhaus.

Tabelle 5: Annualisierte Kosten und Investitionen aus den Auslegungsoptimierungen für das Mehrfamilienhaus.

	REF	NDx1.0	NDx1.1	NDx1.2	NDx1.3	NDx1.4	NDx1.5	NDx1.6	NDx1.7	NDx1.8	NDx1.9	NDx2.0
Annualisierte Kosten in €/a	14.143	14.143	15.557	16.971	18.386	19.800	21.214	22.629	24.043	25.457	26.870	28.285
Investition in €	45.902	45.921	67.702	85.229	98.475	111.116	122.298	133.478	145.025	156.508	167.371	178.136
Änderung der Investitionen ggü. der Referenz in %	-	+0,04	+47	+86	+115	+142	+166	+191	+216	+241	+265	+288

3.3 Ergebnisse für das Bürogebäude

Für das untersuchte Bürogebäude ermöglicht eine 50-prozentige Erhöhung der annualisierten Kosten gegenüber der Referenz einen nahezu vollständigen autarken Betrieb, bei dem die NUW den Wert 0,95 erreicht. Aus diesem Grund werden im Folgenden die Ergebnisse von sechs statt der ursprünglich elf geplanten Auslegungsoptimierungen mit der Netzdienlichkeitszielfunktion vorgestellt.

Bei gleichbleibenden annualisierten Kosten, jedoch mit einer anderen Zielfunktion als in der Referenz, wird im Szenario NDx1.0 ein identisches Gebäudeenergiesystem wie in der Referenz ausgelegt. Unterschiede zeigen sich lediglich in einer verbesserten EVQ und einer reduzierten EPP für die Stromeinspeisung.

Die Betrachtung der Anlagenauswahl und -dimensionierung bei erhöhten annualisierten Kosten für das untersuchte Bürogebäude (vgl. Abbildung 7 und Abbildung 8) offenbart folgende Tendenzen:

- **Wärmeerzeuger:** Im Bürogebäude kommt ein Hybridsystem zum Einsatz, das aus einer Wärmepumpe und einem Biogas-Blockheizkraftwerk besteht. Ein Elektroerhitzer wird zwar in einigen Szenarien integriert, spielt jedoch aufgrund seiner geringeren Leistung keine wesentliche Rolle im Wärmeerzeugungssystem. Mit steigenden zulässigen annualisierten Kosten ist eine deutliche Verlagerung der Investitionen von der Wärmepumpe hin zum Biogas-Blockheizkraftwerk feststellbar. Die Wärmeerzeugungsleistung nimmt kontinuierlich zu und erreicht im Szenario NDx1.5 einen Überdimensionierungsfaktor von etwa 1,7.
- **EE-Anlagen:** Nur in der Referenz und im Szenario NDx1.0 wird eine kleine Solarthermieanlage ausgewählt. Bei höheren zulässigen annualisierten Kosten wird die Dachfläche vollständig durch Photovoltaik belegt.
- **Speicheroptionen:** Im Gegensatz zu den Wohngebäuden zeigt der thermische Speicher beim Bürogebäude sowohl in absoluter als auch in spezifischer Kapazität eine klare Zunahme. Dies könnte mit der Größenzunahme des Blockheizkraftwerks zusammenhängen, welches bei Vorhandensein eines thermischen Speichers auch eingeschaltet werden kann, wenn nur Strombedarf aber kein Wärmebedarf besteht. Die Entwicklung der Batteriespeicherkapazität weicht ebenfalls ab: Ein Batteriespeicher wird erst bei einer 30-prozentigen Erhöhung der annualisierten Kosten ausgewählt, während er in den Wohngebäuden bereits bei der ersten 10-prozentigen Erhöhung zum Einsatz kommt. Zudem weist der Batteriespeicher eine geringere spezifische Kapazität als in den Wohngebäuden auf. Im Vergleich der relativen Größen von thermischem und elektrischem Speicher nimmt der Batteriespeicher im Bürogebäude eine untergeordnete Rolle im Vergleich zum thermischen Speicher ein.

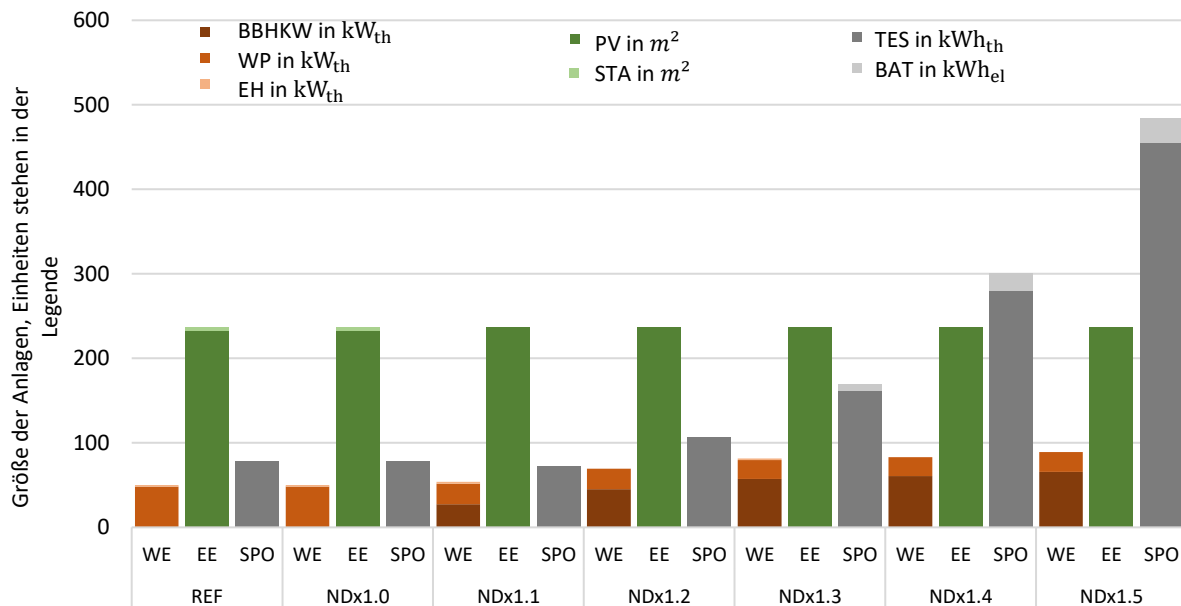


Abbildung 7: Anlagengrößen aus den Auslegungsoptimierungsberechnungen für das Bürogebäude. WE steht für Wärmeerzeuger, darunter fallen Biogas-Blockheizkraftwerk (BBHKW), Wärmepumpe (WP) und Elektroerhitzer (EH). EE steht für EE-Anlagen, dazu gehören Photovoltaik (PV) und Solarthermieanlage (STA). SPO steht für Speicheroptionen, dazu zählen thermische Energiespeicher (TES) und Batteriespeicher (BAT).

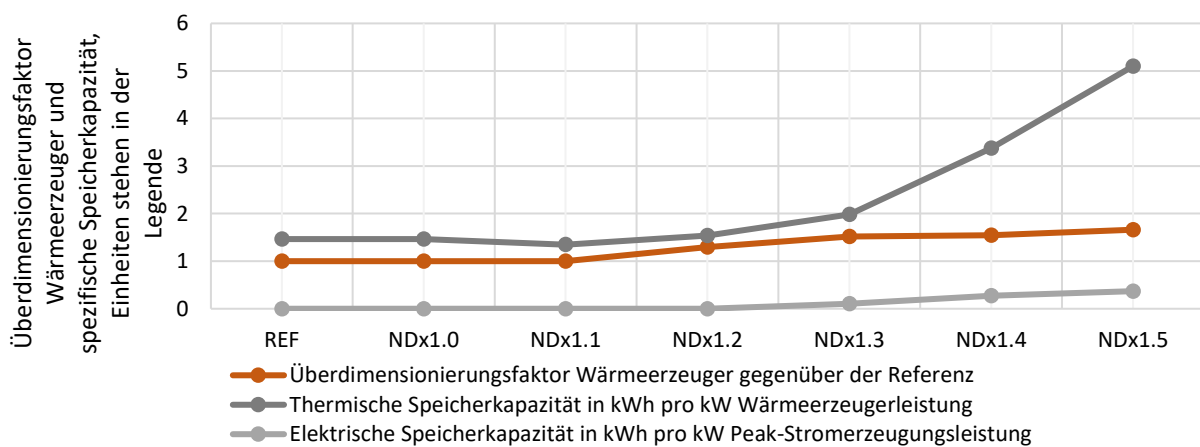


Abbildung 8: Überdimensionierungsfaktoren der Wärmeerzeuger im Vergleich zur Wärmeerzeugerleistung in der Referenz sowie spezifische thermische und elektrische Speicherkapazitäten pro kW Wärmeerzeugerleistung bzw. Peak-Stromerzeugungsleistung aus den Auslegungsoptimierungen für das Bürogebäude.

Die Analyse der Energiekosten, Netzdienstleistungsindikatoren und Investitionsänderungen (vgl. Abbildung 9 und Tabelle 6) führt zu folgenden Beobachtungen:

- Die Stromkosten im Bürogebäude nehmen stetig ab, während die Biogaskosten zunehmen, was insgesamt zu einem Anstieg der gesamten Energiekosten führt. Im Szenario NDx1.5 steigen die gesamten Energiekosten um 9 % gegenüber der Referenz.
- Im Gegensatz zu den Wohngebäuden nimmt der FF im Bürogebäude kontinuierlich ab. Ein nahezu vollständig stromnetzunabhängiger Betrieb führt dazu, dass der FF den Wert null erreicht. Diese

Entwicklung deutet darauf hin, dass bei ausreichend hohem lokalem Stromerzeugungspotenzial das Hauptziel nicht die Verschiebung des Strombezugs ist, sondern die Reduzierung des Strombezugs durch Zubau lokaler Stromerzeugungsleistung, um den Autarkiegrad zu erhöhen.

- Wie bei den beiden Wohngebäuden erreicht die EVQ im Bürogebäude bereits im Szenario NDx1.1 nach der ersten 10-prozentigen Erhöhung der annualisierten Kosten den Wert von 1. Obwohl dieses Szenario im Vergleich zu NDx1.0 eine höhere lokale Stromerzeugung und einen geringeren Strombedarf – bedingt durch eine kleinere Wärmepumpe – aufweist, wird die gesamte lokal erzeugte Strommenge direkt verbraucht ($EVQ=1$, ohne Batteriespeicher). Dies deutet darauf hin, dass im Szenario NDx1.1 die Photovoltaikanlage abgeregelt wurde, um eine Stromeinspeisung bei Überschuss zu vermeiden. Diese Abregelung wird durch den Vergleich der tatsächlichen Jahresstromerzeugung mit dem theoretischen Jahresertrag bestätigt und ist auf die ungeeignete Gleichzeitigkeit von Stromerzeugung und -bedarf zurückzuführen. Die abgeregelten Strommengen machen etwa 20 % des Stromerzeugungspotenzials der Photovoltaikanlage in den Szenarien mit Erhöhungen der zulässigen annualisierten Kosten (NDx1.1 – NDx1.5) aus. Diese Verluste könnten durch den Einsatz eines größeren Speichers oder die Mitversorgung benachbarter Gebäude, die wie die untersuchten Wohngebäude ein geringes lokales Stromerzeugungspotenzial haben, vermieden werden.
- Die NUW nimmt bereits bei der ersten 10-prozentigen Erhöhung der annualisierten Kosten signifikant zu und erreicht im Szenario NDx1.5 den Wert 0,95.
- Anders als bei den Wohngebäuden wird die Spitzenleistung sowohl für die Stromeinspeisung aber auch für den Strombezug durch ausreichende lokale Stromerzeugung bei dem Bürogebäude reduziert.
- Die Investitionserhöhungen für jede 10-prozentige Steigerung der annualisierten Kosten liegen beim Bürogebäude zwischen 6 und 36 %. Für ein Gebäudeenergiesystem wie in Szenario NDx1.5, das einen nahezu stromnetzunabhängigen Betrieb ermöglicht, beträgt die Mehrinvestition ca. 191.500 Euro.

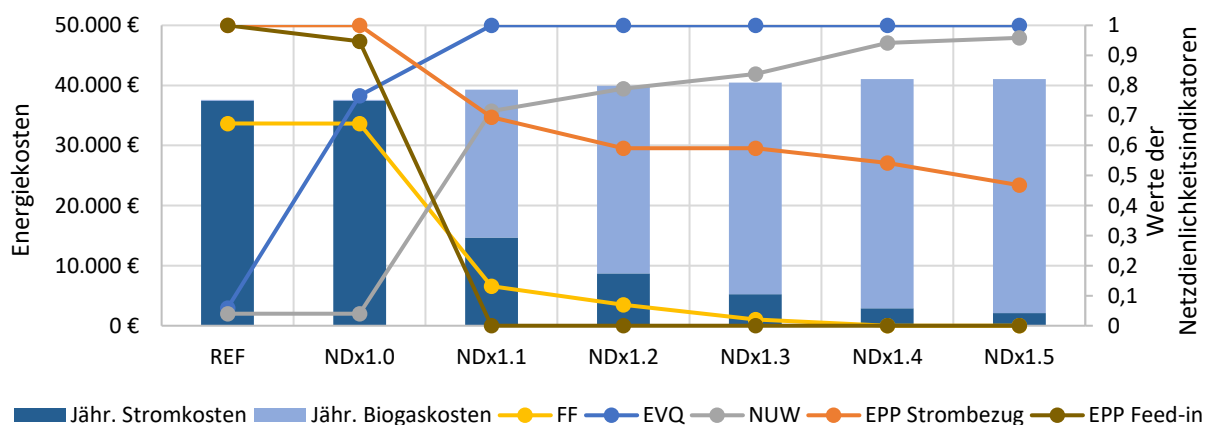


Abbildung 9: Jährliche Energiekosten und resultierende Werte der Netzdienstleistungsindikatoren aus den Auslegungsoptimierungen für das Bürogebäude.

Tabelle 6: Annualisierte Kosten und Investitionen aus den Auslegungsoptimierungen für das Bürogebäude.

	REF	NDx1.0	NDx1.1	NDx1.2	NDx1.3	NDx1.4	NDx1.5
Annualisierte Kosten in €/a	51.428	51.428	56.571	61.713	66.856	71.999	77.142
Investition in €	160.477	160.476	170.331	207.486	247.326	293.646	351.979
Änderung der Investitionen ggü. der Referenz in %	-	0	+6	+29	+54	+83	+119

3.4 Ergebnisse für das Schulgebäude

Im Schulgebäude ermöglicht eine 20-prozentige Erhöhung der annualisierten Kosten einen vollständig autarken Betrieb, was zur Durchführung von lediglich drei Auslegungsoptimierungsberechnungen mit der Netzdienlichkeitszielfunktion führt. Auch hier zeigen sich bei der Anlagenauswahl und -dimensionierung durch die Veränderung der Zielfunktion im Szenario NDx1.0 keine Unterschiede zu der Referenz. Die einzige Änderung in den Optimierungsergebnissen ist die Verbesserung der EVQ durch Minimierung der Stromeinspeisung.

Auch im Schulgebäude sind keine Unterschiede durch reine Änderung der Zielfunktion in der Referenz zum Szenario NDx1.0 bei der Anlagenauswahl und -dimensionierung resultiert. Die einzige Änderung ist die Verbesserung der EVQ durch die Minimierung der Stromeinspeisung in der Zielfunktion.

Die Auswahl und Dimensionierung der Anlagen im Schulgebäude (vgl. Abbildung 10 und Abbildung 11) werden nachfolgend analysiert, um die Entscheidungsfindung und Anpassungen im Kontext der erhöhten annualisierten Kosten zu beleuchten:

- **Wärmeerzeuger:** Das Schulgebäude nutzt ein Hybridsystem aus strom- und brennstoffbasierten Wärmeerzeugern, wobei eine Wärmepumpe und ein Biogas-Blockheizkraftwerk zentral sind. Der Elektroerhitzer spielt aufgrund seiner geringen Leistung eine untergeordnete Rolle. Mit steigenden zulässigen annualisierten Kosten ist eine Verschiebung der Investitionen von der Wärmepumpe zum Blockheizkraftwerk festzustellen. Die gesamte Wärmeerzeugungsleistung in Szenario NDx1.2 steigt an und zeigt einen Überdimensionierungsfaktor von ca. 1,3.
- **EE-Anlagen:** Ähnlich wie im Bürogebäude ist die Solarthermieanlage im Schulgebäude aufgrund ihrer geringen Fläche vernachlässigbar. Fast die gesamte Dachfläche wird von Photovoltaik-Modulen bedeckt, wobei die Photovoltaik-Fläche im Szenario NDx1.1 leicht zurückgeht.
- **Speicheroptionen:** Im Schulgebäude kommt ausschließlich ein thermischer Speicher zum Einsatz. Im Szenario NDx1.1 wird die thermische Speicherkapazität erhöht, um zusätzlich erzeugte Wärme aufzunehmen, die entsteht, weil die strombasierten Wärmeerzeuger noch Strom aus dem Netz beziehen, wenn die Strompreise niedrig sind, jedoch kein unmittelbarer Wärmebedarf besteht. In Szenario NDx1.2 nimmt die Speicherkapazität wieder ab, was darauf hinweist, dass in dieser Phase der Strombedarf der Wärmeerzeuger direkt durch das Blockheizkraftwerk und die Photovoltaikanlage gedeckt wird. Dadurch wird ein Teil der thermischen Speicherkapazität, der zuvor zur Entkopplung von Wärmebedarf und -erzeugung diente, nicht benötigt.

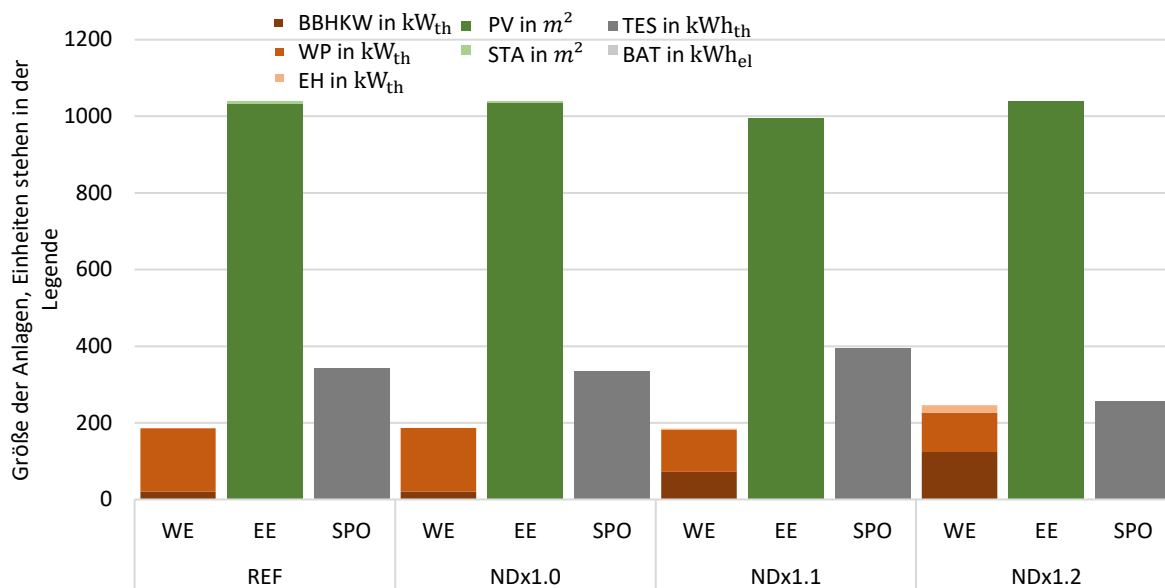


Abbildung 10: Anlagengrößen aus den Auslegungsoptimierungsberechnungen für das Schulgebäude. WE steht für Wärmeerzeuger, darunter fallen Biogas-Blockheizkraftwerk (BBHKW), Wärmepumpe (WP) und Elektroerhitzer (EH). EE steht für EE-Anlagen, dazu gehören Photovoltaik (PV) und Solarthermieanlage (STA). SPO steht für Speicheroptionen, dazu zählen thermische Energiespeicher (TES) und Batteriespeicher (BAT).

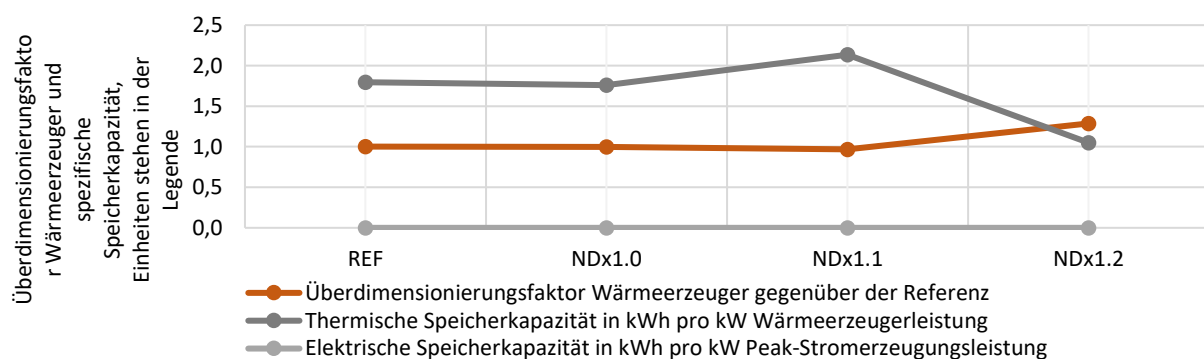


Abbildung 11: Überdimensionierungsfaktoren der Wärmeerzeuger im Vergleich zur Wärmeerzeugerleistung in der Referenz sowie spezifische thermische und elektrische Speicherkapazitäten pro kW Wärmeerzeugerleistung bzw. Peak-Stromerzeugungsleistung aus den Auslegungsoptimierungen für das Schulgebäude.

Aus der Analyse der Energiekosten, der Werte der Netzdienstleistungsindikatoren und der Veränderungen in den Investitionen in Abbildung 12 und Tabelle 7 ergeben sich die folgenden Erkenntnisse:

- Die Stromkosten im Schulgebäude reduzieren sich um 80 % bei der ersten 10-prozentigen Erhöhung der annualisierten Kosten, und im Szenario NDx1.2 fallen aufgrund des autarken Betriebs keine Stromkosten an. Die Biogaskosten steigen jedoch an, und die gesamten Energiekosten erhöhen sich im Szenario NDx1.2 um 6 % gegenüber der Referenz.
- Der FF nimmt ab und erreicht beim autarken Betrieb den Wert null. Dies bestätigt die Tendenz, dass der Zubau lokaler Stromerzeugung gegenüber der Strombezugsverschiebung durch Speicheroptionen bevorzugt wird, um die Stromkosten zu minimieren.

- Wie bei allen anderen Gebäuden erreicht die EVQ im Schulgebäude direkt bei der ersten 10-prozentigen Erhöhung der annualisierten Kosten den Wert 1. In Szenario NDx1.1 und NDx1.2 hängen die erhöhten EVQ vermutlich mit der Abregelung der Photovoltaikanlage zusammen: Im Vergleich zu Szenario NDx1.0, das eine geringere lokale Stromerzeugung aufweist, erzeugen die Gebäudeenergiesysteme in NDx1.1 und NDx1.2 deutlich mehr Strom. Dennoch erreichen die EVQ in diesen beiden Szenarien ohne verfügbaren Batteriespeicher höhere Werte als in Szenario NDx1.0. Eine detaillierte Analyse ergab, dass in den Szenarien NDx1.1 und NDx1.2 jeweils 34 % bzw. 39 % des von der Photovoltaikanlage erzeugten Stroms abgeregelt werden mussten, um eine Überproduktion und Einspeisung ins Netz zu vermeiden.
- Die Investitionserhöhungen bei jeder 10-prozentigen Erhöhung der annualisierten Kosten liegen für das Schulgebäude zwischen 1 und 11 %. Für ein Gebäudeenergiesystem, das einen stromnetzunabhängigen Betrieb für das Schulgebäude ermöglicht, wird eine Anfangsinvestition von zusätzlich 74.400 Euro benötigt.

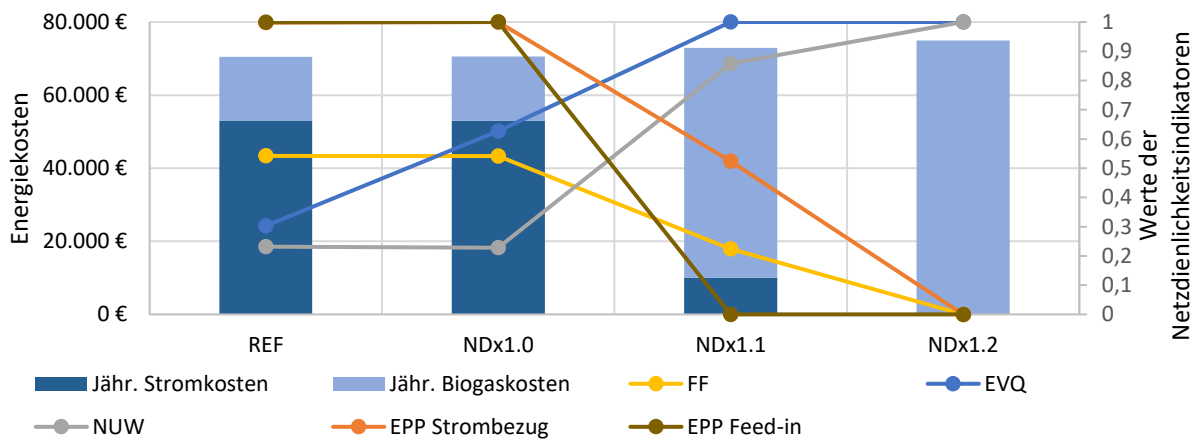


Abbildung 12: Jährliche Energiekosten und resultierende Werte der Netzdienstleistungsindikatoren aus den Auslegungsoptimierungen für das Schulgebäude.

Tabelle 7: Annualisierte Kosten und Investitionen aus den Auslegungsoptimierungen für das Schulgebäude.

	REF	NDx1.0	NDx1.1	NDx1.2
Annualisierte Kosten in €/a	125.193	125.193	137.713	150.232
Investition in €	664.619	663.696	669.815	739.056
Änderung der Investitionen ggü. der Referenz in %	-	-0,1	+0,8	+11

3.5 Optimierte netzdienliche Gebäudeenergiesysteme

Basierend auf den in 2.6 definierten Auswahlkriterien lassen sich die optimierten netzdienlichen Gebäudeenergiesysteme für die vier untersuchten Gebäudetypen identifizieren. Für die beiden Wohngebäude erfüllen die Systeme im Szenario NDx1.5 für das Einfamilienhaus und im Szenario NDx1.9 für das Mehrfamilienhaus die Kriterien mit einer EVQ von 1 und einem FF über 0,9. Bei den

Nichtwohngebäuden führen die Szenarien NDx1.5 im Bürogebäude und NDx1.2 im Schulgebäude zu stromnetzunabhängigen Systemen, die dank des hohen lokalen Stromerzeugungspotenzials durch Photovoltaikanlagen und Blockheizkraftwerke realisiert werden können. Details zur Anlagenauswahl und -größe sowie die damit verbundenen Mehrinvestitionen gegenüber der Referenz sind in Tabelle 8 zusammengefasst.

Tabelle 8: Optimierte netzdienliche Gebäudeenergiesysteme und die Mehrinvestitionen gegenüber der Referenz für vier typische Gebäudearten. BBHKW steht für Biogas-Blockheizkraftwerk, WP für Wärmepumpe, EH für Elektroerhitzer, PV für Photovoltaik, STA für Solarthermieanlagen, TES für thermische Energiespeiche und BAT für Batteriespeicher.

Kapazität	BBHKW in kW _{th}	WP in kW _{th}	EH in kW _{th}	PV in m ²	STA in m ²	TES in kWh _{th}	BAT in kWh _{el}	Mehrinvestitionen
Einfamilienhaus		5	2	36	4	9	18	30.000 € (+163 %)
Mehrfamilienhaus	-	11	11	64	8	30	93	121.470 € (+265 %)
Bürogebäude	61	22	0	236	0	280	22	191.500 € (+120 %)
Schulgebäude	124	102	20	1039	0	258	0	74.400 € (+11 %)

Der Vergleich der optimierten netzdienlichen Gebäudeenergiesysteme zeigt, dass Elektroerhitzer eine wichtigere Rolle bei der Wärmeerzeugung in Wohngebäuden als in Nichtwohngebäuden spielen. Eine ähnliche Tendenz ist auch bei Solarthermieanlagen festzustellen. In den Wohngebäuden wird eine höhere elektrische Speicherkapazität als thermische benötigt, während in den Nichtwohngebäuden aufgrund des höheren lokalen Stromerzeugungspotenzials das Gegenteil der Fall ist. Unter Berücksichtigung der Mehrinvestitionen erscheint das optimierte netzdienliche System für das Schulgebäude besonders vielversprechend, da es nur geringe Mehrinvestitionen im Vergleich zur Referenz erfordert.

4. Zentrale Erkenntnisse

Um den Einfluss der Integration von Netzdienlichkeitsanforderungen auf die Auslegung von Gebäudeenergiesystemen zu untersuchen, werden in dieser Arbeit zwei wesentliche Netzdienlichkeitsaspekte in die Zielfunktion eines Auslegungsoptimierungsmodells integriert. Um die ökonomische Sinnhaftigkeit der Systeme sicherzustellen, werden die annualisierten Kosten auf Basis einer Referenzberechnung begrenzt. Die Anwendung dieses Modells auf vier typische deutsche Wohn- und Nichtwohngebäude ermöglicht es, Trends in der Anlagenauswahl, der Dimensionierung sowie in der Entwicklung der Kosten und Netzdienlichkeitsindikatoren bei unterschiedlichen Kostenszenarien zu analysieren.

In allen untersuchten Gebäuden ist eine Überdimensionierung der Wärmeerzeugungsleistung festzustellen, die im Mehrfamilienhaus sogar bis zur Verdopplung reicht. Diese Überdimensionierung dient dazu, günstigen Netzstrom oder lokal erzeugten Strom aus Photovoltaikanlagen effektiver zu nutzen. Während sich die Wärmeerzeugungsanlagen in Wohngebäuden nur geringfügig ändern, zeigt sich in den Nichtwohngebäuden eine deutliche Verlagerung der Investitionen von der Wärmepumpe zum Blockheizkraftwerk. Solarthermieanlagen werden vorwiegend in Wohngebäuden eingesetzt, um die Wärmeerzeugung durch Wärmepumpen und Elektroerhitzer zu unterstützen. In Nichtwohngebäuden dominieren hingegen Hybridsysteme aus strom- und biogasbasierten Anlagen. Die thermischen Speicherkapazitäten in Wohngebäuden werden erst bei höheren annualisierten Kosten vergrößert.

Die Batteriespeicher speichern sowohl Strom aus Photovoltaikanlagen als auch günstigen Netzstrom, der bei höheren Strompreisen genutzt wird. Dies spiegelt sich in steigenden Werten des Flexibilitätsfaktors und der Ein-Prozent-Spitzenleistung wider. Die durch solche Lastverschiebung und -ansammlung entstehenden Lastspitzen könnten jedoch im Extremfall zu Netzengpässen führen, besonders wenn alle Gebäude identische Netzsignale nutzen. Daher sollten in diesem Fall nicht nur die Spitzenlasten der einzelnen Gebäude aber auch die aggregierte Spitzenlast durch zusätzliche Restriktionen begrenzt werden, um kritische Zustände im Stromnetz zu vermeiden. Die großen Dachflächen und das verfügbare Blockheizkraftwerk in den beiden Nichtwohngebäuden ermöglichen stromnetzunabhängige Systeme, wobei die Leistung der Blockheizkraftwerke erhöht und große thermische Speicher integriert werden. In den Nichtwohngebäuden entstehen jedoch aufgrund der fehlenden Gleichzeitigkeit von Stromerzeugung und -bedarf Verluste durch die Abregelung der Photovoltaikanlagen, um die Stromeinspeisung zu minimieren. Diese Verluste könnten durch größere Speicheroptionen oder die Mitversorgung benachbarter Gebäude mit geringem Stromerzeugungspotenzial reduziert werden.

Aus der Analyse der Gebäudeenergiesysteme unter verschiedenen Szenarien werden für die vier untersuchten Gebäude optimierte netzdienliche Systeme identifiziert. Diese Systeme, bestehend aus Wärmepumpen, Elektrokesseln, Blockheizkraftwerken, Photovoltaik- und Solarthermieanlagen sowie elektrischen und thermischen Speichern, erfüllen jeweils zwei der drei Indikatoren – Flexibilitätsfaktor, Eigenverbrauchsquote und Netzunabhängigkeitswahrscheinlichkeit – mit Werten über 0,9 und minimalen annualisierten Kosten. Besonders das optimierte System für das Schulgebäude zeichnet sich aufgrund der vergleichsweise geringen Mehrinvestitionen durch eine hohe Umsetzbarkeit aus.

Literatur

- [1] Bundesminister der Justiz, *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2023): § 1 Ziel des Gesetzes*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_1.html (Zugriff am: 13. März 2024).
- [2] D. Kalz *et al.*, "Netzdienliche Gebäude und Quartiere: Gebäude entlasten Stromnetze", 2018.
- [3] Umweltbundesamt, *Indikator: Energieverbrauch für Gebäude*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/umweltindikatoren/indikator-energieverbrauch-fuer-gebaeude#wie-wird-der-indikator-berechnet> (Zugriff am: 25. Oktober 2023).
- [4] Deutsche Energie-Agentur GmbH, "Gutachten im Rahmen der dena-LEITSTUDIE AUFBRUCH KLIMANEUTRALITÄT: Klimaneutralität 2045 – Transformation des Gebäudesektors" Gebäudespezifische Modellierung und Begleitung des Studienprozesses, Okt. 2021.
- [5] T. Schütz, L. Schiffer, H. Harb, M. Fuchs und D. Müller, "Optimal design of energy conversion units and envelopes for residential building retrofits using a comprehensive MILP model", *Applied Energy*, Jg. 185, S. 1–15, 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.10.049.
- [6] A. Dobos, "PVWatts Version 5 Manual", 2014.
- [7] M. Mattei, G. Notton, C. Cristofari, M. Muselli und P. Poggi, "Calculation of the polycrystalline PV module temperature using a simple method of energy balance", *Renewable Energy*, Jg. 31, Nr. 4, S. 553–567, 2006, doi: 10.1016/j.renene.2005.03.010.
- [8] M. Petit, E. Prada und V. Sauvant-Moynot, "Development of an empirical aging model for Li-ion batteries and application to assess the impact of Vehicle-to-Grid strategies on battery lifetime", *Applied Energy*, Jg. 172, S. 398–407, 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.03.119.
- [9] M. Peters, B. Bartenstein, H. Hebisch, C. Kaiser und F. Anders, *Technikkatalog zur kommunalen Wärmeplanung (Version 1.1)*. [Online]. Verfügbar unter:

<https://www.kea-bw.de/waermewende-1/wissensportal/einfuehrung-in-den-technikkatalog>.

- [10] Kreditanstalt für Wiederaufbau, *Heizungsförderung für Privatpersonen – Wohngebäude (458) / KfW*. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Privatpersonen/Bestehende-Immobilie/F%C3%B6rderprodukte/Heizungsf%C3%B6rderung-f%C3%BCr-Privatpersonen-Wohngeb%C3%A4ude-\(458\)/](https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Privatpersonen/Bestehende-Immobilie/F%C3%B6rderprodukte/Heizungsf%C3%B6rderung-f%C3%BCr-Privatpersonen-Wohngeb%C3%A4ude-(458)/) (Zugriff am: 1. August 2024).
- [11] Yizhuo Zhang, Nico Fuchs, Laura Maier und Dirk Müller, *Netzdienliche Gebäudekonzepte in den Forschungsprojekten der Förderinitiative Energiewendebauen: Analyse der Definitionen von Netzdienlichkeit im Gebäudebereich und aufbauende Querauswertung der netzdienlichen Gebäudekonzepte aus der Förderinitiative Energiewendebauen*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.energiewendebauen.de/lw_resource/datapool/systemfiles/agent/ew_bpublications/15A62069AC103296E0637E695E8670C6/live/document/Netzdienliche_Geb%C3%A4udekonzepte_in_den_Forschungsprojekten_der_F%C3%B6rderinitiative_Energiewendebauen.pdf.
- [12] K. Klein und D. Kalz, "Netzreaktive Gebäude - Ganzheitliche Bewertung von Bauphysik und Gebäudeenergiesystemen einschliesslich ihrer Rolle in der Energiewirtschaft: Energie, Exergie, Leistungsbezug und -abgabe. Abschlussbericht 2017", 2017.
- [13] T. Reinholz und C. Schmidt, "Wie entwickelt sich der Biomethanbedarf auf Basis des Gebäudeenergiegesetzes?: Regulatorische Anforderungen und potenzielle Entwicklung des Biomethanbedarfs bis 2040", Jan. 2024.
- [14] J. Le Dréau und P. Heiselberg, "Energy flexibility of residential buildings using short term heat storage in the thermal mass", *Energy*, Jg. 111, S. 991–1002, 2016, doi: 10.1016/j.energy.2016.05.076.
- [15] J. Salom, J. Widén, J. Candanedo, I. Sartori, K. Voss und A. Marszal, "Understanding net zero energy buildings: Evaluation of load matching and grid interaction indicators" in *6. Proceedings of Building Simulation 2011: 12th Conference of International Building Performance Simulation Association*, S. 2514–2521.

- [16] R. de Coninck, R. Baetens, B. Verbruggen, J. Driesen, D. Saelens und L. Helsen, "Modelling and simulation of a grid connected photovoltaic heat pump system with thermal energy storage using Modelica" in *Proceedings 8th International Conference on System*, 1-21.
- [17] Tobias Loga, Britta Stein, Nikolaus Diefenbach und Rolf Born, "Deutsche Wohngebäudetypologie. Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden", 2015.
- [18] Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, *Typologie und Bestand beheizter Nichtwohngebäude in Deutschland*. Bonn: Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) im Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBR), 2011.
- [19] P. Remmen, M. Lauster, M. Mans, M. Fuchs, T. Osterhage und D. Müller, "TEASER: an open tool for urban energy modelling of building stocks", *Journal of Building Performance Simulation*, Jg. 11, Nr. 1, S. 84–98, 2018, doi: 10.1080/19401493.2017.1283539.
- [20] *Raumnutzungsdaten für die Energie- und Gebäudetechnik*, Schweizerischer Ingenieurund Architektenverein (SIA), Zürich, Okt. 2015.
- [21] Bundesamtes für Bauwesen und Raumordnung (BBR) und Deutschen Wetterdienst, "Handbuch - Ortsgenaue Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere, extreme und zukünftige Witterungsverhältnisse", Juli 2017.
- [22] L. Lyslow *et al.*, *Erweiterung des Glossars für Begrifflichkeiten aus dem Bereich der energieeffizienten Gebäude*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.energiewendebauen.de/lw_resource/datapool/systemfiles/agent/ew_bpublications/190696ADDB174C2EE0637E695E865AB7/live/document/BF2020_D_eliverable_Glossar_Update_Fraunhofer_IBP.pdf.
- [23] J. Schiefelbein, J. Rudnick, A. Scholl, P. Remmen, M. Fuchs und D. Müller, "Automated urban energy system modeling and thermal building simulation based on OpenStreetMap data sets", *Building and Environment*, Jg. 149, S. 630–639, 2019, doi: 10.1016/j.buildenv.2018.12.025.

- [24] I. Richardson, M. Thomson, D. Infield und C. Clifford, "Domestic electricity use: A high-resolution energy demand model", *Energy and Buildings*, Jg. 42, Nr. 10, S. 1878–1887, 2010, doi: 10.1016/j.enbuild.2010.05.023.