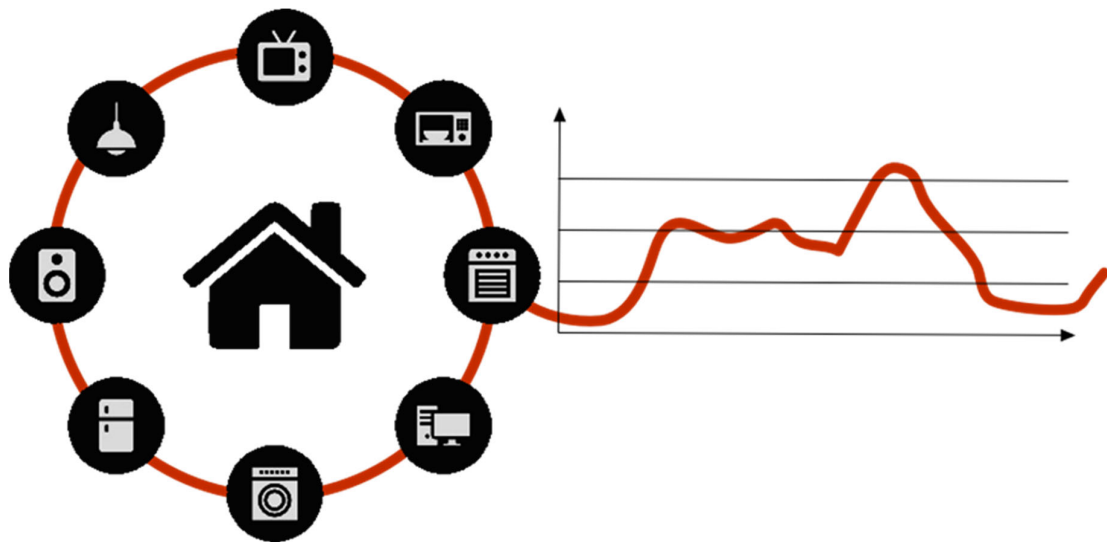




Schlussbericht vom 05. November 2019

Netzkompatibilität von Wohngebäuden

Entwicklung einer Bewertungsmethode



Quelle: © FHNW 2018



Datum: 05. November 2019

Ort: Bern

Subventionsgeberin:

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Energieforschung und Cleantech
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Subventionsempfänger/innen:

Fachhochschule Nordwestschweiz
Hochschule für Technik
Institut für Aerosol- und Sensortechnik IAST
Klosterzelgstrasse 2, CH-5210 Windisch
www.fhnw.ch

Autor/in:

Dr. Christoph Hunziker, Fachhochschule Nordwestschweiz, christoph.hunziker@fhnw.ch
Dr. Monika Hall, Fachhochschule Nordwestschweiz, monika.hall@fhnw.ch (**Hauptkontakt**)
Christoph Sibold, Fachhochschule Nordwestschweiz, christoph.sibold@fhnw.ch
Thomas Keller, Fachhochschule Nordwestschweiz, thomas.keller@fhnw.ch
Bastian Burger, ehemals Fachhochschule Nordwestschweiz
Luca Fankhauser, Fachhochschule Nordwestschweiz, luca.fankhauser@fhnw.ch
Tobias Schmocker, ehemals Fachhochschule Nordwestschweiz
Prof. Dr. Nicola Schulz, Fachhochschule Nordwestschweiz, nicola.schulz@fhnw.ch

BFE-Projektbegleitung:

Dr. Michael Moser, michael.moser@bfe.admin.ch

BFE-Vertragsnummer: SI/501530-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.



Zusammenfassung

Gängige energetische Gebäudebewertungsmethoden bewerten Gebäude meist isoliert ohne Berücksichtigung der Wechselwirkungen mit deren Umgebung. Mit der Umsetzung der Schweizer Energiestrategie 2050 ist jedoch zu erwarten, dass Gebäude sich stärker dezentral, d.h. aus ihrer Netzumgebung, mit Elektrizität versorgen. Darüber hinaus werden in Gebäuden vermehrt Anlagen (z.B. Photovoltaik, Ladestationen für Elektrofahrzeuge) installiert, die eine höhere Belastung des umgebenden Verteilnetzes zur Folge haben können. Diese Punkte werden in herkömmlichen Gebäudebewertungsmethoden nicht abgebildet.

Die hier vorgestellte Bewertungsmethode liefert einen Ansatz zur Bewertung der «Netzdienlichkeit» eines Gebäudes bei einem Anschluss an ein bestehendes Niederspannungsverteilnetz. Eine positive Netzdienlichkeit bedeutet, dass das Verteilnetz durch das Gebäude entlastet wird (z.B. Entlastung des Trafos und der Leitungen). Nimmt die Belastung des Netzes durch das Gebäude hingegen zu (z.B. höhere Spannungen durch erhöhte Energieeinspeisung), wird die Netzdienlichkeit negativ bewertet. Die vorgestellte Methode quantifiziert die Auswirkungen verschiedener Eingangsgrössen (z.B. installierte PV-Leistung, Batteriekapazität, Bedarf Wärmepumpe) auf die definierten Kenngrössen des Netzes (z.B. Spannungslimiten, Leitungs- und Trafobelastung). Die Summe der Bewertungen der einzelnen Kenngrössen wird in der sogenannten Netzdienlichkeit des Gebäudes zusammengefasst.

Zur Bewertung eines Gebäudes sind Angaben zu den grundlegenden Gebäudekenngrössen, zur Lastmanagementmethode und zum Szenario erforderlich. Das zu bewertende Gebäude wird mit dem durchschnittlichen Referenzgebäude des spezifischen Netzes verglichen. Um die zeitliche Entwicklung des Referenzgebäudes zu berücksichtigen, wurden im Rahmen dieses Projekts die Szenarien «heute», «2035» und «2050» erstellt (grössere Durchdringung von Wärmepumpen, Elektroautos, Photovoltaikanlagen, Batteriespeicher, effizientere Haushalte). Die hier betrachteten Lastmanagementverfahren sind «Referenzsteuerung», «Eigenverbrauchsoptimierung» und «Leistungsoptimierung». Das gebäudeinterne Lastmanagement beeinflusst die Wirkung des Gebäudes auf das angeschlossene Netz.

Die Bewertungsmethode wurde anhand von zwei Beispielnetzen (Hirzbrunnen und VEiN) entwickelt und getestet. Dazu wurden sämtliche Gebäude (Ein- und Mehrfamilienhäuser) parametrisiert. Standardlastprofile für den Haushaltsstrombedarf, sowie für Wärmepumpen, Elektroautos und Photovoltaikerträgen wurden für jedes Szenario und jede Lastmanagementmethode definiert. Anhand von Netz- und Gebäudesimulationen wurden Sensitivitätskoeffizienten für jeden Fall ermittelt, die quantifizieren, welchen Einfluss eine Änderung einer Eingangsgrösse auf die Kenngrössen und damit die Netzdienlichkeit hat. Anhand eines Testgebäudes zeigt sich für beide Netze, dass nur die sog. Leistungsoptimierung für alle Szenarien einen positiven Einfluss auf das Netz hat und sich eine Batterie auf alle untersuchten Kenngrössen positiv auswirkt.

Die Bewertungen in den zwei untersuchten Netzen wurden als plausibel befunden. Anhand der durchgeführten Untersuchungen kann die allgemeine Gültigkeit der Bewertungsmethode jedoch noch nicht abschliessend beurteilt werden. Dazu sind weitere Simulationen mit unterschiedlichen Netzen und eine statistische Auswertung nötig. Dies ist grundsätzlich möglich, ist jedoch aufwändig (v.a. die Generierung von Netz- und Gebäudedaten). Bereits für die zwei untersuchten Netze war der Aufwand für die Datengenerierung und die Simulationen beträchtlich. In einem weiteren Schritt würde es sich allenfalls lohnen zu untersuchen, wie sich die Bewertungsgrundlagen verallgemeinern bzw. vereinfachen liessen, um zu einem einfach anwendbaren Werkzeug für Architekten, Bauherren und Verteilnetzbetreiber zu gelangen.



Résumé

Les méthodes courantes d'évaluation des bâtiments ne tiennent pas compte de l'interaction des bâtiments avec leur environnement. Avec la mise en application de la stratégie énergétique Suisse 2050, il faut s'attendre à une décentralisation de l'approvisionnement en électricité des bâtiments, c'est-à-dire provenant de leur propre réseau. Par ailleurs, de plus en plus de systèmes (photovoltaïques ou stations de recharge de véhicules électriques par exemple) sont installés dans les bâtiments, ce qui peut entraîner une charge plus importante sur le réseau de distribution électrique. Ces aspects ne sont pas pris en compte dans les méthodes classiques d'évaluation des bâtiments.

La méthode présentée ici, permet d'évaluer la compatibilité de raccordement d'un bâtiment à un réseau de distribution basse tension existant. Une compatibilité positive signifie que la charge du réseau de distribution est diminuée par le bâtiment (moins de charge sur les transformateurs et les câbles). Une compatibilité de raccordement négative signifie que la charge du réseau est augmentée par le bâtiment (augmentation de la tension de par l'augmentation de puissance). La méthode présentée quantifie les effets de différentes grandeurs d'entrées (Puissance photovoltaïque installée, capacité de stockage des batteries, consommation de la pompe à chaleur par exemple) sur les paramètres définis du réseau (valeurs limites des tensions, charge des câbles et des transformateurs par exemple). La somme des évaluations des paramètres du réseau constitue la compatibilité de raccordement d'un bâtiment à un réseau.

Les informations sur les caractéristiques de base d'un bâtiment, sur la méthode de gestion des charges ainsi que le scénario sont nécessaires pour l'évaluation d'un bâtiment. Le bâtiment ainsi défini est comparé au bâtiment de référence moyen du réseau spécifié. Des scénarios valables « aujourd'hui », en « 2035 » et en « 2050 » ont été créés pour tenir compte de l'évolution du bâtiment de référence (augmentation de l'installation de pompes à chaleur, de véhicules électriques, d'installations photovoltaïques, de stockage par batteries, amélioration des appareils ménagers). Les méthodes possibles de gestion de la charge sont « contrôle par référence », « optimisation de la consommation propre » et « optimisation de la puissance ». La gestion de la charge interne influence l'effet du bâtiment sur le réseau.

Deux réseaux (Hirzbrunnen et VEiN) ont été utilisés pour développer et tester la méthode d'évaluation. Des maisons individuelles et collectives ont pour cela été modélisées. Des profils de charge standards de la consommation des appareils ménagers, de pompes à chaleur, de véhicules électriques, ainsi que l'apport de systèmes photovoltaïques ont été définis, pour chaque scénario et méthode de gestion des charges. Les coefficients, déterminés pour chaque cas, pondèrent l'influence d'une variation de la grandeur d'entrée sur les paramètres du réseau et donc la compatibilité de raccordement du bâtiment à ce réseau. Un bâtiment d'essai montre que pour les deux réseaux, seule l'optimisation dite de la puissance a un effet positif pour chaque scénario sur le réseau, et qu'une batterie a un effet positif sur tous les paramètres examinés.

Les résultats de la méthode d'évaluation appliquée aux deux réseaux étudiés sont considérés comme plausibles. Au vu des essais réalisés, il n'est cependant pas possible de conclure à la généralisation de cette méthode d'évaluation. Pour cela, il faudrait faire de nouvelles simulations avec de nouveaux réseaux et analyser les résultats obtenus de manière statistique. Ceci est possible, mais représente un travail conséquent (en particulier générer les données de réseau et de bâtiment). Dans une prochaine étape, il pourrait être envisager de simplifier et généraliser les bases d'évaluations pour faciliter l'utilisation de l'outil par les architectes, les maîtres d'ouvrage et les gestionnaires de réseaux de distribution.



Summary

State-of-the-art energetic rating methods for buildings typically focus on the building itself and do not consider the interaction between the building with its infrastructural environment. However, in the context of the Swiss Energy Strategy 2050, buildings will consume more decentrally produced electricity, i.e. electricity which is produced in the local grid environment. Furthermore, more devices that may impose a higher stress on the local distribution grid (e.g., photovoltaics, EV charging stations) will be installed in buildings. These aspects are not considered so far by building rating methods.

The rating method for buildings proposed here is able to rate the “grid friendliness” of a building in a low-voltage distribution grid. If the building relieves the grid load (e.g. reduces the load on cables and/or transformers), its grid friendliness is rated positive. On the contrary (e.g. higher voltage by means of strong feed-in of electric power), the grid friendliness is rated negative. The proposed method quantifies the impacts of different input parameters (e.g. installed PV power, battery capacity, consumption of heat pump) on defined parameters of the grid (e.g. voltage limits, cable and transformer loading). All impacts are then summarized in the so-called grid friendliness of the building.

The rating of a building requires information about the basic building characteristics, the load management method and the scenario. The building to be rated is compared with the average reference building in the specific grid. In order to consider the future development of the reference building, three scenarios (“today”, “2035” and “2050”) were established within the framework of this project. They comprise an increasing penetration of heat pumps, electric vehicles, PV systems, battery storages and more energy-efficient households. The energy management methods investigated within the project are “reference control”, “optimization of self-consumption” and “power optimization”. The energy management method influences the impact of the building on the local distribution grid.

The new rating method has been developed and tested at the example of two different grids (Hirzbrunnen and VEiN). All buildings (family houses and apartment buildings) were parameterised; standard consumption/production profiles for household electricity, heat pumps, electric vehicles and PV systems were established for each scenario and each energy management method. By means of building and grid simulations, sensitivity coefficients have been identified for each case. The sensitivity coefficients quantify the impact of a variation in an input parameter on the grid friendliness of the building. A test building shows for both networks that only the so-called power optimization has a positive effect on the grid for all scenarios and that a battery has a positive effect on all the parameters examined.

The ratings carried out in the two grids are considered plausible. However, with these results, the overall validity of the proposed rating method cannot yet be finally judged. For this, more simulations in a variety of grids and subsequent statistical data analysis are required. This procedure is feasible, but requires a high effort, in particular for the generation of grid- and building data. For the two considered grids, the effort required for data generation and simulations was high. In a further step, the generalization and simplification of the proposed method can be investigated, in order to develop an easy-to-use tool for architects, builders and distribution grid operators.



Take-home messages

In diesem Projekt wurde der erste Schritt unternommen, um zu prüfen, ob und wie eine Bewertung der Gebäude-Netzdienlichkeit möglich ist. Zusammengefasst sind die Haupt-Erkenntnisse:

- Es ist möglich, mit der entwickelten Bewertungsmethode die Netzdienlichkeit von Gebäuden (d.h. be- oder entlastet das Gebäude das Netz) in unterschiedlichen Verteilnetzen zu beurteilen.
- Im Gegensatz zu herkömmlichen Gebäudebewertungsmethoden (z.B. Minergie) berücksichtigt die vorgeschlagene Methode die Wechselwirkung des Gebäudes mit den anderen Gebäuden im selben Verteilnetz und mit dem Netz selbst. Dies wird in Zukunft von zunehmender Bedeutung sein, da voraussichtlich die Energieerzeugung zunehmend dezentral erfolgen wird und Verteilnetze stärker belastet werden.
- Die Bewertung basiert zurzeit auf aufwändigen Simulationen und nutzt grosse Datensätze mit Netz- und Gebäudedaten. Für eine einfache Anwendbarkeit braucht es generische Datensätze über Netz- und Gebäudedaten (z.B. «Einfamilienhaus Bj. 2005, 150m², 4 Bewohner», «ländliches Netz» etc.), die hierfür erstellt werden müssen.
- Das konkrete Optimierungsziel eines Lastmanagement-Systems im Gebäude hat einen starken Einfluss auf dessen Netzdienlichkeit. Z.B. verbessert die Leistungsoptimierung («peak-shaving» des Gebäudes) gegenüber der Referenzsteuerung in jedem untersuchten Netz und Szenario die Netzdienlichkeit des Gebäudes.



Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis.....	9
1 Einleitung.....	10
1.1 Ausgangslage und Hintergrund	10
1.2 Motivation des Projektes	10
1.3 Projektziele	11
2 Begriffsklärungen und Stand der Forschung	12
2.1 Definition „Netzdienlichkeit“	12
2.2 Abgrenzung zur Flexibilität	12
2.3 Existierende Quantifizierungsmethoden.....	13
2.4 Ansatz des Projekts <i>Netzdienliche Gebäude</i>	18
3 Datengrundlage und Szenarien.....	19
3.1 Betrachtete Verteilnetze	19
3.1.1 Gebäudedaten	19
3.1.2 Szenarien: Entwicklung der Gebäude in der Zukunft.....	19
3.1.3 Netz Hirzbrunnen	19
3.1.4 Netz VEiN	20
3.2 Definition der Standardgebäude.....	21
3.2.1 Gebäudepark	22
3.2.2 Energiebezugsflächen und Anteile an Wohngebäuden	22
3.2.3 Aufteilung der Raumkategorien.....	24
3.2.4 Energiekennzahlen und Bedarfsprofile.....	25
3.2.5 Gebäudetechnik	26
3.2.6 Heizwärmeerzeugung	26
3.2.7 Warmwassererzeugung	28
3.2.8 Photovoltaik	28
3.2.9 Elektromobilität.....	29
4 Simulation von Gebäuden im Netz	30
4.1 Erzeugung von Gebäudelastgängen	30
4.1.1 Referenzsteuerung.....	31
4.1.2 Eigenverbrauchsoptimierung.....	31
4.1.3 Leistungsoptimierung	33
4.1.4 Vergleich der Energiemanagementmethoden	34
4.2 Modellvalidierung	36
4.2.1 Hirzbrunnen	36
4.2.2 VEiN.....	38
4.3 Netzmodellierung und Simulation.....	42
4.4 Kenngrößen der Netzdienlichkeit	44



4.5	Parameter des energetischen Gebäudedesigns	45
5	Ergebnisse und Diskussion	46
5.1	Entwicklung der Bewertungsmethode	46
5.1.1	Sensitivitätsanalyse.....	46
5.1.2	Normierung	47
5.1.3	Gewichtungsfunktion	48
5.2	Simulationsfälle	49
5.3	Gebäudebewertung.....	50
5.4	Diskussion der Resultate.....	51
6	Schlussfolgerungen und Fazit	56
7	Ausblick und zukünftige Umsetzung.....	58
8	Literaturverzeichnis	59
9	Anhang.....	61



Abkürzungsverzeichnis

AGT	Allgemeine Gebäudetechnik
EBF	Energiebezugsfläche
EFH	Einfamilienhaus
MFH	Mehrfamilienhaus
LPG	Load-Profile-Generator
SA	Sensitivitätsanalyse
SOC	State of Charge
Weh	Wohneinheit
ZEV	Zusammenschluss zum Eigenverbrauch



1 Einleitung

1.1 Ausgangslage und Hintergrund

Durch die Nutzung von lokalen erneuerbaren Energien am Gebäude wandeln sich die Gebäude vom reinen Konsumenten (Consumer) zum kombinierten Konsumenten und Produzenten (Producer). Damit werden Gebäude zu sogenannten "Prosumer". Bislang war die Installation einer Photovoltaikanlage freiwillig, jedoch mit der Umsetzung der MuKE 2014 werden für Neubauten mindestens 10 Wp Photovoltaikleistung pro m² Energiebezugsfläche Pflicht, d.h. es wird immer mehr Prosumer geben. Die Prosumer werden in Zukunft einen wesentlichen Anteil an der Stromproduktion haben, ebenso wie sie einen grossen Anteil am Schweizer Strombedarf haben. Der Strombedarf von heutigen privaten Haushalten benötigt knapp ein Drittel des gesamten Schweizer Strombedarfs.

Entsprechend der Entwicklung des Gebäudes vom reinen Konsumenten zum Prosumer muss sich auch der Bilanzperimeter ändern. Als reiner Konsument ist der Energiefluss vom Stromnetz einseitig zum Gebäude und daher für das Netz gut zu planen. Als Prosumer steht das Gebäude in Wechselwirkung mit dem Stromnetz, da es nicht nur Strom bezieht, sondern auch einspeisen kann. Kurzzeitige Produktions- oder Bezugsspitzen sind nur schwer vorhersagbar und müssen vom Netz aufgefangen werden. Die an das Netz gestellten Anforderungen werden künftig zunehmend durch die angeschlossenen Gebäude beeinflusst. Die bisher praktizierte Trennung der Betrachtungsperimeter "Gebäude" und "Netz" ist in Zukunft nicht mehr sinnvoll.

Dies zeigt sich schon heute z.B. in Deutschland: An sonnen- und somit ertragsreichen Tagen macht der Ertrag aus Photovoltaik schon 25% der gesamten Stromproduktion aus und zwingt die Netzbetreiber zur Reaktion, beispielsweise zu Redispatch-Massnahmen und zu Ausbauten der Verteilnetze. Eine grosse Herausforderung ist es, die starke Fluktuation der Produktion von erneuerbaren Energien mit dem Bedarf in Einklang zu bringen. Gebäude können dabei z.B. mit Demand-Side-Management einen Beitrag leisten, indem die Bezugscharakteristik in eine, aus Netzsicht erstrebenswerte, netzdienliche Richtung verändert wird.

1.2 Motivation des Projektes

Für die Planung der Gebäude von Morgen im Hinblick auf die Ziele der Energiestrategie 2050 und gleichzeitiger lokaler Netzintegration genügt die bisherige jährliche Gebäudeenergiebilanz den Anforderungen in Bezug auf Bilanzierungsschritt und Bilanzperimeter nicht mehr. Sie muss abgelöst werden durch eine zeitlich feiner differenzierte, Netze und Gebäude umfassende Bilanzierung und Bewertung. Auch das vermehrt verwendete Stundenverfahren zur Berechnung der Gebäudeenergiebilanz inkl. Eigenverbrauchsrate und Autarkiegrad berücksichtigt nicht die Stellung des Gebäudes im Netz.

Wenn schon während der Planung von Gebäuden neben ihrer Energiebilanz auch ihre Kompatibilität zu ihrer spezifischen Netzumgebung berücksichtigt wird, dient dies einer verbesserten Wirtschaftlichkeit bei der Umsetzung der Energiestrategie. Risiken für Stromnetze können so früher erkannt werden und durch eine optimierte Auslastung kann der Bedarf an teuren Netzausbauten reduziert werden.

Hierfür wird eine für Planer einfach anwendbare Bewertungsmethode benötigt, die die Netzkompatibilität von Gebäuden realistisch abschätzt und Hinweise gibt, wie ein Gebäude auszustatten ist, um sowohl zur Energiestrategie als auch zur Netzumgebung kompatibel zu sein. Dies beinhaltet die Frage, wie die Netzkompatibilität von Gebäuden definiert und in der Planungsphase



beurteilt und bewertet werden kann. Die Lenkung durch Vorschriften oder Tarife wird im Projekt nicht berücksichtigt.

Im Projekt werden keine Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch (ZEV) [1] betrachtet. Hierbei würde die Betrachtung des einzelnen Gebäudes keinen Sinn machen, da die ZEV gegenüber dem Netzbetreiber als ein Partner auf tritt. Da die ZEV i.d.R. aus mehreren Gebäuden besteht, ergibt sich innerhalb der ZEV schon eine Eigenverbrauchsoptimierung.

1.3 Projektziele

Es wird eine Bewertungsmethode für die Netzkompatibilität von Wohngebäuden entwickelt, um diese schon bei ihrer Planung so auslegen zu können, dass sie sich möglichst nahtlos in die bestehende Netzumgebung integrieren. So könnte der Bedarf an Netzausbauten oder anderer Massnahmen in Zukunft reduziert werden. Auch kann die Nachrüstung bestehender Gebäude - z.B. mit PV oder Akkuspeicher - aus Netzsicht bewertet und somit gezielter gesteuert werden.

Es sollen zur Entwicklung und zum Testen der Bewertungsmethode die Szenarien «heute», «2035» und «2050» von zwei Arealen untersucht werden. Jedes Haus wird mit einem individuellen Lastprofil versehen. Als Variante werden die Lastprofile eigenverbrauchs- und leistungsoptimiert. Aus den gewonnenen Daten werden die Einflüsse bestimmter Kenngrössen auf das Ortsnetz bestimmt, diese gewichtet und in einem Netzdienstlichkeitsindikator zusammengefasst.



2 Begriffsklärungen und Stand der Forschung

2.1 Definition „Netzdienlichkeit“

Der Begriff *Netzdienlichkeit* setzt sich aus den Wörtern *Netz* und *Dienlichkeit* zusammen. *Netz* bezieht sich in diesem Kontext auf das elektrische Verteilnetz. Das Wort *Dienlichkeit* stammt vom Adjektiv *dienlich* ab und bedeutet: „jemandem oder etwas nützlich sein“ [2]. Häufig wird der Begriff *Netzdienlichkeit* im Zusammenhang mit Gebäuden verwendet, wobei das Netz dem Niederspannungsverteilsnetz (Netzebene 7), an welches das jeweilige Gebäude angeschlossen ist, entspricht [3]. Weiter kann die Netzdienlichkeit aber auch auf Quartiere, einzelne Stromerzeuger (z.B. Windkraftanlagen), grosse Stromverbraucher (z.B. grosse Kühllhäuser) oder Stromspeicher angewendet werden. Dabei kann sich die Netzdienlichkeit auch auf andere Netzebenen beziehen [4].

Sterner et al. [5] definieren die Netzdienlichkeit als „[...] ein über die Netzverträglichkeit (en.: grid compatible) hinausgehendes Verhalten im Stromnetz, das aktiv zur Stabilisierung und zum reibungslosen Betrieb beiträgt“. Sie unterscheiden zwischen *System* und *Netz* sowie zwischen *Dienlichkeit* und *Verträglichkeit*. Das System beinhaltet nicht nur ein Netz, sondern das ganze Elektrizitätssystem über alle Netzebenen. Die Verträglichkeit beschreibt eine Mindestanforderung an die Dienlichkeit, welche erfüllt werden muss, um die Aufrechterhaltung des Netzes oder Elektrizitätssystems zu gewährleisten. Die Dienlichkeit ist somit immer „besser“ oder gleich „gut“ wie die Verträglichkeit.

In der englischen Literatur werden im Zusammenhang mit der Netzdienlichkeit auch die Begriffe *grid supportive*, *grid neutral*, *grid adverse* und *grid optimal* als Adjektive zur Beschreibung von Gebäuden oder thermischen Speichern verwendet [3] (Abbildung 1).



Abbildung 1: Qualitative Darstellung der Begrifflichkeiten aus [4], [6] in Bezug auf die Netzdienlichkeit (eigene Darstellung zur Veranschaulichung)

2.2 Abgrenzung zur Flexibilität

Ein einheitlich verwendetes Nomen wie „die Netzdienlichkeit“ findet in der englischen Literatur keine Verwendung. Stattdessen wird in dem Kontext häufig der Begriff *Flexibility* (de.: Flexibilität) verwendet, jedoch verschieden interpretiert [7]. Reynders et al. [7] evaluieren verschiedene Definitionen und Quantifizierungsmethoden der Flexibilität in Bezug auf Gebäude und thermische Speicher. Die Quantifizierungsmethoden der Flexibilität können gemäss [7] in zwei Ansätze unterteilt werden.

(i) Direkte und physikalische Qualifizierung

Dieser Ansatz gibt Auskunft über das physikalisch vorhandene Potential an Flexibilität. Dabei werden die Steuerung bzw. die Nutzung der vorhandenen Flexibilität nicht berücksichtigt. Gemäss Jensen et al. [8] können folgende Eigenschaften der Flexibilität quantifiziert werden:

- Energie und Leistung, welche verschoben werden kann



- Zeit, über welche die Energie oder Leistung verschoben werden kann
- Kosten der Flexibilität
- Effizienz der Flexibilität

(ii) Qualifizierung anhand der Auswirkungen

Der zweite Ansatz untersucht die Auswirkungen eines flexiblen Systems auf das Stromnetz. Diese Quantifizierung erfolgt indirekt anhand von Analysen über Kenngrössen wie Eigenverbrauchsgrad, CO₂-Reduktion, Preiseinsparung, Spannungshaltung, Spitzenlastreduktion, etc. [7]. Diese Kennwerte werden in dieser Arbeit als *Stromnetz-repräsentative* Grössen bezeichnet.

Die Auswirkungen der Flexibilität auf das Stromnetz sind sowohl vom vorhandenen Potential an Flexibilität, sowie von dessen Steuerung abhängig. Die Netzdienlichkeit kann ebenfalls als Auswirkung (oder Kombination von Auswirkungen) auf das Stromnetz betrachtet werden. Sie ist ebenfalls abhängig vom vorhandenen Potential an Flexibilität, sowie von dessen Steuerung. Quantifizierungsmethoden für die *Flexibility* können daher Ähnlichkeiten mit der Netzdienlichkeit aufweisen, wenn sie den Ansatz (ii) verfolgen.

2.3 Existierende Quantifizierungsmethoden

In der Literatur werden verschiedene Methoden erwähnt, wie die Flexibilität eines Gebäudes gegenüber dem Stromnetz quantifiziert werden kann. Mit diesen lassen sich verschiedene Indikatoren (in der Literatur auch Faktoren oder Koeffizienten genannt) berechnen. In den folgenden Abschnitten werden einige dieser Indikatoren und deren Quantifizierungsmethoden genauer betrachtet. Anschliessend werden diese im Kap. 2.3 qualitativ verglichen. Im Kap. 2.4 wird abschliessend der aktuelle Ansatz der Projektgruppe *Netzdienliche Gebäude* erläutert.

Smart Readiness Indicator (SRI)

Die Generaldirektion für Energie der Europäischen Kommission erarbeitete 2018 mit dem *Smart Readiness Indicator (SRI)* die Grundlagen für ein einheitliches Verfahren zur Bestimmung der „Intelligenz“ eines Gebäudes (Abbildung 2). Die Flexibilität gegenüber dem Stromnetz ist dabei eine von acht Kriterien [9].

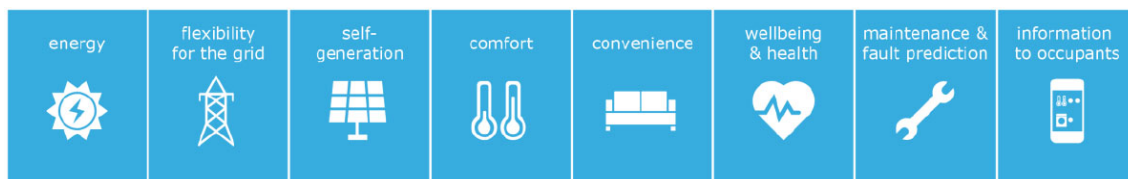


Abbildung 2: Die acht Auswirkungskriterien für den Smart Readiness Indicator [9]

Die acht Auswirkungskriterien werden von 112 *Services* beeinflusst, welche in die zehn Kategorien Heizen, Kühlen, Brauchwarmwasser, kontrollierte Lüftung, Beleuchtung, dynamische Gebäudehülle, erneuerbare Energieerzeugung vor Ort, Laststeuerung, EV sowie Überwachung & Kontrolle unterteilt sind. Von den 112 *Services* sind 45 für die Flexibilität gegenüber dem Stromnetz relevant.

Das Verfahren zur Bestimmung des SRI basiert auf qualitativen Abschätzungen von Gebäudezuständen, welche dann quantifiziert und gewichtet werden. Dabei liegt die Gewichtung in Obhut der Politik und ist in der Methodik nicht definiert [9].



Grid Support Coefficient (GSC)

Klein et al. [6] haben 2016 die Grundlagen für den *Grid Support Coefficient* (GSC) publiziert. Dabei handelt es sich um eine Methode zur Bewertung der Interaktion eines Gebäudes mit dem Stromnetz. Der GSC kann absolut (GSC_{abs}) oder relativ (GSC_{rel}) berechnet werden. Der GSC_{abs} wird aus dem Lastprofil und einer zeitlich aufgelösten stromnetz-repräsentativen Grösse, wie zum Beispiel dem Strommarktpreis, berechnet. Der GSC_{rel} normiert den GSC_{abs} auf den best- und schlecht-möglichst erreichbaren Wert auf einer Skala von -100% und 100%. Der GSC_{rel} erlaubt einen direkten Vergleich mehrerer Resultate [6].

Der GSC_{abs} wird ausgehend von der vom Verteilnetz bezogenen Energie W und der stromnetz-repräsentativen Grösse G gemäss Gl. (1) berechnet [6]. Der GSC_{abs} wird nicht für einen bestimmten Zeitpunkt berechnet, sondern über einen Betrachtungszeitraum. Bei konstantem Energiebezug über den Betrachtungszeitraum ist der GSC_{abs} auch bei einer fluktuierenden stromnetz-repräsentativen Grösse immer gleich 1.

$$GSC_{abs}(G, W) = \frac{\sum_{i=1}^n W_{el}^i \cdot G^i}{(\sum_{i=1}^n W_{el}^i) \cdot \bar{G}} [-] \quad (1) [6]$$

Um den GSC_{rel} zu berechnen, werden in einem ersten Schritt die Volllaststunden h_{fl} für jeden Tag des Betrachtungszeitraums gemäss Gl. (2) berechnet [6]. Dabei wird angenommen, dass die Lasten nur innerhalb eines Tages verschoben werden können, da die Gebäude grösstenteils nicht in der Lage sind, Energie saisonal zu speichern. Die Volllaststunden werden anhand der bezogenen elektrischen Energie W_{el}^i zu jedem Zeitpunkt und der maximalen elektrischen Leistung P_{el}^{max} berechnet [6].

$$h_{fl} = \sum^{day\ d} W_{el}^i / P_{el}^{max} [s, h] \quad (2) [6]$$

Basierend auf den Volllaststunden werden die beiden Vektoren *upperPB* gemäss Gl. (3) und *lowerPB* gemäss Gl. (4) erzeugt. Die Werte entsprechen der maximalen Last, wenn die Konditionen bzw. die stromnetz-repräsentative Grösse am besten bzw. am schlechtesten sind. Ansonsten sind die Werte 0. Das bedeutet das bei *upperPB* der gesamte Energiebedarf zu den besten Konditionen bezogen wird und vice versa für *lowerPB*.

$$upperPB = \begin{cases} P_{el}^{max} & \text{während den Volllaststunden mit den besten Konditionen} \\ 0 & \text{während den restlichen Stunden} \end{cases} [W] \quad (3) [6]$$

$$lowerPB = \begin{cases} P_{el}^{max} & \text{während den Volllaststd. mit den schlechtesten Konditionen} \\ 0 & \text{während den restlichen Stunden} \end{cases} [W] \quad (4) [6]$$

Der GSC_{rel} kann nun gemäss Gl. (5) berechnet werden. Dabei wird der GSC_{abs} gemäss Gl. (1) für W , *lowerPB* und *upperPB* berechnet. Der GSC_{rel} ist in Prozent und hat einen Wertebereich von -100% bis 100%.

$$GSC_{rel} = 200 \cdot \frac{GSC_{abs}(G, lowerPB) - GSC_{abs}(G, W)}{GSC_{abs}(G, lowerPB) - GSC_{abs}(G, upperPB)} - 100 [\%] \quad (5) [6]$$

Im Rahmen der Fallstudie [6] werden vier repräsentative Grössen für das Stromnetz verwendet. Alle diese Grössen sind zeitabhängig und müssen für den gesamten Betrachtungszeitraum vorhanden sein.



- Tagespreise des European Energy Exchange (EEX)
- Residuallast (RES)
- Nicht erneuerbarer kumulativer Energiekonsum (CEC)
- Erneuerbarer Anteil der Energie im Strommix (WPV)

Relative Import Bill Indicator (RIB)

Dar et al. [10] entwickelten den *Relative Import Bill Indikator (RIB)*, welcher die Einsparnisse einer preisbasierten Steuerung mit den maximal möglichen Einsparnissen vergleicht. Dazu wird die elektrische Energie betrachtet, die (i) vom Gebäude benötigt wird: e_{bdg} , sowie (ii) von der PV-Anlage bereitgestellt wird e_{pv} . Der Energieaustausch vom Gebäude mit dem Netz $nex(t)$ wird gemäss Gl. (6) berechnet (Abbildung 3).

$$nex(t) = e_{pv}(t) - e_{bdg}(t) \text{ [kWh]} \quad (6) \quad [11]$$

Aus dem Energieaustausch kann der Energiebezug vom Stromnetz mit Gl. (7) berechnet werden.

$$i(t) = \min(0, nex(t)) \text{ [kWh]} \quad (7) \quad [11]$$

In Gl. (8) wird anhand der Spotpreise TR und dem Energiebezug der RIB berechnet. Dabei sei TR_{\min} und TR_{\max} der tiefste bzw. höchste Spotpreis über die Betrachtungsdauer [10]. Bei einem RIB von 1 wurde die gesamte Energie zum höchsten Preis bezogen, bei einem RIB von 0 wurde die gesamte Energie zum niedrigsten Preis bezogen [6].

$$RIB = \frac{\sum(i(t) \cdot TR_{actual}) - \sum(i(t) \cdot TR_{min})}{\sum(i(t) \cdot TR_{max}) - \sum(i(t) \cdot TR_{min})} [-] \quad (8) \quad [11]$$

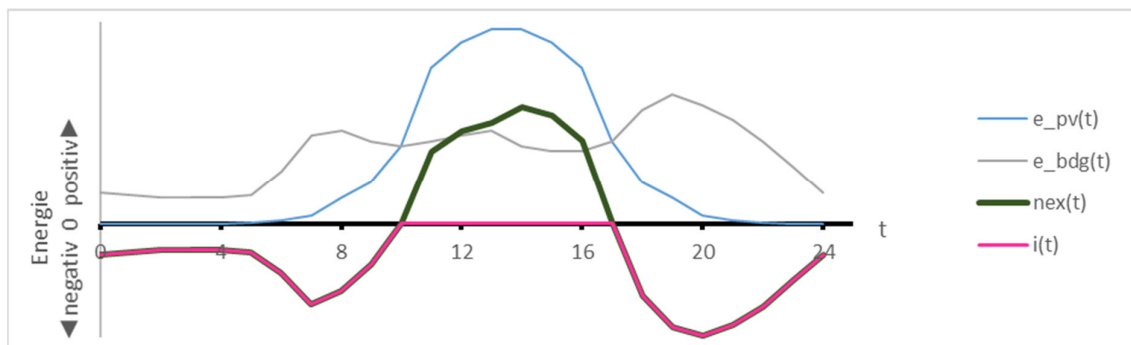


Abbildung 3: Qualitative Herleitung des Imports $i(t)$ über die Zeit (eigene Darstellung zur Veranschaulichung)

Zusätzlich zum RIB berechnen Dar et al. [5] den Autarkiegrad sowie einen Indikator für das Ausmass der Einspeisung $E_{>lim}$, welcher angibt, wie häufig der Energieaustausch vom Gebäude mit dem Stromnetz $net(t)$ ein vorgegebenes Limit lim überschreitet.



$$E_{>lim} = \sum (nex(t) > lim) [-] \quad (9) \quad [10]$$

Flexibility Factor (FF)

Le Dréau und Heiselberg [12] untersuchten 2016 die Energieflexibilität von Gebäuden durch die Benutzung der thermischen Masse als Wärmespeicher und führen den *Flexibility Factor (FF)* ein. Dieser bildet die Fähigkeit ab, den Energiebezug von Perioden mit hohen Preisen in Perioden mit tiefen Preisen zu verschieben. Der *FF* wird gemäss Gl. (10) berechnet und basiert auf den Spotpreisen im Strommarkt. Die Begrenzung der Preise ist dabei auf die Quartile zurückzuführen: «low price time» bezieht sich auf die Zeit, in welcher der Spotpreis tiefer als das erste Quartil aller Spotpreise ist und vice versa für «high price time». Aus energetischer Sicht wird nur die Heizleistung $q_{heating}$ berücksichtigt [12].

$$FF = \frac{\int_{low\ price\ time} q_{heating} \cdot dt - \int_{high\ price\ time} q_{heating} \cdot dt}{\int_{low\ price\ time} q_{heating} \cdot dt + \int_{high\ price\ time} q_{heating} \cdot dt} [-] \quad (10) [12]$$

Es wäre denkbar, die Heizleistung mit der Gebäudelast am Stromnetz zu ersetzen, um auch die übrigen Stromverbraucher und –erzeuger im Gebäude zu berücksichtigen. Zudem kann anstelle des Spotpreises eine andere Stromnetz-repräsentative Grösse verwendet werden.

Flexibility Index (FI)

Junker et al. [13] charakterisierten 2018 die Energieflexibilität von Gebäuden und Quartieren. Auch in dieser Methode wird eine zeitabhängige Stromnetz-repräsentative Grösse λ_t zur Gewichtung des zeitabhängigen Energiebedarfs u_t verwendet. Um den *Flexibility Index (FI)* zu berechnen, sind zwei Simulationen mit dem gleichen Gebäude notwendig: (i) für C^0 mit einer Steuerung, welche die Stromnetz-repräsentative Grösse λ_t nicht berücksichtigt und (ii) für C^1 mit einer Steuerung, welche bewertet wird und die eine Stromnetz-repräsentative Grösse λ_t berücksichtigen kann [13].

$$FI = 1 - \frac{C^1}{C^0} = 1 - \frac{\sum_{t=0}^N \lambda_t u_t^0}{\sum_{t=0}^N \lambda_t u_t^1} [-] \quad (11) [14]$$

Verfügt das zu bewertende Gebäude über eine Steuerung, welche die Stromnetz-repräsentative Grösse λ_t nicht berücksichtigt, so ist $C^1 = C^0$ und $FI = 0$. Für alle Steuerungen die besser sind, gilt $C^1 < C^0$ und $FI > 0$.

Weitere Quantifizierungsmethoden

In der Publikation von Reynders et al. [7] werden weitere Methoden erwähnt. Diese beziehen sich jedoch auf die physikalische Beschreibung der Flexibilität und nicht auf die Analyse der Auswirkungen auf das Stromnetz [7]. Daher sind sie hier nicht weiter relevant.

Vigna et al. [15] untersuchen im Rahmen der Kooperation *IEA EBC Annex 67* ebenfalls verschiedene weitere Quantifizierungsmethoden zur Bewertung von energieflexiblen Gebäuden. Sie unterteilen die Indikatoren in fünf Kategorien: *Cost level*, *Thermal level*, *Electric level*, *Thermal-electric level* und *other relevant indicators*.



Vergleich der Quantifizierungsmethoden

Die Quantifizierung der Energieflexibilität von Gebäuden erfolgt in verschiedenen Methoden über eine oder mehrere Stromnetz-repräsentative Grössen [6], [7], [10], [12], [13]. Diese werden in der Literatur auch als *Strafsignale* (en.: penalty signals) bezeichnet und können, wenn prognostizierbar, auch als Stellgrösse für Steuerungen von Gebäudelasten verwendet werden. Die Stromnetz-repräsentativen Grössen können in vier Kategorien unterteilt werden. Zur Vollständigkeit sind in folgender Auflistung weitere Ideen aus dem Projekt Netzdienliche Gebäude kursiv aufgeführt.

1. Verteilnetzbelastung

- Peak-Power-Reduktion [7]
- Residuallast (Nachfrage minus angebotene fluktuierende erneuerbare Leistung) [6]
- Verteilnetzseitige Gemeinkosten (en.: operational cost) [7]
- *Spannungshaltung (Spannungsband)*
- *Auslastung Transformator*

2. Belastung höherer Netzebenen bzw. erzeugungsnaher Energiebezug

- Autarkiegrad des betrachteten Ortsnetzes
- Eigenverbrauchsgrad des betrachteten Ortsnetzes

3. Marktgleichgewicht

- Spotpreise [9] (EEX [6], Nord Pool [8], etc.)

4. Umwelt

- CO₂-Belastung des Strommixes [4], [9]
- Kumulierter Energieverbrauch [6] (nicht-erneuerbare Primärenergie, welche benötigt wird, um eine Energieeinheit Strom zu erzeugen)
- Erneuerbarer Energieanteil im Strommix [6]
- Umweltbelastungspunkte des Strommixes

Aufgrund der unterschiedlichen Interpretationen von «Flexibilität», sowie der verschiedenen Fachrichtungen aus denen die einzelnen Methoden entstammen, gibt es grosse Unterschiede bei den Indikatoren.

Der *Smart Readiness Indicator* (SRI) bietet eine gute Grundlage, um gebäudespezifische Einflüsse auf die Flexibilität gegenüber dem Stromnetz zu identifizieren. Jedoch ist beim SRI die Flexibilität gegenüber dem Stromnetz nur eines von acht Kriterien und der Indikator basiert stark auf Abschätzungen von Gebäudeparametern und Gewichtungen [9].

Der *Grid Support Coefficient*, der *Relative Import Bill Indicator*, der *Flexibility Factor* sowie der *Flexibility Index* bewerten die Flexibilität anhand des Lastprofils und einer Stromnetz-repräsentativen Grösse wie dem Spotpreis. Zudem wird in all diesen Ansätze der Indikator normiert, um eine vergleichbare Grösse zu erhalten [6], [10], [12], [13].



2.4 Ansatz des Projekts *Netzdienliche Gebäude*

Der Planer soll mit der zu entwickelnden Bewertungsmethode die Netzdienlichkeit seines Gebäudes ohne aufwändige Netz- und Gebäudesimulation anhand eines Netzdienlichkeitsindikators bestimmen können. Da, wie oben gezeigt, verschiedene Parameter verschiedene Aspekte der Netzdienlichkeit beschreiben, müssen verschiedene Kenngrößen in den Indikator einfließen. Der Fokus liegt in diesem Projekt auf der Kapazität des lokalen Ortsnetzes. Da in diesem Projekt der Transformator mit seinem Verteilnetz betrachtet wird, werden folgende Aspekte berücksichtigt:

- Spannungsabfall resp. Spannungshub entlang der Netzstrahlen
- Abgeregelte Energie der PV-Anlagen im Netz falls Kapazitätslimiten verletzt werden
- Auslastung des Transformators
- Residuallast am Transformator
- Eigenverbrauchs- und Autarkiegrad des Ortsnetzes

Für die einzelnen Aspekte werden einzelne Kennwerte berechnet und deren Auswirkungen zum Vergleich gegenüber Referenzwerten in einem Netzdiagramm dargestellt werden. Zusätzlich werden diese Kennwerte gewichtet und zu einem Netzdienlichkeitsindikator aufsummiert (Kap 4.4). Die Betrachtungen erfolgen für drei verschiedenen Lastmanagements:

- keines (Referenzsteuerung),
- Eigenverbrauchsoptimierung und
- Leistungsoptimierung.



3 Datengrundlage und Szenarien

3.1 Betrachtete Verteilnetze

Zur Validierung des Berechnungsmodells werden Netzsimulationen für zwei Siedlungsgebiete durchgeführt. Die Methode Netzdienliche Gebäude wird für die Netze «Hirzbrunnen» in Basel und «VEIN-Netz» in Rheinfelden für die zeitlichen Szenarien «2015 (heute)», «2035» und «2050» angewendet. Hirzbrunnen ist ein reines Wohnquartier und das VEIN-Netz beinhaltet hauptsächlich die Nutzung Wohnen aber auch andere Nutzungen.

3.1.1 Gebäudedaten

Die, für die Definition des energetischen Zustands der Gebäude, erforderlichen Daten sind für Bauten mit Wohnnutzung mehrheitlich im Gebäude- und Wohnungsregister des Bundes (GWR) erfasst. Gebäudealter, Zeitpunkte von Gebäudeerneuerungen, Geschoszahl und Anzahl Wohnungen sind praktisch schweizweit im öffentlichen Bereich des GWR verfügbar. Weitergehende Informationen, wie Energiebezugsfläche, eingesetzte Energieträger oder die Heizungsart werden zwar statistisch erfasst, allerdings sind die Datenbanken in den Gemeinden noch im Aufbau oder die Daten sind nicht öffentlich verfügbar.

Aus diesen Gründen erfolgt hier die Definition der Gebäude in zwei Stufen: Die öffentlich verfügbaren Daten aus GWR, Vermessungsplänen und Gebäudeinformationssystemen der Kantone (GIS) werden durch Durchschnittswerte aus statistischen Daten des schweizerischen Gebäudeparks ergänzt. Die Ergänzung erfolgt gemäss den Definitionen im Kapitel «Definition der Standardgebäude».

3.1.2 Szenarien: Entwicklung der Gebäude in der Zukunft

Die Definition der Gebäudeparameter in der Zukunft erfolgt aufgrund der geplanten Entwicklungen der Energiestrategie des Bundes (2035 und 2050) und verschiedener Studien zur zukünftigen Entwicklung der Nutzungen der Gebäude (Wohnfläche pro Person) und der technischen Entwicklung der Gebäudetechnik (Effizienz), sowie der erwarteten Durchdringung der Energietechnik am Bau.

3.1.3 Netz Hirzbrunnen

Das Netz Hirzbrunnen im Versorgungsgebiet der Industriellen Werke Basel (IWB) liegt im gleichnamigen Quartier, nordwestlich und südöstlich der Bäumlhofstrasse in 4058 Basel. Das Netz umfasst 120 Reiheneinfamilienhäuser und 68 Mehrfamilienhäuser (Abbildung 4).

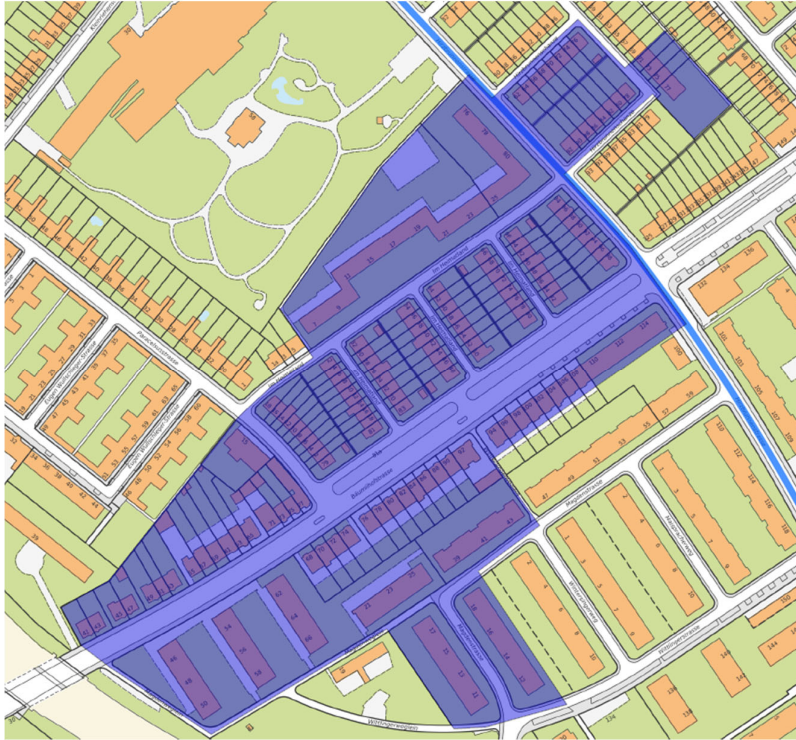


Abbildung 4: Perimeter Netz Hirzbrunnen (Geoportal BS, bearbeitet)

3.1.4 Netz VEiN

Das VEiN-Netz in Rheinfelden [16], im Versorgungsgebiet der Aargauischen Elektrizitätswerke (AEW), verfügt über 37, mehrheitlich alleinstehende Einfamilienhäuser, 64 Mehrfamilienhäuser und 13 Gebäude mit anderen Nutzungen (Schulen, Verwaltung, Alters- und Pflegeheim) (Abbildung 5).

Mit einem grossen Ladengeschäft (Migros) und einem Klinik- und Wellness-Gebäude (SoleUno) befinden sich im VEiN-Netz auch zwei Grossverbraucher. Wobei vom SoleUno tatsächlich nur ein kleiner Teil des Bedarfs dem untersuchten VEiN-Netz zugeordnet wird. Energiebedarf und -produktion der Gebäude mit eindeutiger Nicht-Wohnnutzung können teilweise aufgrund von Energiemessungen approximiert werden oder sind mit Standardwerten der jeweiligen Gebäudekategorie eingesetzt.

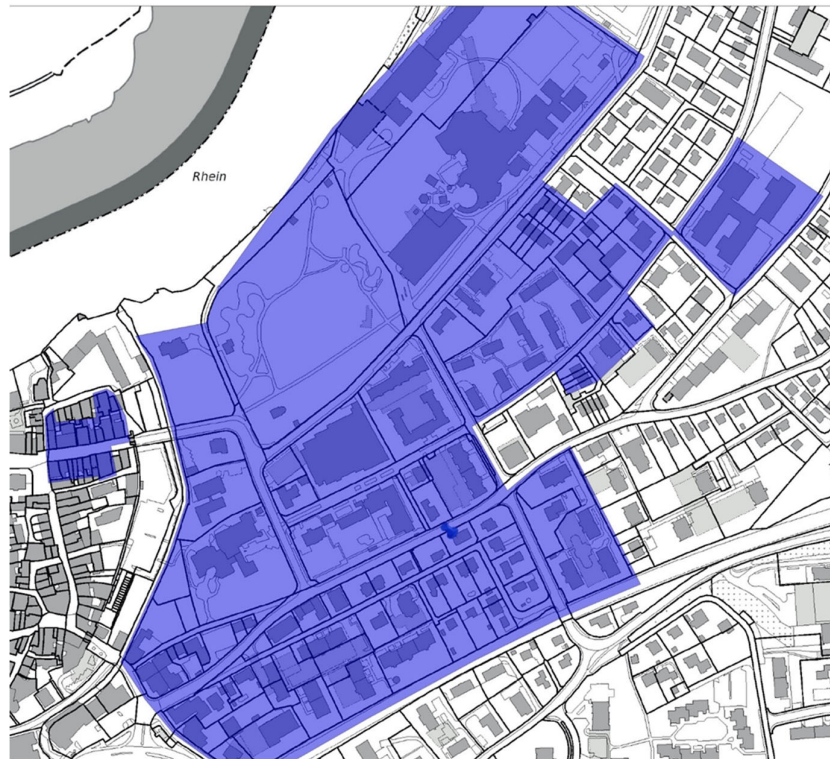


Abbildung 5: Perimeter VEIN-Netz (Geoportal AG, bearbeitet)

3.2 Definition der Standardgebäude

Die für die Netzsimulation verwendeten Standardgebäude orientieren sich in Bezug auf Effizienz, Gebäudetechnik und Zeithorizonte an der Energiestrategie 2050 des Bundes. Dabei werden grundsätzlich das Szenario "Neue Energiepolitik NEP" [17] oder diesem möglichst nahe kommende Szenarien (z.B. Effizienzscenario gem. [18]) herangezogen. Der Gebäudepark wird für die Zeithorizonte «2015» (entspricht dem Szenario «heute»), «2035» und «2050» modelliert.

Dabei werden im wesentlichen Entwicklungen im Hinblick auf den Gebäudepark (Anteile Bestandes- und Neubauten an Einfamilien- und Mehrfamilienhäuser) und die Eigenschaften der Gebäude (Flächen, Konstruktionen und Gebäudetechnik) berücksichtigt.

Basierend auf den Anteilen an Wohngebäuden jeden Zeithorizonts bzw. der Eigenschaften der Gebäude werden für jeden Zeithorizont die Zusammensetzung des Gebäudeparks, die Energiekennzahlen und die Gebäudetechnik repräsentativer Standardgebäude definiert. Bedarfsprofile für Strombedarf von Haushalten und allgemeiner Gebäudetechnik sowie für den Bedarf an Warmwasser werden mit dem Loadprofilegenerator [19] generiert. Bei der Zuordnung der Bedarfsprofile zu den Gebäuden verhindert eine zufällige Auswahl und zeitliche Variation die Kumulation von Bedarfsspitzen. Die so in Bezug auf Energiekennzahlen, Gebäudetechnik und Bedarfsprofile definierten Gebäude, bilden die Eingaben für die Berechnung der Netzinteraktion.



3.2.1 Gebäudepark

Bei der prozentualen Zusammensetzung des Gebäudeparks (Wohngebäude) wird unterschieden zwischen

- Gebäudekategorie
 - o Einfamilienhaus (EFH)
 - o Mehrfamilienhaus (MFH)
- Gruppe (Alter)
 - o Bestand
 - o Neubau
- Raumkategorie nach [20]
 - o Städtischer Kernraum
 - o Einflussgebiet städtischer Kernraum
 - o Ausserhalb des Einflusses städtischer Kerne

3.2.2 Energiebezugsflächen und Anteile an Wohngebäuden

Mit einem Bottom-up-Ansatz wird, basierend auf Energiebezugsflächen EBF von EFH und MFH im Jahr 2005, 2015, 2035 und 2050, einer Abbruchrate von 0.25%/a und einer Sanierungsrate von 1%/a gemäss [18] die Anteile an Bestandesbauten (Bauten mit Baujahr von 2005, nicht saniert) und Neubauten (Baujahr nach 2005 oder saniert) berechnet und in Tabelle 1 dargestellt. Die gemäss [17] ausgewiesenen Summen der EBF für EFH und MFH im Szenario "NEP" zeigen eine gute Übereinstimmung mit den Flächen gemäss [18].

Gebäudekategorie	Gruppe/ Jahr	2015 («heute»)	2035	2050
Einfamilienhaus, EBF, Mio. m ²	Bestand	174	131	106
	Neubau	68	173	228
Mehrfamilienhaus, EBF, Mio. m ²	Bestand	214	161	131
	Neubau	68	174	228

Tabelle 1: Aufteilung der Energiebezugsflächen in Bestand und Neubau

Basierend auf den Angaben zur durchschnittlichen Wohnfläche gemäss [21] und den Anteilen Wohneinheiten nach Baujahr gemäss [22] wird die durchschnittliche Wohnfläche für Bestand (bis Baujahr 2005) und Neubau (Bauperiode 2005-2015) berechnet. Basierend auf einer linearen Zunahme der Wohnfläche von 57m² (2010) auf 67.6 m² (2050) und der Umrechnung der Wohnfläche auf Energiebezugsfläche gemäss [23] ergeben sich folgende Energiebezugsflächen in m² pro Wohneinheit (Tabelle 2)

Gebäudekategorie	Gruppe / Jahr	2015 («heute»)	2035	2050
EFH, EBF pro Wohneinheit, m ²	Bestand	178	199	214
	Neubau	218	244	262
MFH EBF pro Wohneinheit, m ²	Bestand	100	112	120
	Neubau	136	152	164



Aus [22] lässt sich die anteilmässig gewichtete Anzahl Stockwerke pro EFH (2.2 Stockwerke) und MFH (3.3 Stockwerke) für den Gebäudebestand 2015 ermitteln. Daraus werden, unter Berücksichtigung der zunehmenden Verdichtung beim MFH, folgende Stockwerkhöhen abgeleitet (Tabelle 3)

Gebäudekategorie	Gruppe / Jahr	2015 («heute»)	2035	2050
EFH, Anzahl Stockwerke pro Gebäude	Bestand	2	2	2
	Neubau	2	2	2
MFH, Anzahl Stockwerke pro Gebäude	Bestand	3	3	3
	Neubau	4	4	4

Tabelle 3: Entwicklung der Anzahl Stockwerke

Aus den Anteilen und den Anzahlen Wohnungen pro MFH gemäss [21] ergibt die mittlere Anzahl Wohnungen pro MFH. Abgeleitet werden folgende Anzahl Wohnungen pro Gebäude definiert (Tabelle 4).

Gebäudekategorie	Gruppe / Jahr	2015 («heute»)	2035	2050
EFH, Anzahl Wohneinheiten pro Gebäude	Bestand	1	1	1
	Neubau	1	1	1
MFH, Anzahl Wohneinheiten pro Gebäude	Bestand	5	5	5
	Neubau	6	6	6

Tabelle 4: Entwicklung der Anzahl Wohnungen

Aus diesen Angaben lässt sich die prozentuale Zusammensetzung des Wohngebäudeparks ermitteln, die für alle Raumkategorien gem. Kapitel 3.2.3 verwendet werden (Tabelle 5).

Gebäudekategorie	Gruppe / Jahr	2015 («heute»)	2035	2050
EFH, Anteil an Wohnbauten, %	Bestand	55	36	27
	Neubau	17	39	48
MFH, Anteil an Wohnbauten, %	Bestand	23	15	12
	Neubau	5	10	13
Total		100%	100%	100%

Tabelle 5: Entwicklung des prozentualen Anteils an EFH und MFH



3.2.3 Aufteilung der Raumkategorien

In Annäherung an die unterschiedlichen Netztypologien wird die Aufteilung der Wohngebäude entsprechend [20] vorgenommen:

- Raumkategorie 1: Städtischer Kernraum
- Raumkategorie 2: Einflussgebiet städtischer Kernraum
- Raumkategorie 3: Ausserhalb des Einflusses städtischer Kerne

Dabei werden nur die Anteile reiner Wohnbauten berücksichtigt (Abbildung 6). Aufgrund des Bevölkerungswachstums, der Urbanisierung und der dadurch teilweise resultierenden Verdichtung wird von einer Abnahme an EFH in den Raumkategorien 1 und 2 um 5% pro Zeithorizont ausgegangen (Tabelle 6).

Zeithorizont	2015 («heute»)		2035		2050	
Raum/Gebäude	EFH	MFH	EFH	MFH	EFH	MFH
Städtischer Kernraum, %	63	37	58	42	53	47
Einflussgebiet städtischer Kernraum, %	77	23	72	28	67	33
Ausserhalb des Einflusses städtischer Kerne, %	70	30	70	30	70	30

Tabelle 6: Entwicklung des prozentualen Anteils an EFH und MFH

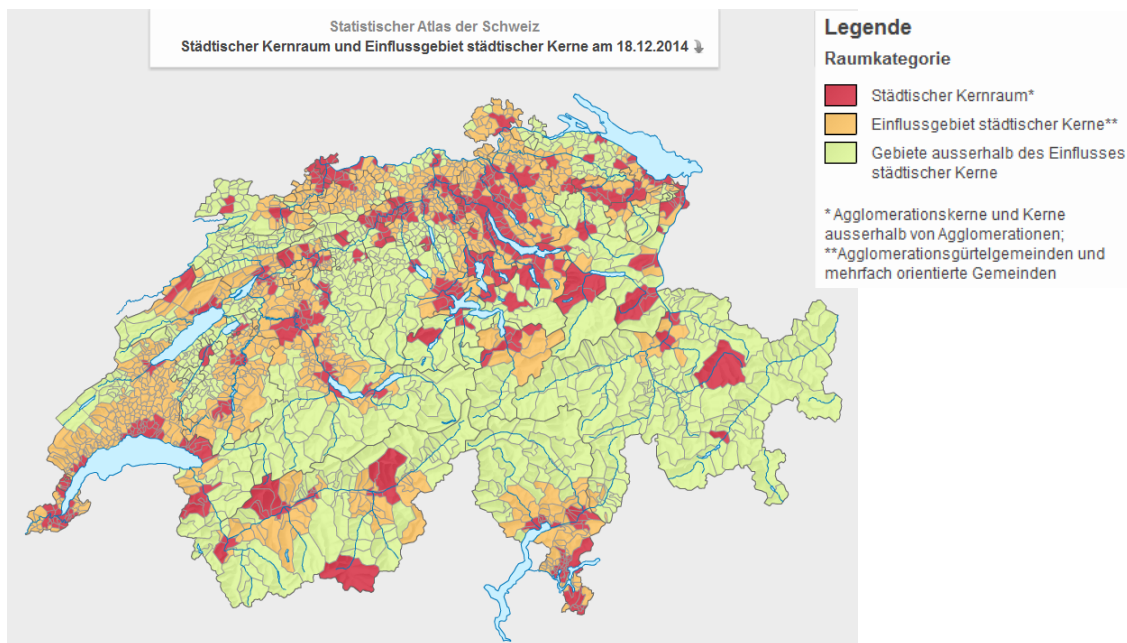


Abbildung 6: Verteilung und räumliche Anordnung der Raumkategorien für das Jahr 2014 (Quelle: Statistischer Atlas der Schweiz).



3.2.4 Energiekennzahlen und Bedarfsprofile

Zur Modellierung der Netzinteraktion der Gebäude wird der Energiebedarf folgender Komponenten bestimmt:

- Strombedarf Haushalte, Endenergie, $\text{kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$
- Heizwärmebedarf, Nutzenergie, $\text{kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$
- Wärmebedarf für Warmwasseraufbereitung, Nutzenergie, $\text{kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$

Strombedarf Haushalte

Zur Bestimmung des Strombedarfs und Lastprofil der Haushalte wird der Loadprofilegenerator [19] genutzt. Die unterschiedliche Effizienz innerhalb eines Szenarios wird mit dem Einbezug von Effizienzfaktoren berücksichtigt.

Die prozentuale Veränderung des Haushaltstrombedarfs wird im Vergleich zum Bedarf 2015 berücksichtigt, indem für alle Szenarien der Bedarf pro Wohneinheit berechnet wird. Dazu wird das Produkt aus der nutzungs- und szenarioabhängigen Energiebezugsfläche (vgl. 3.2.2) und der Summe des spezifischen Bedarfs von Beleuchtung und Geräten gemäss [23] gebildet.

Der Strombedarf von Haushalten und deren Verteilung hängen stark von der Anzahl Personen pro Wohneinheit ab. Die durchschnittliche Anzahl Personen pro Wohneinheit wird basierend auf dem Gebäudebestand 2015 nach [21] ermittelt (wobei 12 Personen als Mittelwert für die Gruppe 5-19 Personen angenommen wird). Dies ergibt eine durchschnittliche Personenzahl pro Wohneinheit von 3.4 für EFH und von 2.1 für MFH.

Strombedarf AGT

Zur Bestimmung des Bedarfs und der zeitlichen Verteilung für die allgemeinen Gebäudetechnik AGT wird ebenfalls der Loadprofilegenerator [19] verwendet. Der Bedarf von AGT wird für alle Szenarien und Wohneinheiten als Produkt von Energiebezugsfläche und spezifischem Bedarf nach [23] berechnet. Der so ermittelte Bedarf pro Wohneinheit wird zur Skalierung der mit [19] erstellten Profile für AGT verwendet. Der AGT-Bedarf wird in den Haushaltsstrombedarf mit eingerechnet.

Heizwärmebedarf

Basierend auf den in [23] für das Effizienzscenario dargestellten Heizwärmebedarf für 2010 und 2050 wird der Bedarf für 2035 linear ermittelt und anhand des in [18] dargestellten Bedarfs der Kategorien verhältnismässig verteilt. Es resultieren die in Tabelle 7 (Anhang) dargestellten Variationen des Heizwärmebedarfs.

Der jährliche Heizwärmebedarf der Gebäude wird mit der Differenzgradmethode nach [24] auf Stunden verteilt. Dabei wird das gleitende Mittel der Aussenlufttemperatur (Klimadaten nach [25] für die Station Basel-Binningen) über die letzten 23 Stunden gebildet und die Differenz zur Basistemperatur (Neubau: 8°C , Bestand 12°C , nach [24]) wird für jede Stunde berechnet. Der jährliche Heizwärmebedarf wird anschliessend proportional zu den negativen Temperaturdifferenzen verteilt. Um die, für die Simulation der Netzinteraktion, nötigen Viertelstunden-Werte zu erhalten, werden die Stundenwerte geviertelt.

Warmwasserbedarf

Der spezifische Warmwasserbedarf in $\text{kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ für 2010 und 2050 wird aus [23] übernommen und für 2035 linear interpoliert. Es wird dabei nicht zwischen Neubau und Bestand unterschieden. Die Werte sind in Tabelle 7 im Anhang dargestellt.



Der Verteilung des Warmwasserbedarfs werden mit [19] berechnet und dem Produkt aus spezifischen Bedarf in kWh/(m²*a) und EBF in m² der Wohneinheit skaliert.

3.2.5 Gebäudetechnik

Bei der Wärmeerzeugung werden nur die elektrisch geführten Wärmeerzeuger betrachtet, mit anderen Energiequellen betriebene Wärmeerzeuger sind für die Netzinteraktion nicht relevant. In diesem Projekt sind es Wärmepumpen:

- Ist eine Wärmepumpe vorhanden, so wird diese für Heizwärme- und Warmwassererzeugung eingesetzt. Es werden keine bivalenten Systeme berücksichtigt.
- Der Endenergiebedarf ist über den Nutzenergiebedarf und die JAZ definiert, es wird deshalb nicht zwischen verschiedenen Typen (Erdsonden oder Luft-Wasser-WP) unterschieden

Es werden für die Simulation der Netzinteraktion folgende Parameter festgelegt:

- Durchdringung des Wohngebäudeparks
- JAZ
- Thermische Leistung
- Thermische Speicherkapazität
- Ladezustand zu Beginn der Simulation (SOC)

3.2.6 Heizwärmeerzeugung

Durchdringung und Wirkungsgrad

Die Durchdringung betreffend Wärmepumpe und Elektro-direkt-Heizung zur Heizwärmeerzeugung sowie die Wirkungsgrade bzw. JAZ für Wärmepumpen sind [18] entnommen und folgendermassen angepasst:

- Elektro-direkt-Heizungen sind aufgrund der MuKE 2014 bei Neubauten nicht mehr zulässig.
- Aufgrund der Sanierungspflicht für Elektro-direkt-Heizungen gemäss MuKE 2014 sind ab 2035 keine Elektro-direkt-Heizungen mehr vorhanden.
- Die Anteile an Elektro-direkt-Heizungen gem. [18], die aufgrund der genannten Einschränkung auf Null gesetzt werden, werden dem Anteil Wärmepumpen zugeschlagen.

Durchdringung und Wirkungsgrade der Heizwärmeerzeugung sind im Anhang in Tabelle 8 für Wärmepumpen und Tabelle 9 für Elektro-direkt-Heizungen dargestellt. Dabei bezeichnet die Durchdringung den Anteil in der jeweiligen Gruppe jeder Gebäudekategorie: Eine Wärmepumpendurchdringung von 12% im EFH-Bestand 2015 heisst, dass 12% aller bestehenden EFH 2015 mit einer Wärmepumpe ausgerüstet sind.

Leistung und thermische Speicherkapazität Wärmepumpe

Die thermische Leistung der Wärmepumpe wird wie folgt berechnet:

- Thermische Leistung = Summe Leistung Heizung und Warmwasser



- Leistung Heizung (Bedarfsauslegung) = Lineare Interpolation für die jeweilige Heizleistung, entsprechend Erfahrungswerten: $Q_H=100 \text{ kWh/m}^2$ (~80er-Jahre Bau): Leistung = 50 W/m^2 , $Q_H=15 \text{ kWh/m}^2$ (~Minergie-P), Leistung = 10 W/m^2 , gerundet auf 100 W
- Die Wärmepumpe wird in der Simulation als variable Last verwendet. Dazu muss die Leistung zeitweise grösser als zur Bedarfsdeckung nötig ausgelegt werden (Deckung Bedarf und gleichzeitige Ladung des thermischen Speichers). Die für die Bedarfsauslegung berechnete Leistung wird dazu mit dem Faktor 1.5 multipliziert.
- Leistung für Warmwasserbereitstellung: 0.5 kW pro Weh

Die Speicherkapazität bei Wärmepumpen wird wie folgt berechnet:

- Speichervolumen 100 lt/kW (Heizleistung), wobei nicht zwischen Radiatoren oder Fussbodenheizung unterschieden wird
- Thermische Kapazität: $dQ=c*m*dT$ (c. spez. Wärmekapazität Wasser, m: Masse, dT: Temperaturdifferenz = $T_{\text{Vorlauf}} - T_{\text{Rücklauf}}$)
- T_{Vorlauf} = lineare Interpolation für die jeweilige Heizleistung, entsprechend Erfahrungswerten: $Q_H = 100 \text{ kWh/m}^2$: $T_{\text{Vorlauf}} = 45^\circ\text{C}$, $Q_H=15 \text{ kWh/m}^2$, $T_{\text{Vorlauf}} = 30^\circ\text{C}$
- $T_{\text{Rücklauf}} = 25^\circ\text{C}$

Leistung und Wärmekapazität von Wärmepumpen werden im Anhang in Tabelle 8 dargestellt.

Leistung und thermische Speicherkapazität Elektro-direkt-Heizung

Die thermische Leistung der Elektro-direkt-Heizung entspricht der, der Wärmepumpe (ohne Anteil für Warmwasser). Aufgrund der geringen Masse von Elektroöfen wird die Speicherkapazität auf 0 gesetzt.

Leistung und Wärmekapazität von Elektro-direkt-Heizungen werden im Anhang in Tabelle 9 dargestellt.

Thermische Speicherkapazität Gebäude

Es wird angenommen, dass der Gebäudepark aus Massivbauten besteht (gemäss [23] 2015 mehr als 90% der Wohnbauten). Die Wärmespeicherfähigkeit wird gemäss [26] mit $0.15 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{K})$ angenommen. Bei einer abgeschätzten Temperaturänderung von maximal 0.5°K in 24 h lässt sich die Wärmespeicherfähigkeit berechnen (Anhang Tabelle 12).

Ladezustand (SOC)

Der Ladezustand der thermischen Speicher wird anhand des Startzeitpunktes der Simulation der Netzinteraktion bestimmt. Einfachheitshalber wird der SOC zu Beginn der Simulationen für alle Gebäude und alle Speicher auf 50% gesetzt.



3.2.7 Warmwassererzeugung

Durchdringung und Wirkungsgrad

Die Durchdringung bzw. JAZ für Wärmepumpen sind wie folgt bestimmt:

- Es wird vorausgesetzt, dass wenn eine Wärmepumpe vorhanden ist, diese für Heizung und Warmwasser verwendet wird. In dem Fall wird die Durchdringung von Wärmepumpen für Warmwassererzeugung mit der von Wärmepumpen für Heizwärmeerzeugung gleichgesetzt
- JAZ sind [27] entnommen.

Durchdringung und Wirkungsgrade der Warmwassererzeugung sind im Anhang in Tabelle 13 für Wärmepumpen dargestellt.

Leistung und thermische Speicherkapazität Wärmepumpe, Ladezustand

Da für die Modellbildung gemäss Kapitel 3.2.5 keine bivalenten Systeme berücksichtigt werden, ist die Wärmepumpenleistung für die Brauchwarmwassererzeugung dieselbe, wie für die Erzeugung der Heizwärme.

Es wird für das EFH mit 250 lt und das MFH mit 75 lt/Pers gerechnet.

Bei einer Erwärmung von 10 auf 50°C resultieren die in Anhang Tabelle 13 dargestellten Wärmekapazitäten.

Bei Warmwasserspeichern muss immer ein Teil des Volumens auf Nutztemperatur geheizt sein und bereitstehen. Erfahrungsgemäss ist dies mindesten ¼ des gesamten Volumens.

3.2.8 Photovoltaik

Installierte Leistung

Die Photovoltaik-Anlagen der Gebäude werden für die drei Szenarien wie folgt definiert:

- Szenario «heute»: Die bestehenden PV-Anlagen sind bereits bekannt. Es werden keine weiteren Anlagen hinzugefügt, sondern nur die bestehenden Anlagen modelliert.
- Szenario «2035»: Es sind PV-Anlagen mit einer Gesamtsitzenleistung von 55% der Transformatorleistung vorhanden.
- Szenario «2050»: Es sind PV-Anlagen mit einer Gesamtsitzenleistung von 100% der Transformatorleistung vorhanden.

Die installierte Photovoltaik-Leistung je Gebäude ist durch folgende Randbedingungen definiert:

- Dachform: EFH: Flachdach, MFH: Satteldach mit 40° Neigung
- Dachfläche: EBF geteilt durch Anzahl Stockwerke, beim MFH Korrektur wegen Dachform
- Nutzbare Dachfläche = 0.9* Dachfläche (Abzug für Installationen, Randabstände usw.)
- Anlageneffizienz: 6.5 m² Platzbedarf / kWp, Modulwirkungsgrad (STC) ist 0.13.



Ertragsverteilung

Der Ertrag der Anlagen wird mit Polysun in ¼-h-Schritten für den Standort Basel-Binningen berechnet. Beim EFH (Flachdach) wird von einer horizontalen Anlage ausgegangen, beim MFH von einer nach Westen ausgerichteten, um 40° geneigten Anlage. Eine Horizontverschattung wird nicht berücksichtigt.

Beim VEiN-Netz werden die Ertragsprofile für die verschiedenen PV-Anlagen anhand eines gemessenen Ertragsprofils einer PV-Anlage aus dem VEiN-Netz modelliert. Dabei haben alle modellierten Ertragsprofile den selben Verlauf, unterscheiden sich jedoch in ihrem Jahresertrag.

3.2.9 Elektromobilität

Mit zunehmender Verbreitung (vgl. [28]) von Elektrofahrzeugen wird der Ladevorgang, die Netzinteraktion von Gebäuden zunehmend beeinflussen. Elektrofahrzeuge werden deshalb wie folgt in der vorliegenden Untersuchung berücksichtigt.

Durchdringung

Entsprechend der Marktprognose nach [28] steigt die Anzahl reiner Elektrofahrzeuge am Fahrzeugbestand stark an. Für den Anteil Elektrofahrzeuge am Personenwagenbestand und das Szenario NEP werden für das Jahr 2035 ein Anteil von 20% und für 2050 ein Anteil von 40% prognostiziert. Für das Jahr 2015 beträgt der Anteil gemäss [29] 0.2%.

Basierend auf [30] wird angenommen, dass 50% der Haushalte ein Auto und 30% der Haushalte mindestens zwei Autos besitzen. Basierend auf dem Privatfahrzeugbestand 2016 gem. [29], wird die durchschnittliche Anzahl Fahrzeuge bei Zweitwagenhaltern auf 2.12 bestimmt. Diese Anzahl wird für alle Szenarien übernommen. Mit den Annahmen, dass der Anteil Elektrofahrzeuge bei EFH doppelt so hoch ist wie bei MFH und bei Zweitwagen doppelt so hoch wie bei Erstwagen, ergeben sich die in Tabelle 14 dargestellten Anteile pro Gruppe.

Entsprechend [31] wird die Speicherkapazität bestimmt und basierend auf der täglichen, durchschnittlichen Fahrleistung des motorisierten Individualverkehrs nach [30] und der Fahrleistung bei vollständiger Entleerung der Batterie nach [31] die tägliche Entladung abgeleitet. Die Ladung (SOC) zum Beginn der Simulation wird definiert als volle Ladung minus des Bedarfs für die durchschnittliche tägliche Fahrleistung. Speicherkapazität und SOC werden in Tabelle 14 dargestellt.

Ein Elektroauto ist nicht permanent an der Ladestation eingesteckt und kann daher nicht permanent geladen werden, d.h. es ist nicht permanent verfügbar. Aus diesem Grund werden für jedes Elektroauto Verfügbarkeitszeiten definiert, während denen das Auto geladen werden kann. Die Zeiten werden mit Hilfe einer selbst definierten Häufigkeitsverteilung per Zufall definiert. Die Verteilungen sind jeweils für ein ganzes Jahr in 1/4h Auflösung, d.h. jeder Tag kann individuelle Verfügbarkeitszeiten haben. Somit ist für jedes Auto definiert, wann es für die Ladestation verfügbar ist.



4 Simulation von Gebäuden im Netz

4.1 Erzeugung von Gebäudelastgängen

Um mehrere Lastflusssimulationen von einem bestimmten Netz, jedoch mit unterschiedlicher Parametrisierung durchzuführen, wird jedes Gebäude im Netz einzeln modelliert. Anschliessend wird mithilfe eines, in Matlab programmierten, Load-Profile-Generator (LPG) für jedes Gebäude ein Gebäudelastprofil erzeugt. Der hier beschriebene Load-Profile-Generator ist dabei nicht zu verwechseln mit dem Loadprofile Generator aus [19]. Die Parameter jedes Gebäudes können frei und unterschiedlich eingestellt werden. Dadurch kann ein und dasselbe Netz in unterschiedlicher Variation simuliert werden. Als Input für den LPG werden die verschiedenen Bedarfs- und Bereitstellungsprofile der verschiedenen Lasten benötigt, sowie zusätzliche Informationen über die Lasten, wie beispielsweise die Leistung der Last oder deren Speicherfähigkeit in Kapitel 3.2 beschrieben. Abbildung 7 veranschaulicht das Konzept der Modellierung.

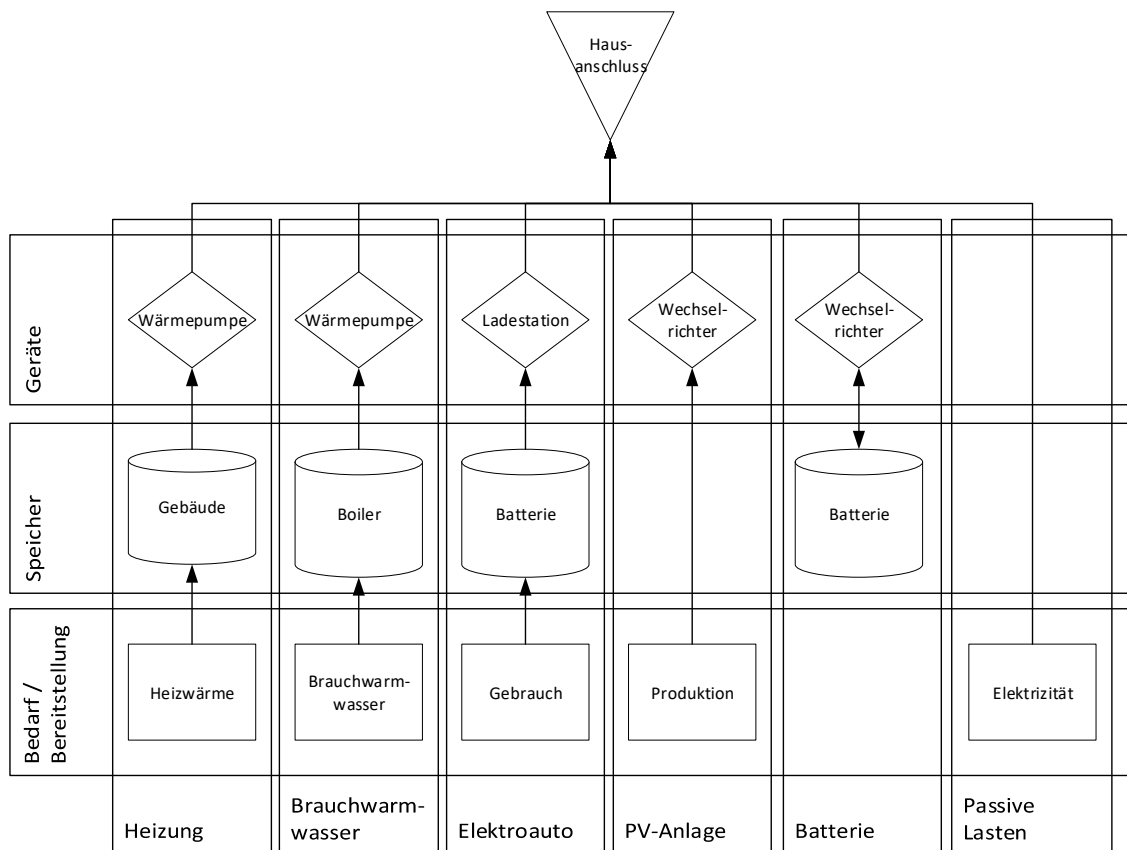


Abbildung 7: Konzept der Modellierung. Der Bedarf bzw. die Bereitstellung werden jeweils durch Profile in 1/4 h Auflösung modelliert. Die einzelnen Geräte des Gebäudes führen so zu einem Lastprofil für das Gebäude.

Der jeweilige Gerätespeicher kann genutzt werden um die Bedarfsseite von der Netzseite zu entkoppeln und definiert somit den Freiheitsgrad für ein individuelles Scheduling. D.h. die Wärmepumpe muss nicht permanent heizen, der Bedarf kann auch temporär mit dem Speicher



gedeckt werden. Natürlich verfügt nicht jedes Gebäude über alle oben genannten Geräte. D.h. es muss für jedes Gebäude vorgegeben werden, welche von den Geräten vorhanden sind. Diese Verteilung ist in Kapitel 0 u.f.f. beschrieben. Wie nun die Freiheitsgrade der vorhandenen Geräte genutzt werden ist abhängig von der Steuerungsmethode.

4.1.1 Referenzsteuerung

Die Referenzsteuerung bildet das Verhalten eines heutigen Wohngebäudes ab. Es ist kein Optimierungsalgorithmus o.ä. implementiert. Es wird lediglich versucht den Bedarf mit den Vorhanden Mitteln zu decken, ohne dabei die geltenden Grenzwerte zu über- bzw. unterschreiten. Dabei agiert jede Last des Gebäudes unabhängig von den anderen Lasten. Die Abbildung 8 zeigt das Verhalten der Referenzsteuerung am Beispiel eines Wohngebäudes mit Wärmepumpe.

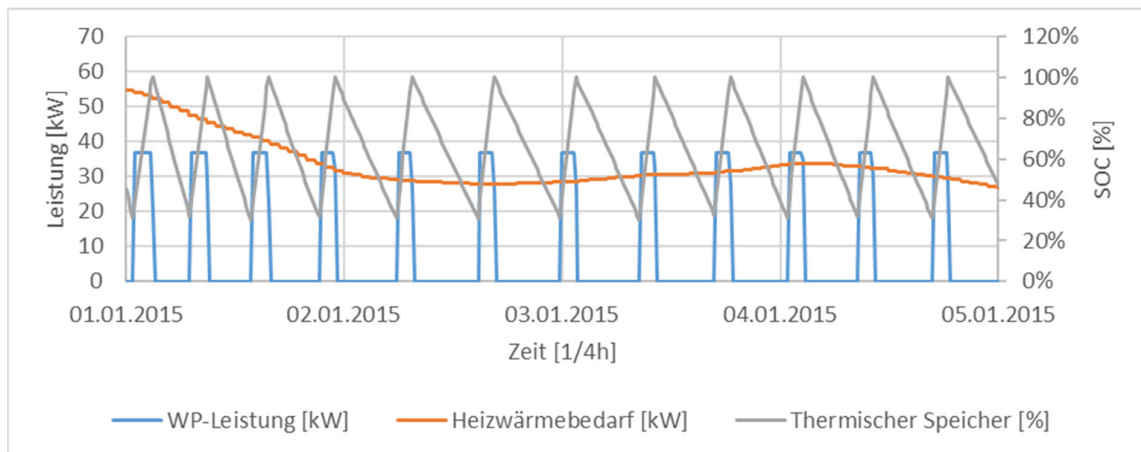


Abbildung 8: Funktionsweise der Referenzsteuerung am Beispiel einer Wärmepumpe. Ist der Bedarf hoch, wird die Wärmepumpe in kürzeren Intervallen eingeschaltet. Ist der Bedarf niedrig, sind die Ausschaltzeiten der Wärmepumpe länger.

Die Wärmepumpe heizt den thermischen Speicher bis zum Maximum auf und wartet dann bis sich der Speicher unter einen gewissen Schwellenwert abgesenkt hat, bevor sie ihn wieder aufheizt. Die Referenzsteuerung nimmt also keine Rücksicht auf den Strompreis oder die Netzbelastung.

Dieses Verfahren ist ein Abbild der heutigen Situation wie sie vielerorts vorherrscht. Die Warmwasseraufbereitung erfolgt in der Nacht nach vorgegebenen Schalttabellen der Rundsteuerung. Allfällig vorhandene Batteriespeicher laden bei lokaler Überproduktion und entladen im Fall, dass der Verbrauch die Produktion übersteigt.

4.1.2 Eigenverbrauchsoptimierung

Hier ist ein Optimierungsalgorithmus vorhanden; dieser versucht die Stromkosten möglichst niedrig zu halten. D.h. das Optimierungsziel sind möglichst tiefe Stromkosten. Da unterschiedliche Strompreise vorgegeben werden können, kann das Verhalten der Steuerung beeinflusst werden. Ein Tarif, bei welchem der Preis für das Beziehen von Strom stets teurer ist, als der Preis für das Einspeisen von Strom, wird zu einer Eigenverbrauchsoptimierung führen. Für die Erzeugung der Gebäudelastgänge sind die Stromkosten jedoch nicht relevant und werden deshalb hier nicht genauer erörtert. Die Strompreise sind nur das Werkzeug, um bei der Steuerung das gewünschte Verhalten zu erzeugen.



Für die Optimierung werden die Freiheitsgrade von den verschiedenen Geräten genutzt. Berücksichtigt werden dabei alle verfügbaren Lasten und deren Freiheitsgrade gleichzeitig. Bei der Eigenverbrauchssteuerung ist das Ziel, soviel von der eigenen PV-Produktion wie möglich direkt innerhalb des Gebäudes zu verwenden. Jedoch können nicht alle Lasten beeinflusst werden (z.B. Haushaltsstromprofil). Jedoch kann mit Hilfe der Freiheitsgrade der steuerbaren Lasten das Lastprofil der nicht-steuerbaren Lasten ausgeglichen werden.

Die Abbildung 9 veranschaulicht dieses Verhalten. Es ist ersichtlich wie die Lasten (bspw. das Laden des Elektroautos) so optimiert werden, dass möglichst viel von der PV-Produktion direkt selbst verbraucht wird. Auch die Batterie wird zur Erhöhung des Eigenverbrauchsgrades genutzt. Dadurch kann (für das abgebildete Beispiel) die gesamte, von der PV-Anlage produzierte Elektrizität direkt innerhalb des Gebäudes genutzt werden.

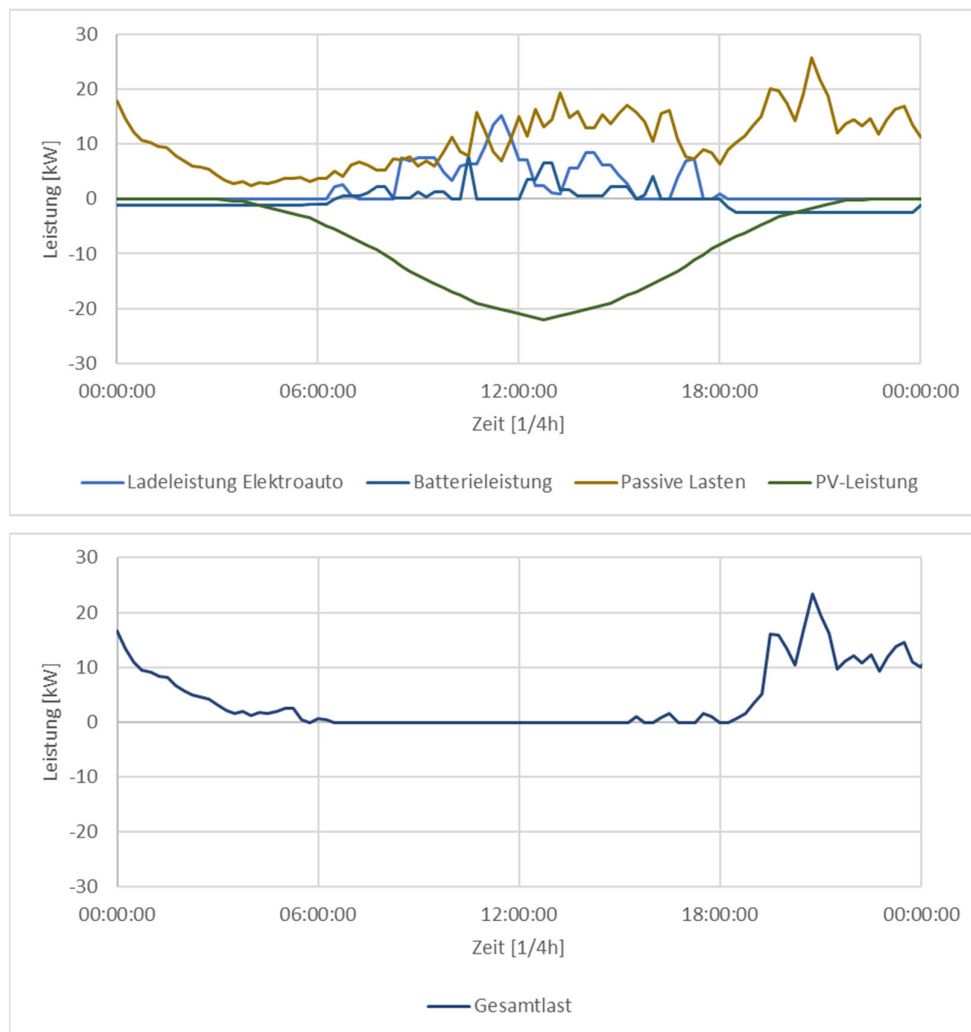


Abbildung 9: Funktionsweise der Eigenverbrauchsoptimierung am Beispiel PV mit Batterie und Elektroauto. Oben die einzelnen Lasten und Quellen, unten die resultierende Gesamtlast. Die gesamte PV-Produktion wird innerhalb des Gebäudes verwendet. Dies ist durch gezieltes umverteilen der Lasten innerhalb des Gebäudes möglich. Während des beispielhaft gezeigten Tages, ist das Elektroauto tagsüber permanent an der Ladestation eingesteckt und kann geladen werden.



4.1.3 Leistungsoptimierung

Die Leistungsoptimierung erfolgt nach demselben Prinzip wie im vorangehenden Kapitel beschrieben. Jedoch wird durch einen differenzierten Strompreis mit Leistungstarif ein anderes Verhalten hervorgerufen. Bei diesem ist das Ziel, das Leistungsmaximum im Bezug elektrischer Energie zu minimieren. Die Optimierung erfolgt ideal, im Wissen über Verbrauch und Produktion mit einem Zeithorizont über die nächsten 24 h.

Abbildung 10 veranschaulicht das Prinzip der Leistungssteuerung. Die Abbildung zeigt dasselbe Gebäude am selben Tag wie im Beispiel der Eigenverbrauchssteuerung (Abbildung 9). Es ist gut ersichtlich, dass hier nicht versucht wird, so viel PV-Strom wie möglich zu beziehen. Sondern das Ziel ist, Leistungsspitzen zu minimieren und so ein ausgeglichenes Lastprofil zu erzeugen.

Um eine Lastflusssimulation von einem Netz zu machen, wird von jedem Gebäude innerhalb des Netzes ein Gebäudelastgang benötigt. Diese werden von dem LPG sequenziell generiert. Dabei kann die Steuerungsmethode von Gebäude zu Gebäude variieren.

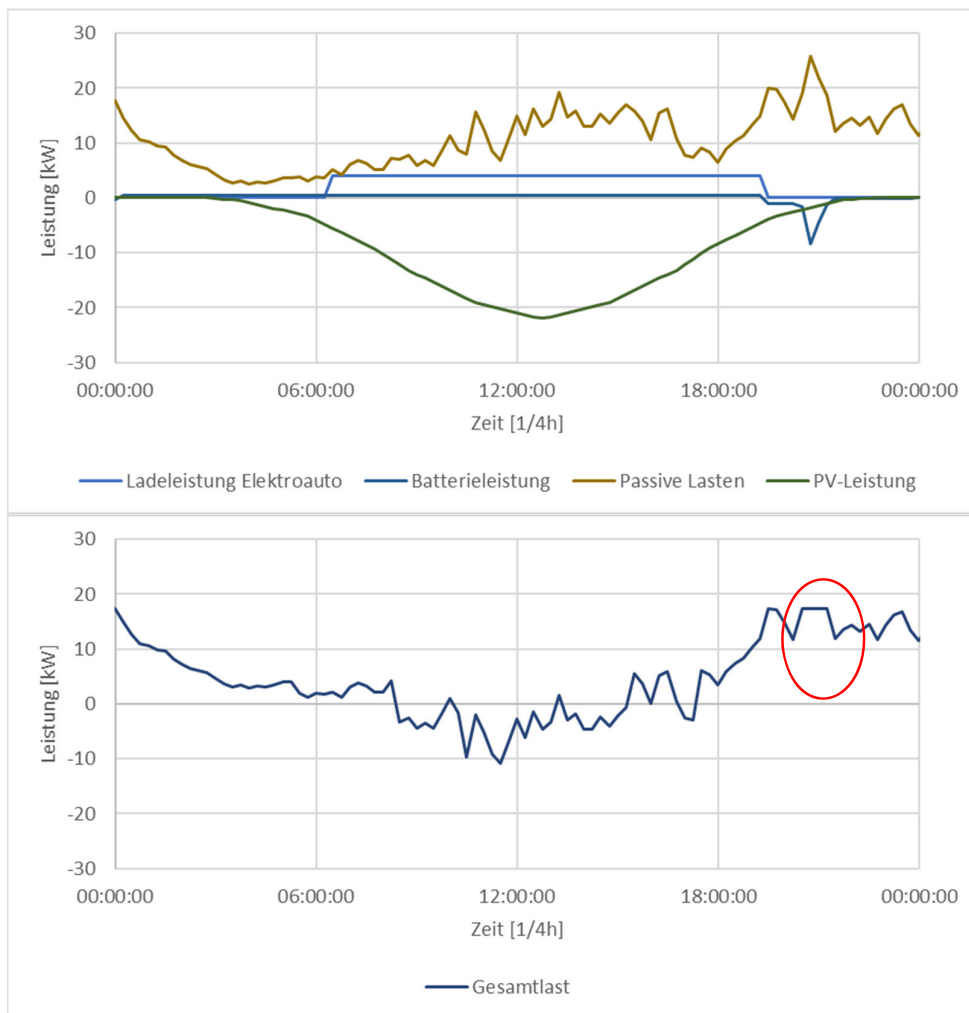


Abbildung 10: Funktionsweise des LPG am Beispiel PV mit Batterie und Elektroauto mit Leistungssteuerung. Oben die einzelnen Lasten und Quellen, unten die resultierende Gesamtlast. Die Leistungssteuerung führt zu einem ausgeglichenen Lastgang. Leistungsspitzen werden reduziert (roter Kreis).



4.1.4 Vergleich der Energiemanagementmethoden

Der direkte Vergleich der untersuchten Energiemanagementmethoden verdeutlicht deren unterschiedliche Charakteristik. Dazu wird hier beispielhaft ein Vergleich von vier Simulationsfällen aus dem Szenario 2050 des Hirzbrunnen-Netz angestellt. Dazu werden die folgenden Simulationsfälle miteinander verglichen:

- Basisszenario: dieser Simulationsfall bildet die Vergleichsbasis innerhalb des Szenarios. 50% der «sinnvollen Gebäude» verfügen über eine Eigenverbrauchsoptimierung, die restlichen Gebäude haben die Referenzsteuerung. «Sinnvolle Gebäude» umfasst all jene Gebäude, welche eine eigene PV-Anlage besitzen und dadurch überhaupt erst Eigenverbrauchsoptimierung betreiben können.
- Referenz: hier werden alle Gebäude über die Referenzsteuerung kontrolliert. Es wird also keine Optimierung betrieben.
- Eigenverbrauchs- (EV) Optimierung: in diesem Simulationsfall verfügen sämtliche Gebäude über eine Eigenverbrauchsoptimierung.
- Leistungsoptimierung: in diesem Simulationsfall verfügen sämtliche Gebäude über eine Leistungsoptimierung.

Folgendes gilt es zu bemerken: Die Eigenverbrauchsoptimierung kann nur bei Gebäuden mit eigener Produktion wirken und auch nur dann, wenn Produktion vorhanden ist. Ansonsten hat die Eigenverbrauchsoptimierung kein Optimierungsziel. Dadurch ist die Wirkung der Eigenverbrauchsoptimierung beschränkt. Dies im Gegensatz zu der Leistungsoptimierung. Diese hat bei allen Gebäuden mit steuerbaren Lasten und zu jedem Zeitpunkt ein Optimierungsziel.

In Abbildung 11 sind die Gesamtlastprofile der vier Simulationsfälle für den Zeitbereich von einem Jahr zu sehen. Das Lastprofil des Basisszenarios wird vom Referenzfall und den anderen Simulationsfällen verdeckt. Es ist ersichtlich, dass die Leistungsoptimierung ein sehr ausgeglichenes Lastprofil erzeugt. Im Gegensatz zu der Referenzsteuerung, welche sehr viele Leistungsspitzen generiert. Diese Leistungsspitzen führen partiell sogar zu einer Überlastung des Transformators.

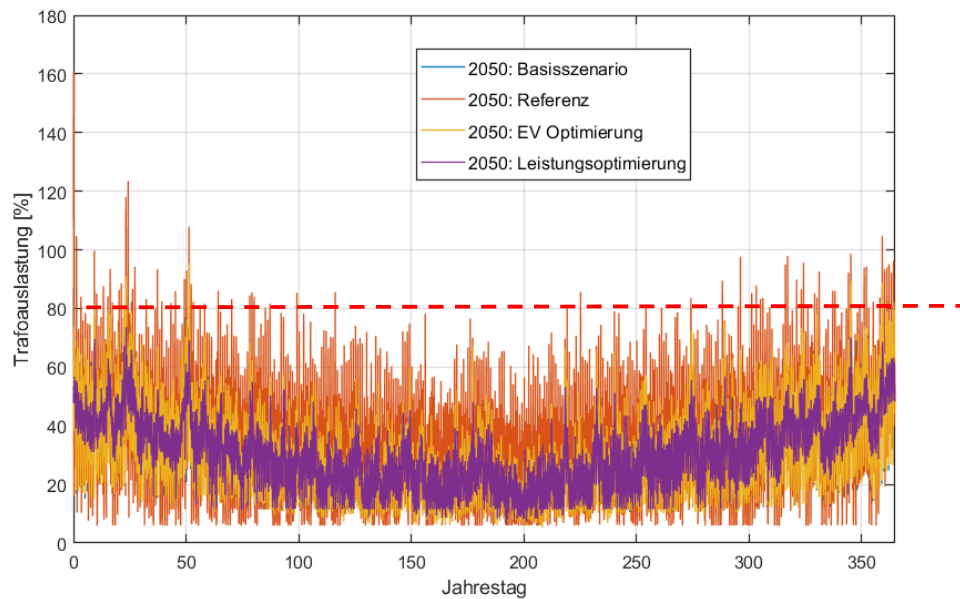


Abbildung 11: Vergleich der Lastprofile aus den Simulationsergebnissen über den gesamten analysierten Zeitbereich eines Jahres. Die Auflösung beträgt 15 min. Verglichen werden: Lastgang des Basisszenarios (blau), Lastgang alle Gebäude mit Referenzsteuerung (rot), Lastgang alle Gebäude mit Eigenverbrauchsoptimierung (gelb) und Lastgang alle Gebäude mit Leistungsoptimierung (violet). Die rot gestrichelte Linie markiert die maximale Trafoauslastung.

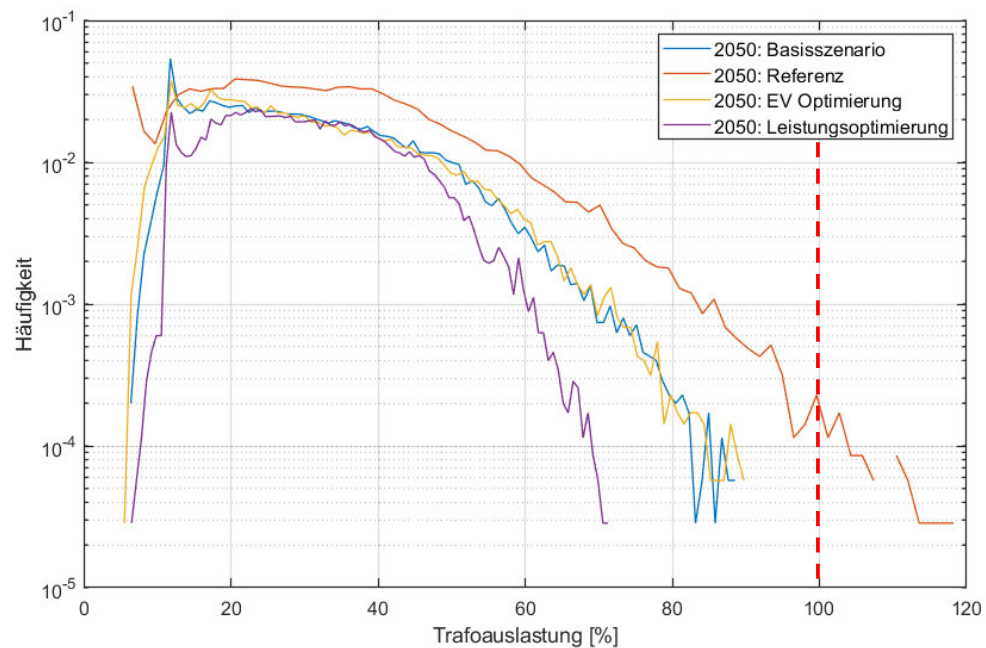


Abbildung 12: Wahrscheinlichkeitsdichte der stochastisch generierten und aggregierten Gesamtlastgänge. Die Daten umfassen den gesamten analysierten Zeitbereich von einem Jahr mit einer Auflösung von 15 min. Die rot gestrichelte Linie markiert die maximale Trafoauslastung.



Im oben gezeigten Histogramm (Abbildung 12) sind die Häufigkeiten der Leistungen der verschiedenen Lastprofile aufgetragen. Dabei ist ersichtlich, dass die Leistungsoptimierung die niedrigsten Leistungsspitzen erzeugt. Die Eigenverbrauchsoptimierung weist ein ähnliches Verhalten wie das Basisszenario auf. Dies weil das Basisszenario bereits Gebäude mit Eigenverbrauchsoptimierung hat und deshalb nicht mehr viel Optimierungspotential zur Eigenverbrauchsoptimierung vorhanden ist.

4.2 Modellvalidierung

4.2.1 Hirzbrunnen

Zur Validierung des LPG werden reale Messdaten vom modellierten Netz herangezogen. Die Messdaten stammen von IWB aus dem Netz Hirzbrunnen. Um zu überprüfen, ob der LPG plausible Lastprofile generiert, wird wie folgt vorgegangen. Zunächst werden die einzelnen Gebäudelastprofile mittels dem LPG generiert. Dabei wird eine Parametrisierung gewählt, welche möglichst dem aktuellen Zustand des Netzes entspricht. Im Fall Hirzbrunnen bedeutet das: keine Optimierungsalgorithmen, sehr wenige Wärmepumpen und Boiler (da viel Fernwärme), keine Elektroautos, dafür mehrere PV-Anlagen. Sind alle Gebäudelastprofile für das Netz generiert, können diese zu einem Gesamtlastgang aufsummiert werden. Dieser wird anschliessend mit den Messdaten verglichen (Abbildung 13).

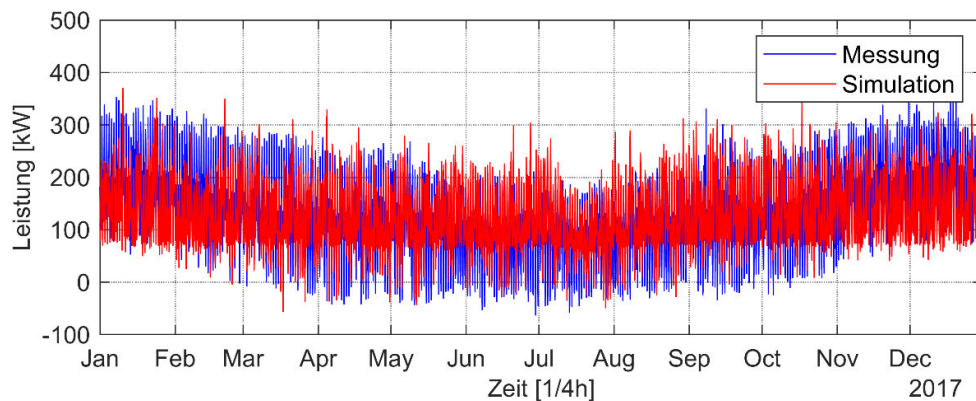


Abbildung 13: Vergleich des simulierten Lastprofils (rot) mit dem gemessenen Lastgang (blau) über den gesamten analysierten Zeitbereich eines Jahres. Die Auflösung beträgt 15 min.

Es zeigt sich, dass der simulierte Lastgang, im Vergleich zu den Messungen, nahezu keine saisonalen Schwankungen aufweist. Das Lastprofil der Simulation besteht überwiegend aus nicht steuerbaren Lasten. Bei diesen nicht steuerbaren Lasten werden saisonale Effekte nicht berücksichtigt, was sich auf das simulierte Gesamtlastprofil überträgt. Für die Belastung des Netzes sind jedoch vor allem Maxima und Minima ausschlaggebend und nicht saisonale Schwankungen und die sind für Simulation und Messung sehr ähnlich. Der Tagesverlauf der beiden Profile weist eine grosse Ähnlichkeit auf, was in Abbildung 14 gezeigt wird.

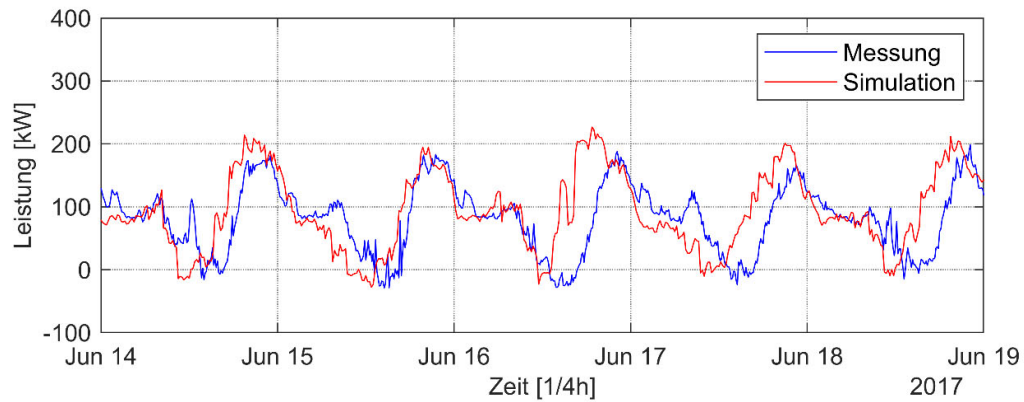


Abbildung 14: Vergleich des stochastisch generierten und aggregierten Gesamtlastgangs des Netzes Hirzbrunnen mit der Messung am Ortsnetztransformator. Das Beispiel umfasst einen Bereich von 5 willkürlich gewählten Tagen.

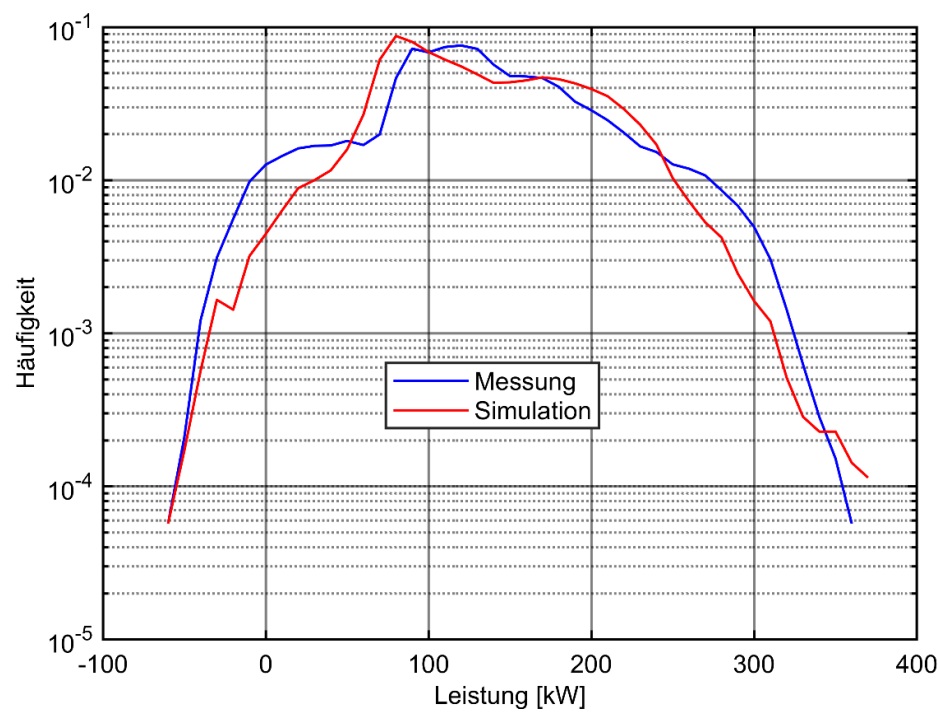


Abbildung 15: Wahrscheinlichkeitsdichte des stochastisch generierten und aggregierten Gesamtlastgangs des Netzes Hirzbrunnen im Vergleich mit der Messung am Ortsnetztransformator. Die Daten umfassen den gesamten analysierten Zeitbereich von einem Jahr mit einer Auflösung von 15 min (35'040 Datenpunkte).

Die Wahrscheinlichkeitsdichte der Leistung zeigt eine ähnliche Form für die Messung wie auch für die Simulation (Abbildung 15). Insbesondere liegt eine hohe Übereinstimmung der Extremwerte auf beiden Seiten des Spektrums vor.

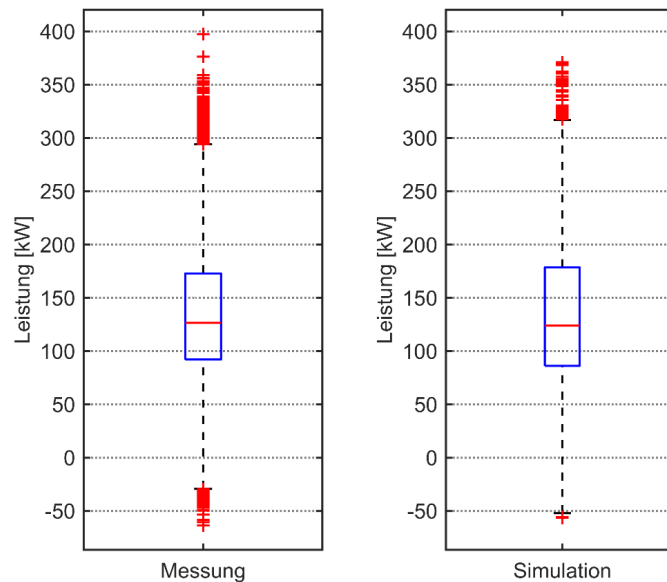


Abbildung 16: Boxplots des stochastisch generierten und aggregierten Gesamtlastgangs des Netzes Hirzbrunnen im Vergleich mit der Messung am Ortsnetztransformator. Die Daten umfassen den gesamten analysierten Zeitbereich von einem Jahr mit einer Auflösung von 15 min (35040 Datenpunkte).

Die Boxplots von Simulation und Messung weisen ebenfalls ein ähnliches Aussehen auf (Abbildung 16). Der Median (rote Linie) stimmt überein und auch der Bereich 25 - 75 % (blaue Box) weist eine ähnliche Verteilung auf.

Aufgrund dieser Vergleiche kann davon ausgegangen werden, dass das Modell nahe bei der Realität liegt und somit eine reale Belastung für das Netz simuliert wird. Auch kann davon ausgegangen werden, dass dieses Modell eine plausible Ausgangslage für die weiteren Simulationen bildet und als Vergleichsreferenz gewählt werden kann.

4.2.2 VEiN

Beim VEiN-Netz in Rheinfelden ist das Vorgehen zur Validierung des Modells, dasselbe wie beim Netz Hirzbrunnen aus dem vorhergehenden Kapitel. Eine Besonderheit des VEiN-Netz stellt die Migros dar. Diese ist, mit einem Bedarf von rund 1'800 MWh, der mit Abstand grösste Verbraucher in diesem Verteilnetz und repräsentiert rund 48% des gesamten Energiebedarfs dieses Verteilnetzes. Somit wird das Lastprofil des VEiN-Netzes auch klar durch die Migros dominiert. Aus diesem Grund wird die Validierung des Modells für das VEiN-Netz unter anderem auch ohne die Migros gemacht. Dies ist möglich, da für die Migros Messdaten vorhanden sind, welche es erlauben, die Effekte der Migros zu filtern.

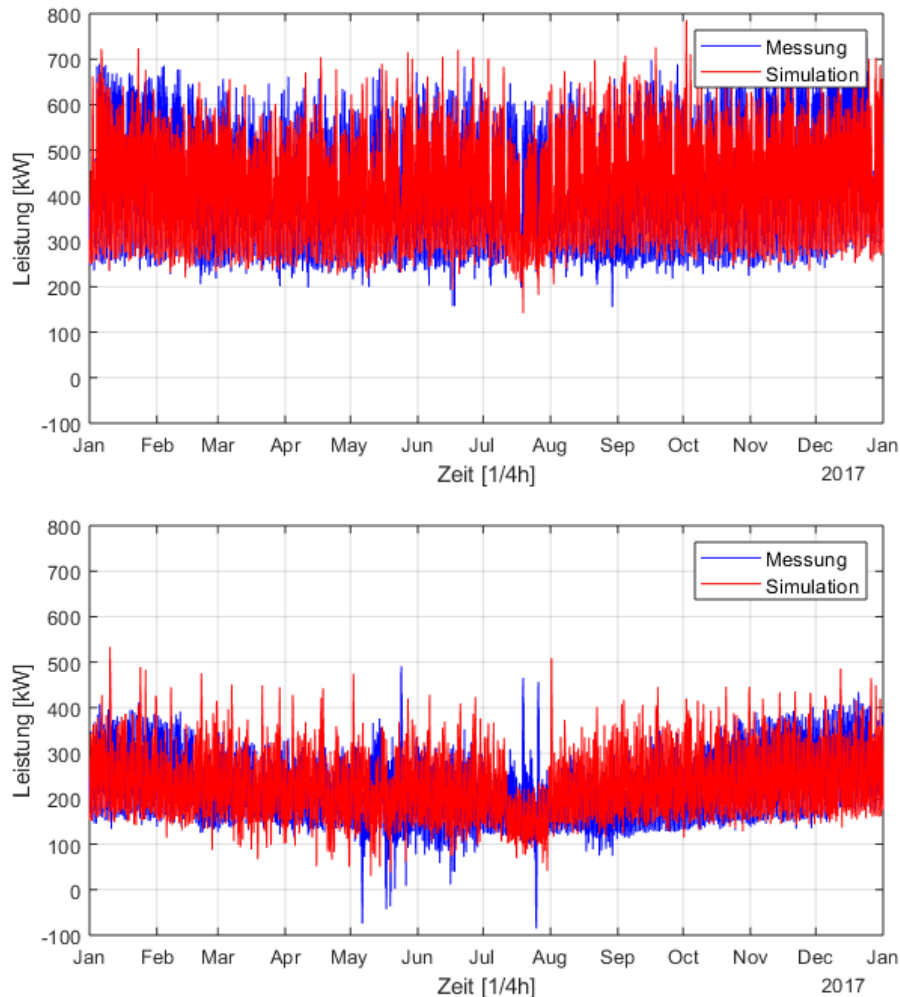


Abbildung 17: Vergleich des simulierten Lastprofils (rot) mit dem gemessenen Lastgang (blau) über den gesamten analysierten Zeitbereich eines Jahres. Die Auflösung beträgt 15 min. Die ober Abbildung ist inklusive der Migros, die untere Abbildung ist exklusiv der Migros.

In der oben gezeigten Abbildung 17 werden die Simulationsergebnisse mit den Messdaten verglichen. Einmal inklusive Migros (oben) und einmal exklusiv Migros (unten). Die Dominanz der Migros ist klar ersichtlich. Dies hat zur Folge, dass Abweichungen in der Modellbildung weniger gut sichtbar sind. Deshalb ist der Vergleich ohne die Migros umso wichtiger. Auch die folgenden Histogramme veranschaulichen die Unterschiede von mit zu ohne Migros deutlich.

In der Häufigkeitsverteilung (Abbildung 18) sowie im Boxplot (Abbildung 19) ist ersichtlich, dass im Modell weniger Produktion vorhanden ist, im Vergleich zu den Messungen. Im Modell gibt es keine Rückspeisung, in den Messdaten hingegen schon. Dies lässt sich auf gewisse Experimente, welche im VEiN-Netz, während dem Erfassungszeitraum gemacht wurden, zurückführen. Dabei wurde mit einer mobilen Einspeisevorrichtung zu verschiedenen Zeitpunkten an verschiedenen Orten im Netz grössere Leistungen eingespeist [16].

Diese Effekte bildet das Modell absichtlich nicht ab, da sie nichts mit der hier untersuchten Bewertungsmethode gemein haben und diese auch nicht beeinflussen sollen.

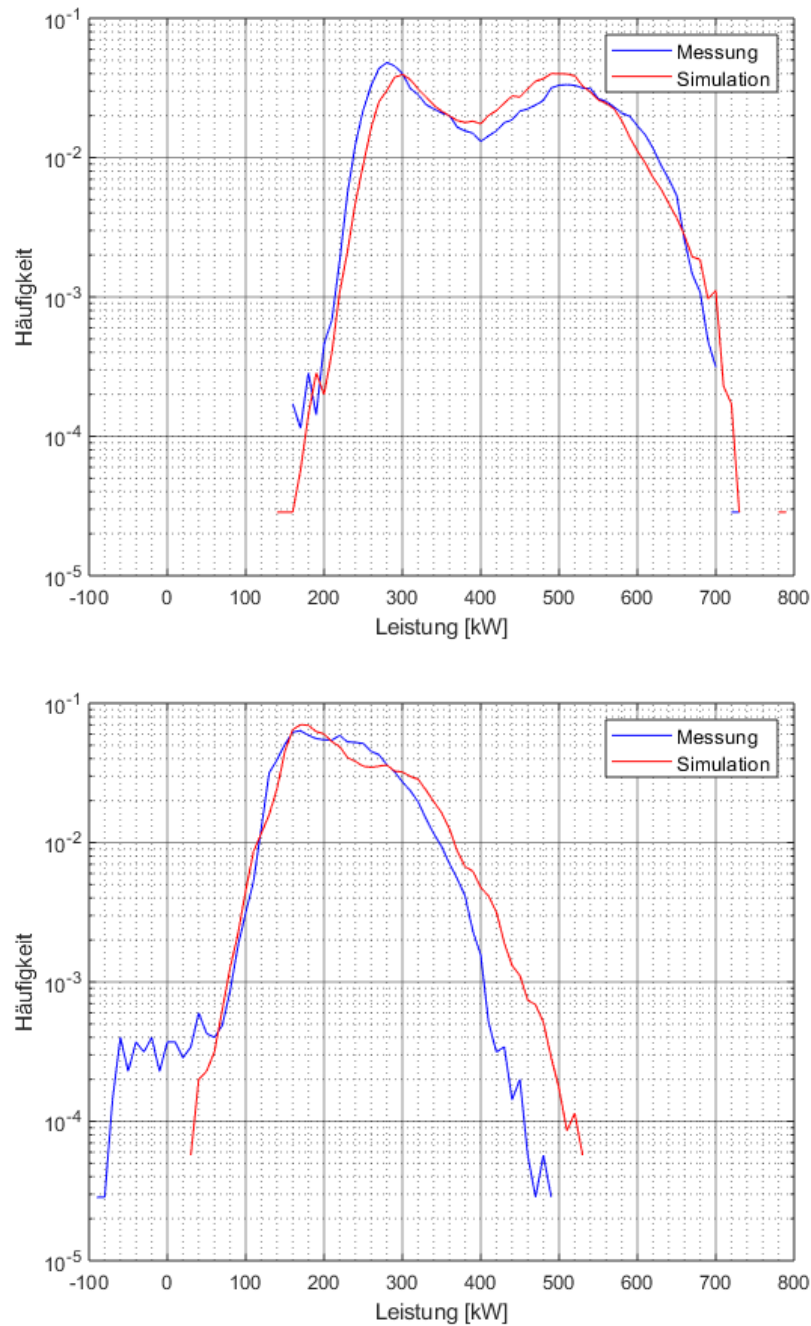


Abbildung 18: Wahrscheinlichkeitsdichte des stochastisch generierten und aggregierten Gesamtlastgangs des VEiN-Netzes im Vergleich mit der Messung am Ortsnetztransformator. Die Daten umfassen den gesamten analysierten Zeitbereich von einem Jahr mit einer Auflösung von 15 min (35'040 Datenpunkte). In der oberen Grafik ist die Migros enthalten, in der unteren nicht.

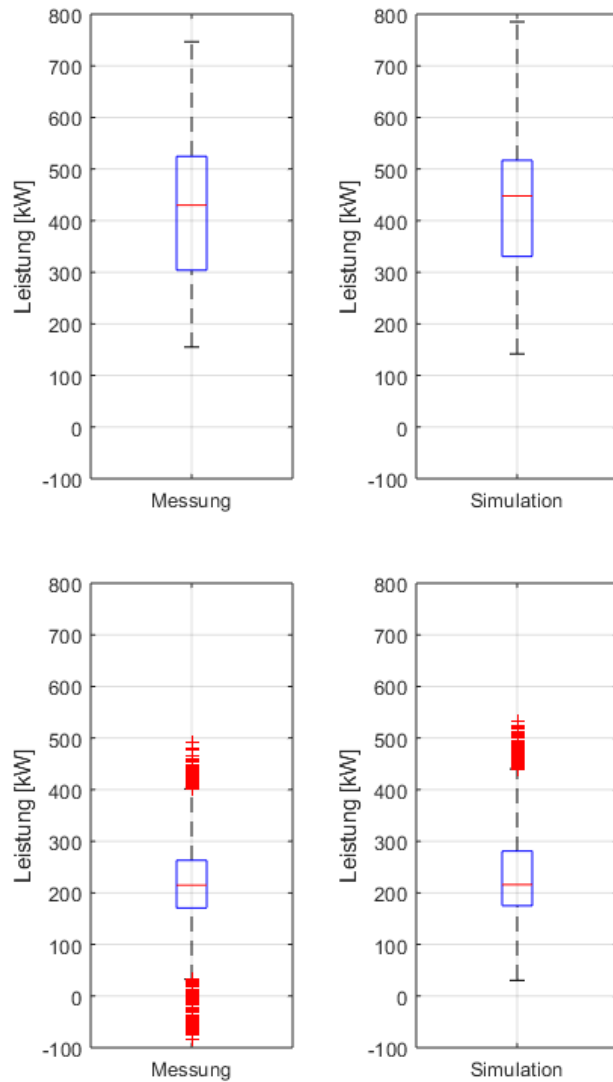


Abbildung 19: Boxplots des stochastisch generierten und aggregierten Gesamtlastgangs des VEiN-Netzes im Vergleich mit der Messung am Ortsnetztransformator. Die Daten umfassen den gesamten analysierten Zeitbereich von einem Jahr mit einer Auflösung von 15 min (35040 Datenpunkte). In der oberen Grafik ist die Migros enthalten, in der unteren nicht.

Die Vergleiche zeigen eine gute Übereinstimmung des Modells mit den Messdaten und plausibilisieren somit das Modell. Auch hier bildet dieses Modell die Grundlage für weitere Simulationen. Auch dient dieser Simulationsfall als Vergleichsreferenz.

4.3 Netzmodellierung und Simulation

Die Bestimmung der Netzdienlichkeit basiert auf einer Lastflusssimulation über den Zeitbereich eines vollen Jahres mit einer Auflösung von 15 min. Die Lastprofile sämtlicher Hausanschlüsse (siehe Kapitel 4) werden ins Netzmodell integriert und daraus die Lastflüsse, Ströme und Spannungen für sämtliche Knoten und Leitungssegmente im Netz berechnet.

Die Lastflussrechnung wird mit dem Softwarepaket Pandapower durchgeführt [32]. Die Python-Bibliothek lässt eine sehr flexible, automatisierte Berechnung und Auswertung der Daten zu. Die Netztopologie eines ausgesuchten Netzes (Hirzbrunnen) wird zu diesem Zweck von Neplan [33] nach Pandapower konvertiert (siehe auch Abbildung 20). Der Vergleich beider Lastflussrechner in einem willkürlichen Zeitpunkt ergibt eine Übereinstimmung mit sehr hoher Genauigkeit sämtlicher interessierender Grössen wie Knotenspannungen, Ströme sowie Auslastungen der Betriebsmittel. Die Abweichungen liegen für alle deutlich unter 1 ‰. Somit ist der Nachweis erbracht, dass die Netztopologie in Kombination mit dessen Parametrierung korrekt übertragen wird, sowie dass die Rechnung innerhalb von Pandapower dieselben Ergebnisse wie Neplan liefert.

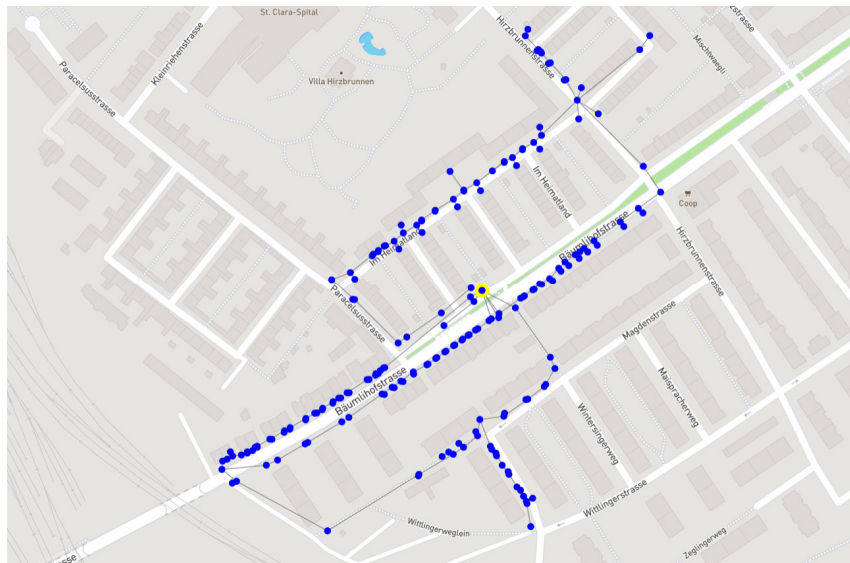


Abbildung 20: Grafische Darstellung des Netzmodells auf NE 7 im Versorgungsbereich der IWB. Gelb: speisender Ortsnetztransformator, blau: Netzknoten und Hausanschlüsse.

Basierend auf der Bibliothek zur Lastflussrechnung wird ein erweitertes Tool implementiert, welches Lastprofildaten sämtlicher Gebäude aus einer Datenbank einliest, die Lastflussrechnung für ein beliebiges Zeitintervall ausführt, sowie neben zusätzlichen Funktionen zur Datenspeicherung und Visualisierung vor allem die Kenngrößen der Netzdienlichkeit vollautomatisiert berechnet.

Abbildung 21, Abbildung 22 und Abbildung 23 zeigen beispielhaft die Resultate auf, welche die Lastflussrechnung liefert. Diese Daten sind die Grundlage zur Berechnung der Kenngrössen welche die Netzdienlichkeit des simulierten Gebäudeparks quantifizieren.

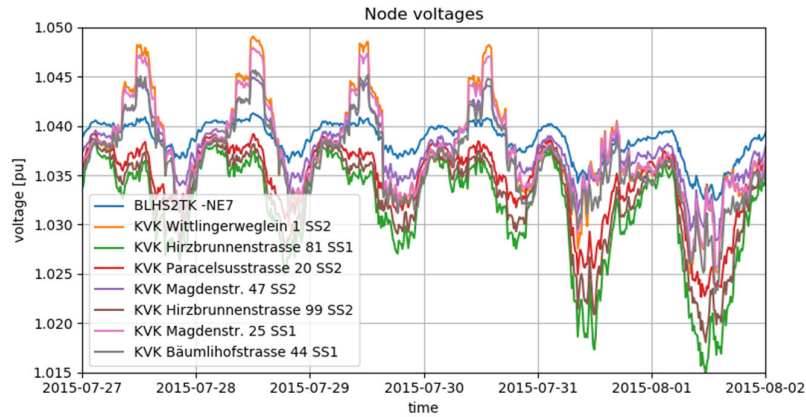


Abbildung 21: Resultierende Knotenspannungen der Kabelverteilkästen für eine Auswahl von 6 Tagen im Sommer.

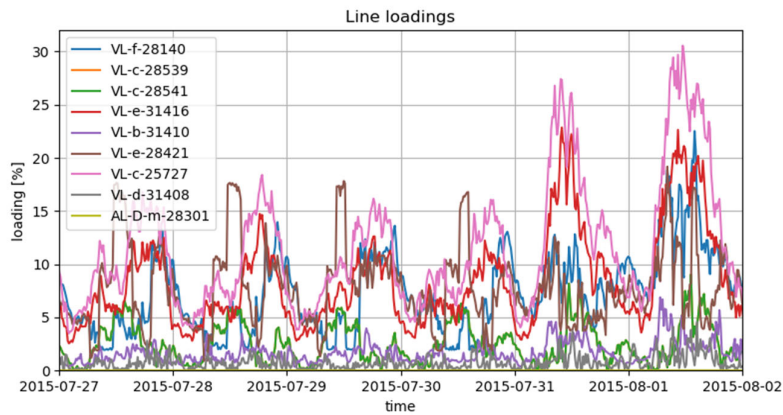


Abbildung 22: Resultierende Leitungsauslastungen für eine Auswahl von zentralen Leitungen an 6 Tagen im Sommer.

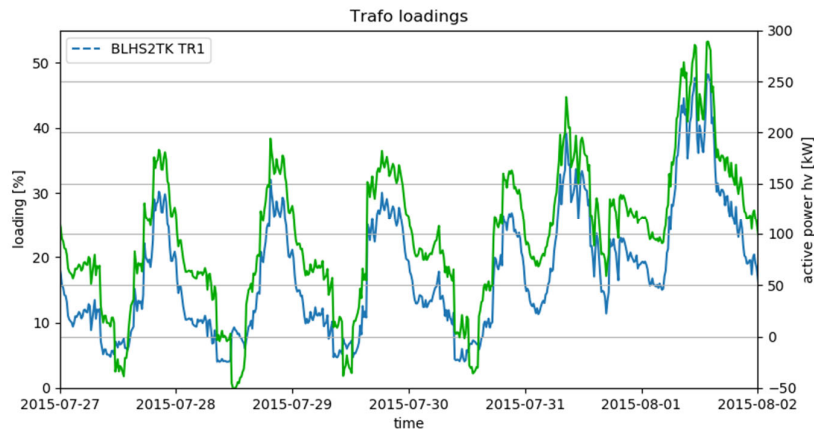


Abbildung 23: Auslastung (linke Skala, blau) und Wirkleistungsfluss (rechte Skala, grün) am Ortsnetztransformator für eine Auswahl von 6 Tagen im Sommer. Über die Mittagszeit wird an vier Tagen eine Inversion des Leistungsflusses über den Transformator ersichtlich.



4.4 Kenngrössen der Netzdienlichkeit

Für die Bewertung der Netzdienlichkeit werden folgende Kenngrössen ausgewertet. Die Auswertung basiert auf den generierten Daten der Netzsimulation über den Zeitraum eines vollen Jahres (siehe auch Kapitel 4.3):

1. **Abgeregelte Energie E_{lim} :** Diese Kenngrösse beschreibt den Energieverlust der netzinternen PV Produktion welcher durch Abregelung der Produktionsanlagen entsteht.
Berechnungsgrundlage: Der Zeitpunkt innerhalb des simulierten Zeitintervalls mit der höchsten Knotenspannung im gesamten Netz wird identifiziert. Falls zu diesem Zeitpunkt der maximal zulässige Spannungshub im Netz von 3% überstiegen wird [34], werden sämtliche PV-Anlagen proportional auf den Wert abgeregelt, welcher das erlaubte Spannungsband maximal ausnutzt. Die abgeregelte Energie entspricht dem Produktionsverlust, welcher dadurch entsteht, dass sämtliche Produktionsanlagen während des gesamten Jahres auf diese maximale Produktion limitiert werden.
2. **Maximaler Spannungshub U_{max} :** Dieser Wert entspricht dem maximalen Spannungshub zwischen den Netzknoten und dem Einspeisepunkt des Ortsnetztransformators.
3. **Maximaler Spannungsfall U_{min} :** Dieser Wert entspricht dem maximalen Spannungsabfall zwischen den Netzknoten und dem Einspeisepunkt des Ortsnetztransformators.
4. **Maximale Transformatorauslastung L_{max}^{trafo} :** Dieser Wert entspricht der maximalen Auslastung des Ortsnetztransformators während des simulierten Zeitintervalls.
5. **Maximale Leitungsauslastung L_{max}^{line} :** Dieser Wert entspricht der maximalen Leitungsauslastung sämtlicher Leitungssegmente im Netz während des simulierten Zeitintervalls.
6. **Mittlerer monatlicher Spitzenwert der Residuallast P_{max}^{res} :** Dieser Wert entspricht dem Mittelwert der monatlichen Spitzenwerte der transformierten Wirkleistung am Ortsnetztransformator über die Dauer des simulierten Zeitintervalls. Den Verteilnetzbetreiber werden typischerweise Kosten verrechnet in Abhängigkeit der monatlichen Spitzenleistung am Anschlusspunkt zum Übertragungsnetz. Diese Kenngrösse widerspiegelt den Anreiz diese Kosten und somit die Belastung des Übertragungsnetzes zu minimieren.
7. **Autarkiegrad A :** Der Eigenversorgungsgrad A entspricht dem Autarkiegrad des Niederspannungsnetzes. Der Wert ist definiert als

$$A = \frac{E_{prod} - E_{fb}}{E_{cons}}$$

Dabei steht E_{prod} für die netzintern produzierte Energie, E_{fb} für die ans übergeordnete Netz abgegebene resp. zurückgespiesene Energie und E_{cons} für die netzintern konsumierte Energie. Es wird der gesamte simulierte Zeitraum berücksichtigt für die Energieangaben.

8. **Eigenverbrauchsgrad E :** Der Eigenverbrauchsgrad E beschreibt den Anteil der netzintern produzierten Energie, welcher auch netzintern verbraucht wird:

$$E = \frac{E_{prod} - E_{fb}}{E_{prod}}$$

Dabei steht E_{prod} für die netzintern produzierte Energie und E_{fb} für die ans übergeordnete Netz abgegebene resp. zurückgespiesene Energie. Es wird der gesamte simulierte Zeitraum berücksichtigt für die Energieangaben.

Um die Abhängigkeit der resultierenden Kenngrössen vom zufälligen Charakter der Lastprofilgenerierung innerhalb des Simulationsmodells zu entkoppeln, werden bei der Berechnung obiger Maximalwerte (Kenngrössen 2. bis 5.) nicht die Jahresmaximalwerte sondern jeweils die Mittelwerte der Maximalwerte an zehn verschiedenen Tagen im Jahr verwendet.



4.5 Parameter des energetischen Gebäudedesigns

Der Architekt resp. der Planer eines Gebäudes hat verschiedene Möglichkeiten den energetischen Haushalt des Gebäudes zu gestalten und damit speziell das elektrische Lastprofil des Gebäudes zu beeinflussen. Dabei kann es sich um die Planung eines Neubaus oder auch um die energetische Sanierung eines bestehenden Gebäudes handeln.

Die energetischen Parameter, welche als Eingangsgrößen zur Beurteilung der Netzdienlichkeit herangezogen werden, sind im Folgenden aufgelistet:

- a. **Jahresenergieverbrauch nicht-steuerbarer Lasten E_{pl} :** Dieser Parameter fasst den Energieverbrauch sämtlicher elektrischer Lasten im Gebäude zusammen, deren Betriebszeiten nicht aktiv gesteuert oder geregelt werden. Dazu gehören z.B. Lasten wie Licht, Kochherd und TV.
- b. **PV Nennleistung P_N :** Dieser Parameter beschreibt die Nennleistung einer vorhandenen PV-Anlage des Gebäudes.
- c. **Batterie E_{bat} :** Dieser Parameter definiert die Kapazität eines vorhandenen Batteriespeichers.
- d. **Brauchwarmwasser E_{dhw} :** Dieser Parameter ist gegeben durch die thermische Kapazität des Brauchwarmwasserspeichers.
- e. **Elektrischer Verbrauch Wärmepumpe E_{hp} :** Dieser Wert ist gegeben durch den elektrischen Jahresverbrauch der Wärmepumpe.
- f. **Thermische Kapazität Wärmepumpe E_{kap} :** Dieser Parameter beschreibt die thermische Kapazität des beheizten Gebäudes umgerechnet auf den elektrischen Verbrauch. Es handelt sich dabei um die Flexibilität der Heizung innerhalb der Komfortzone der Bewohner des Hauses. Der Wert definiert den Freiheitsgrad einer aktiven Optimierung der Wärmepumpe bezüglich des elektrischen Lastganges.
- g. **Anzahl elektrischer Fahrzeuge N_{EV} :** Dieser Wert definiert die Anzahl elektrischer Fahrzeuge, welche zum Gebäude gehören und lokal geladen werden.

Weiter werden die obigen Parameter im Kontext der Optimierungsverfahren des verwendeten Energiemanagementsystems analysiert (vergleiche Kapitel 4). Für die vorliegende Studie werden drei Optimierungsverfahren unterschieden.



5 Ergebnisse und Diskussion

5.1 Entwicklung der Bewertungsmethode

Die Entwicklung einer Bewertungsmethode für Wohngebäude ist das übergeordnete Ziel dieses Projekts. In diesem Abschnitt wird der Ansatz beschrieben, welchen wir als Grundlage für die Bewertung vorschlagen.

Die Ursachen, innerhalb eines Wohngebäudes, welche die Netzzurückwirkungen hervorrufen sind gegeben durch deren Last- resp. Erzeugungsprofile. Die physikalischen Gesetzmässigkeiten des Netzes verknüpfen die Gebäudelast im Allgemeinen durch ein System nichtlinearer Gleichungen mit den resultierenden Strömen und Spannungen im Netz oder vereinfacht gesagt mit dem Netzzustand.

Der Ansatz für die Bewertung basiert auf folgender Feststellung: Niederspannungsnetze sind im Allgemeinen so aufgebaut, dass sich darin eine grössere Anzahl Wohngebäude befinden. Ein einzelnes Wohngebäude hat deshalb nur eine kleine Auswirkung auf die zentralen Grössen im Netz, welche dessen Auslastung beschreiben. Dazu gehören die Spannungen und Ströme im Netz und indirekt damit verknüpft die Kenngrössen der Netzdienlichkeit (siehe Kapitel 4.4). Für kleine Auswirkungen bietet sich die Methode der Sensitivitätsanalyse (SA) an, als Basis zur Beschreibung der Netzzurückwirkungen eines Gebäudes.

5.1.1 Sensitivitätsanalyse

Mathematische Modelle von realen Systemen (medizinisch, physikalisch, ...) basieren meist auf einer Vielzahl von komplexen, nichtlinearen und gekoppelten Gleichungssystemen. Voraussetzung für eine sinnvolle Analyse dieser Gleichungssysteme ist ein umfangreiches Verständnis des Einflusses der Eingangsvariablen x auf die betrachteten Ausgangsgrössen y .

Die lokale Sensitivitätsanalyse untersucht den Einfluss von Faktoren bei einem bestimmten Funktionswert einer Ausgangsvariable y . Dieser Arbeitspunkt des Systems kann zum Beispiel bei einem lokalen Optimum oder im vorliegenden Verwundungsfall eine bestimmte Netzsituation resp. Szenario abbilden. Grundsätzlich wird dabei untersucht, welche Auswirkungen kleine Änderungen der Faktoreinstellungen auf die Ausgangsvariablen haben. Die Sensitivitätsanalyse wird oft angewendet, wenn der Zusammenhang zwischen Eingangsgrössen und Ausgangsgrössen linear ist. Da im vorliegenden Anwendungsfall davon ausgegangen werden kann, dass die Auswirkungen eines einzelnen Gebäudes auf die netzspezifischen Kenngrössen klein sind, darf das Modellverhalten in erster Näherung als linear betrachtet werden.

In vielen Bereichen, sowie auch im vorliegenden Anwendungsfall werden lineare Approximationsmodelle der folgenden Grundform eingesetzt:

$$y_i = y_{i,0} + \sum_{j=1}^{n_e} s_{ij} \cdot x_j + \varepsilon_i$$

Für diesen Modelltyp gibt es eine Vielzahl von Methoden, um den Einfluss eines Faktors x_j auf die Ausgangsvariable y_i zu bestimmen. Hier stehen die Ausgangsvariablen y_i für die netzspezifischen Kenngrössen (1. bis 8. in Kapitel 4.4) und x_j sind die Eingangsgrössen, welche das energetische Design des Gebäudes charakterisieren (a. bis g. in Kapitel 4.5). $y_{i,0}$ ist die Ausgangsvariable im vordefinierten Arbeitspunkt resp. Szenario. ε_i steht für die Abweichung des statistischen Modells zum realen Messwert. s_{ij} ist der Sensitivitätskoeffizient der Eingangsgrösse j auf Ausgangsgrösse i :



$$s_{ij} = \frac{\partial y_i}{\partial x_j} \quad (12)$$

Abbildung 24 veranschaulicht den Zusammenhang zwischen Eingangsgrösse und Ausgangsgrösse am Beispiel der Auswirkung einer (zusätzlichen) PV-Anlage der Nennleistung $\Delta P_N (= x_j)$ im Netz. Die Anlage hat einen Einfluss auf den maximalen Spannungshub $U_{max} (= y_i)$, welcher verbreitet limitierend auf die maximale Aufnahmefähigkeit dezentraler Erzeugungsanlagen in Verteilnetzen wirkt. Auf der x-Achse steht P_N für die kumulierte Nennleistung aller PV-Erzeugungsanlagen im Netz, wobei die drei eingezeichneten Szenarien heute, 2035 und 2050 drei verschiedenen Zubauszenarien repräsentieren. Der maximale Spannungshub im unveränderten Szenario ($\Delta P_N = 0$) wird in der Abbildung mit $U_{max,0}^{2050} (= y_{i,0})$ bezeichnet.

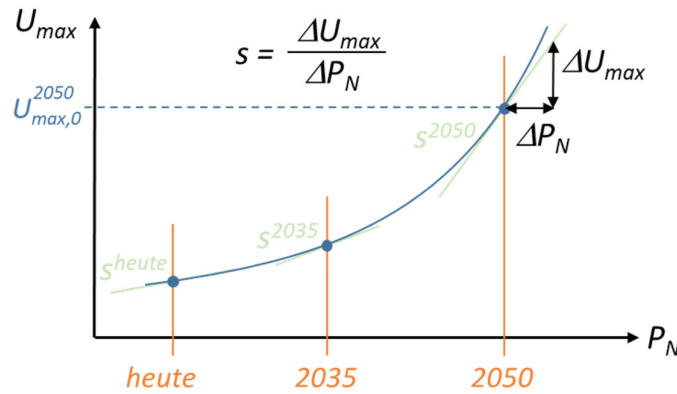


Abbildung 24: Veranschaulichung des Sensitivitätskoeffizienten s in drei Netzszenarien (heute, 2035 und 2050). Der Sensitivitätskoeffizient beschreibt die Auswirkung der Änderung der verbauten PV-Nennleistung ΔP_N auf den maximalen Spannungshub U_{max} im Netz. Freie Darstellung.

5.1.2 Normierung

Um die Netzdienlichkeit verschiedener Gebäudekategorien (z.B. Gebäude mit unterschiedlicher Anzahl Wohnungen) miteinander vergleichen zu können, ist eine Normierung der berechneten Ausgangsgrössen auf ein Referenzgebäude derselben Kategorie nötig. Das Referenzgebäude repräsentiert das Durchschnittsgebäude im Netz, skaliert auf dieselbe Energiebezugsfläche wie das Testgebäude welches bewertet wird. Die normierte, vorzeichenbehaftete Veränderung der Kenngrösse Δy_i^{norm} kann somit wie folgt geschrieben werden:

$$\Delta y_i^{norm} = \frac{\Delta y_i - \Delta y_i^{ref}}{\Delta y_i^{ref}} = \frac{y_i - y_i^{ref}}{\Delta y_i^{ref}}$$

Die Veränderung der Kenngrösse durch das Referenzgebäude Δy_i^{ref} wird errechnet basierend auf der anteilmässigen Gesamtabweichung der Ausgangsvariable zur Energiebezugsfläche EBF des Gebäudes. Dies entspricht somit der Auswirkung einem Durchschnittsgebäude im Netz mit definierter Energiebezugsfläche EBF:

$$\Delta y_i^{ref} = (y_{i,0} - 0) \cdot \frac{EBF_{geb}}{EBF_{tot}}$$

$y_{i,0}$ ist die Ausgangsvariable im Arbeitspunkt des Basisszenarios. EBF_{tot} ist die kumulierte Energiebezugsfläche aller Gebäude im Netz und EBF_{geb} ist die Energiebezugsfläche des bewerteten. Für das Beispiel der Trafobelastung ist Δy_i^{ref} die maximale Transformatorbelastung, anteilmässig



skaliert für die Energiebezugsfläche des zu bewertenden Gebäudes. Der Wert entspricht also dem Einfluss eines Durchschnittsgebäudes mit gleicher Energiebezugsfläche wie das bewertete Gebäude.

5.1.3 Gewichtungsfunktion

Die Auswirkungen auf Ausgangsgrößen resp. die Kenngrößen der Netzdienlichkeit können in normierten Form direkt miteinander verglichen werden. Zur Bewertung der Netzdienlichkeit als einzelne Zielgrösse müssen die unterschiedlichen Kenngrößen je nach Netzsituation unterschiedlich gewichtet werden. Zum Beispiel kann eine grosse Spannungsanhebung verursacht durch eine Erzeugungsanlage in einem bestimmten Netz oder in einem bestimmten Szenario unbedenklich sein, da im Netz genügend Reserven vorhanden sind oder da dieses Netz eine kleine Anzahl bestehender Erzeugungsanlagen aufweist. In einer anderen Situation oder in einem anderen Netz könnte aber eine kleine Spannungsanhebung bereits die vorgegebenen Grenzwerte überschreiten. Der maximale Spannungshub müsste daher in letzterer Situation ein hohes Gewicht haben gegenüber den anderen, vielleicht unkritischen Kenngrößen.

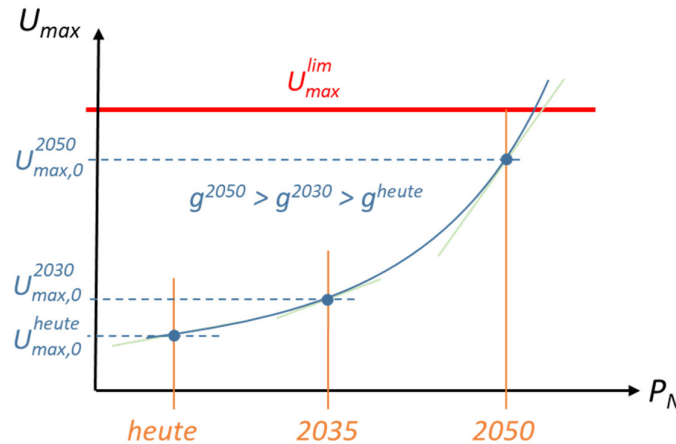


Abbildung 25: Veranschaulichung der Methodik zur Gewinnung der Gewichtungsfunktion. Das Gewicht g einer Kenngrösse steigt, je mehr sich eine Kenngrösse einer Netzlimitierung nähert. Im Bild sinkt das Gewicht der Kenngrösse U_{max} mit dem Abstand zu U_{max}^{lim} . Freie Darstellung.

Die Gewichte können in Abhängigkeit vom Abstand zur Netzlimitierung entweder linear oder exponentiell wachsend definiert werden. Die zwei Gewichtungsfunktionen können wie folgt geschrieben werden:

$$g_i^{lin} = \frac{1}{n_a} \cdot \frac{y_i}{y_i^{lim}} \quad (13)$$

$$g_i^{exp} = \frac{1}{n_a} \cdot \left(2^{\frac{y_i}{y_i^{lim}}} - 1 \right) \quad (14)$$

n_a steht dabei für die Anzahl Kenngrößen, welche in die Bewertung einfließen. Für einige der Kenngrößen, wie z.B. der abgeregelten Energie oder dem Autarkiegrad können keine Limiten definiert werden. Die Definition eines Gewichts ist in solchen Fällen eher eine Frage der gesellschaftspolitischen Zielstellung. Für den Fall des Autarkiegrads wird der Eigenverbrauchsgrad E



des Geamtnetzes als Gewicht g_A herangezogen. Der Eigenverbrauchsgrad beschreibt den Anteil der netzintern produzierten Energie, welcher netzintern verbraucht wird:

$$E = \frac{E_{prod} - E_{fb}}{E_{prod}} = g_A.$$

Dabei steht E_{prod} für die netzintern produzierte Energie und E_{fb} für die ans übergeordnete Netz abgegebene resp. zurückgespiessene Energie. Somit hat der Autarkiegrad A des Netzes ein hohes Gewicht solange der Eigenverbrauch im Netz ebenfalls hoch ist. Wird im Netz übermässig Energie produziert, muss diese Energie von übergeordneten Netzebenen aufgenommen werden, was als weniger netzdienlich betrachtet werden kann und was mit einem reduzierten Eigenverbrauchsgrad einhergeht. Für die Gesamtbewertung der Netzdienlichkeit B eines Gebäudes folgt:

$$B = \sum_{i=1}^{n_a} g_i \cdot \Delta y_i^{norm} = \sum_{i=1}^{n_a} \frac{g_i}{\Delta y_i^{ref}} \cdot \left(\sum_{j=1}^{n_e} s_{ij} \cdot x_j - \Delta y_i^{ref} \right)$$

n_a und n_e stehen dabei für die Anzahl Ausgangsgrössen und Eingangsgrössen (siehe Kapitel 4.4 und 4.5). Die Bewertung ist vorzeichenbehaftet und unlimitiert. In der Praxis werden aber kaum Werte ausserhalb des Bereichs $[-1, 1]$ auftreten.

5.2 Simulationsfälle

Die in Kapitel 5.1.1 beschriebene Sensitivitätsanalyse liefert Sensitivitätskoeffizienten des Netzmodells. Abbildung 26 stellt die komplette Matrix grafisch dar. Die Sensitivitätsmatrix muss für jedes Szenario, jeden Netztyp sowie jede Steuerungsmethode individuell berechnet werden.

Die einzelnen Koeffizienten werden aus der Auswertung verschiedener Simulationsfälle gewonnen. Dabei wird jeweils ein Gebäudeparameter, welcher einer Eingangsgrösse entspricht, für alle Gebäude im Netz verändert (Δx_j). Dies bewirkt eine Änderung aller oder einzelner Ausgangsgrössen resp. Kenngrössen im Netz (Δy_i). Aus der Änderung der Ausgangsgrössen können die Sensitivitätskoeffizienten wie folgt berechnet werden (siehe auch Gleichung (12)) :

$$s_{ij} = \frac{\partial y_i}{\partial x_j} \cong \frac{\Delta y_i}{\Delta x_j} \quad (15)$$

Aus der Sensitivitätsanalyse einer einzelnen Eingangsgrösse (Δx_j), d.h. aus einem einzelnen Simulationsfall, können alle Sensitivitätskoeffizienten einer Zeile in Abbildung 26 bestimmt werden. Das bedeutet, es sind n_e Simulationsfälle nötig zur Bestimmung der ganzen Matrix.

Wie sich eine Änderung einer Eingangsgrösse (zum Beispiel die Kapazität einer Pufferbatterie) auf den Lastgang des Gebäudes und somit auch auf die Netzdienlichkeit auswirkt, wird stark von der angewendeten Steuerungsmethode beeinflusst. Deshalb wird die Sensitivitätsmatrix immer spezifisch für eine bestimmte Steuerungsmethode bestimmt. Dies multipliziert die Anzahl notwendiger Simulationsfälle mit drei, der Anzahl untersuchter Steuerungsmethoden.



(netz- und szenariospezifische) Sensitivitätsmatrix s_{ij}		Ausgangsgrössen y_i :							
		Kenngrössen der Netzkompatibilität							
		Abgeregelte Energie E_{lim}	Max. Spannungshub U_{max}	Max. Spannungsfall U_{min}	Max. Transformatorauslastung $L_{Trafo, max}$	Max. Leitungsauslastung $L_{line, max}$	Mittlerer monatlicher Spitzenwert der Residuallast $P_{res, max}$	Eigenversorgungsgrad A	Eigenverbrauchsgrad E
Eingangsgrössen x_i : Designparameter Testgebäude	Jahresenergieverbrauch nicht steuerbarer Lasten E_{pl}	s_{11}	s_{12}	s_{13}	...				
	PV Nennleistung P_N	s_{21}	s_{22}	...					
	Batterie E_{bat}	s_{31}	...						
	Brauchwarmwasser E_{dhw}	...							
	Elektrischer Verbrauch Wärmepumpe E_{hp}								
	Thermische Kapazität Wärmepumpe E_{kap}								
	Anzahl elektrischer Fahrzeuge N_{EV}								

Abbildung 26: Sensitivitätsmatrix s_{ij} , welche die lineare Verknüpfung zwischen $n_e = 7$ Eingangsgrössen x_j und $n_a = 8$ Ausgangsgrössen y_i definiert (siehe auch Gleichung (12)).

5.3 Gebäudebewertung

Die Stärke des in Kapitel 5.1 und 5.2 entwickelten Bewertungsverfahrens liegt darin, dass mit einer begrenzten Anzahl Netzsimulationen, über alle Wohngebäude im Netz gemittelte Sensitivitätskoeffizienten errechnet werden können. Da der Einfluss von vielen Gebäuden innerhalb des Netzes auf die Kenngrössen berechnet wird, resultiert eine netzspezifische Bewertung und nicht eine Bewertung, welche an die genaue Verknüfungsposition des Gebäudes im Netz gebunden ist. Die Sensitivitätskoeffizienten werden für ein bestimmtes Netzszenario berechnet und erlauben somit die Bewertung der Netzdienlichkeit eines Testgebäudes für einen bestimmten Netztyp innerhalb eines definierten Szenarios. Die Bewertungsgrundlage lässt sich von einem oder wenigen berechneten Netzen auf generalisierte Netztypen übertragen.

Die Sensitivitätskoeffizienten s_{ij} bilden eine Matrix der Grösse ($n_a \times n_e = 8 \times 7$). Diese Matrix wird für jede Steuerungsmethode n_o bestimmt. Insgesamt wurden also für das Testnetz Hirzbrunnen, im Szenario «heute» 168 Koeffizienten berechnet ($n_a \times n_e \times n_o = 8 \times 7 \times 3 = 168$). Insgesamt wurden jedoch die Sensitivitätskoeffizienten für zwei Netze (Hirzbrunnen und VEiN) mit jeweils drei Szenarien berechnet, also rund 1008 Koeffizienten. Basierend auf dieser Matrix kann nun die Auswirkung der energetischen Planung eines Gebäudes auf die Kenngrössen der Netzdienlichkeit quantitativ abgeschätzt und bewertet werden.



Die Abbildung der Eingangsgrössen des Gebäudedesigns auf die Kenngrössen der Netzdienlichkeit wurde in Excel implementiert. Basis dafür ist die erwähnte Matrix der Sensitivitätskoeffizienten s_{ij} . Abbildung 27 zeigt einen Ausschnitt der Excel-Tabelle. Der Planer legt den Netztyp fest, in welchem das Bau- oder Sanierungsprojekt umgesetzt wird. Das ausgewählte Szenario legt das Umfeld und die Netzsituation fest, in welchen die Netzdienlichkeit des Gebäudes bestimmt werden soll. Das Optimierungsziel eines allfällig vorhandenen Energiemanagementsystems wird in der Bewertung auch berücksichtigt. Schliesslich muss der Planer die Eingangsgrössen des energetischen Designs festlegen (siehe auch Kapitel 4.5) womit die Auswirkungen auf die Ausgangsgrössen wie auch die Gesamtbewertung berechnet werden.

				Sensitivität		Normierung	
Netztyp				Hirzbrunnen 13-3		Hirzbrunnen 13-3	
Szenario				2035		2050	
Methode Laststeuerung				Leistungsoptimierung			
Bewertungskenngrösse						Abgeregelte Energie	
Einheit						Obere Spannungslimite	
Gebäudeparameter				Wert	Ersatz	Referenz	
Energiebezugsfläche [m ²]				160	-	-	
Jahresenergie andere Lasten [MWh]				3	0	3.64	0.00E+00
PV installierte Leistung [kW]				5	0	1.73	0.00E+00
Kapazität Batterie [kWh]				10	0	1.15	0.00E+00
Kapazität Brauchwarmwasser [kWh]				10	0	7.61	0.00E+00
Jahresverbrauch Wärmepumpe [MWh]				1.5	0	0.52	0.00E+00
Thermische Flexibilität Wärmepumpe [kWh]				15	0	10.46	0.00E+00
Anzahl Elektroautos [1]				1	0	0.50	0.00E+00
Gesamter Jahresenergieverbrauch [MWh]				7.15	0	5.51	
Gesamte Jahresenergieproduktion [MWh]				4.60	0	1.59	
Summe							0.00E+00
Basiswert							4.60E+03
Normalisierte Kenngrösse [%]							0.00
Gewicht [0-100]							50.00
Gewichtete Bewertung							0.00
Gesamtbewertung				29			

Abbildung 27: Implementierung des Bewertungsverfahrens in Excel (Ausschnitt). Gelb: Vom Planer auszufüllende Eingabefelder für das geplante Gebäude. Der Einfluss der Eingangsgrössen (Zeilen) auf die netzspezifischen Kenngrössen (nur zwei Spalten sichtbar) wird mittels der hinterlegten Sensitivitätskoeffizienten errechnet und aufsummiert. Die normierten und gewichteten Bewertungsgrössen erscheinen in der untersten, roten Zeile. Die Gesamtbewertung ergibt sich durch die Summe davon, im vorliegenden Fall resultiert die Endnote 29.

5.4 Diskussion der Resultate

Die aus der Sensitivitätsanalyse des Netzes errechneten Sensitivitätskoeffizienten bilden die Grundlage der Bewertung und quantifizieren den Einfluss einer Eingangsgrösse auf die Kenngrössen der Netzdienlichkeit. Abbildung 28 (Hirzbrunnen) und Abbildung 29 (VEiN) stellen anhand eines Beispielgebäudes die Bewertung in einem Balkendiagramm grafisch dar. Die Summe der normierten und gewichteten Einflüsse (farbkodierte Balken) auf die Ausgangsgrössen (Rubrikspalten) bilden die Gesamtbewertung ab. Die Resultate beziehen sich auf eine Gebäudespezifikation (siehe gelbe Eingabefelder in Abbildung 27) und gelten im Szenario «2035». Als Lastmanagementmethode wurde die Leistungsoptimierung vorausgesetzt (siehe auch Kapitel 4.5). Die folgenden Effekte in den unterschiedlichen Netzen werden direkt ersichtlich:



Hirzbrunnen	VEiN
<ul style="list-style-type: none">- Die abgeregelte Energie ist in diesem Szenario immer null. Die Aufnahmekapazität des Netzes für dezentrale Erzeugungsanlagen ist somit nicht erschöpft und es besteht kein Bedarf die netzweite Erzeugung in Extremsituationen zu drosseln.- Die PV-Anlage wirkt sich negativ auf den maximalen Spannungshub im Netz aus (d.h. die maximal erreichten Spannungen liegen näher an der oberen Spannungslimite).- Die Batterie hat einen positiven Effekt auf die Kenngrösse obere Spannungslimite und kompensiert somit die Wirkung der PV-Anlage nahezu.- Die PV-Anlage dominiert den Einfluss auf den netzweiten Autarkiegrad welcher wiederum den grössten Einfluss hat auf die Gesamtbewertung. Im vorliegenden Szenario ist der Selbstversorgungsgrad mit 17 % relativ klein, was dazu führt, dass die lokal erzeugte Energie praktisch vollumfänglich den Autarkiegrad erhöht.- Die maximale Trafobelastung sowie Leitungsbelastung werden durch die Wärmepumpe und die Elektroladestation negativ beeinflusst.- Eine lokale Batterie wie auch die PV-Anlage wirken sich positiv auf fast alle der Kenngrössen der Netzdienlichkeit aus.	<ul style="list-style-type: none">- Die dezentralen Erzeugungsanlagen im Netz müssen minimal gedrosselt werden, da sonst der Spannungshub zu gross ist. Die abgeregelte Energie ist in diesem Szenario jedoch noch nahezu null.- Die PV-Anlage wirkt sich stark negativ auf den maximalen Spannungshub im Netz aus (d.h. in diesem Fall, dass die Spannung die die obere Spannungslimite überschreitet). Die Batterie kann nur einen Teil der negativen Bewertung kompensieren.- Die PV-Anlage hat einen sichtbar positiven Einfluss auf den Autarkiegrad des Netzes.- Die nicht steuerbaren Lasten (andere Lasten) wirken sich auf die meisten Kenngrössen positiv aus, da das bewertete Gebäude verglichen mit dem durchschnittlichen Gebäude im Netz (Referenz) eine geringere Last aufweist.- Ein erhöhter Verbrauch der Wärmepumpen wirkt sich auf mehrere Kenngrössen negativ aus, am deutlichsten jedoch auf die untere Spannungslimite.

Als Gesamtbewertung für das gezeigte Szenario mit einer Leistungsoptimierung erhält das bewertete Gebäude im Netz Hirzbrunnen 29 Punkte und im VEiN-Netz 27 Punkte. Die Gesamtbewertung ist somit fast identisch, während sich die Einflüsse der einzelnen Eingangsgrössen auf die Bewertung deutlich unterscheiden. Im VEiN-Netz werden die Kenngrössen der Spannungslimiten mehr als doppelt so stark gewichtet wie im Netz Hirzbrunnen, was auf viel grössere Spannungsschwankungen und Verletzungen der Limiten zurückzuführen ist. Der Vergleich verdeutlicht, dass die Netzdienlichkeit des gleichen neuen Gebäudes je nach Netz stark unterschiedlich sein kann.

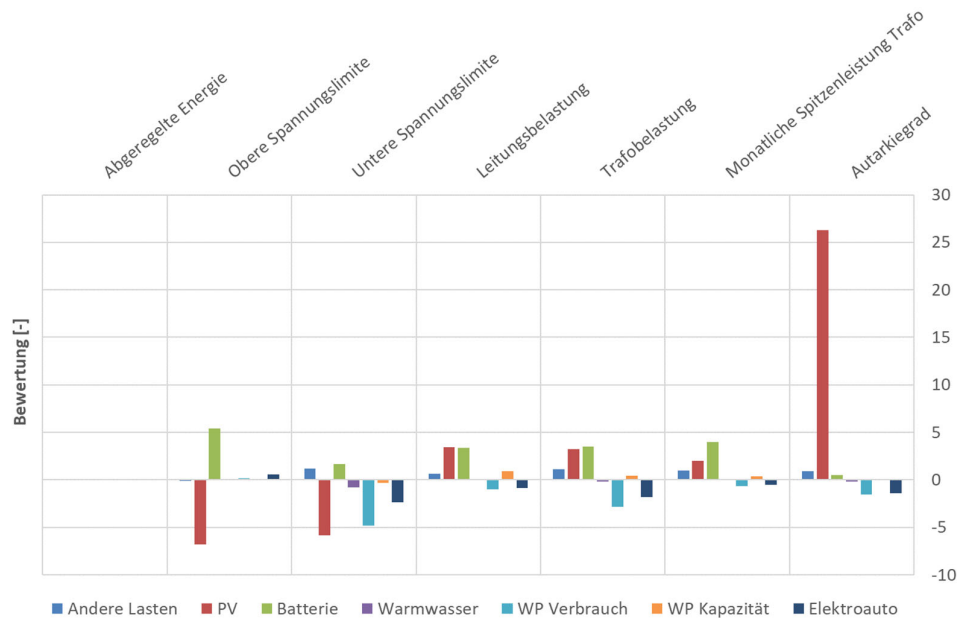


Abbildung 28: Hirzbrunnen (Gesamtbewertung 29 Punkte). Normierter und gewichteter Anteil der Eingangsgrössen (farbkodierte Balken) an den einzelnen Kenngrössen der Netzdienlichkeit (Rubriküberschriften) eines Beispielhaushalts. Zu erkennen ist der negative Einfluss der PV-Anlage auf den Spannungshub im Netz, jedoch auch der dominierende, positive Einfluss auf den Autarkiegrad. Die Flexibilität der Batterie wirkt sich auf sämtliche Kenngrössen positiv aus. Die Abbildung basiert auf der Steuerungsmethode Leistungsoptimierung für das Szenario 2035.

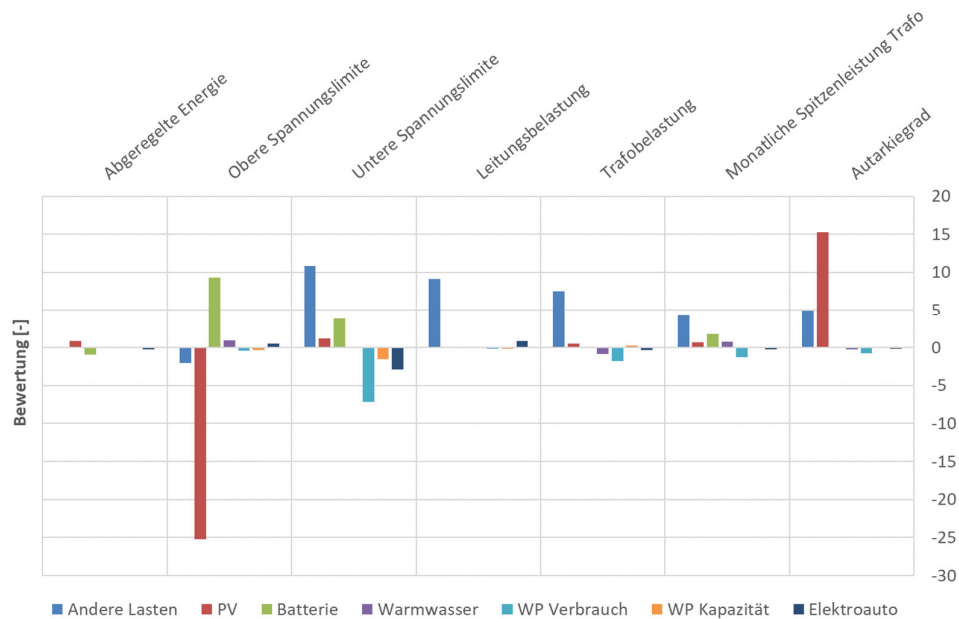


Abbildung 29: VEiN (Gesamtbewertung 27 Punkte). Normierter und gewichteter Anteil der Eingangsgrössen (farbkodierte Balken) an den einzelnen Kenngrössen der Netzdienlichkeit (Rubriküberschriften) eines Beispielhaushalts. Zu erkennen ist der negative Einfluss der PV-Anlage auf den Spannungshub im Netz sowie deren positiven Einfluss auf den Autarkiegrad. Die Flexibilität der Batterie wirkt sich positiv auf mehrere Kenngrössen aus. Die nicht steuerbaren Lasten wirken sich auf die meisten Kenngrössen positiv aus, da das bewertete Gebäude verglichen mit dem durchschnittlichen Gebäude (Referenz) eine kleinere Last aufweist. Die Abbildung basiert auf der Steuerungsmethode Leistungsoptimierung für das Szenario 2035.



Abbildung 30 (Hirzbrunnen) und Abbildung 31 (VEiN) zeigen die Entwicklung der Gebäudebewertung für ein Testgebäude über die drei simulierten Szenarien hinweg. Als Lastmanagement wurde die Referenzsteuerungsmethode verwendet, welche die heutige, vielerorts vorherrschende Situation mit durch Rundsteuerung aktivierte Lasten widerspiegelt. Vom Szenario heute bis 2050 verschlechtert sich die Gebäudebewertung. Dies ist auf den Umstand zurückzuführen, dass die allgemeine Netzbelastung resp. der allgemeine Energieverbrauch bis 2050 zunimmt und für einen gleichbleibenden positiven Effekt auf das Netz mehr Flexibilität nötig ist. Die Parametrisierung des Testgebäudes wurde jedoch für den Vergleich konstant gehalten (siehe gelb hinterlegte Gebäudeparameter in Abbildung 27).

Es ist ersichtlich, dass in beiden Netzen der Autarkiegrad einen positiven, über die Jahre abnehmenden Einfluss auf die Bewertung hat. Das Testgebäude wird im VEiN-Netz im Szenario 2035, im Netz Hirzbrunnen hingegen erst im Szenario 2050 mit einer negativen Netzdienlichkeit bewertet. Im VEiN-Netz ist deutlich zu sehen, dass die Spannungslimiten in allen Szenarien einen negativen Einfluss auf die Bewertung haben. Im Netz Hirzbrunnen hingegen ist erst ab dem Szenario 2050 eine deutliche negative Bewertung bei der unteren Spannungslimite erkennbar.

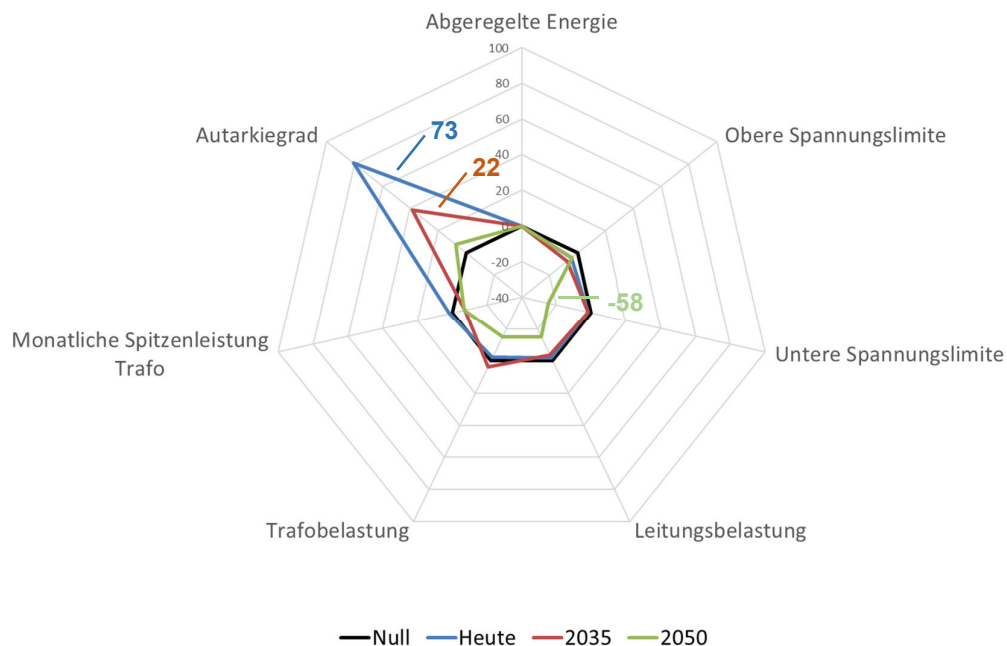


Abbildung 30: Hirzbrunnen. Entwicklung der Gebäudebewertung in der Zeit für die drei Szenarien Heute, 2035 und 2050. Die heutige positive Gebäudebewertung mit Referenzsteuerung verschlechtert sich bis 2050 und wird negativ verglichen mit dem Referenzgebäude.

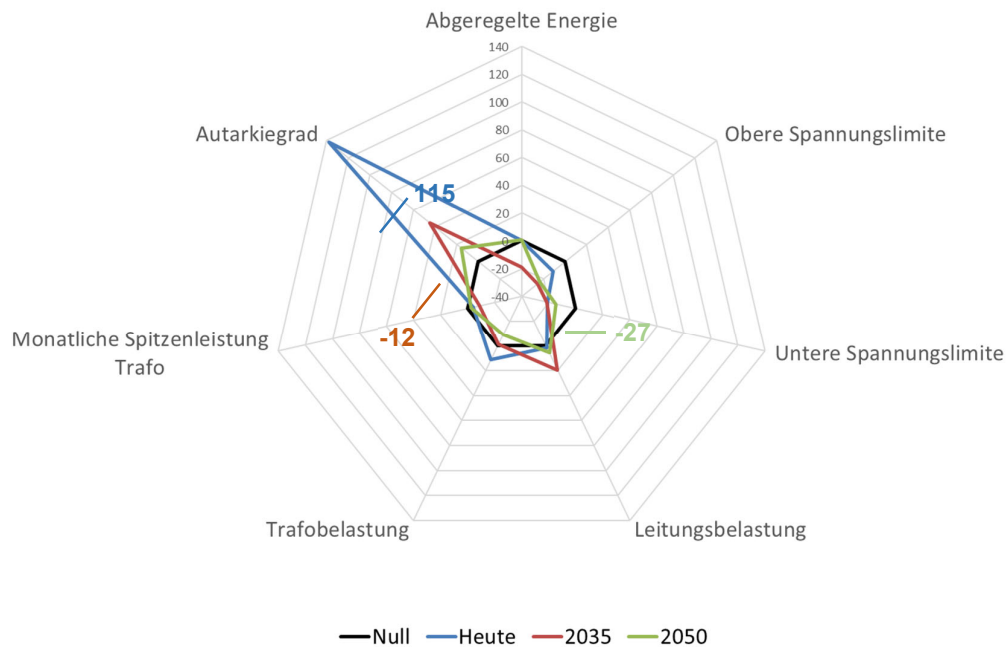


Abbildung 31: VEiN. Entwicklung der Gebäudebewertung in der Zeit für die drei Szenarien Heute, 2035 und 2050. Die heutige positive Gebäudebewertung mit Referenzsteuerung verschlechtert sich bis 2050 und wird negativ verglichen mit dem Referenzgebäude.

Die entwickelte Bewertungsmethode lässt auch einen Vergleich der Laststeuerungsmethoden im Hinblick auf ihre Rückwirkungen auf das Netz zu. Abbildung 32 stellt für beide untersuchten Netze die Bewertungsabhängigkeit von den Steuerungsmethoden Referenz sowie Leistungssteuerung für die drei simulierten Szenarien dar. Die Leistungsoptimierung minimiert konsequent die täglichen Leistungsspitzen des Gebäudes. Es wird ersichtlich, dass die Leistungsoptimierung in beiden Netzen für alle Szenarien die netzdienlichste Managementmethode ist. Sie bewirkt, dass das untersuchte Testgebäude auch in den Szenarien 2035 und 2050 mit einer (leicht) positiven Netzdienlichkeit bewertet wird. Negative Werte bedeuten eine Verschlechterung der Netzdienlichkeit im Vergleich zum mittleren Referenzgebäude im Netz, positive Werte eine Verbesserung (siehe auch Kapitel 5.1.2).

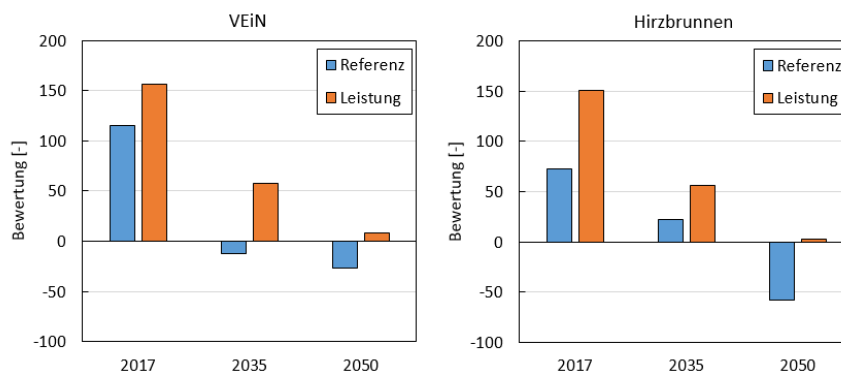


Abbildung 32: Übersicht der Bewertung für das Testgebäude als Funktion der drei Szenarien und für die Steuerungsmethoden Referenz und Leistungsoptimierung. Links für das VEiN-Netz, rechts für das Netz Hirzbrunnen. Es wird ersichtlich, dass sich die Leistungsoptimierung für alle Szenarien netzdienlicher Verhält als die Referenzsteuerungsmethode.



6 Schlussfolgerungen und Fazit

Gängige Gebäudebewertungsmethoden (z.B. Minergie) betrachten ein Gebäude meist isoliert und vernachlässigen die Wechselwirkungen mit seiner Umgebung. Mit zukünftig zunehmender dezentraler Energieerzeugung und der einhergehenden stärkeren Belastung der Verteilnetze erscheint es jedoch als sinnvoll, ein Gebäude im Kontext mit seiner Netzumgebung zu betrachten. Auf diese Weise könnte schon bei der Planung oder bei einem Veränderungsgesuch eines Gebäudes sein Einfluss auf das lokale Netz ermittelt werden und das Gebäude (bzw. Elemente davon) entsprechend netzdienlicher ausgelegt werden.

In diesem Projekt wurde untersucht, ob und wie eine netzbezogene Bewertung von Gebäuden möglich ist und eine entsprechende Bewertungsmethode wurde entwickelt. Die vorgeschlagene Methode berücksichtigt die Wirkungen eines Gebäudes auf das angeschlossene Verteilnetz mit den darin befindlichen weiteren Gebäuden. Die Untersuchung von zwei Schweizer Verteilnetzen hat gezeigt, dass eine Bewertung der Netzdienlichkeit von Gebäuden mit der entwickelten Methode möglich ist. Die Einflüsse der unterschiedlichen Gebäude-Eingangsrößen (z.B. PV-Anlage) auf die Netz-Kenngrößen (z.B. obere Spannungslimite) und damit auf die Bewertung der Netzdienlichkeit sind nachvollziehbar und plausibel.

Die Netzdienlichkeit eines Gebäudes hängt neben den Eigenschaften des lokalen Verteilnetzes insbesondere von den weiteren Gebäuden in diesem Netz ab. Wenn sich die anderen Gebäude im Netz über die Jahre verändern (wie in den Szenarien 2035, 2050 berücksichtigt), ändert sich somit auch die Netzdienlichkeit des bewerteten Gebäudes. Das Optimierungsziel des Lastmanagements im untersuchten Gebäude hat ebenfalls einen starken Einfluss auf dessen Netzdienlichkeit: So führt die Leistungsoptimierung gegenüber den anderen Lastmanagementmethoden zu den besten Bewertungen der Netzdienlichkeit. Dies ist darauf zurückzuführen, dass Leistungsspitzen vermindert werden und dadurch die maximalen Belastungen von Leitungen und Trafo verringert werden und es zu weniger extremen Spannungsanhebungen bzw. -absenkungen kommt.

Die Bewertung der Netzdienlichkeit wurde in diesem Projekt mittels detaillierter Simulationen durchgeführt. Für beide untersuchten Verteilnetze wurden jeweils ein Netzmodell und unterschiedliche Lastprofile der ans Netz angeschlossenen Gebäude erstellt. Die Lastprofile ändern je nach verwendeter Laststeuerungsmethode (Referenz, Eigenverbrauchsoptimierung, Leistungsoptimierung) und Szenario (heute, 2035, 2050). Für jedes Netz wurde somit eine Vielzahl an Netzsimulationen mit unterschiedlichen Lastprofilen durchgeführt. Für eine allgemeine Anwendbarkeit der Methode muss diese weiterentwickelt und mit Daten aus unterschiedlichen Netztypen (z.B. Grossstadt, ländlich, Gewerbegebiet etc.) allgemeingültig parametrisiert werden. Hierfür sind weitere Messungen und Simulationen von entsprechenden repräsentativen Netzen erforderlich.

Damit die Bewertungsmethode für ihre potentiellen Nutzer (z.B. Architekten, Bauherren, Verteilnetzbetreiber) als Tool möglichst gut anwendbar ist, müssen – ausgehend vom heutigen Stand - deutliche Vereinfachungen vorgenommen werden. Zum Beispiel basiert die momentane Version der Bewertungsmethode auf Simulationen des betreffenden Niederspannungsnetzes, wofür die entsprechenden Netzparameter benötigt werden. Diese liegen den potentiellen Nutzern der Methode in der Regel nicht vor, bzw. sind nur mit gewissem Aufwand zugänglich. Daher müssten für die vereinfachte Version der Bewertungsmethode generische Datensätze für Netz- und Gebäudedaten (bzw. Lastprofile) für unterschiedliche Netztypen (z.B. «ländliches Netz», «städtisches Netz») verwendet werden. Diese müssten aus einer Anzahl von untersuchten Netzen generiert und statistisch verifiziert werden. Die Vereinfachungen dürfen freilich nicht so weit gehen, so dass das Resultat der Gebäudebewertung zu stark von der Realität abweicht.



Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch (ZEV) wurden im Rahmen dieses Projekts nicht explizit untersucht. Bei der Bewertung der Netzdienlichkeit von ZEV müssten zwei Fälle unterschieden werden :

1. Verfügen die Gebäude der ZEV jeweils über eine individuelle - oder keine - Optimierung ihres Lastprofils, entspricht die Bewertung der Netzdienlichkeit der ZEV der Summe der Einzelbewertungen der Gebäude.
2. Haben die verschiedenen Gebäude einer ZEV ein gemeinsames Lastmanagement, ist die Netzdienlichkeitsbewertung komplexer. Es müssten bspw. für die Gemeinschaft aggregierte Gebäudekenngrößen über mehrere Gebäude erstellt werden. Diese Funktion kann für eine zukünftige Version der Bewertungsmethode entwickelt werden.



7 Ausblick und zukünftige Umsetzung

Für eine zukünftige Umsetzung einer Netzdienstlichkeitsbewertung nach der vorgeschlagenen Methode wären die folgenden weiteren Arbeiten nötig:

- Untersuchung der Annahme, dass sich die Sensitivitätskoeffizienten linear verhalten.
- Automatisierung der Generierung der Gebäudelastgänge, sowie der Lastflusssimulation bishin zur Berechnung der Sensitivitätskoeffizienten.
- Verifizierung der Untersuchungsergebnisse mit weiteren Netzen.
- Untersuchung möglicher Vereinfachungen bzw. Verallgemeinerungen der Datengrundlage.
- Erzeugung generischer Daten für verschiedene Netze, basierend auf einer Vielzahl von statistisch ausgewerteten Netzsimulationen.
- Entwicklung einer Methode zur Erstellung von aggregierten Gebäudekenngrößen für Eigenverbrauchsgemeinschaften.

Insbesondere sollte untersucht werden, wie genau die Bewertung der Netzdienstlichkeit sein sollte. Je geringer die Anforderungen an die Genauigkeit, desto stärker können die Datengrundlagen verallgemeinert und dadurch vereinfacht werden. Das Optimum zwischen dem Mehrwert der Gebäudebewertung für die Planung eines Gebäudes und der Komplexität der Bewertungsmethode sollte untersucht werden.

Die Zunahme von dezentralen Einspeisungen (v.a. Photovoltaik) ist aus energetischer Sicht meist positiv, jedoch nicht unbedingt netzdienlich. Um die Netze nicht zu überlasten, wird es daher zunehmend wichtiger, auf die Netzdienstlichkeit von neuen oder sanierten Gebäuden im Netz zu achten. Dies könnte z.B. mit (finanziellen) Anreizen erreicht werden, deren Art und Höhe durch die Anwendung der hier vorgestellten Methode bestimmt wird.



8 Literaturverzeichnis

- [1] Swissolar, "Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch ZEV." 2018.
- [2] "dienlich," *Wiktionary, das freie Wörterbuch*, 2018. .
- [3] D. Kalz and K. Klein, "Netzdienliche Gebäude und Quartiere," *Bine Themeninfo*, pp. 1–24, 2018.
- [4] M. Sterner, F. Eckert, M. Thema, and F. Bauer, "Der positive Beitrag dezentraler Batteriespeicher für die stabile Stromversorgung," 2015.
- [5] M. Sterner, F. Eckert, M. Thema, and F. Bauer, "Der positive Beitrag dezentraler Batteriespeicher für die stabile Stromversorgung," Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher (FENES) OTH Regensburg, Kurzstudie im auftrag von BEE e.V und Hannover Messe, Regensburg/Berlin/Hannover, 2015.
- [6] K. Klein, R. Langner, D. Kalz, S. Herkel, and H.-M. Henning, "Grid support coefficients for electricity-based heating and cooling and field data analysis of present-day installations in Germany," *Appl. Energy*, vol. 162, pp. 853–867, Jan. 2016.
- [7] G. Reynders, R. Amaral Lopes, A. Marszal-Pomianowska, D. Aelenei, J. Martins, and D. Saelens, "Energy flexible buildings: An evaluation of definitions and quantification methodologies applied to thermal storage," *Energy Build.*, vol. 166, pp. 372–390, May 2018.
- [8] S. Ø. Jensen *et al.*, "IEA EBC Annex 67 Energy Flexible Buildings," *Energy Build.*, vol. 155, pp. 25–34, Nov. 2017.
- [9] S. Verbeke, P. Waide, K. Bettgenhäuser, S. Bogaert, and M. Usler, "SUPPORT FOR SETTING UP A SMART READINESS INDICATOR FOR BUILDINGS AND RELATED IMPACT ASSESSMENT," no. August, p. 22, 2018.
- [10] U. I. Dar, I. Sartori, L. Georges, and V. Novakovic, "Advanced control of heat pumps for improved flexibility of Net-ZEB towards the grid," *Energy Build.*, vol. 69, pp. 74–84, Feb. 2014.
- [11] U. I. Dar, I. Sartori, L. Georges, and V. Novakovic, "Advanced control of heat pumps for improved flexibility of Net-ZEB towards the grid," *Energy Build.*, vol. 69, pp. 74–84, Feb. 2014.
- [12] J. Le Dréau and P. Heiselberg, "Energy flexibility of residential buildings using short term heat storage in the thermal mass," *Energy*, vol. 111, pp. 991–1002, Sep. 2016.
- [13] R. G. Junker *et al.*, "Characterizing the energy flexibility of buildings and districts," *Appl. Energy*, vol. 225, pp. 175–182, Sep. 2018.
- [14] R. G. Junker *et al.*, "Characterizing the energy flexibility of buildings and districts," *Appl. Energy*, vol. 225, pp. 175–182, Sep. 2018.
- [15] I. Vigna, R. Perneti, W. Pasut, and R. Lollini, "New domain for promoting energy efficiency: Energy Flexible Building Cluster," *Sustain. Cities Soc.*, vol. 38, pp. 526–533, Apr. 2018.
- [16] A. Gut, C. Hefti, M. Hofstetter, P. Mauchle, S. Senften, and B. Sommer, "Verteilte Einspeisung in Niederspannungsnetze," Schlussbericht im Auftrag vom Konsortium VEiN, www.aramis.admin.ch/Texte/?ProjectID=29626, www.vein-grid.ch, 2017.
- [17] prognos AG, "Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050 Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 2000 - 2050," 2012.
- [18] E. TEP, "Gebäudeparkmodell SIA Effizienzpfad Energie Dienstleistungs- und Wohngebäude, Schlussbericht," 2009.
- [19] N. Plugraht, "Loadprofile Generator, v. 7.2.0," 2015. .



- [20] Bundesamt für Statistik BFS, "Gebäude mit Wohnnutzung nach Gebäudekategorie und städtischem Charakter der Gemeinde, 2015," 2015. .
- [21] Bundesamt für Statistik BFS, "bau- und Wohnungswesen 2015," 2017.
- [22] Bundesamt für Statistik BFS, "Allgemeine Übersicht Gebäude 2016," 2016.
- [23] TEP Energy GmbH, "Erweiterung des Gebäudeparkmodells gemäss SIA-Effizienzpfad Energie," 2016.
- [24] SIA 380, *Grundlagen für energetische Berechnungen von Gebäuden*. 2015.
- [25] Merkblatt SIA 2028, "Klimadaten für Bauphysik, Energie- und Gebäudetechnik," 2010.
- [26] SIA 380/1, "Heizwärmebedarf." 2016.
- [27] E. TEP, "Gebäudeparkmodell, Vorstudie zur Erreichbarkeit der Ziele der 2000-Watt-Gesellschaft für den Gebäudepark der Stadt Zürich," 2010.
- [28] S. et al. Fröse, Volker; Hobi, "Bericht zur Erfüllung der Motion 12.3652 elektromobilität. Masterplan für eine sinnvolle Entwicklung," 20105.
- [29] Bundesamt für Statistik BFS, "Medienmitteilung Nr. 201-0321-D, Mobilität und Verkehr, Strassenfahrzeuge 2016," 2017.
- [30] Bundesamt für Statistik BFS, "Mobilität der Schweiz Ergebnisse des Mikrozensus Mobilität und Verkehr 2010," 2012.
- [31] P. de Haan and R. Zah, *Chancen und Risiken der Elektromobilität in der Schweiz*, 1. Zürich: TA-SWISS, 2013.
- [32] University of Kassel and Fraunhofer Institute, "Pandapower," 2018. [Online]. Available: <https://pandapower.readthedocs.io/en/v1.6.0/about.html>. [Accessed: 07-Nov-2018].
- [33] NEPLAN AG, "NEPLAN Smarter Tools." [Online]. Available: <https://www.neplan.ch/>. [Accessed: 07-Nov-2018].
- [34] Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE), "D-A-CH-CZ: Technische Regeln zur Beurteilung von Netzzrückwirkungen," 2007.



9 Anhang

		2015				2035				2050			
		EFH		MFH		EFH		MFH		EFH		MFH	
		Bestand	Neubau	Bestand	Neubau	Bestand	Neubau	Bestand	Neubau	Bestand	Neubau	Bestand	Neubau
Heizwärmebedarf, Nutzenergie ¹	kWh/m ²	87.8	42.9	85.4	34.7	59.6	30.8	58.6	25.0	31.4	18.7	31.7	15.2
Warmwasserbedarf, Nutzenergie ²	kWh/m ²	15.7	14.7	15.7	14.7	14.1	13.5	14.1	13.5	12.4	12.2	12.4	12.2
Reduktionsfaktoren Haushaltsstrom	%	100	100	100	100	86	85	86	85	75	74	75	74
Lüftung, Endenergie ³	kWh/m ²	5.0	3.8	5.0	3.8	3.2	2.3	3.2	2.3	2.3	1.5	2.3	1.5
Durchdringung Lüftung ⁴	%	4.0	28.0	4.0	28.0	28.0	71.0	28.0	71.0	44.0	82.0	44.0	82.0
AGT, Endenergie ⁵	kWh/m ²	3.0	2.9	3.0	2.9	2.6	2.6	2.6	2.6	2.2	2.2	2.2	2.2

Tabelle 7: Energiekennzahlen

¹ Nutzenergiebedarf Heizung nach [23] (Bedarf 2035= Mittelwert des Bedarfs von 2015 und 2050) entsprechend dem Bedarf pro Gebäudekategorie nach [18] und deren Anteilen gewichtet und aufgeteilt.

² Nutzenergiebedarf Warmwassererzeugung nach [23], der Bedarf 2035 ist gleich dem Mittelwert des Bedarfs von 2015 und 2050

³ Endenergiebedarf Lüftung nach [18]

⁴ Durchdringung Lüftung nach [18]

⁵ Nutzenergiebedarf Warmwassererzeugung, Endenergiebedarf Beleuchtung und allgemeine Gebäudetechnik nach [23], der Bedarf 2035 ist gleich dem Mittelwert des Bedarfs von 2015 und 2050



		2015				2035				2050			
		EFH		MFH		EFH		MFH		EFH		MFH	
		Bestand	Neubau	Bestand	Neubau	Bestand	Neubau	Bestand	Neubau	Bestand	Neubau	Bestand	Neubau
Durchdringung in der Gruppe	%	12	57	5.5	24	38	64.7	20	34.9	50.2	66	29.8	49.8
JAZ	-	3	4.1	3	4.1	4.2	5.1	4.2	5.1	4.8	5.3	4.8	5.3
Therm. Leistung (Heizung + BWW)	kW/Weh	12.9	10.5	7.4	6.3	11.3	10.1	6.6	6.1	9	9.1	5.4	5.7
thermische Kapazität	kWh/Weh	20.2	8.5	10.9	4.1	12.8	6.6	6.3	3.2	5.7	4	3.8	2.3

Tabelle 8: Heizwärmeerzeugung, Wärmepumpe

		2015				2035				2050			
		EFH		MFH		EFH		MFH		EFH		MFH	
		Bestand	Neubau	Bestand	Neubau	Bestand	Neubau	Bestand	Neubau	Bestand	Neubau	Bestand	Neubau
Durchdringung	%	11	0	6.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nutzungsgrad	-	0.91	0.92	0.91	0.92	0.92	0.94	0.92	0.94	0.93	0.95	0.93	0.95
Therm. Leistung	kW/Weh	12.1	9.8	6.7	5.5	10.6	9.3	5.9	5.4	8.2	8.4	4.6	4.9
thermische Kapazität	kWh/Weh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabelle 9: Heizwärmeerzeugung Elektro-direkt



Anzahl Personen	davon berufstätig	Modular household		Verwendet für	
		Name	Beschreibung	EFH	MFH
1	0	CHR38	Single man, 30 - 64 years, without work	nein	ja
1	1	CHR35	Single woman, 30 - 64 years, with work	nein	ja
2	1	CHR04	Couple, 30 - 64 years, 1 at work, 1 at home	ja	ja
2	2	CHR02	Couple, 30 - 64 age, with work	ja	ja
3	1	CHR45	Family with 1 child, 1 at work, 1 at home	ja	Ja
3	2	CHR03	Family, 1 child, both at work	ja	ja
4	1	CHR44	Family with 2 children, 1 at work, 1 at home	ja	ja
4	2	CHR27	Family both at work, 2 children	ja	ja
5	1	CHR20	one at work, one work home, 3 children	ja	nein
5	2	CHR05	Family, 3 children, both with work	ja	nein

Tabelle 10: Definition der Profile für Loadprofilegenerator

Housetype	HT06: Normal house with 15.000 kWh Heating, Continuous Flow Gas Heating
Geogr. Location	Freiburg (Germany)
Temp. Profile	Berlin. Germany 1996
Energy intensity	Energy Intensive
Type of Household	Modular Household
Loadtype	Recommended for households and houses

Tabelle 11: Weitere Eingaben für Loadprofilegenerator

		2015				2035				2050			
		EFH		MFH		EFH		MFH		EFH		MFH	
		Bestand	Neubau	Bestand	Neubau	Bestand	Neubau	Bestand	Neubau	Bestand	Neubau	Bestand	Neubau
Therm. Kapazität	kWh/Weh	106	131	60	82	118	146	67	91	128	157	72	98

Tabelle 12: Thermische Speicherkapazität Gebäude



		2015				2035				2050			
		EFH		MFH		EFH		MFH		EFH		MFH	
		Bestand	Neubau	Bestand	Neubau	Bestand	Neubau	Bestand	Neubau	Bestand	Neubau	Bestand	Neubau
Durchdringung	%	12	57	5.5	24	38	64.7	20	34.9	50.2	66	29.8	49.8
Nutzungsgrad	-	2.4	2.4	2.4	2.4	3.07	3.07	3.07	3.07	3.5	3.5	3.5	3.5
Therm. Leistung	kw/Weh	Leistung in der Leistung der WP für Heizwärmeerzeugung enthalten											
thermische Kapazität	kWh/Weh	11.6	11.6	7.0	7.0	11.6	11.6	7.0	7.0	11.6	11.6	7.0	7.0

Tabelle 13: Warmwassererzeugung, Wärmepumpe

		2015				2035				2050			
		EFH		MFH		EFH		MFH		EFH		MFH	
		Bestand	Neubau	Bestand	Neubau	Bestand	Neubau	Bestand	Neubau	Bestand	Neubau	Bestand	Neubau
Anteil Elektrofahrzeuge / Whe	%	0.3	0.3	0.2	0.2	33.8	33.8	16.9	16.9	67.1	67.1	33.5	33.5
Speicherkapazität, 100%	kWh	30	30	30	30	94	94	94	94	108	108	108	108
Entladung pro Tag	kWh/d	5.4	5.4	5.4	5.4	3.7	3.7	3.7	3.7	3.4	3.4	3.4	3.4
SOC	%	82	82	82	82	96	96	96	96	97	97	97	97

Tabelle 14: Elektromobilität



Abbildung 33: Gebäudecluster im Teilnetz Hirzbrunn