



Schlussbericht

16 A-Gebäude

Stromnetzstabilisierung und
Nutzerbeeinflussung durch elektrische
Leistungsbegrenzung für Gebäude.



Beispielfoto eines typischen 16 A-Gebäudes , für welches der Anschluss ans Stromnetz ohne Komforteinbussen auf 16 A begrenzt werden könnte. ©HSLU 2017



Datum: 7 März 2019

Ort: Bern

Auftraggeberin:

Bundesamt für Energie BFE
Forschungsprogramm Energie in Gebäuden
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Auftragnehmer/in:

Ökozentrum
Schwengiweg 12, CH-4438 Langenbruck
www.ekozentrum.ch

Hochschule Luzern Technik & Architektur
Zentrum für integrale Gebäudetechnik
Technikumstrasse 21, CH-6048 Horw
www.hslu.ch

Hochschule für Technik Rapperswil - HSR
Institut für Solartechnik - SPF
Oberseestrasse 10, CH-8640 Rapperswil
www.hslu.ch

Fachhochschule Nordwestschweiz FHNW
Hochschule für Technik
Klosterzelgstrasse 2, CH-5210 Windisch
www.fhnw.ch

Autor/in:

Michael Sattler, Ökozentrum, michael.sattler@ekozentrum.ch
Franz Sidler, HSLU, franz.sidler@hslu
Artem Sotnikov, HSLU, artem.sotnikov@hslu.ch
Christof Biba, HSR, christof.biba@spf.ch
Robert Haberl, HSR, robert.haberl@spf.ch
David Zogg, FHNW, david.Zogg@fhnw.ch

BFE-Bereichsleitung: Andreas Eckmanns, andreas.eckmanns@bfe.admin.ch

BFE-Programmleitung: Rolf Moser, moser@enerconom.ch

BFE-Vertragsnummer: SI/501519-01

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



Zusammenfassung

Die Stabilität des Stromnetzes wird mit zunehmender Einspeisung von Strom aus neuen erneuerbaren Energien zu einer Herausforderung. Gebäude mit einer Begrenzung der elektrischen Bezugs- und Einspeiseleistung (16 A Absicherung für alle drei Stromphasen) könnten ein für die Stromnetzstabilität attraktiver Gebäudetyp darstellen. Zur Untersuchung dieses Konzeptes wurde eine Simulationsumgebung aufgebaut, die alle relevanten Komponenten umfasst. Dabei fanden die Programme IDA ICE (Gebäude), LoadProfileGenerator (Strombedarf Haushaltsgeräte) und TRNSYS (Heizsystem, PV und Batterie) Anwendung. Die Simulation einer Basisversion (ohne Lastmanagement, Batteriespeicher und PV-Anlage) zeigt, dass bei einem Einfamilienhaus die Ströme auf den drei Stromphasen im Verlauf eines Jahres nur jeweils für wenige Stunden über dem maximalen Bezugswert liegen. Mit Hilfe einer handelsüblichen Batterie kann diese Zeit auf unter 3 Stunden im Jahr reduziert werden. Um die Grenze von 16 A sicher einhalten zu können ist jedoch eine Anpassung der Regelstrategie notwendig: Ein Teil der Batteriekapazität muss zur Abdeckung der Lastspitzen reserviert werden, erst damit ist ein sicherer Betrieb eines 16 A-Gebäudes auf Stufe Einfamilienhaus mit bereits heute verfügbaren Mitteln ohne Komforteinbussen möglich. Falls ein Doppel-Einfamilienhaus mit unterschiedlichen Lastprofilen pro Haushalt zusammengenommen die 16 A-Grenze einhalten soll, reichen die genannten Massnahmen, kombiniert mit einem Lastabwurf der Wärmepumpe, nicht aus. Hier wäre zusätzlich ein Lastmanagement der Verbraucher nötig, die dazu geeignet sind.

Der von den Verteilnetzbetreibern verlangte, leistungsabhängige Netzkostenbeitrag zeigt die Relevanz des Konzepts eines 16 A-Gebäudes. Gleichzeitig gibt es unterschiedlichste Gründe, weshalb das 16 A-Gebäude von den Netzbetreibern nicht aktiv beworben wird. Ein wesentlicher Grund ist der Skaleneffekt. Eine relevante Wirkung für den Netzbetreiber wird erst erreicht, wenn viele Gebäude gleichzeitig umsteigen.

Das Konzept wurde mit Vertretern von drei verschiedenen Verteilnetzbetreibern diskutiert. Dabei zeigte sich, dass die Ergebnisse als sehr interessant beurteilt wurden. Nicht jedoch wie ursprünglich erwartet um die Kosten im Niederspannungsnetz zu reduzieren, sondern als Hinweis auf eine sinnvolle Strompreisgestaltung mit einem hohen Anteil Leistungspreis. Die Simulationen zeigen, dass eine Leistung von 11 kW (16 A, dreiphasig) ausreicht um ein Einfamilienhaus zu versorgen. Ein höherer Leistungsbedarf ist in der Regel mit erhöhtem Komfortanspruch (Schnellladung Elektroauto, Spezialgeräte, etc.) verbunden. Für die Preisgestaltung könnte somit der Wert von 11 kW (3x16 A) als Indikator dienen, ab wann Leistungstarif „gerecht“ verrechnet werden soll.

Résumé

La stabilité du réseau électrique représentera de plus en plus un défi au fur et à mesure que l'électricité produite à partir de nouvelles sources d'énergie renouvelable augmentera. Les bâtiments avec une limitation de la puissance électrique de consommation et d'alimentation (protection de 16 A sur les trois phases) constitueraient un type de bâtiment intéressant dans un contexte de stabilisation du réseau. Pour étudier ce concept un environnement, qui inclut tous les composants de simulation pertinents, a été implémenté. Les programmes IDA ICE (bâtiment), LoadProfileGenerator (consommation électrique des ménages) et TRNSYS (chauffage, système photovoltaïque et batterie) ont été utilisés à ce propos. La simulation d'une version de base (sans gestion de la charge, de la batterie et du système PV) montre que dans une maison unifamiliale, le courant dans les trois phases ne dépasse pas la valeur d'approvisionnement maximale que quelques heures par an. À l'aide d'une batterie conventionnelle, cette durée peut être réduite à moins de 3 heures par an. Toutefois, afin de



pouvoir respecter la limite de 16 A en toute sécurité, il est nécessaire d'adapter la stratégie de contrôle: une partie de la capacité de la batterie doit être réservée pour couvrir les pics de charge. Ce n'est qu'alors qu'il est possible d'exploiter en toute sécurité un immeuble 16 A au niveau d'une maison unifamiliale avec les moyens déjà disponibles aujourd'hui sans sacrifier le confort. Si une maison familiale double présentant différents profils de charge par ménage pris ensemble devait respecter la limite de 16 A, les mesures mentionnées, combinées à un délestage de la pompe à chaleur, ne sont pas suffisantes. Ici, une gestion supplémentaire de la charge des consommateurs serait nécessaire.

La contribution des coûts de réseau basée sur les performances demandée par les gestionnaires de réseau de distribution montre la pertinence du concept de bâtiment 16 A. Parallèlement, il existe diverses raisons pour lesquelles le bâtiment 16 A n'est pas annoncé activement par les opérateurs de réseau. Une des principales raisons est les économies d'échelle. Un effet important pour l'opérateur de réseau ne sera obtenu que si de nombreux bâtiments changent en même temps.

Le concept a également été discuté avec les représentants de 3 sociétés productrices d'électricité. Les résultats étaient jugés comme très intéressants. Contrairement toutefois à l'idée initiale, qui était celle d'une réduction des coûts fixes du réseau électrique, les représentants s'intéressaient principalement à l'aspect indicateur de puissance, qui pourrait amener à une nouvelle structuration du tarif du courant électrique. Les simulations montrent qu'une puissance de 11 kW (16 A, triphasé) suffit pour l'approvisionnement d'une maison unifamiliale. Une exigence de puissance plus élevée est généralement associée à un confort accru (voiture électrique avec charge rapide, équipement spécial, etc.). La valeur de 11 kW (3x16 A) pourrait ainsi être utilisée à titre d'indicateur, pour la définition du seuil entre le tarif de base et le tarif de haute puissance.

Summary

Stabilizing the power grid will become a challenge as electricity from new renewable energy sources increases. Residential buildings with a limitation of the maximum electrical power consumption and feed in (16 A fuse on all three phases) could be an attractive type of building for power grid stability. To investigate this concept, a simulation environment has been developed, which includes all relevant components. To build up this simulation environment, the programs IDA ICE (building), LoadProfileGenerator (electricity demand of household appliances) and TRNSYS (heating, PV and battery) were used. The simulation of a basic version (building without load management, battery storage and PV system) shows that in a single-family home, the currents in the three current phases are only above the maximum reference value for a few hours each year. With the help of a commercially available battery, this time can be reduced to less than 3 hours a year. However, in order to be able to safely meet the limit of 16 A, it is necessary to adapt the control strategy: Part of the battery capacity must be reserved to cover the load peaks. Only then is it possible to safely operate a 16 A building on the level of a single-family home with means already available today without sacrificing comfort. If a double family house with different load profiles per household taken together should comply with the 16 A limit, the measures mentioned, combined with a load shedding of the heat pump, are not sufficient. Here, additional load management of consumers would be necessary, which are suitable.

The performance-based network cost contribution demanded by the distribution system operators shows the relevance of the concept of a 16 A building. At the same time, there are various reasons why the 16 A building is not actively advertised by the network operators. One major reason is the economies of scale. A relevant effect for the network operator will only be achieved if many buildings change at the same time.



The concept was also discussed with representatives of 3 different power supply companies. It showed that the results were judged to be very interesting. Not, however, as originally expected to reduce the costs in the power grid, but as an indication of reasonable electricity pricing with a high proportion of demand charge. The simulations show that a power of 11 kW (16 A, three-phase) is sufficient to supply a single-family home. A higher power requirement is usually associated with increased comfort (fast charging electric car, special equipment, etc.). For the pricing the value of 11 kW (3x16 A) could thus serve as an indicator, from when demand tariff can be presumed to be "fair".





Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	3
Résumé	3
Summary	4
Inhaltsverzeichnis	7
Abkürzungsverzeichnis	9
Management Summary	10
Projekthalt.....	10
Simulations- und Berechnungsgrundlagen	10
Resultate	11
Fazit	13
1 Einleitung	14
2 Ausgangslage	14
2.1 Photovoltaik und Stromnetzstabilität	14
2.2 Begrenzung der Einspeiseleistung von PV-Anlagen.....	15
2.3 Abgrenzung EW – Gebäude.....	15
2.4 Motivation des Projektes	15
2.5 Ziele der Arbeit	16
3 Vorgehen und Methode	17
3.1 Simulationen	17
3.1.1 Übersicht.....	17
3.1.2 Lastprofile	17
3.1.3 Gesamtsystem.....	20
3.1.4 Varianten	20
3.2 Netzkostenberechnungen.....	21
3.3 Input Verteilnetzbetreiber	22
4 Resultate	23
4.1 Simulationsresultate	23
4.1.1 Basisversion	23
4.1.2 Varianten Einfamilienhaus.....	24
4.1.3 Varianten Doppel-Einfamilienhaus	27
4.1.4 Überschreitungen nach Verbraucherkategorie.....	30
4.1.5 Überschreitung nach Tageszeit.....	31
4.2 Netzkostenberechnungen.....	33
4.2.1 Transformator	33
4.2.2 Kabelzuleitung auf die Verteilkabine	33
4.2.3 Kabelzuleitung zum Gebäude/Gebäudeanschluss	33



4.2.4	Kabelverluste auf Netzkabel	33
4.2.5	Netzkostenbeitrag	33
4.3	Leistungsbegrenzung von Wechselrichtern	33
4.4	Diskussionen mit Verteilnetzbetreibern	34
5	Diskussion der Ergebnisse	36
5.1	Simulationen	36
5.2	Gebäudemodell/Lastprofile	37
5.3	Relevanz des Konzeptes 16 A-Gebäude	38
6	Schlussfolgerungen und Ausblick	40
7	Publikationen	41
8	Referenzen	42
9	Anhänge	43
9.1	Gebäudesimulation	43
9.2	Netzbezug	47
9.3	Gesamtverbrauch nach Verbraucherkategorien	51
9.4	Überschreitung 16 A-Grenze nach Tageszeiten	57
9.5	Transformatorkosten	59
9.6	Berechnungsgrundlagen Kabelzuleitung auf die Verteilkabine	59
9.7	Berechnung Netzverluste	62
9.8	Daten Netzkostenbeitrag	63
9.9	Leistungsbegrenzung Wechselrichter	65



Abkürzungsverzeichnis

AC	Wechselstrom (alternating current)
BFE	Bundesamt für Energie
DC	Gleichstrom (direct current)
EFH	Einfamilienhaus
LPG	Load Profile Generator
PV	Photovoltaik
SOC	Ladezustand der Batterie (state of charge)
WP	Wärmepumpe
WR	Wechselrichter
WW	Warmwasser



Management Summary

Projekthinhalte

Der Betrieb eines stabilen Stromnetzes wird mit zunehmender Einspeisung von Strom aus neuen erneuerbaren Energien zu einer technischen und ökonomischen Herausforderung. Das Bereitstellen von Regelenergie und der verstärkte Netzausbau als Folge des Zubaus von in der Produktion schwankenden Photovoltaikanlagen verursachen Kosten für den Netzbetreiber. Diese Kosten sollen zum Vorteil aller Stakeholder möglichst tief gehalten werden.

Aus der Notwendigkeit, für die Stromnetzstabilität günstige Lösungen zu bieten, im Wissen dass Smart Meter noch nicht automatisch die Steuerung von grossen Verbrauchern im Haushalt ermöglichen und mit der Option PV-Anlagen in der Leistung zu begrenzen, wurde die Idee des 16 A Gebäude entworfen. Also ein Gebäude mit einer 16 A Absicherung für alle drei Stromphasen am Hausanschluss. Ein 16 A Gebäude ist ein sehr einfaches System mit klaren Systemgrenzen, um die verschiedenen technischen Möglichkeiten mit Auswirkungen auf die Bezugs- und Einspeiseleistungen eines Gebäudes zu untersuchen.

Das vorliegende Forschungsprojekt schafft mit Simulationen eine Datenbasis, mit der die technische Umsetzbarkeit des 16 A Gebäudes in verschiedenen Szenarien beurteilt werden kann. Das Projekt zeigt, welche technischen Massnahmen bei welchen Szenarien notwendig sind, um die Anschlussleistung am Gebäude auf 16 A zu begrenzen. Auch werden die potenziellen Einsparungen im Netzausbau der Netzebenen 5 -7 quantifiziert. Weiter wurde nach Abschluss der Simulationen und Berechnung die Resultate 3 Verteilnetzbetreibern vorgestellt und das Konzept des 16 A-Gebäudes diskutiert.

Simulations- und Berechnungsgrundlagen

Zur Untersuchung des 16 A-Konzeptes wurde eine Simulationsumgebung aufgebaut, die den Wärme- und Strombedarf in einem Gebäude inklusive aller Verbraucher detailliert abbildet. Die Simulationen wurden mit Hilfe des Programmes TRNSYS [1] durchgeführt. Dazu werden verschiedene Lastprofile eingelesen: Die Raumheizungslast, ein Warmwasser - Zapfprofil sowie ein Haushaltsstrom - Profil. Diese Profile wurden mit Hilfe eines Programms namens Load Profile Generator (LPG) [2] sowie dem Simulationsprogramm IDA ICE [3] erstellt, wobei auf gegenseitige Abhängigkeiten geachtet wurde (es wurden zum Beispiel die Daten des Haushaltsstromprofils und der Anwesenheit der Personen zur Berechnung der internen Lasten im Gebäude verwendet)

Die Simulationen wurden an einem Einfamilienhaus und einem Doppel-Einfamilienhaus durchgeführt. Wobei auch für das Doppel-Einfamilienhaus nur ein Stromnetzanschluss mit 16 A angenommen wurde. So kann untersucht werden, ob das Konzept des 16 A-Gebäudes nur für Einfamilienhäuser oder auch für Mehrfamilienhäuser anwendbar ist.

Die simulierten Gebäude haben eine Luft-Wasser-Wärmepumpe als Heizsystem, eine PV-Anlage, eine Batterie zur Stromspeicherung und einen übergeordneten Regler.

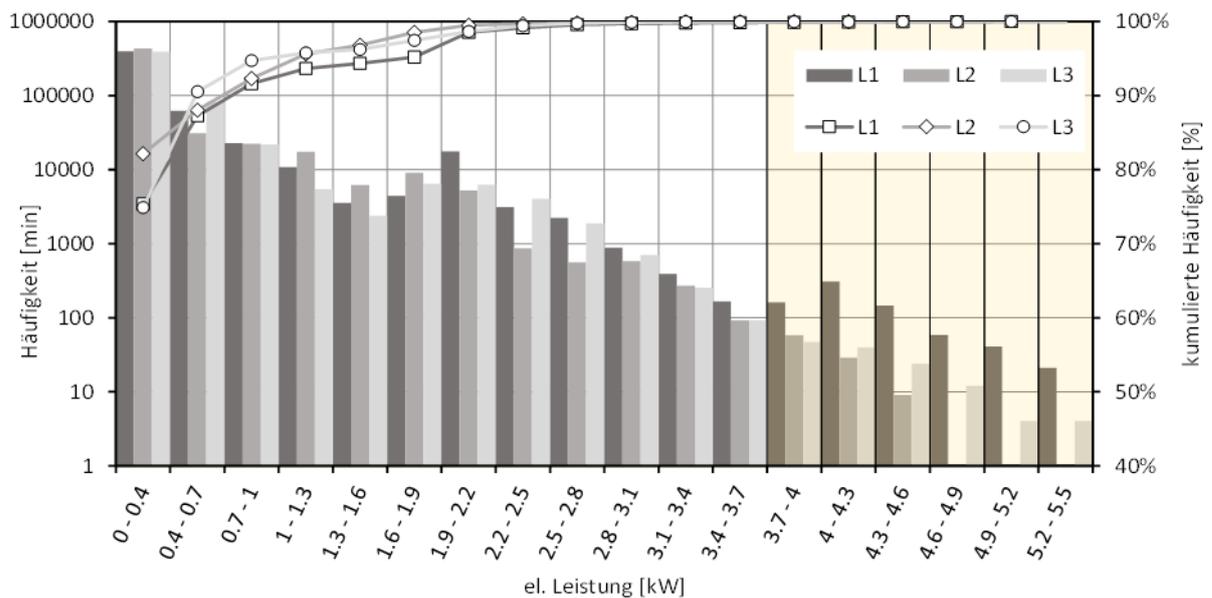
Als Ausgangslage für die Netzkostenberechnungen wurde ein Einfamilienhausquartier mit 22 Gebäuden mit ortsüblichen Anschlussüberstromunterbrechern angenommen. Für die Abschätzungen der technischen Auswirkungen wurde angenommen, dass das Konzept des 16 A Gebäude für alle Gebäude im Modellquartier übernommen wird.

Nach Abschluss der Simulationen und Berechnung wurden die Resultate 3 Verteilnetzbetreibern vorgestellt und das Konzept des 16 A-Gebäudes diskutiert.



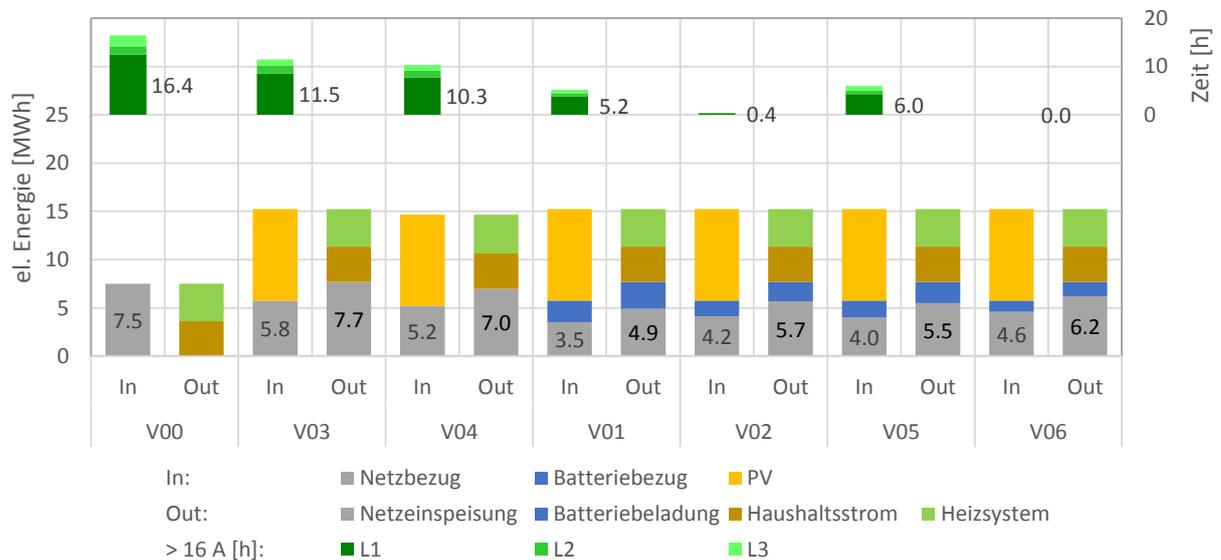
Resultate

In der Basisversion wurde ein Einfamilienhaus ohne PV-Anlage, Batteriespeicher oder Lastmanagement über die Zeitdauer von einem Jahr simuliert. Die folgende Abbildung zeigt, dass für diese Basisversion auf jeder Phase der Bezug in über 90 % der Zeit unterhalb von 1 kW liegt. Die Begrenzung auf 16 A bedeutet eine maximale Leistung von 3.7 kW pro Phase (16 A x 230 V). Diese Grenze wird insgesamt für 16.4 Stunden überschritten. Der maximale Bezug auf einer Phase liegt mit 5.5 kW um weniger als 2 kW über der Grenze von 16 A.



Resultate der Simulation in der Basisversion (ohne PV-Anlage, ohne Batterie). Gezeigt wird ein Histogramm des Netzbezuges eines Jahres, aufgeteilt auf drei Phasen (L1, L2 und L3). Farblich hinterlegt ist der Bezug mit einer Leistung von > 3.68 kW (> 16 A).

Weiter wurden verschiedene Varianten simuliert, bei denen jeweils die Leistung der PV-Anlage, die Kapazität des Batteriespeichers sowie dessen Bewirtschaftungsstrategie und die Betriebsstrategie der Wärmepumpe verändert wurde. In der folgenden Abbildung sind die Ergebnisse von verschiedenen Simulationen mit identisch grosser PV-Anlage dargestellt. Es zeigt sich, dass nur die letzte Variante (V06) nie die gesetzte Grenze von 16 A pro Phase überschreitet (Überschreitungszeit ist im oberen Teil der Grafik mit „Zeit“ aufgeführt). In der Variante V06 wurde ein Gebäude mit einer PV-Anlage von 9.6 kW, einem Batteriespeicher von 5 kWh und 6 kW Leistung inkl. angepasster Bewirtschaftungsstrategie simuliert.



Resultate ausgewählter Simulationsvarianten. Zur verbesserten Vergleichbarkeit werden nur Resultate mit einer PV-Anlage von 9.6 kWp gezeigt. Von links nach rechts werden zuerst Simulationen ohne elektrochemischen Speicher (V00, V03, V04), dann Simulationen mit einem elektrochemischen Speicher mit tiefer Entladeleistung (V01, V02) und dann Simulationen mit elektrochemischem Speicher mit höherer Entladeleistung (V05, V06) gezeigt. Im oberen Bereich der Grafik ist die Zeit in Stunden, während der die 16 A-Begrenzung für die jeweilige Variante im Simulationszeitraum von einem Jahr überschritten wird.

Die Ergebnisse zeigen, dass bei einem Einfamilienhaus die Ströme auf den drei Stromphasen im Verlauf eines Jahres nur jeweils für wenige Stunden über dem maximalen Bezugswert von 16 A bzw. 3.68 kW pro Phase liegen. Mit einer PV-Anlage und einer handelsüblichen Batterie kann die 16 A-Grenze während des gesamten Jahres sicher eingehalten werden. Im Gegensatz zu einem auf maximalen Ertrag ausgelegten System muss dazu ein Teil der Kapazität als Reserve für Spitzenbezüge freigehalten werden. Aus dieser Betriebsweise ergeben sich ökonomische Nachteile, da der Eigenverbrauch des PV-Stroms durch die blockierte Batteriekapazität reduziert wird. Diese Nachteile halten sich allerdings in Grenzen und werden teilweise durch eine schonende Betriebsweise der Batterie abgemildert.

Im Doppel-EFH, das nur über einen gemeinsamen Stromnetzanschluss mit 16 A Absicherung verfügt, genügt hingegen der Einsatz der ausgewählten Standardkomponenten nicht, um die 16 A-Grenze sicher einzuhalten. Selbst ein zusätzliches Lastmanagement der Wärmepumpe reicht nicht aus um den Grenzwert einzuhalten, da die verbleibenden Überschreitungen nicht durch die Wärmepumpe verursacht werden. Es wäre zusätzlich ein Lastmanagement von verschiedenen Haushaltsgeräten notwendig.

Für die Berechnung der Netzkosten wurden die Kosten für Transformatoren und Kabelzuleitungen zu Verteilkkabinen und Gebäuden berücksichtigt. Es zeigt sich, dass die Einsparungen durch die kleinere Auslegung der genannten Komponenten pro Gebäude nur ca. 500 CHF betragen.

Die PV-Einspeiseleistung unterliegt ebenfalls der Begrenzung bei 16 A pro Phase. In der Variante des Einfamilienhauses mit begrenzter Dachfläche und einer 15° Ost/West-Ausrichtung der Module ist keine Begrenzung nötig. Für grössere Anlagen stehen verschiedene Möglichkeiten zur Verfügung um die Grenze einzuhalten. Die Leistungsbegrenzung der PV-Anlage ist in der Regel ökonomisch wenig relevant. So hat selbst eine Leistungsreduktion durch den Wechselrichter auf 50 % der Generatorleistung nur einen Ertragsverlust von weniger als 20 % zur Folge. Bei einer PV-Anlage mit



20 kWp Generatorleistung und einem Rückspeisetarif von 7 Rp./kWh entspricht dies einer finanziellen Ertragseinbusse von jährlich maximal 280 CHF.

Fazit

Die Begrenzung der Bezugs- und Einspeiseleistung auf 16 A pro Phase ist mit handelsüblicher Technologie und ohne Komforteinbussen für das Einfamilienhaus realisierbar. Für ein Doppel-Einfamilienhaus mit nur einem gemeinsamen Stromnetzanschluss hingegen ist dieselbe Grenze nicht mehr einfach zu realisieren.

Das Konzept mit einem physischen Einbau eines 16 A-Anschlussüberstromunterbrechers wird von den befragten Verteilnetzbetreibern nicht aktiv beworben. Die Gründe dafür sind vielfältig. So zeigen die Berechnungen der Netzkosten, dass die finanziellen Einsparungen auf der Netzebene 5-7 durch 16 A-Gebäude gegenüber der heute üblichen Absicherung von 25 A oder 40 A für Verteilnetzbetreiber praktisch irrelevant sind. Auch sind die heutigen Verteilnetze auf einen durchschnittlichen Hausanschluss mit 40 A ausgelegt und diese Dimensionierungsgrundlage wird auch heute noch in der Netzplanung verwendet. Hinzu kommt, dass der Idealfall für unser Konzept ein Quartier mit ausschliesslich Einfamilienhäuser darstellt. Solche Quartiere werden heute fast immer mit Gewerbe und entsprechend leistungsstarken Stromanschlüssen kombiniert, wodurch die potenzielle finanzielle Einsparung durch die Leistungsbegrenzung der Einfamilienhäuser auf den genannten Netzebenen deutlich verringert wird. Dieselbe Problematik tritt auf, wenn in einem Quartier nur einzelne Gebäude das 16 A-Konzept umsetzen.

Netzbetreiber sind interessiert an Lösungen, mit denen die Bezugs- und Einspeiseleistung begrenzt werden können. Die Verteilnetzbetreiber planen aber, diese per vertraglicher Vereinbarung und Überwachung umzusetzen, was mit den zukünftigen Smart Metern möglich sein wird. In diesem Zusammenhang ist es für die Verteilnetzbetreiber interessant, einen Anhaltspunkt zu haben, wo die Leistungsgrenze für die Einführung von Leistungstarifen angesetzt werden könnte, falls Tarife mit und ohne Leistungstarife eingeführt würden.

Weiter ist das Projektteam der Ansicht, dass die saubere Abgrenzung, wer die Hoheit über die Steuerung von relevanten Stromverbrauchern im Haushalt haben soll, noch nicht geklärt ist. Hier liefert die Studie einen Ansatz zur klaren Trennung der Verantwortlichkeiten bei der Steuerung von Verbrauchern im Haushalt. Auch für die Verteilnetzbetreiber sind die zu erwartenden Kosten, die durch einen steuerungstechnischen Eingriff in den Haushalt insbesondere im Fehlerfall anfallen, noch sehr schwer abschätzbar. Dies macht das 16 A-Konzept als definierte Schnittstelle zwischen Gebäude und Verteilnetzbetreiber interessant.



1 Einleitung

Das Projekt 16 A Gebäude möchte einen Beitrag zur aktuellen Diskussion rund um die Stromnetzbelastung durch den zunehmenden Einsatz von Photovoltaikanlagen liefern. Photovoltaikanlagen sind ein zentraler Pfeiler der Energiestrategie 2050 und werden daher auch mit für das Verteilnetz relevanten Leistungen auf kleinen Wohngebäuden erstellt. Das Stromnetz der Zukunft muss mit diesen in der Produktion schwankenden Anlagen funktionieren. Die allfälligen Mehrkosten für einen Ausbau des Stromnetzes müssen dabei minimiert und möglichst gerecht verteilt werden.

Das Projekt soll aufzeigen, welche Strom-Bezugsspitzen von einem Einfamilienhaus verursacht werden und welchen Beitrag die Besitzer von Gebäuden mit Photovoltaikanlagen leisten können, um das Stromnetz zu entlasten und gleichzeitig die Rentabilität der PV-Anlage nicht zu gefährden.

Mit dem vorgeschlagenen Konzept einer 16 A Absicherung auf allen drei Stromphasen am Hausanschluss wird eine pragmatische Lösungsoption betrachtet, die für die Netzbetreiber wie auch für die Gebäudebesitzer mit PV-Anlagen gleichermassen Vorteile hat und Einschränkungen darstellt. Dieses einfache Konzept bietet eine spannende Ausgangslage für verschiedene Untersuchungen rund um das Thema Leistungstarife/Leistungsbegrenzung von Gebäuden.

2 Ausgangslage

2.1 Photovoltaik und Stromnetzstabilität

Der Betrieb eines stabilen Stromnetzes wird mit zunehmender Einspeisung von Strom aus neuen erneuerbaren Energien zu einer technischen als auch ökonomischen Herausforderung. Das Bereitstellen von Regelenergie und der verstärkte Netzausbau als Folge des Zubaus von in der Produktion schwankenden Photovoltaikanlagen verursachen Kosten für den Netzbetreiber. Diese Kosten sollen möglichst tief gehalten werden und gleichzeitig gerecht zwischen Netzbetreiber und Gebäudebesitzer verteilt werden. Auch muss beachtet werden, dass die Netzkosten unter den Kunden von Netzdienstleistungen möglichst gerecht verteilt werden.

Strompreise die zu einem Grossteil auf Leistungstarifen beruhen sind eine mögliche Antwort auf die genannte Problematik. Die aktuelle Gesetzgebung erlaubt aber nicht alle Varianten der Strompreisgestaltung mit Leistungstarif. Auch die Steuerung von Geräten wie Wärmepumpe, Elektroboiler oder Elektroauto über einen Smart Meter ist ein Ansatz um die Kosten für den Netzausbau und die Regelenergie zu begrenzen. Speziell bei Prosumern mit einer grossen Photovoltaik-Anlage muss neben der Bezugsleistung auch die maximale Rückspeiseleistung beachtet werden. Diese kann ebenfalls einen Netzausbau erforderlich machen.

Aktuell ist gemäss Auskunft diverser Elektrizitätsversorger noch kein akuter Bedarf vorhanden, die Rückspeiseleistung von PV-Anlagen generell zu reduzieren. Bei Einzelanlagen sind regelmässig Verstärkungen von Zuleitungen oder Trafostationen die Folgen von hohen Einspeiseleistungen. In der Regel handelt es sich dabei um über eine Stichleitung erschlossene Häusergruppen. In einem Quartier ist die Verstärkung der Zuleitung zum Quartier noch die Ausnahme. Mit dem weiteren Ausbau von PV-Anlagen könnte dieses Thema aber zunehmend relevant werden. Insbesondere vor dem Hintergrund von Regelungen in Deutschland, die bereits eine Begrenzung der Einspeiseleistung von PV-Anlagen mit deren Förderung verknüpfen.



2.2 Begrenzung der Einspeiseleistung von PV-Anlagen

Das Verhältnis von installierter Generatorleistung auf dem Hausdach und installierter Wechselrichterleistung kann bei PV-Anlagen stark variieren. In der Regel wird der Wechselrichter gleich gross oder nur 5-10 % kleiner als die Nennleistung der PV-Anlage gewählt. Berechnungen zeigen aber, dass auch ein Verhältnis zwischen Generatorleistung und Einspeiseleistung von 2 nur mit Verlusten von ca. 15-20 % verbunden ist. Somit kann die maximale Einspeiseleistung, die allenfalls einen Netzausbau notwendig macht, ohne finanziell relevante Einbusse reduziert werden.

Im Sinne einer Gesamtbetrachtung der Kosten ist dieser Weg oft deutlich günstiger, als ein Stromnetz aufzubauen, bei dem jede Kilowattstunde PV-Strom aufgenommen werden kann.

Vor diesem Hintergrund ist auch eine künstliche Begrenzung der Einspeiseleistung am Hausanschluss, wie im vorliegenden Projekt vorgeschlagen, zur Entlastung des Stromnetzes zu diskutieren.

2.3 Abgrenzung EW – Gebäude

Die Einführung von Smart Metern in der Schweiz wurde mit der Energiestrategie 2050 beschlossen. Die Geräte dienen in erster Linie der präzisen Erfassung der Stromverbräuche, können aber auch zur Steuerung von Geräten in Gebäuden eingesetzt werden.

Speziell bei der Ansteuerung von Verbrauchern wie Wärmepumpen, Elektroboilern oder Elektroautos sind aber noch verschiedene Fragen offen. Auch wenn diese Ansteuerung aus Sicht der Stromnetzbetreiber sinnvoll ist, bedeuten sie eine Herausforderung bezüglich der Gebäudehoheit. Es stellt sich die Frage, wer welche Geräte im Gebäude wie steuern darf. Im Falle des Elektroautos sind auch direkte, wenn auch nur kleine, Auswirkungen auf den Komfort zu erwarten. Ob diese Fremdsteuerung von Geräte im Gebäude zugelassen wird, dürfte für viele Gebäudebesitzer eine Frage der dafür angebotenen Vergütung sein. Insbesondere bei Besitzern von Einfamilienhäusern dürfte die Bereitschaft für eine Fremdsteuerung nicht immer gegeben sein.

Weiter ist die Verantwortlichkeit bei Fehlern in der Ansteuerung oder der Gebäudeinternen Kommunikation nicht geklärt. Wird ein Elektroauto bis am Morgen nicht vollständig geladen, ist zunächst unklar ob der Fehler im Auto, in der Gebäudeautomation oder bei der Ansteuerung über den Smart Meter liegt. Die Entwicklung von Systemen, die Geräte im Haushalt durch den Verteilnetzbetreiber ansteuern lassen und dabei für alle Stakeholder eine finanziell vorteilhafte und komfortable Situation schaffen, bedarf aus Sicht der Autoren noch längerer Zeit.

2.4 Motivation des Projektes

Aus der Notwendigkeit, für die Stromnetzstabilität günstige Lösungen zu bieten, im Wissen dass Smart Meter noch nicht automatisch die Steuerung von grossen Verbrauchern im Haushalt ermöglichen, und der Option PV-Anlagen in der Leistung zu begrenzen, wurde die Idee des 16 A Gebäude entworfen, also ein Gebäude mit einer 16 A Absicherung auf allen drei Stromphasen am Hausanschluss. Ein 16 A Gebäude ist aus Sicht der Autoren ein sehr einfaches System mit klaren Systemgrenzen, um die verschiedenen Entwicklungen im Bereich Stromnetzstabilität, Eigenverbrauchsoptimierung und Gebäudeautomation mit einzubeziehen und dennoch klar zu trennen. Das Konzept eines 16 A Gebäudes erlaubt das komplexe Problem in klar definierte Bereiche zu unterteilen und zu erforschen.



2.5 Ziele der Arbeit

Das Forschungsprojekt soll mit Simulationen eine Datenbasis schaffen, mit der die technische Umsetzbarkeit des 16 A Gebäudes in verschiedenen Szenarien beurteilt werden kann. Das Projekt soll zeigen, welche technischen Massnahmen bei welchen Szenarien notwendig sind, um die Anschlussleistung am Gebäude auf 16 A zu begrenzen. Auch sollen die potenziellen Einsparungen im Netzausbau quantifiziert und von Vertretern von Verteilnetzbetreibern beurteilt werden.



3 Vorgehen und Methode

3.1 Simulationen

3.1.1 Übersicht

Zur Untersuchung des 16 A-Konzeptes wurde eine Simulationsumgebung aufgebaut, die den Wärme- und Strombedarf in einem Gebäude inklusive aller Verbraucher detailliert abbildet. Die Simulationen wurden mit Hilfe des Programmes TRNSYS [1] durchgeführt. Dazu werden verschiedene Lastprofile eingelesen: Die Raumheizungslast, ein Warmwasser (WW) - Zapfprofil sowie ein Haushaltsstrom - Profil. Diese Profile wurden mit Hilfe eines Programms namens Load Profile Generator (LPG) [2] sowie dem Simulationsprogramm IDA ICE [3] erstellt. Das Zusammenspiel der verschiedenen Simulationsumgebungen und Lastprofile ist in Abbildung 1 dargestellt.

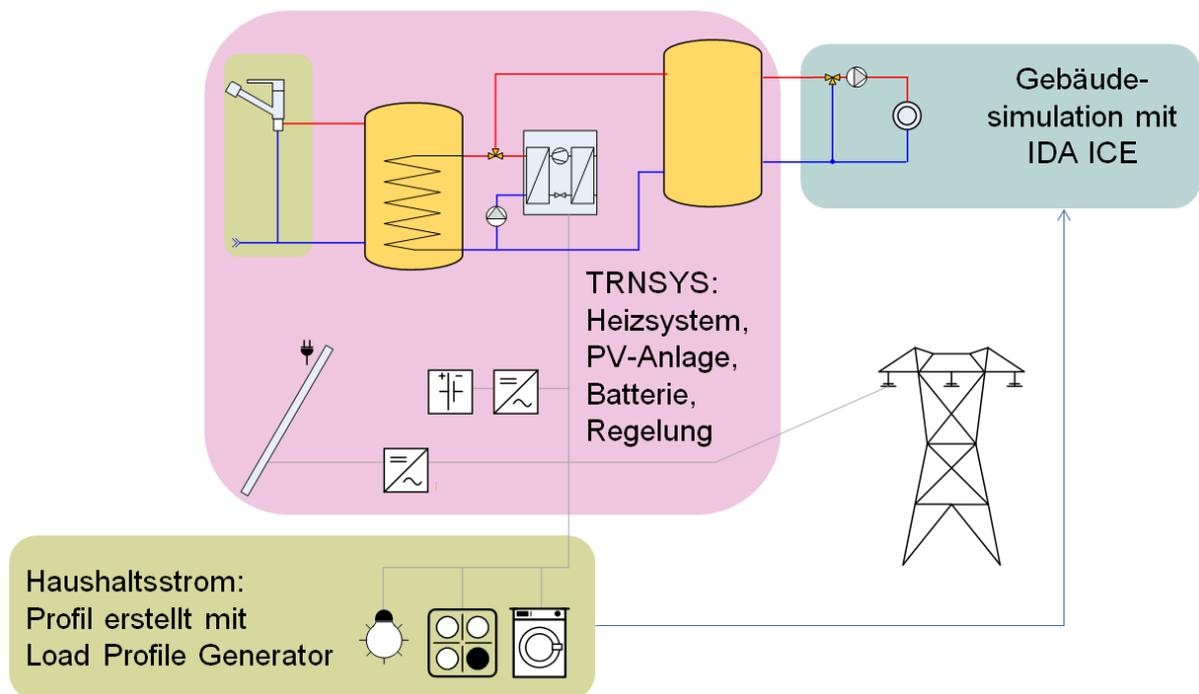


Abbildung 1: Übersicht der verschiedenen Simulationsumgebungen und Lastprofile und deren Verknüpfung

3.1.2 Lastprofile

Die elektrischen Verbraucher im Haushalt wurden mit dem LPG definiert. Dieses Programm erstellt Lastprofile basierend auf einer Verhaltenssimulation der Menschen in einem Haushalt. Dazu ist unter anderem eine Vielzahl verschiedener Geräte mit ihrem Verbrauch hinterlegt. Für das vorliegende Projekt wurden zwei 4-Personen Haushalte (Familien) ausgewählt. Resultat dieser Simulation sind Profile für alle elektrischen Verbraucher sowie ein Profil mit dem WW-Bezug der Bewohner im Minutentakt.

Die einzelnen Geräte aus den Profilen wurden auf die Phasen des Dreiphasennetzes aufgeteilt. Diese Verteilung erfolgte nach folgenden Regeln:

- Geräte mit einem Verbrauch unter 370 W wurden gleichmässig auf die 3 Phasen verteilt. Diese Verbraucher werden der Kategorie Haushaltsstrom Fix zugeordnet.



- Geräte die pro Phase über 370 Watt (10 % von 16 A) brauchen, aber nicht in ein Lastmanagement eingebunden sind, wurden diskret auf eine Phase gelegt. Diese Verbraucher werden ebenfalls der Kategorie Haushaltsstrom Fix zugeordnet.
- Haushaltsgeräte mit einem möglichen Lastmanagement wurden mit Stromverbrauch pro Phase erfasst. Ein Lastmanagement kann in der Praxis maximal auf folgende Verbraucher angewandt werden: Waschmaschine, Tumbler und Geschirrspüler. Daher wurden diese Verbraucher in den Simulationen als separate Gruppe geführt. Diese Verbraucher werden der Kategorie Haushaltsstrom Variabel zugeordnet. Diese Verbraucher sind alle einphasig angeschlossen.

In Tabelle 1 sind Informationen zu den Haushaltsstromprofilen mit einem Gesamtverbrauch von 3.64 MWh für Haushalt 1 bzw. 4.82 MWh für Haushalt 2 dargestellt.

Aus dem WW-Bezug der Personen wurden Zapfprofile zur Verwendung in der Gesamtsimulation in TRNSYS erstellt. Für Haushalt 1 resultiert so ein Verbrauch von 3.07 MWh, für Haushalt 2 ergeben sich 3.20 MWh an Wärmebedarf für WW.

Haushalt Nr.		1	2
<u>Anzahl der Geräte:</u>			
Kleingeräte	[-]	30	36
Grossgeräte ohne Lastmanagement	[-]	11	14
Grossgeräte mit möglichem Lastmanagement	[-]	3	3
<u>Verbrauch</u>			
Fix belegte Komponenten	[MWh]	2.47	3.67
Variable Komponenten	[MWh]	1.17	1.14
Total	[MWh]	3.64	4.82

Tabelle 1: Details zu den Haushaltsstromprofilen „Normal“.

Um den Heizenergiebedarf zu simulieren wurde ein Modell eines Einfamilienhauses in der Simulationsumgebung IDA ICE aufgebaut. Das Simulationsmodell wurde basierend auf einem realen Einfamilienhaus (EFH) mit einer Energiebezugsfläche von 282 m² erstellt. Der Grundriss des Gebäudes mit den Aussenmassen 13.5 m x 7.5 m ist im Anhang 9.1 Gebäudesimulation dargestellt. In den Simulationen wurde das Gebäude nach Süden ausgerichtet.

Weiter wurde ein Doppel-EFH untersucht, das nur über einen gemeinsamen Stromnetzanschluss mit 16 A Absicherung verfügt, um zu überprüfen, ob das Konzept auch für grössere Gebäude als ein Einfamilienhaus möglich ist. In dieser Variante besteht ein gemeinsames Heizsystem für die Niedertemperaturheizungen der beiden Haushälften. Der Bedarf an Haushaltsstrom für die Bewohner wurde über einen zweiten Haushalt mit eigenem Profil berücksichtigt. Der Grundriss des Doppel-EFH ist in Abbildung 15 im Anhang 9.1 dargestellt. Der Grund für die Wahl eines Doppel-EFH anstatt z.B. eines Altbaus ist einerseits, dass ein typischer Fall zur Verwendung einer Wärmepumpe gesucht wurde und andererseits, dass die Anzahl von Haushaltsstromgeräten mit grosser elektrischer Leistung erhöht werden sollte.



Das Referenzgebäude wurde im Jahr 2003 nach Minergie-Standard basierend auf der MuKen 2000 erstellt. Der Grenzwert Heizenergie $Q_{h,li}$ für Minergiebauten war zum Zeitpunkt der Zertifizierung 20 % unter der Anforderung nach MuKen 2000. Zum Zeitpunkt der Zertifizierung war der Grenzwert Heizenergie $Q_{h,li}$ bei ca. 50 kWh/(m²a) für den Standort Luzern. Das Simulationsmodell des Doppelfamilienhauses wurde durch das seitliche Anfügen eines gleichen EFH mit gleicher Zoneneinteilung und Baumaterialien realisiert. Die Kennwerte der Bauteile sind in Anhang 9.1 Gebäudesimulation aufgeführt.

In der Simulation wurden die Klimadaten für den Standort Zürich mit Meteonorm basierend auf den Temperaturen von den Jahren 2000 bis 2009 angewandt. Die internen Lasten des Gebäudes (Anwesenheit der Personen und Abwärme aus verschiedenen Anwendungen) wurden mit Hilfe der Haushaltsstrom-Daten des Load Profile Generator bestimmt und manuell auf die entsprechenden Räume/Zonen des Referenzgebäudes verteilt. Der jährliche Energiebedarf der in der Simulation verwendeten Gebäude ist in Tabelle 2 aufgeführt.

Was	Einheit	EFH	DFH Teil A	DFH Teil B
Licht (elektrisch)	kWh/a	89	89	118
Geräte (elektrisch)	kWh/a	3555	3555	4726
Heizenergie (thermisch)	kWh/a	8581	8175	7752
Heizenergie spezifisch (thermisch)	kWh/(m ² a)	30.4	29.0	27.5
Energiebezugsfläche	m ²	282.0	282.0	282.0
Fensterfläche	m ²	61.8	60.4	62.7

Tabelle 2: Jährlicher Energiebedarf der simulierten Gebäude (Einfamilienhaus und Doppel-Einfamilienhaus aufgeteilt in Wohneinheit A und B)

Die Simulation des Gebäudes beinhaltet folgende Gebäudetechnik: Lüftung (mechanische mit WRG oder konstante Infiltration), Wärmespeicher (technischer Speicher + 300 Liter BW-Speicher) und Beschattung (automatisch mit Storen). Das Resultat dieser Simulation ist ein Lastprofil des Gebäudes (Heizlast in kW). Die Heizlast bei einer Aussentemperatur von -8 °C beträgt 5.3 kW. Der jährliche Heizwärmebedarf beträgt 8.6 MWh bei einer Energiebezugsfläche von 282 m².

Wie im Fall der Haushaltsstrom-Profile wurden auch hier Varianten für ein Einfamilienhaus (EFH) und ein Doppelhaus erstellt.



3.1.3 Gesamtsystem

In der Simulationsumgebung TRNSYS wurden das Heizsystem, eine PV-Anlage, Batterien und ein übergeordneter Regler abgebildet um den Bedarf an Wärme und Strom aus den Lastprofilen zu decken.

Das Heizsystem besteht aus einer Luft-Wasser Wärmepumpe (WP), einem WW-Speicher und einem technischen Speicher für die Raumheizung.

Das Modell für die WP beinhaltet eine detaillierte Modellierung der thermodynamischen Eigenschaften des Kältemittels sowie ein Kennfeld der Kompressorleistung [4]. Die WP kann die elektrische Leistungsaufnahme des Kompressors bis auf 30 % der maximalen Kompressorleistung einstellen. Für die Simulation im EFH wurde das Modell entsprechend einer WP mit einer Leistung von $7 \text{ kW}_{\text{therm}}$ bei A7/W35 parametrisiert.

Um die Simulation des Gebäudes in IDA ICE und des Heizsystems in TRNSYS voneinander zu entkoppeln wurde in der Simulation ein technischer Speicher mit einem Volumen von 0.3 m^3 eingesetzt. Die in TRNSYS simulierte Wärmepumpe belädt diesen technischen Speicher entsprechend der Heizkurve. Die Wärme für die Raumheizung nach dem Lastprofil aus IDA ICE wird aus diesem Speicher entnommen. Um eine passende Rücklauftemperatur der Raumwärmeverteilung zu erhalten wurde zusätzlich in TRNSYS eine Fussbodenheizung modelliert.

Für die PV-Anlage wurden monokristalline Module mit einer Nennleistung von 240 W definiert. Die Ausrichtung der Module entspricht einer Ost-West Ausrichtung mit einem Neigungswinkel von 15° . Bei einer optimalen Ausnutzung der vorhandenen Dachfläche (Flachdach) resultiert eine Anlage mit 9.6 kWp.

Die elektrische Batterie ist einer herkömmlichen Lithium-Ionen-Batterie nachempfunden. Es wird ein konstanter Wirkungsgrad über den gesamten Bereich der möglichen Lade- und Entladeleistungen und bei allen Ladezuständen (SOC) angenommen. Dies ist eine starke Vereinfachung, da der Wirkungsgrad umso geringer sein kann, je weiter die Ladeleistung vom optimalen Wert entfernt ist. Der Wirkungsgrad wird als Zykluswirkungsgrad dargestellt, der sowohl das Laden und Entladen der Energieverluste des AC/DC-Wechselrichters als auch den Ladevorgang der Batterie umfasst. Dieser Zykluswirkungsgrad beträgt 80 %.

3.1.4 Varianten

Aus dem beschriebenen Gesamtsystem wurden verschiedene Varianten abgeleitet. Dies unterscheiden sich in folgenden Parametern:

- Gebäude
 - o Einfamilienhaus
 - o Doppel Einfamilienhaus
- PV-Anlage
 - o keine
 - o 4.8 kWp (Jahresertrag 4.7 MWh)
 - o 9.6 kWp (Jahresertrag 9.5 MWh)
- Batterie
 - o 5 oder 8.6 kWh (nutzbare Kapazität)
 - o 4.3 oder 6 kW Lade-/Entladeleistung (max. 1/3 Leistung pro Phase)



- Lade-/Entladestrategie Batterie
 - Ladung: mit PV-Strom immer dann wenn Rückspeisung ins Stromnetz erfolgt
 - Ladung: mit PV-Strom immer dann wenn Rückspeisung ins Stromnetz erfolgt aber zusätzliche Nachladung auch ab Stromnetz, um 20 % Ladezustand der Batterie zu erhalten. Die Batterie wird dabei ab Netz geladen, sobald der Batterieladezustand 20 % unterschreitet und die Bezugsleistung < 16 A pro Phase ist.
 - Entladung: Vollständige Entladung wenn Stromverbrauch > PV-Leistung
 - Entladung: wenn Stromverbrauch > PV-Leistung jedoch nur bis 50 % der Batteriekapazität. Die letzten 50 % werden erst entladen wenn der Stromverbrauch im Gebäude 16 A pro Phase übersteigt.
- Betriebsstrategie Wärmepumpe
 - Regelung rein wärmegeführt
 - Falls der PV-Ertrag grösser ist als der Haushalts-Bezug werden zuerst der Warmwasserspeicher und dann der Heizungspuffer (nur während der Heizperiode) überheizt, wobei die obere Temperaturbegrenzung durch die maximale Vorlauftemperatur der Wärmepumpe gesetzt ist (kein Betrieb des Heizstabes).
 - Lastmanagement: Die Wärmepumpe wird gesperrt, sobald der Stromverbrauch im Gebäude 16 A übersteigt.

3.2 Netzkostenberechnungen

Zusammen mit einem Netzplaner wurden die technischen Auswirkungen durch die Installation von 16 A-Gebäuden (Anschlussüberstromunterbrechens mit 16 A) diskutiert. Als Ausgangslage für die Untersuchung wurde ein Einfamilienhausquartier mit 22 Gebäuden angenommen, wobei im Normalfall 11 Gebäude mit Anschlussüberstromunterbrecher von 25 A und 11 Gebäude mit Anschlussüberstromunterbrecher von 40 A ausgerüstet worden wären. Für die Abschätzungen der technischen Auswirkungen wurde angenommen, dass das Konzept des 16 A Gebäude für alle Gebäude im Modellquartier übernommen wird.

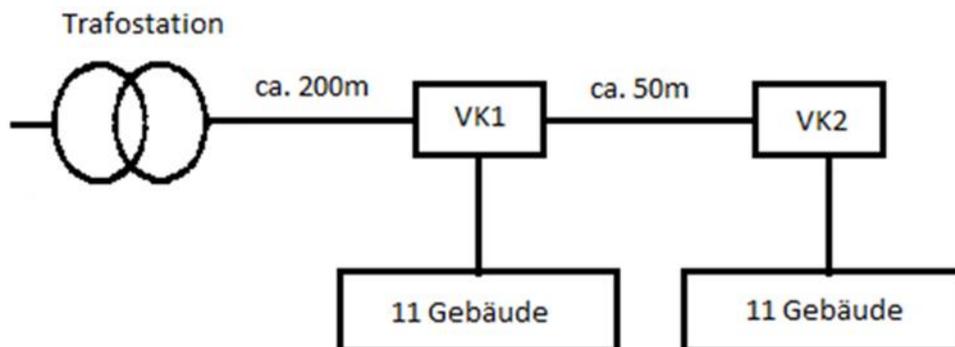


Abbildung 2: Schema des Modellquartiers mit Trafostation, Zuleitungen und Verteilkabinen



Folgende technischen Punkte, die ein mögliches finanzielles Einsparpotenzial darstellen, wurden näher untersucht:

- Transformator
- Kabelzuleitung auf die Verteilkabine
- Kabelzuleitung zum Gebäude/Gebäudeanschluss
- Kabelverluste auf Netzkabel
- Netzkostenbeitrag

3.3 Input Verteilnetzbetreiber

Nach Abschluss der Simulationsarbeiten und der Netzkostenberechnung wurden die Resultate mit drei Verteilnetzbetreibern diskutiert. Dabei wurden keine Details aus dem Bericht diskutiert, sondern die grundsätzlichen Vor- und Nachteile einer breiten Umsetzung eines 16 A Gebäude-Konzeptes.



4 Resultate

4.1 Simulationsresultate

4.1.1 Basisversion

In der Basisversion (V00) wurde ein Einfamilienhaus ohne PV-Anlage, Batteriespeicher oder Lastmanagement simuliert. Der gesamte thermische Energiebedarf des Gebäudes in der Basisversion beträgt 11.65 MWh. Davon fallen 8.58 MWh auf die Raumheizung und 3.07 MWh auf die Warmwasseraufbereitung. Zur Deckung dieses Wärmebedarfes benötigt das Heizsystem 3.87 MWh elektrische Energie (Jahresarbeitszahl 3). Zusammen mit dem elektrischen Energiebedarf der Haushaltsgeräte ergibt sich ein Netzbezug wie in Abbildung 3 dargestellt von 7.51 MWh pro Jahr.

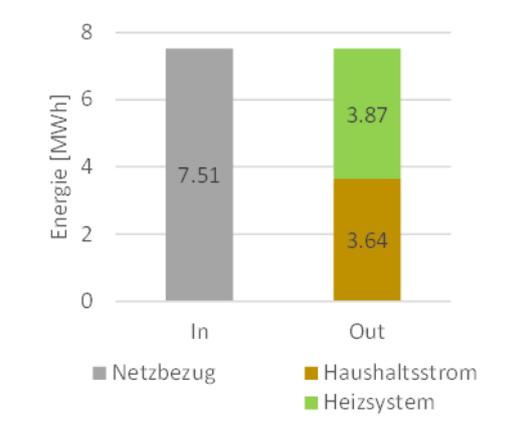


Abbildung 3: Elektrischer Energiebedarf der Basisversion (ohne PV-Anlage und ohne Batterie). Die Säulenbezeichnung „In“ steht für elektrische Energie, die ins Gebäude geliefert wird. Die Bezeichnung „Out“ für elektrische Energie, die im Gebäude verbraucht oder ins Stromnetz eingespeist wird.

In Abbildung 4 ist ein Histogramm des Netzbezuges dargestellt. Die Darstellung erfolgt aufgeteilt auf die drei Phasen mit einer logarithmischen Ordinatenachse. Es zeigt sich, dass auf jeder Phase der Bezug in über 90 % der Zeit unterhalb von 1 kW liegt.

In Gelb hinterlegt ist der Bereich mit einem Bezug von mehr als 3.7 kW auf mindestens einer Strom-Phase. Bei einer Spannung von 230 V ist in diesem Bereich der Strom also grösser als 16 A und somit über der in diesem Projekt definierten Grenze. Die Grenze von 16 A wird insgesamt über 16.4 Stunden überschritten. Auffällig dabei ist, dass der Bezug > 16 A auf Phase 1 (L1) durch eine durch Zufall entstandene ungleichmässige Verteilung der Lasten am häufigsten ist (12.5 h).

Der maximale Bezug auf einer Phase liegt mit 5.5 kW um weniger als 2 kW über der Grenze von 16 A.

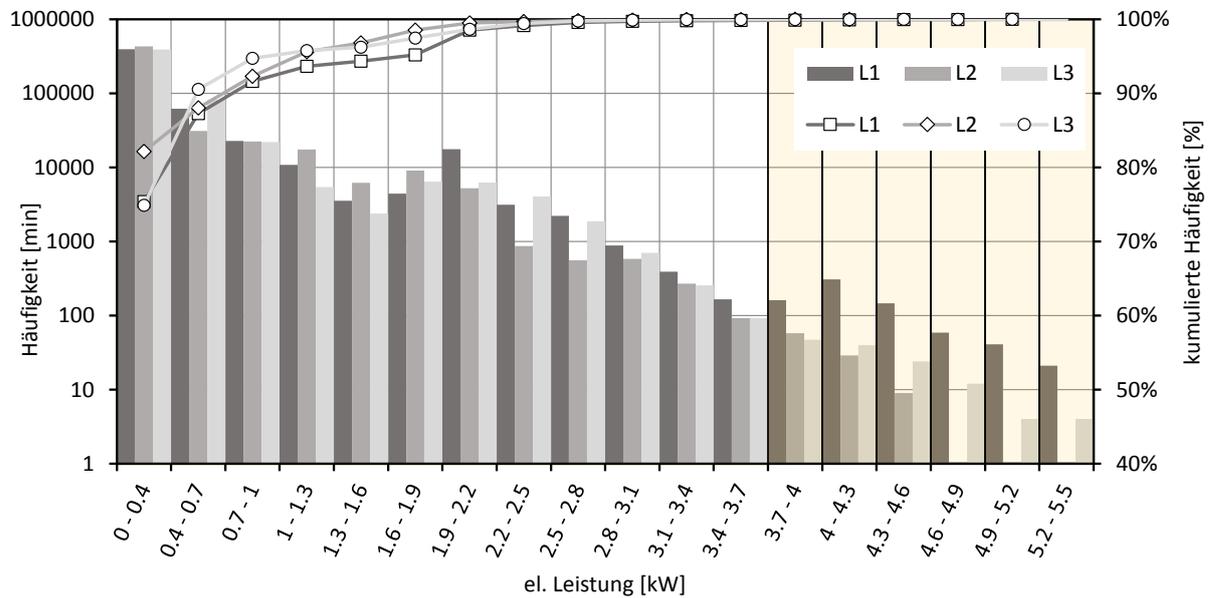


Abbildung 4: Resultate der Simulation in der Basisversion (ohne PV-Anlage, ohne Batterie). Gezeigt wird ein Histogramm des Netzbezuges eines Jahres, aufgeteilt auf drei Phasen (L1, L2 und L3). Farblich hinterlegt ist der Bezug mit einer Leistung von > 3.68 kW (> 16 A).

4.1.2 Varianten Einfamilienhaus

Neben der Basisvariante ohne PV und ohne Batterie (V00) wurden verschiedene weitere Varianten simuliert. Dazu wurden die unter Punkt 3.1.4 *Varianten* genannten Parameter verändert. In Tabelle 3 sind alle Varianten mit den entsprechenden Parametern dargestellt. Für jede Variante ist die Zeit, in der die Grenze von 16 A überschritten ist, ausgewiesen.



Variante	PV-Anlage	Batterie Kapazität / Leistung	Beladung der Batterie	Entladung der Batterie	Details	Strombezug > 16 A
	[kWp]	[kWh] / [kW]				[h]:
V00	kein PV	keine Batterie	-	-		16.43
V01	9.6	8.6 / 4.3	PV-Rückspeisung	Immer wenn Bedarf WP+HH > Angebot PV		5.18
V01_II	9.6	8.6 / 4.3	PV-Rückspeisung	Immer wenn Bedarf WP+HH > Angebot PV	Lastprofil für Wohneinheit II	2.95
V02	9.6	8.6 / 4.3	PV-Rückspeisung	50 % Kapazität reserviert für Bedarf WP+HH > 16 A		0.40
V03	9.6	keine Batterie	-	-		11.48
V04	9.6	keine Batterie	-	-	WP-Strategie: Bei PV-Ertrag > HH-Bezug: Überheizen	10.32
V05	9.6	5 / 6	PV-Rückspeisung	Immer wenn Bedarf WP+HH > Angebot PV		5.97
V06	9.6	5 / 6	PV-Rückspeisung	50 % Kapazität reserviert für Bedarf WP+HH > 16 A		0.00
V07	4.8	5 / 6	PV-Rückspeisung	50 % Kapazität reserviert für Bedarf WP+HH > 16 A		0.00

Tabelle 3: Rahmenbedingungen/Parameter der vorgestellten Varianten im Einfamilienhaus.

Im Folgenden werden weitere Details zu den einzelnen Varianten erläutert. Die Resultate sind zusammengefasst in Abbildung 5 dargestellt. Eine Variante nur mit Stromspeicher ohne PV wurde nicht geprüft, da diese keinesfalls wirtschaftlich zu betreiben wäre.



V01: In dieser Variante wurde die Basisvariante um eine 9.6 kWp PV-Anlage und eine Batterie ergänzt. Wegen der Verluste des Batteriespeichers erhöht sich in dieser Variante der gesamte Bedarf an elektrischer Energie von 7.5 MWh auf 8.1 MWh. Davon werden allerdings nur noch 3.5 MWh ab Netz bezogen. Von den 9.5 MWh des photovoltaisch erzeugten Stromes wurden 4.9 MWh in das Stromnetz gespeist. Das Eigenverbrauchsverhältnis (Formel 2) beträgt 48 %. Der Bezug ab Netz mit über 16 A reduziert sich auf nur noch 5.2 h im gesamten Jahr.

$$R_{eig} = \frac{W_{el,gesamt} - W_{el,Netzbezug}}{W_{el,PV}} \quad \text{Formel 1}$$

V01_II: In dieser Variante wurden identische Rahmenbedingungen wie in V01 angenommen, jedoch wurde das Lastprofil, das für die Simulation der zweiten Familie im Doppel-Einfamilienhaus erstellt wurde, eingesetzt. Alleine durch die Änderung des Lastprofils reduziert sich die Zeit mit einer Überschreitung von 16 A pro Phase von 5.18 auf 2.95 Stunden.

V02: Die Batterie wurde in V01 immer dann beladen, wenn durch die PV-Anlage mehr Strom erzeugt als gleichzeitig im Haushalt verbraucht wurde. Ebenso erfolgte die Entladung immer dann, wenn der Bedarf für die Haushaltsgeräte plus Heizsystem grösser als die PV-Produktion war. Auf diese Weise wird fast täglich ein Be- und Entladezyklus der Batterie umgesetzt. Allerdings steht auf diese Weise nicht immer genügend Kapazität zum Abdecken der Lastspitzen zur Verfügung. Deshalb wurden in der Variante V02 50 % der nutzbaren Kapazität der Batterie für das Decken der Lastspitzen reserviert. Durch diese Massnahme erhöht sich der Bezug ab Netz um 0.7 MWh auf 4.2 MWh, der Eigenverbrauchsquotient fällt mit 40 % um 8 %-Punkte tiefer aus als in Variante V01. Der Bezug ab Netz mit über 16 A beträgt insgesamt noch 0.4 h.

V03: Diese Variante enthält eine PV-Anlage aber keine Batterie. Eine Reduktion der Überschreitung der 16 A Grenze kann folglich nur aufgrund zufälliger zeitlicher Übereinstimmung von Lastspitzen und PV-Ertrag erfolgen. Im Vergleich zur Basisversion V00 führt dies zu einer Reduktion der Überschreitungen um ca. 5 Stunden auf 11.5 Stunden. Obwohl die PV-Anlage grösser als für ein Netto-0 Gebäude ausgelegt ist beträgt der Autarkiegrad des Systems lediglich 23 %, das Eigenverbrauchsverhältnis beträgt 18 %. Dies ist eine klare Folge des nicht vorhandenen Speichers.

V04: Die Variante entspricht V03, jedoch werden die thermischen Speichermöglichkeiten genutzt, um den Eigenverbrauch des PV-Stroms zu erhöhen. Dazu wird der Warmwasserspeicher aufgeheizt sobald PV-Strom aus dem Gebäude ins Verteilnetz geliefert würde. Falls nach Erreichen der maximalen Speichertemperatur noch immer genügend PV-Strom zur Verfügung steht und die Aussentemperatur der letzten 24 Stunden im Mittel tiefer als 15 °C war wird auch der Heizungspuffer überheizt. Diese Betriebsweise der WP kann die Spitzenleistung nur gering beeinflussen. Total werden immer noch während 10.3 Stunden die 16 A überschritten. Der Eigenverbrauchsquotient kann verglichen mit Variante V03 von 18 % auf 26 % gesteigert werden.

V05: In dieser Variante wurde der Stromspeicher im Vergleich zu V01 kleiner aber mit mehr Leistung für Laden und Entladen versehen. Mit 6 Stunden Überschreitung ist diese Variante leicht schlechter als V01, da der Speicher oft zu früh entladen wurde, als dass die erhöhte Leistung die Überlastung noch hätte reduzieren können. Der Eigenverbrauchsquotient sinkt im Vergleich mit V01 von 48 auf 41 %, was eine klare Folge des kleineren Stromspeichers ist.

V06: Diese Variante entspricht V05, jedoch wurde der Speicher so bewirtschaftet, dass immer 50 % der Akkukapazität vorgehalten wurden, die nur genutzt wurden, um Überschreitungssituationen zu reduzieren. Mit dieser Strategie konnte die Begrenzung auf 16 A am Hausanschluss realisiert werden. Der Eigenverbrauchsquotient sinkt verglichen mit V05 auf 35 %, weil die für die Eigenverbrauchsoptimierung zur Verfügung stehende Speicherkapazität sinkt. Entsprechend hätte diese Variante für den Hauseigentümer finanzielle Nachteile, sofern durch das EW kein Anreiz zur Anwendung dieser Strategie geschaffen wird.



V07: In dieser Variante wurde im Vergleich zur Variante V06 eine kleinere PV-Anlage (4.8 kWp statt 9.6 kWp) betrachtet. Trotz der kleineren PV-Anlage konnte der Bezug von Strom mit über 16 A auf 0 reduziert werden. Bei einem Bezug ab Netz von 5.2 MWh ergibt sich ein Eigenverbrauchsquotient von 56 % aufgrund der kleineren PV-Anlage.

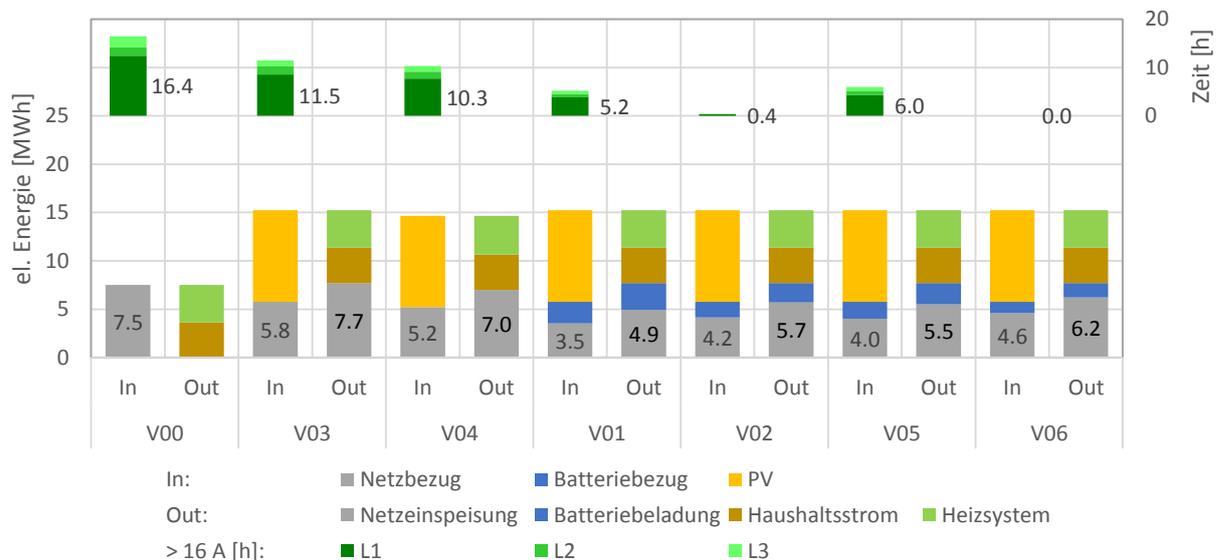


Abbildung 5: Resultate ausgewählter Simulationsvarianten. Zur verbesserten Vergleichbarkeit werden nur Resultate mit einer PV-Anlage von 9.6 kWp gezeigt. Von links nach rechts werden zuerst Simulationen ohne elektrochemischen Speicher (V00, V03, V04), dann Simulationen mit einem elektrochemischen Speicher mit tiefer Entladeleistung (V01, V02) und dann Simulationen mit elektrochemischem Speicher mit höherer Entladeleistung (V05, V06) gezeigt.

4.1.3 Varianten Doppel-Einfamilienhaus

Als Ausgangspunkt für die Simulationen im Doppel-EFH mit gemeinsamem Stromnetzanschluss mit 16 A Absicherung wurde die Anlage aus der Variante V02 verwendet: Eine 9.6 kWp PV-Anlage und eine Batterie mit 8.6 kWh nutzbarer Kapazität. 50 % der Kapazität werden zur Deckung der Lastspitzen aus dem Haushaltsstrom und dem Heizsystem reserviert. Eine grössere PV-Anlage hätte eine Leistungsbegrenzung bei 16 A bei der Einspeisung zur Folge (ab einer Leistung von 11 kWp zu Spitzenzeiten) ohne den Bezug weiter zu reduzieren.

Der Wärmebedarf im Doppel-EFH ist nahezu verdoppelt: Es werden 15.9 MWh für die Raumheizung und 6.3 MWh für WW benötigt. Das Heizsystem wurde entsprechend angepasst: Die Nennleistung der Luft-Wasser WP beträgt 11 kW, das Volumen der Wasserspeicher wurde verdoppelt. Die elektrische Leistungsaufnahme des Heizsystems beträgt 6.7 MWh im Jahr (Jahresarbeitszahl 3.3).



Variante	PV-Anlage	Batterie Kapazität / Leistung	Beladung der Batterie	Entladung der Batterie	Details	Strombezug > 16 A [h]:
V22	9.6	8.6 / 4.3	PV-Rückspeisung	50 % Kapazität reserviert für Bedarf WP+HH > 16 A		8.90
V23	9.6	8.6 / 6	PV-Rückspeisung	50 % Kapazität reserviert für Bedarf WP+HH > 16 A		5.75
V24	9.6	8.6 / 6	PV-Rückspeisung + Netzstrom für Mindestladezustand von 20 %	50 % Kapazität reserviert für Bedarf WP+HH > 16 A		2.23
V25	9.6	8.6 / 6	PV-Rückspeisung + Netzstrom für Mindestladezustand von 20 %	50 % Kapazität reserviert für Bedarf WP+HH > 16 A	Identisch zu V24, aber Trockner, Waschmaschine und Geschirrspüler dezidiert jeweils auf verschiedenen Phasen gelegt.	1.98
V26	9.6	8.6 / 6	PV-Rückspeisung + Netzstrom für Mindestladezustand von 20 %	50 % Kapazität reserviert für Bedarf WP+HH > 16 A	Phasen-Belegung wie V25; Lastmanagement der WP	0.62

Tabelle 4: Rahmenbedingungen/Parameter der vorgestellten Varianten im Doppel-Einfamilienhaus.

Im Folgenden werden weitere Details zu den einzelnen Varianten aus Tabelle 4 erläutert. Die Resultate sind zusammengefasst in Abbildung 6 dargestellt.

V22: Der gesamte elektrische Energiebedarf im Doppel-EFH beträgt 15.2 MWh ohne die Verluste der Batterie und 15.6 MWh inklusive der Batterieverluste. Der Netzbezug beträgt 10.0 MWh, das Eigenverbrauchsverhältnis beträgt 59 %. Der Bezug ab Netz mit über 16 A tritt in 8.9 Stunden auf.



V23: In dieser Variante wurde die maximale Be- und Entladeleistung der Batterie auf 6 kW (je 2 kW pro Phase) erhöht. Durch diese Massnahme reduziert sich die Zeit mit einer Überschreitung der 16 A im Vergleich zu V22 von 8.9 h auf 5.7 h. Die sonstigen Kennzahlen bleiben nahezu unverändert: Das Eigenverbrauchsverhältnis erhöht sich um 0.6 Prozent-Punkte auf 60 %, der Netzbezug reduziert sich um 50 kWh pro Jahr.

V24: In den bisherigen Varianten wurde die Batterie jeweils durch PV-Strom beladen. Im Doppel-EFH reichen die 4.3 kWh, die zur Deckung der Lastspitzen reserviert waren nicht aus, wenn über mehrere Tage kein nennenswerter PV-Ertrag vorhanden ist. In der Variante V24 wurde deshalb eine Beladung der Batterie über Netzstrom erlaubt: Ein Mindestladezustand von 20 % der nutzbaren Kapazität wird auch über Strom ab Netz aufrechterhalten. Diese Massnahme führt zu einer weiteren Reduktion der Zeit mit Überschreitung der 16 A auf noch 2.2 h pro Jahr. Das Eigenverbrauchsverhältnis ist praktisch unverändert gegenüber V23.

V25: In dieser Version wurden die Phasen der grösseren Verbraucher (Trockner, Waschmaschine und Geschirrspüler) so zugeordnet, dass aufgrund der Erfahrungen aus den bereits erfolgten Simulationen die Verteilung so sein sollte, dass die Grenze von 16 A pro Phase weniger überschritten wird. Die Resultate zeigen, dass diese Phasenbelegung, die nur aufgrund erfolgter Simulationen oder Erfahrungswerten möglich sind, wirkungsvoll ist. Die Überschreitung wurde von 2.2 in V24 auf 2 Stunden reduziert.

V26: In dieser Variante wurde ein Lastmanagement für die Wärmepumpe eingeführt. Die Wärmepumpe wurde dabei für maximal zwei Stunden gesperrt. Auch mit dieser Massnahme konnte die Überschreitung der 16 A Grenze nicht auf 0 reduziert werden. Die verbleibende Zeit beträgt nur noch 0.6 h pro Jahr. Diese Überschreitung ist vollständig auf den Haushaltsstrom zurückzuführen. Eine Verlängerung der Sperrung der Wärmepumpe hätte die Situation nicht verändert, da die WP zu den Zeiten der Überschreitung nicht mehr involviert war.

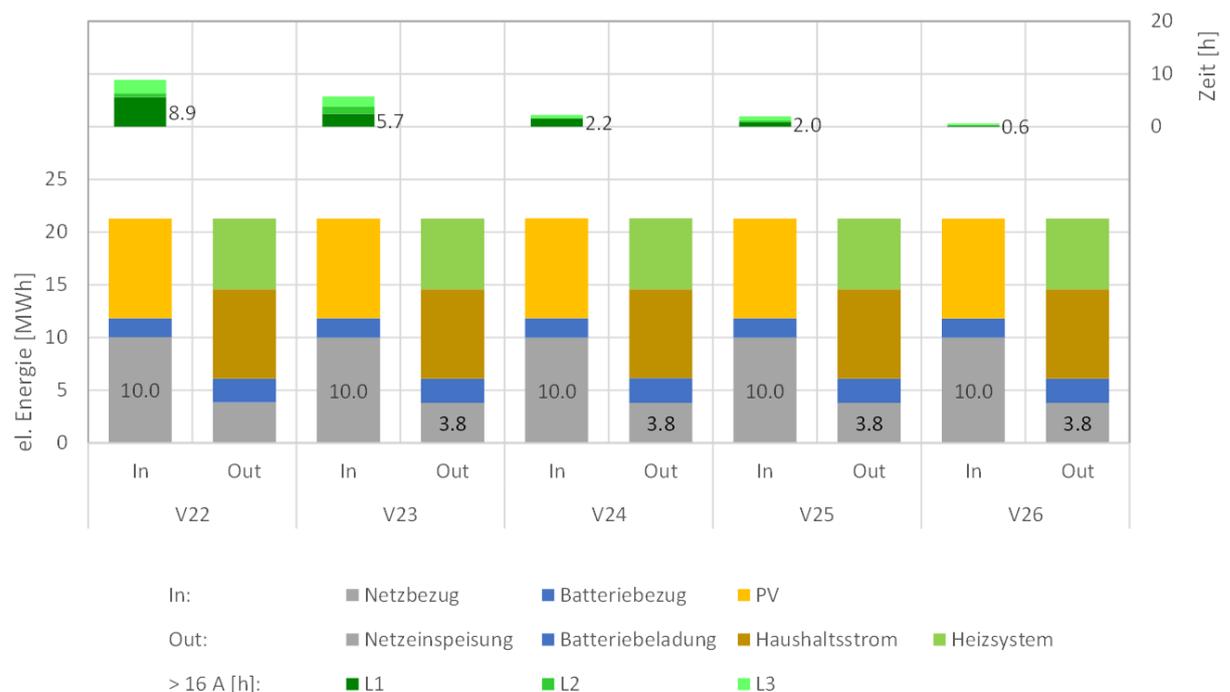


Abbildung 6: Resultate ausgewählter Simulationsvarianten im Doppel-Einfamilienhaus.



4.1.4 Überschreitungen nach Verbraucherkategorie

Die im simulierten Gebäude vorhandenen Verbraucher können gemäss Kapitel 3.1.2 *Lastprofile* in 3 Kategorien unterteilt werden. Es sind dies „Verbraucher fix“, „Verbraucher variabel“ und „Wärmepumpe“. Die Kategorie Wärmepumpe beinhaltet nur die Wärmepumpe, die Kategorie Verbraucher Variabel beinhaltet den Trockner, die Waschmaschine und den Geschirrspüler, die Kategorie Verbraucher fix alles Übrige.

Die Abbildungen im Anhang 9.2 zeigen auf, wann und wie oft im Jahresverlauf die Überschreitungen der 16 A Grenze bei verschiedenen Varianten auftreten. In den Abbildungen im Anhang 9.3 ist ersichtlich, welche Verbraucherkategorie für die Überschreitung verantwortlich ist. So zeigt z.B. die Grafik in Abbildung 7, dass in V26 die maximale elektrische Leistung der Geräte im Gebäude ohne die Wärmepumpe im Januar, März und Oktober die Leistung von 5.68 kW übersteigt. Da der Stromspeicher pro Phase maximal 2 kW leistet, sind zu diesen Zeiten Überschreitungen der 16 A-Grenze zu erwarten. Auch ein Lastmanagement der Wärmepumpe kann diese Überschreitungen nicht reduzieren. In Abbildung 8 ist die maximale elektrische Leistung in V26 der Geräte im Gebäude ohne die Wärmepumpe und ohne den Trockner, die Waschmaschine und den Geschirrspüler dargestellt. Da in dieser Grafik die Leistung von 5.68 kW nicht überschritten wird, kann der Schluss gezogen werden, dass die Überschreitung durch Geräte wie Trockner, Waschmaschine und/oder Geschirrspüler verursacht wird.

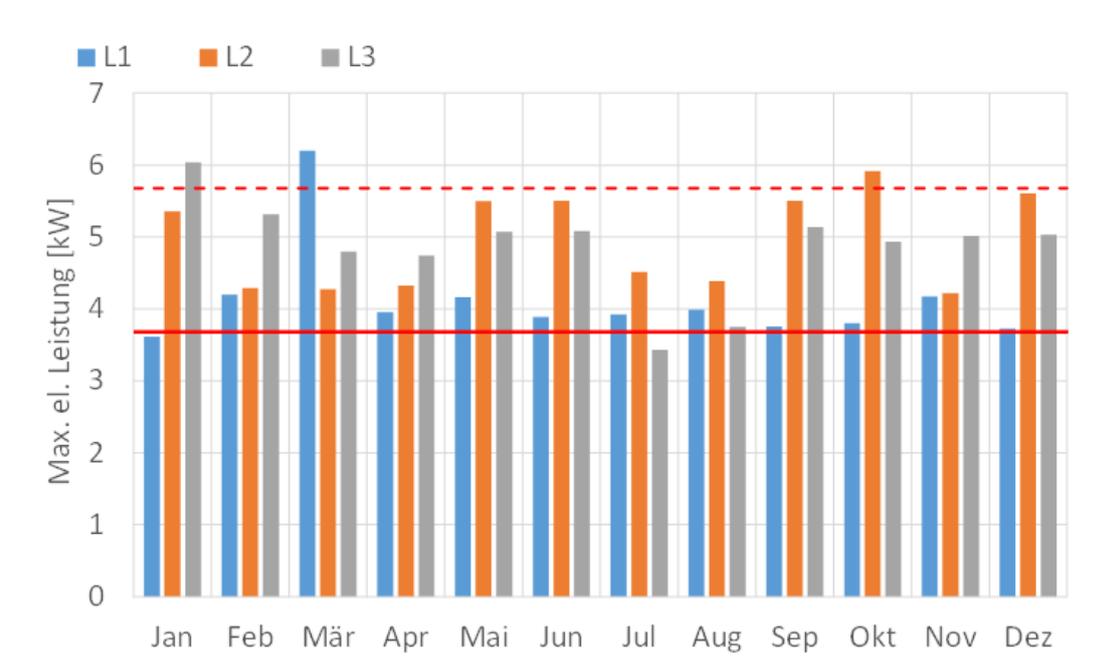


Abbildung 7: Maximale elektrische Leistung der Geräte im Gebäude ohne die Wärmepumpe (Verbraucherkategorien „Verbraucher fix“ und „Verbraucher variabel“; V26). Die rote durchgezogene Linie markiert die Leistung von 3.68 kW, die rote gestrichelte Linie die Leistung von 5.68 kW.

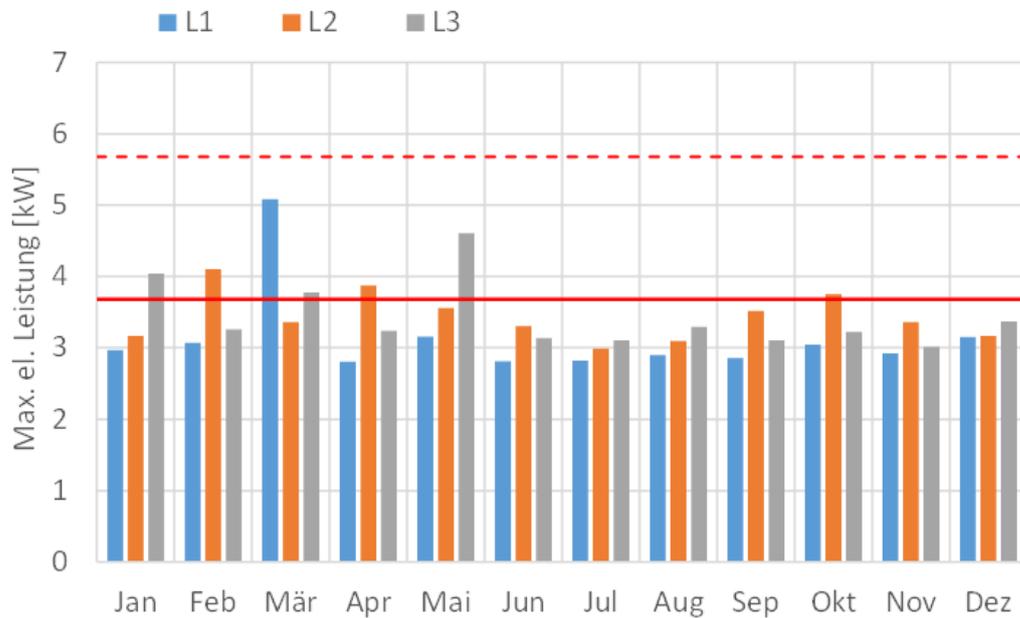


Abbildung 8: Maximale elektrische Leistung der Geräte im Gebäude ohne die Wärmepumpe und ohne den Trockner, die Waschmaschine und den Geschirrspüler (Verbraucherklasse „Verbraucher fix“; V26). Die rote durchgezogene Linie markiert die Leistung von 3.68 kW, die rote gestrichelte Linie die Leistung von 5.68 kW.

4.1.5 Überschreitung nach Tageszeit

Die Überschreitungen der 16 A Bezugsleistung finden in beiden generierten Profilen in der Regel zwischen 8.00 und 12.00 Uhr und zwischen 16.00 und 21.00 Uhr statt. Abbildung 9 zeigt die Überschreitungen nach Tageszeiten der Basisvariante V00. Eine Auswahl an weiteren Grafiken ist im Anhang 9.4 zu finden.

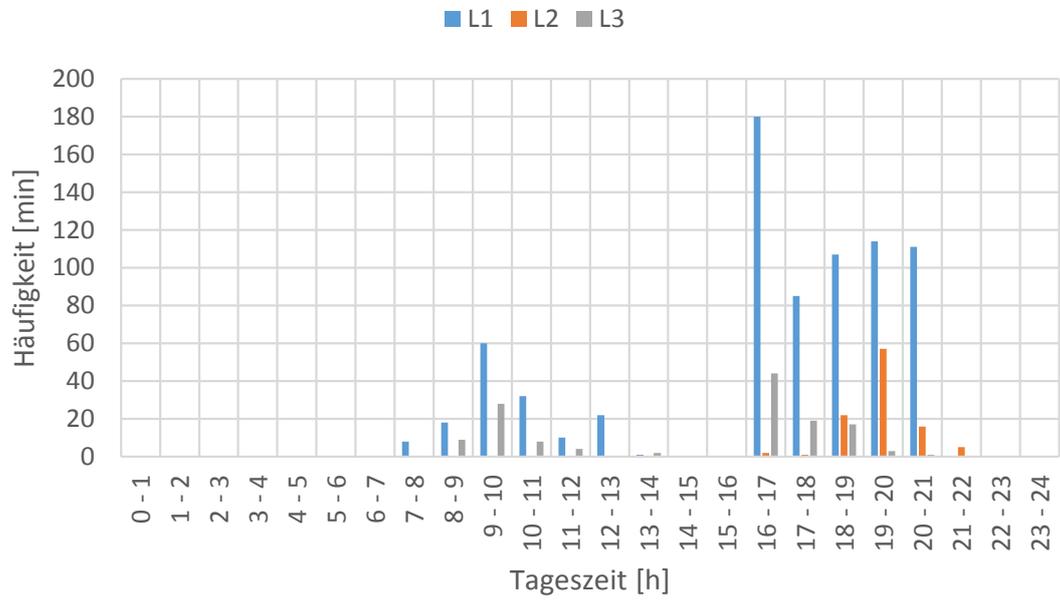


Abbildung 9: Die Überschreitungen in Minuten der 16 A Bezugsleistung vom Stromnetz nach Tageszeit.



4.2 Netzkostenberechnungen

4.2.1 Transformator

Es wäre wahrscheinlich in vereinzelt Fällen möglich, dass durch die tiefere Absicherung ein kleinerer Transformator zum Einsatz kommt. Das Einsparpotential, wenn der Transformator jeweils eine Stufe kleiner ausfällt, liegt zwischen CHF 2'900 und CHF 4'500 für das ganze Quartier. Eine Zusammenstellung der Transformatorkosten befindet sich im Anhang 9.5.

4.2.2 Kabelzuleitung auf die Verteilkabine

Die Zuleitungen zu den Kabelkabinen könnten von einem Leiterquerschnitt von 150 mm² auf einen Leiterquerschnitt von 95 mm² reduziert werden. Durch die geringere Dimensionierung der Zuleitungen zu den Kabelkabinen sind Einsparungen im Umfang von ca. CHF 6'000.- auf Quartierebene möglich. Die Grundlagen für die Dimensionierung und die Kostenberechnung finden sich in Anhang 9.6.

4.2.3 Kabelzuleitung zum Gebäude/Gebäudeanschluss

Gebäude werden netzseitig mit einem Minimalquerschnitt von 10 oder 25 mm² erschlossen. Diese Kabel kann man mit 63 A (10 mm²) bzw. 100A (25 mm²) absichern. Die Kabelquerschnitte werden also unabhängig von den maximal zu erwartenden Strömen dimensioniert. Daher würde die Reduktion der Absicherung von 25 A auf 16 A in den meisten Fällen keine Einsparungen auf das Anschlusskabel zwischen Verteilkabine und Gebäude zur Folge haben.

4.2.4 Kabelverluste auf Netzkabel

Da die Verluste im Netzkabel im Quadrat zum beaufschlagten Strom ansteigen, würde die Reduktion des Spitzenstromes auch tiefere Kabelverluste im Verteilnetz hervorrufen. Die Verlustleistung durch die Verringerung des Spitzenstromes auf 16 A ist bis um den Faktor 1.5 bzw. 2.5 geringer. Die Verlustenergie über ein Jahr ist jedoch sehr gering und daher vernachlässigbar. Die Berechnungen zu den Netzverlusten finden sich in Anhang 9.7.

4.2.5 Netzkostenbeitrag

Der Netzkostenbeitrag ist abhängig von der beim Netzbetreiber für ein Gebäude bestellten Leistung. Daher hat die Grösse der Absicherung einen bedeutenden Einfluss auf die Kosten für den Neuanschluss. Diese Kosten können einen Hinweis geben auf die möglichen Einsparungen im Verteilnetz und bei den Systemdienstleistungen.

Die durchschnittlichen Einsparungen aus einer Tarifanalyse bei 12 grossen Energieversorgern durch den Ersatz einer 16 A-Sicherung anstelle einer 40 A-Sicherung betragen ca. CHF 2'900.- pro Gebäude. Wenn die Absicherung von 25 A auf 16 A reduziert wird, verringern sich die Anschlusskosten um ca. CHF 500 – 1'500.- pro Gebäude. Die Grundlagen für die Berechnung des Netzkostenbeitrages finden sich in Anhang 9.8.

4.3 Leistungsbegrenzung von Wechselrichtern

Der Begrenzung von 16 A unterliegt auch der maximal durch einen Wechselrichter (WR) einer Solaranlage in das Stromnetz eingespeiste Strom. In diesem Fall muss evtl. die Leistung begrenzt werden. Dies kann durch die Installation eines WR erfolgen, dessen Hardware nicht mehr als 16 A pro Phase einspeisen kann. Mittels Software könnte ein WR, welcher eigentlich mehr Strom einspeisen könnte, ebenfalls begrenzt werden.



Eine Begrenzung der WR-Leistung via Software ist die technisch einfachste Lösung. Ob dies zulässig ist, wird von den im Projekt befragten Energieversorgern aktuell unterschiedlich beurteilt. Von zehn befragten Verteilnetzbetreibern lassen nur vier eine Begrenzung per Software zu.

Die Installation eines WR mit einer Nennleistung von weniger als 16 A pro Phase, aber eines Generatorfeldes das deutlich mehr Leistung liefern könnte, ist bei jedem Energieversorger zulässig. Jedoch kann in diesem Falle nicht ein beliebiger WR verwendet werden, da abhängig vom Hersteller die maximal zulässige Generatorleistung begrenzt ist. Die Antworten der Verteilnetzbetreiber auf unsere Anfrage und die Datenerhebung zu den Wechselrichtern finden sich in Anhang 9.9.

Für das Projekt ist es daher eine rein ökonomische Frage, die Einspeiseleistung auf 16 A zu begrenzen. Wobei eine Leistungsreduktion durch den Wechselrichter auf 70 % der Generatorleistung eine Ertragsreduktion von lediglich ca. 3 % bedeutet. Selbst eine Leistungsreduktion durch den Wechselrichter auf 50 % der Generatorleistung bedeutet nur einen Ertragsverlust von weniger als 20 %. Bei einer PV-Anlage mit 20 kWp Generatorleistung und einem Rückspeisetarif von 7 Rp./kWh entspricht das einer finanziellen Ertragseinbusse von jährlich maximal 280 CHF.

Für den Fall, dass der Verteilnetzbetreiber eine dynamische Steuerung der Leistung des Wechselrichters per Software zulässt, kann der Wechselrichter so eingestellt werden, dass am Hausanschluss der vorgegebene Wert von 16 A nicht überschritten wird. Der Wechselrichter würde dann aber im Falle von hohem Eigenverbrauch und hoher Generatorleistung mehr Strom als 16 A pro Phase abgeben, da dieser Strom im Gebäude verbraucht wird und nicht ins Verteilnetz eingespeist wird. Mit einer dynamischen Leistungsreduktion würde die genannte Ertragseinbusse von 280 CHF kleiner ausfallen, da bei genügend Generatorleistung der ins Verteilnetz eingespeiste Strom nicht um den Eigenverbrauch reduziert wird.

4.4 Diskussionen mit Verteilnetzbetreibern

Das Thema Leistungsbegrenzung stiess bei den Verteilnetzbetreibern generell auf grosses Interesse. Die Resultate der Studie wurden im Gespräch interessiert zur Kenntnis genommen.

Das Interesse an einer direkten Umsetzung von Gebäuden, die mit 16 A am Hausanschluss abgesichert sind, ist jedoch sehr klein. Dies weil die effektiven Einsparungen durch reduzierte Installationskosten in Form dünnerer Kabel und kleinerer Trafos verhältnismässig klein sind. In der durchgeführten Berechnung mit Standardwerten (Anhang 9.5 - 9.7) beträgt diese Einsparung ca. 500 CHF pro Gebäude. Oft ist in der Praxis sogar keinerlei Einsparung zu erwarten, da „Standardkabel“ welche für den Leitungsbau verwendet werden stark überdimensioniert sind, aber auf Grund der grossen Mengen dennoch sogar günstiger eingekauft werden als kleine Kabelquerschnitte mit entsprechend geringerer Liefermenge. Bei den Transformatoren wurde ebenfalls argumentiert, dass die Standardgrössen viel günstiger seien, als angepasste Grössen. Trafos werden in Standardgrössen eingekauft und in der Regel zu gross dimensioniert. Die Kosten im Leitungsbau fallen zu einem fast vernachlässigbaren Teil in Form von Materialkosten an.

Für ein reines Einfamilienhausquartier wäre eine Begrenzung auf 16 A Anschlussleistung mit entsprechend reduzierten Materialkosten möglich. Da heute jedoch viele neue Netze in der Agglomeration gebaut werden, bei denen immer auch Gewerbe mit erschlossen wird, ist in diesen Netzen das Gebäude als Verbraucher bezüglich Leistung kaum relevant. Auch die Umrüstung von einzelnen Gebäuden ist für den Verteilnetzbetreiber finanziell nicht interessant, da das bestehende Netz stark genug ausgebaut ist und einzelne Anschlüsse von Einfamilienhäusern mit reduzierter Leistung nicht ins Gewicht fallen. Auch heute noch werden Stromnetze so dimensioniert, dass im Durchschnitt Einfamilienhäuser mit 40 A Absicherung angeschlossen werden können.



Dazu gibt es verschiedene Empfehlungen für Verteilnetzbetreiber, die klar eine Überdimensionierung der Netze verlangen. Auch dem Gebäudebesitzer wird aufgrund der in Zukunft vermehrt anzutreffenden Elektroautos ein möglichst starker Hausanschluss empfohlen. Das Sprichwort „Intelligenz statt Kupfer“ scheint zumindest im Netzbau nur sehr begrenzt zu gelten. Eher gilt „Alu statt Kupfer“.

Aus Sicht des Verteilnetzbetreibers ist es daher deutlich einfacher, das Verteilnetz sehr grosszügig auszulegen, da damit bereits für alle Eventualitäten gesorgt ist und die Kosten für diese grosszügige Dimensionierung vom Gebäudebesitzer bezahlt werden. Die Umsetzung des 16 A-Gebäudes wird gemäss Aussagen der Verteilnetzbetreiber eingeführt, aber per Software begrenzt und überwacht und nicht per Hardware implementiert.

Als Hinweis für eine mögliche zukünftige Tarifgestaltung wurden die Resultate aus der Studie hingegen begrüsst. Die Berechnungen geben einen Hinweis, wie eine Tarifgestaltung in Zukunft umgesetzt werden könnte. So zeigen die verschiedenen Varianten, welche Leistungen zur erwarten sind, was für eine Tarifgestaltung eine nützliche Datengrundlage darstellt.



5 Diskussion der Ergebnisse

5.1 Simulationen

Die Ergebnisse zeigen, dass bei einem Einfamilienhaus die Ströme auf den drei Stromphasen im Verlauf eines Jahres nur jeweils für wenige Stunden über dem maximalen Bezugswert von 16 A bzw. 3.68 kW liegen.

Mit einer PV-Anlage und einer handelsüblichen Batterie kann die 16 A-Grenze während des gesamten Jahres sicher eingehalten werden. Im Gegensatz zu einem auf maximalen Ertrag ausgelegten System muss dazu ein Teil der Kapazität als Reserve für Spitzenbezüge freigehalten werden. Die ökonomischen Nachteile dieser Vorgehensweise halten sich dabei in engen Grenzen.

Ein Lastmanagement der Wärmepumpe oder von Geräten wie Geschirrspüler, Waschmaschine oder Trockner müsste in einem Einfamilienhaus erst bei einem deutlich höheren Bezug als demjenigen der simulierten Varianten eingesetzt werden.

Der Vergleich der Einfamilienhaus-Varianten V01 und V01_II zeigt, dass das Lastprofil stark variiert, wenn bei gleichen Rahmenbedingungen die Profile der Bewohner geändert werden. Da die Simulationen mit dem anspruchsvolleren Profil (dem Profil mit längerer Überschreitung) durchgeführt wurden, ist die Aussage, dass ein 16 A-Gebäude einfach realisiert werden kann, dennoch gültig.

Im Doppel-EFH genügt der Einsatz einer Batterie mit einer Be- und Entladeleistung von 6 kW hingegen nicht, um die 16 A-Grenze sicher einzuhalten. In Abbildung 10 ist das Histogramm der Simulationsvariante V24 dargestellt. Trotz der Batterie, die über Netzstrom auf einem Mindestladezustand von 20 % gehalten wird, wird die 16 A-Grenze innerhalb eines Jahres über insgesamt 2.2 h überschritten. Um diese Zeit sicher abdecken zu können müsste die Batterie eine maximale Entladeleistung von 12 kW (4 kW je Phase) haben. Alternativ zu einer solchen Lösung müsste ein Lastmanagement auf einzelne Geräte wie Trockner, Waschmaschine und Geschirrspüler angewendet werden.

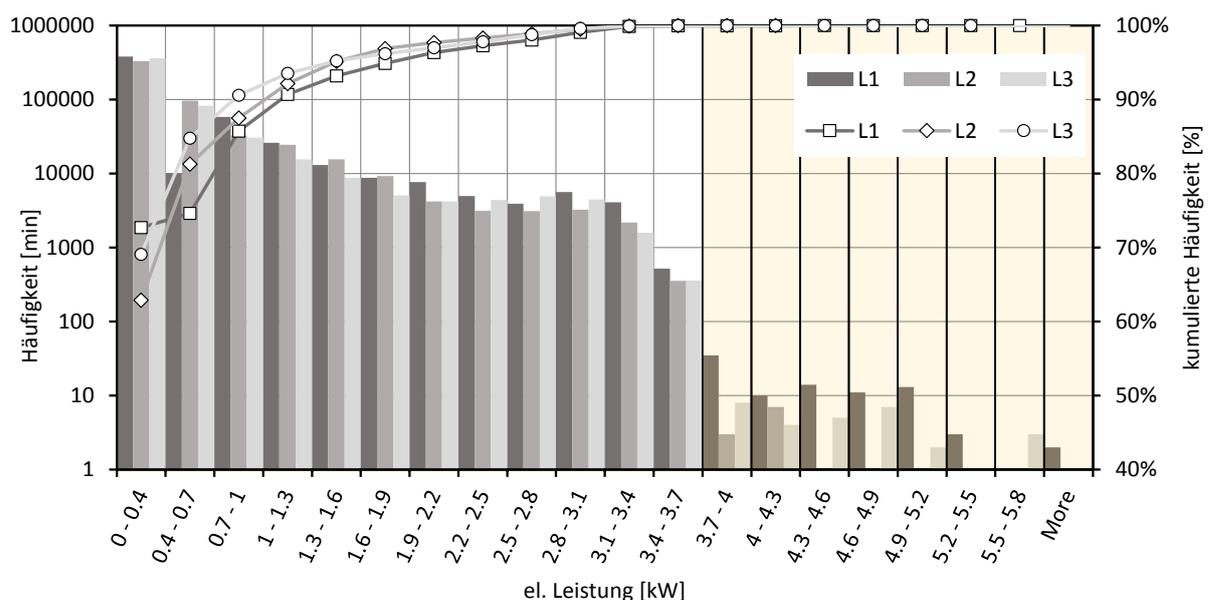


Abbildung 10: Resultate der Simulation mit Doppel-EFH, Batterie und PV-Anlage (V24). Gezeigt wird ein Histogramm des Netzbezuges eines Jahres, aufgeteilt auf drei Phasen (L1, L2 und L3). Farblich hinterlegt ist der Bezug mit einer Leistung von > 3.68 kW (> 16 A).



In Abbildung 11 ist dargestellt, wie häufig die Geschirrspüler aus den Haushaltsstromprofilen 1 und 2 zu jeder Tageszeit laufen. Beide Geräte sind in den jeweiligen Profilen auf Phase 1 angeordnet. Durch den regelmässigen Betrieb der Geräte fallen die Betriebszeiten häufig zusammen. Mit einer maximalen Leistungsaufnahme der Geräte von 2090 W wird bei gleichzeitigem Betrieb die 16 A-Grenze überschritten.

Gleiches gilt für die Geräte Wäschetrockner (mit 1635 W in Profil 1 bzw. 1540 W in Profil 2) und Waschmaschine (2825 W / 2890 W). Allerdings kann auch mit einer Verteilung der Geräte auf verschiedene Phasen in den beiden Haushalten die 16 A-Grenze mit der simulierten Batterie nicht eingehalten werden. Es wird lediglich eine Reduzierung der Überschreitung erreicht. Durch zufälliges Zusammenfallen der einzelnen Verbraucher bleibt ein Rest an Bezug > 16 A bestehen.

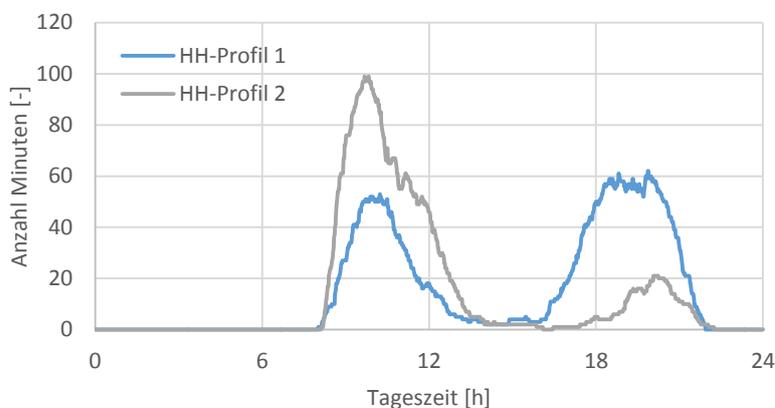


Abbildung 11: Verteilung der Laufzeit der Geschirrspüler aus den Haushaltsstromprofilen 1 und 2

5.2 Gebäudemodell/Lastprofile

Für die Simulationen im Projekt 16 A wurden Haushaltsstromprofile aus dem Verbrauch einzelner Geräte erstellt, indem die Geräte gezielt auf einzelne Phasen verteilt wurden. In Realität erfolgt diese Verteilung eher aufgrund von räumlichen Gegebenheiten als aufgrund des angenommenen Leistungsbezuges. Diese Verteilung ist ein wichtiger Bestandteil einer erfolgreichen Umsetzung des Konzeptes. Allerdings zeigen einzelne Simulationen, dass der Einfluss der Verteilung anfangs überschätzt wurde. So reduziert eine Verteilung der Geräte im Doppel-EFH auf jeweils unterschiedliche Phasen (Trockner in Haushalt A auf einer anderen Phase als Trockner in Haushalt B etc.) die Überschreitung der 16 A weniger als von den Autoren zuvor erwartet wurde. Dieser Zusammenhang spricht für eine einfachere Umsetzung des 16 A Konzeptes als anfänglich angenommen.

Das Gebäudemodell beschränkt sich auf einen Gebäudetyp aus dem Jahr 2003 mit einem einzigen thermischen Profil. Überlegungen, die Anzahl Gebäudemodelle auszuweiten haben gezeigt, dass dies keine zusätzlichen Erkenntnisse generieren würde. Würden ältere Gebäude simuliert wäre der Einsatz einer Wärmepumpe als Heizsystem nicht zulässig gewesen und die elektrischen Verbraucher hätten sich nicht relevant geändert. Die Aussagen zu den Simulationen gelten daher auch für ältere Gebäude mit z.B. einer Ölheizung. Im Einfamilienhaus würde die 16 A-Begrenzung nicht überschritten, und im Mehrfamilienhaus könnte die 16 A-Begrenzung nicht eingehalten werden, da die Überschreitungen nicht durch die Wärmepumpe verursacht werden (V26).



Auch bei einem neueren Gebäude würde die benötigte thermische Energie tendenziell wieder weniger, was die Zielerreichung einfacher macht.

Selbst die Gebäudegrösse ist in einem relativ breiten Bereich nicht relevant für die Aussage, solange dieselbe Anzahl Personen im Haushalt wohnen. Im Einfamilienhaus gibt es noch genügend Spielraum für eine etwas grössere Wärmepumpe. Hier ist jedoch ein Anstieg der Zeitspanne mit Überschreitungen zu erwarten.

Bei den Lastprofilen wurde kein Elektroauto berücksichtigt. Dies aus der Überlegung, dass während den Nachtstunden immer genügend Leistungsreserve zur Verfügung steht, um ein Elektroauto mit einer Batteriekapazität von ca. 40 kWh (200 km Aktionsradius) vollständig zu laden. Kundenwünsche wie Schnellladungen oder sehr grosse Batteriekapazitäten sind Ausnahmefälle, die in der Studie nicht behandelt wurden.

5.3 Relevanz des Konzeptes 16 A-Gebäude

Heute verrechnen Verteilnetzbetreiber einen Betrag von ca. 100 – 200 CHF pro kVA Anschlussleistung (Anhang 9.8). Dieser lineare Zusammenhang zwischen Anschlussleistung und Anschlusspreis lässt sich gemäss unseren Berechnungen nur bedingt mit den Materialkosten für den Hausanschluss rechtfertigen und wird daher vermutlich grösstenteils für die Investitionen in übergeordnete Netzebenen verwendet. Einzelne Verteilnetzbetreiber argumentieren auch, dass die linear steigenden Anschlusspreise die Kunden für einen bewussten Umgang mit Strom sensibilisieren sollen. Dies zeigt, dass ein Konzept mit reduzierter Anschlussleistung zumindest für das Stromnetz der Zukunft relevant ist.

Die Relevanz der Leistungsbetrachtung der Energieversorgung von kleineren Gebäuden ist grundsätzlich unbestritten. So zeigt eine Studie der Fachhochschule Nordwestschweiz [5], dass im Bereich der Laststeuerung eine Leistungsoptimierung die beste Gesamtbewertung für die Netzdienlichkeit aufweist. Die Leistungsoptimierung schneidet dabei besser ab als der heutige Zustand oder eine Eigenverbrauchsoptimierung.

Aufgrund der eher moderaten finanziellen Einsparungen im Bereich Netzkosten und der eindeutigen Aussagen der Verteilnetzbetreiber, die den Komfortanspruch des Kunden noch sehr hoch gewichten, ist jedoch klar, dass das Konzept 16 A-Gebäude nicht mit einer Hardware-Begrenzung in Form eines Überstromunterbrechers umgesetzt werden wird.

Die Verteilnetzbetreiber sind sich bewusst, dass das Thema Leistungsbegrenzung in Zukunft weiter an Bedeutung gewinnen wird, und erachten daher das 16 A-Konzept als relevant. Gleichzeitig verfolgen sie im aktuellen Umfeld eine Strategie, die sich stark an den Komfortansprüchen und den Netzbaupraktiken der vergangenen Jahre orientiert.

Die Erkenntnisse zum Thema Leistungsbegrenzungen im Einfamilienhaus und Doppelfamilienhaus mit gemeinsamem Stromnetzanschluss mit 16 A Absicherung geben wertvolle Hinweise, mit welchen Technologien eine Bezugsleistung von 11 kW problemlos eingehalten werden kann und welche Rahmenbedingungen dies nicht erlauben. Für die zukünftige Gestaltung von Leistungstarifen bieten die Erkenntnisse der vorliegenden Untersuchung eine solide Grundlage.

Mit der Einführung von Smart Metern rückt die Umsetzung des Konzeptes des 16 A-Gebäudes in Griffnähe. Die Umsetzung wird aber über Leistungstarife/Softwareüberwachung erfolgen und nicht in Form von fest installierten Überstromunterbrechern.



Weiter ist das Projektteam der Ansicht, dass die saubere Abgrenzung, wer die Hoheit über die Steuerung von relevanten Stromverbrauchern im Haushalt haben soll, noch nicht geklärt ist. Hier liefert die Studie einen Ansatz zur klaren Trennung der Verantwortlichkeiten bei der Steuerung von Verbrauchern im Haushalt. Auch für die Verteilnetzbetreiber sind die zu erwartenden Kosten, die durch einen steuerungstechnischen Eingriff in den Haushalt insbesondere im Fehlerfall anfallen, noch sehr schwer abschätzbar. Dies macht das 16 A-Konzept als definierte Schnittstelle zwischen Gebäude und Verteilnetzbetreiber interessant.

Verteilnetzbetreiber und Endkunden erhalten mit dieser Studie eine fundierte Grundlage für die Diskussion, ab welcher Anschlussleistung z.B. eine Steuerung von Verbrauchern in Gebäuden durch den Verteilnetzbetreiber sinnvoll sein könnte, und in welchen Situationen diese nicht notwendig ist.



6 Schlussfolgerungen und Ausblick

Mit der Analyse der Leistungsbegrenzung bei Wohnhäusern liegt eine Grundlage vor, um die Konsequenzen für Elektrizitätsversorger hinsichtlich Netzausbau und Auswirkungen auf den Endkunden zu bewerten. Die Analyse zeigt auf, welche Parameter relevant sind, um einfach und potenziell kostengünstig eine signifikante Leistungsreduzierung im Verbraucherprofil umzusetzen. Auf dieser Basis können sehr gut weitere Untersuchungen und Schlussfolgerungen aufgebaut werden sowie Daten für ein erweitertes Umfeld und weitere Analysen zur Verfügung gestellt werden. Die möglichen Felder sind nachfolgend aufgelistet:

- Relevante Erkenntnisse zur zukünftigen Strompreisgestaltung und Beurteilung der möglichen Einführung von Leistungstarifen können genutzt werden. Bei der Einführung von Leistungstarifen für Einfamilienhäuser und Mehrfamilienhäuser kann mit dem Wissen aus dem Projekt z.B. ein angepasstes Tarifsystem konzipiert werden, das ab einer Bezugsleistung von 16 A pro Phase eine progressive Erhöhung des Leistungstarifs beinhaltet.
- Die verwendeten Lastprofile werden Interessierten zur Verfügung gestellt und können aufgrund ihrer Struktur einfach an andere Anforderungen angepasst werden. Die Erfahrung aus der Arbeit mit diesen Lastprofilen kommt insbesondere den Fragestellungen zugute, die sich mit Leistungsaspekten beschäftigen. Da die Simulationsumgebung einfach an kundenspezifische Bedürfnisse angepasst werden kann, können individuelle Lastprofile schnell in aussagekräftigen Varianten untersucht werden.

Der Schlussbericht wird allen beteiligten Energieversorgern zur Verfügung gestellt. Es sind entsprechende Rückmeldungen und eventuelle Projektvorschläge zu den genannten Feldern zu erwarten.

Der Wert einer Leistungsbegrenzung aus Sicht von Energieversorgern ist gegeben, zum Beispiel hinsichtlich eines optimierten Strom-Einkaufspreises oder Investitionen in die Netzstabilität. Eine konkrete Umsetzung z.B. in Form eines Quartiers mit mehreren Gebäuden und einer per Hardware definierten Begrenzung auf 16 A ist nicht zu erwarten, da die unmittelbaren Einsparungen im Netzbau sehr gering sind. Die Umsetzung eines auf einer Leistungsbegrenzung per Smart Meter basierenden Konzeptes ist hingegen denkbar.

Letztendlich wäre eine Untersuchung lohnenswert, die das Zusammenspiel einer Leistungsbegrenzung mit einem variablen Strompreis umfassend beurteilt. Die Ergebnisse wären sowohl für den Stromlieferanten als auch für den Stromkunden von grosser Bedeutung.

Die beteiligten Institute werden die gewonnenen Erkenntnisse nutzen, um neue Fragestellungen, Partnerschaften und Lösungsansätze zu entwickeln.



7 Publikationen

Haberl_2018 Elektrische Leistungsbegrenzung für Gebäude – Herausforderungen und Strategien zur Umsetzung; 20. Status-Seminar «Forschen für den Bau im Kontext von Energie und Umwelt»



8 Referenzen

- [1] Klein, S.A. et al, 2010. TRNSYS 17: A Transient System Simulation Program, Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin, Madison, USA. Available at: <http://sel.me.wisc.edu/trnsys>.
- [2] Pflugradt, N., Load Profile Generator: Available at: <https://www.loadprofilegenerator.de/> [Zugegriffen Januar 25, 2017].
- [3] O A, IDA Indoor Climate and Energy (IDA ICE). Available at: <https://www.equa.se/de/ida-ice>.
- [4] Heinz, A. & Haller, M., 2013. Appendix A3 - Description of TRNSYS Type 877 by IWT and SPF. In: Models of Sub-Components and Validation for the IEA SHC Task 44 / HPP Annex 38 - Part C: Heat Pump Models - FINAL - A technical report of subtask C Report C2 Part C.
- [5] Hunziker, C. et al. 2017. Netzkompatibilität von Wohngebäuden - Entwicklung einer Bewertungsmethode, BFE Energieforschung, Jahresbericht vom 23.11.2018



9 Anhänge

9.1 Gebäudesimulation

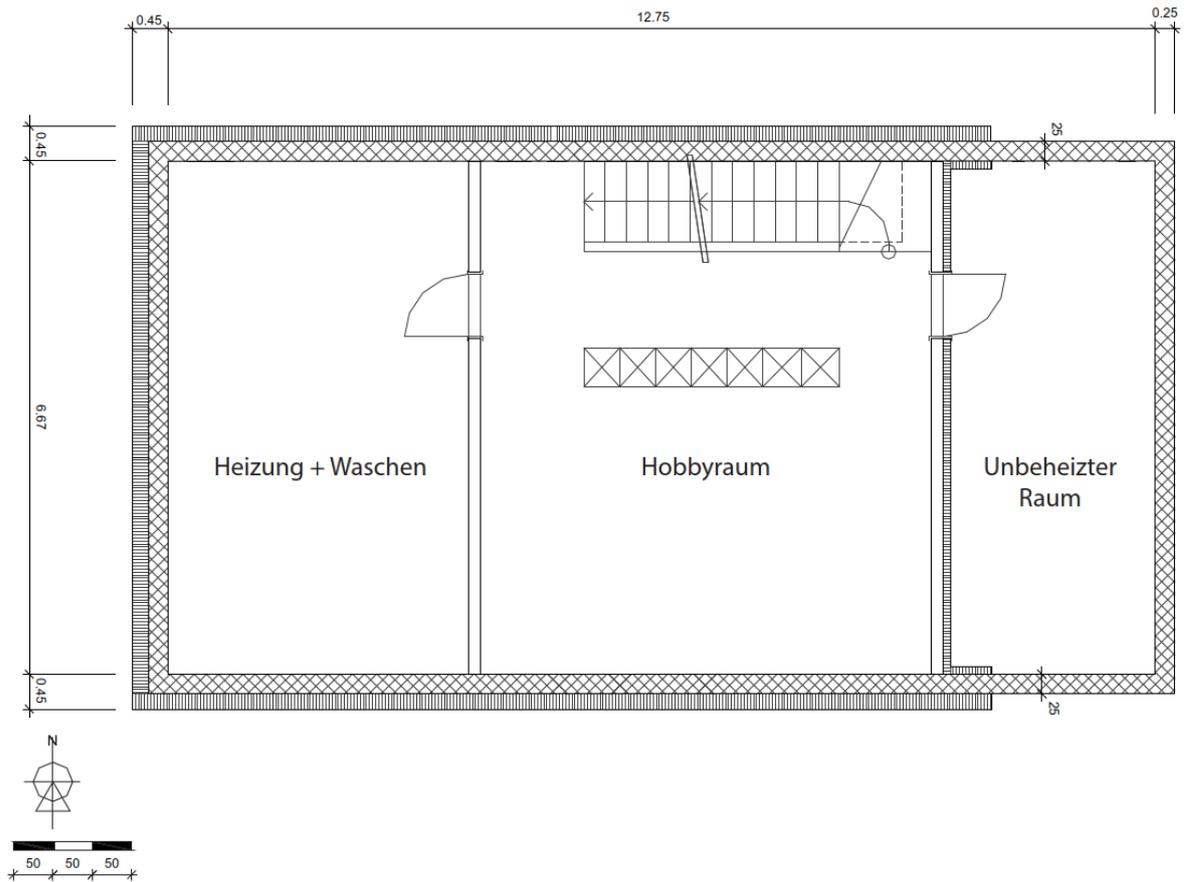


Abbildung 12: Grundriss Untergeschoss für Gebäudesimulation

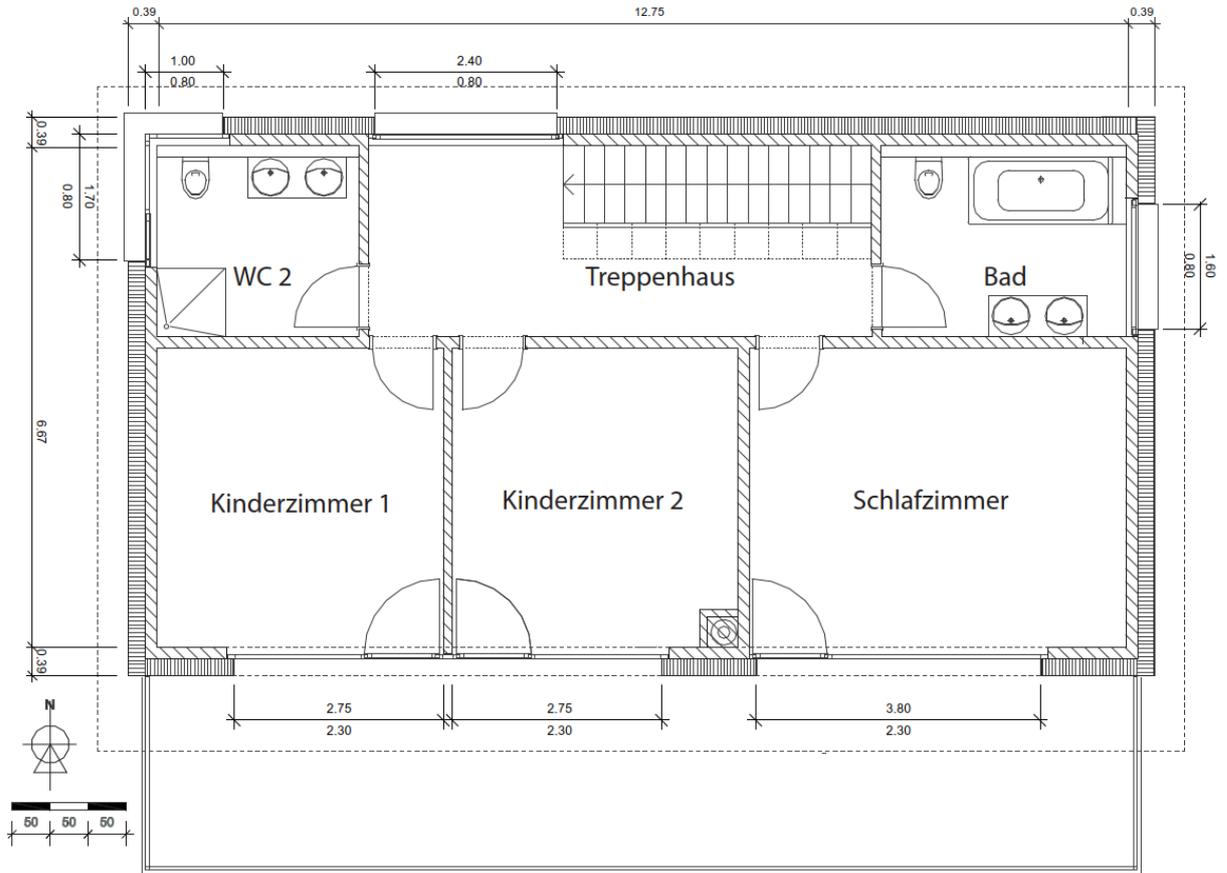


Abbildung 14: Grundriss Obergeschoss für Gebäudesimulation

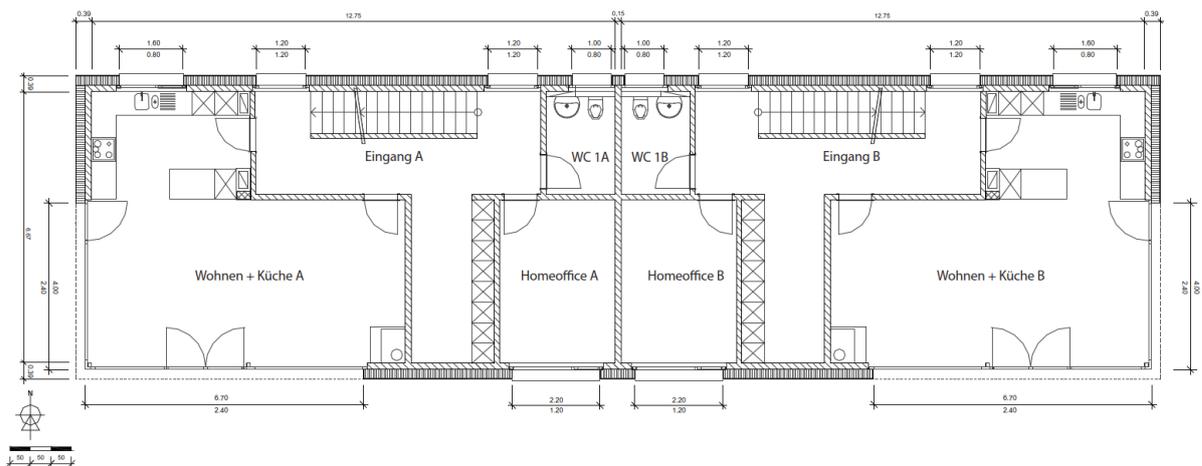


Abbildung 15: Grundriss Erdgeschoss Doppel-Einfamilienhaus für Gebäudesimulation



Ort	Bauteil	U-Wert [W/m2K]	Wanddicke [m]
OG, EG	Aussenwand	0.15	0.39
	Dach	0.13	0.48
	Boden	0.56	0.39
	Innenwände	2.12	0.14
UG	Aussenwand	0.17	0.45
	Wand nach unbeheizt	0.31	0.26
	Boden	0.25	0.53
UG, EG, OG	Mittlerer U-Wert	0.31	
		U-Wert [W/m2K]	Energiedurchlassgrad [-]
OG, EG	Fenster U-Wert Glas	0.7	
	Fenster g-Wert Glas		0.5

Tabelle 5: Kennwerte der einzelnen Bauteile des simulierten Gebäudes

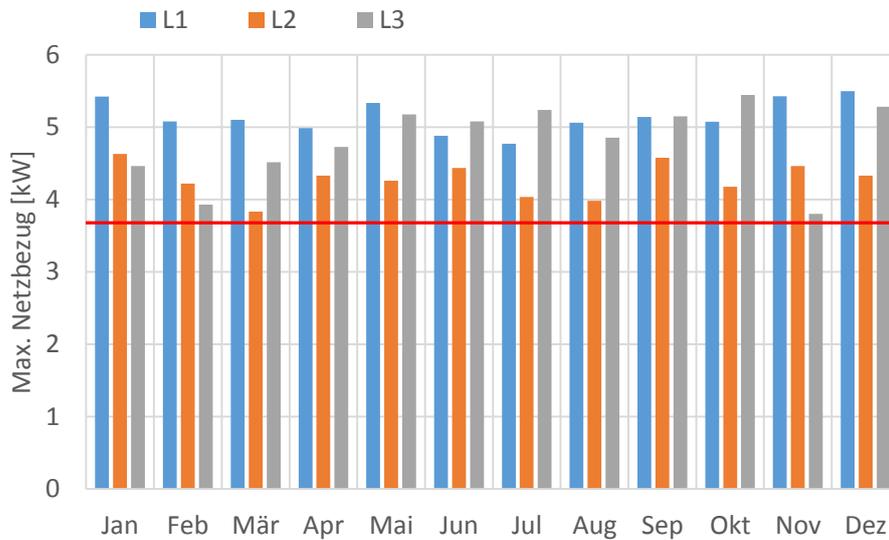


9.2 Netzbezug

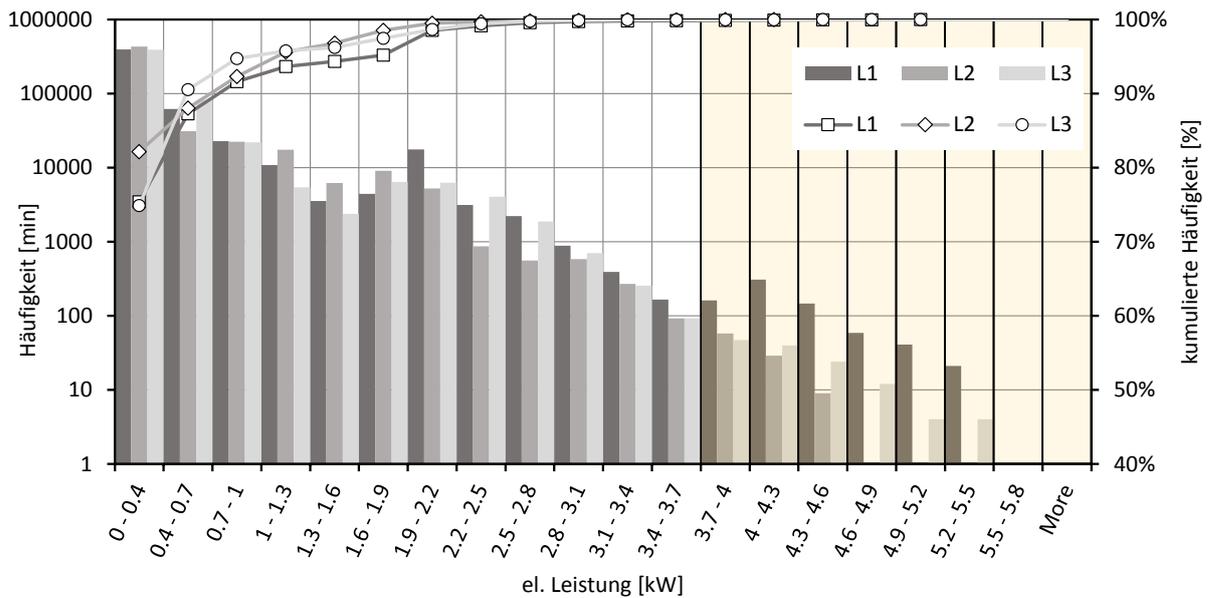
Dabei ist jeweils die Leistung 3.68 kW (16 A, 230 V) mit einer roten Linie eingezeichnet. Zusätzlich ist ab Absatz 9.3 die Grenze von 5.68 kW eingezeichnet. Diese entspricht der maximalen möglichen Bezugsleistung von 3.68 kW ab Stromnetz plus der 2 kW aus dem Stromspeicher.

V00

Maximaler Netzbezug



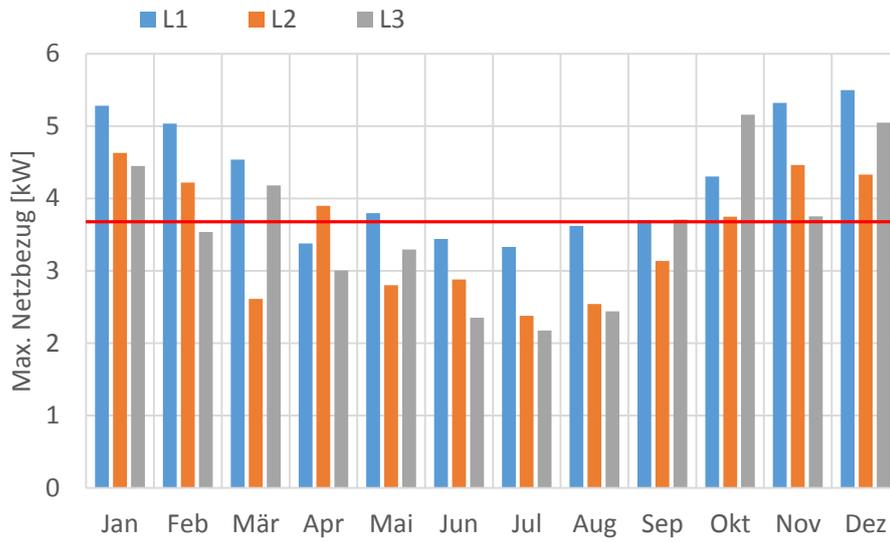
Histogramm Netzbezug



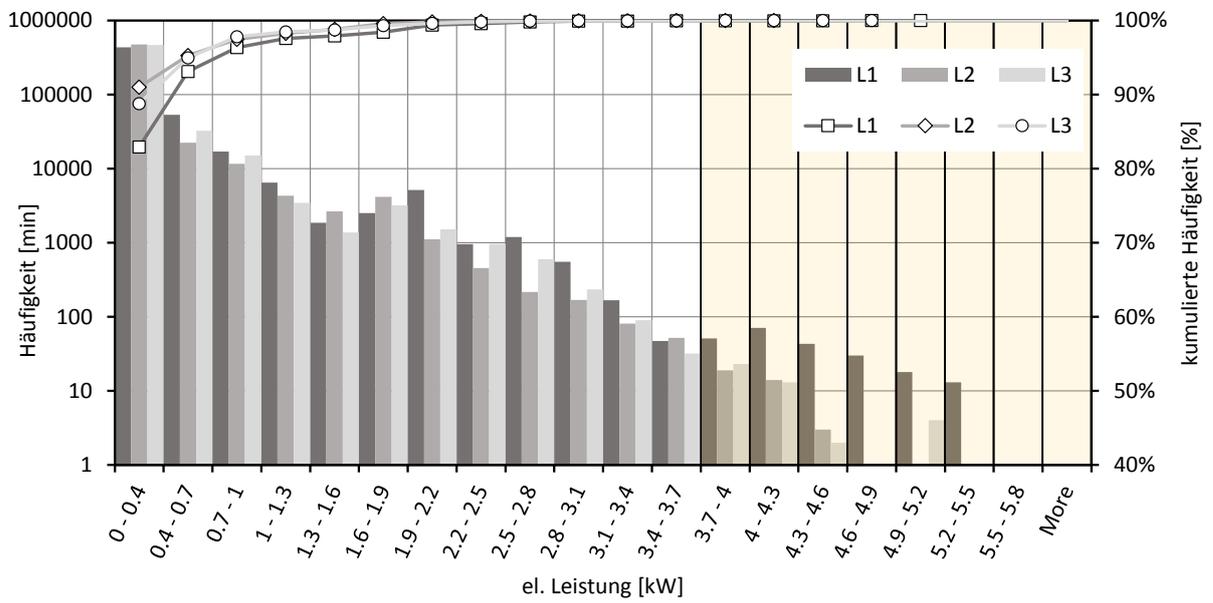


V01

Maximaler Netzbezug:



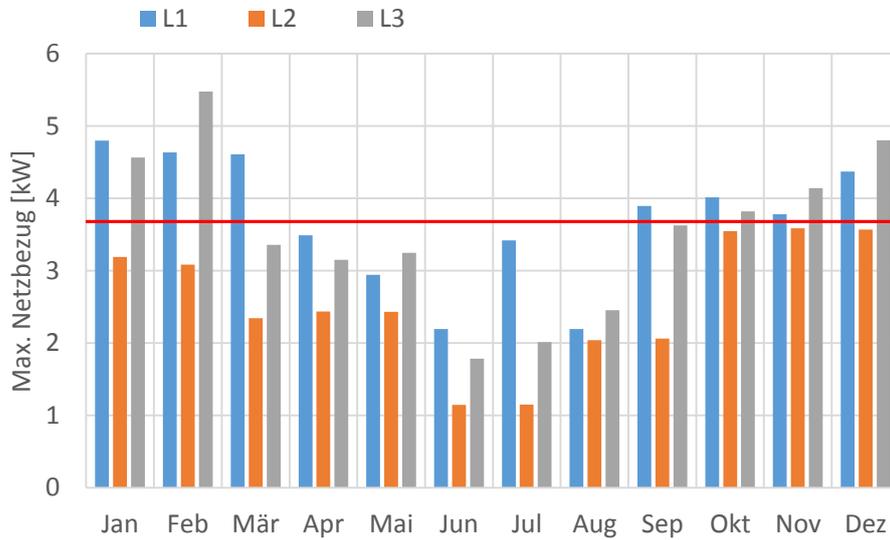
Histogramm Netzbezug



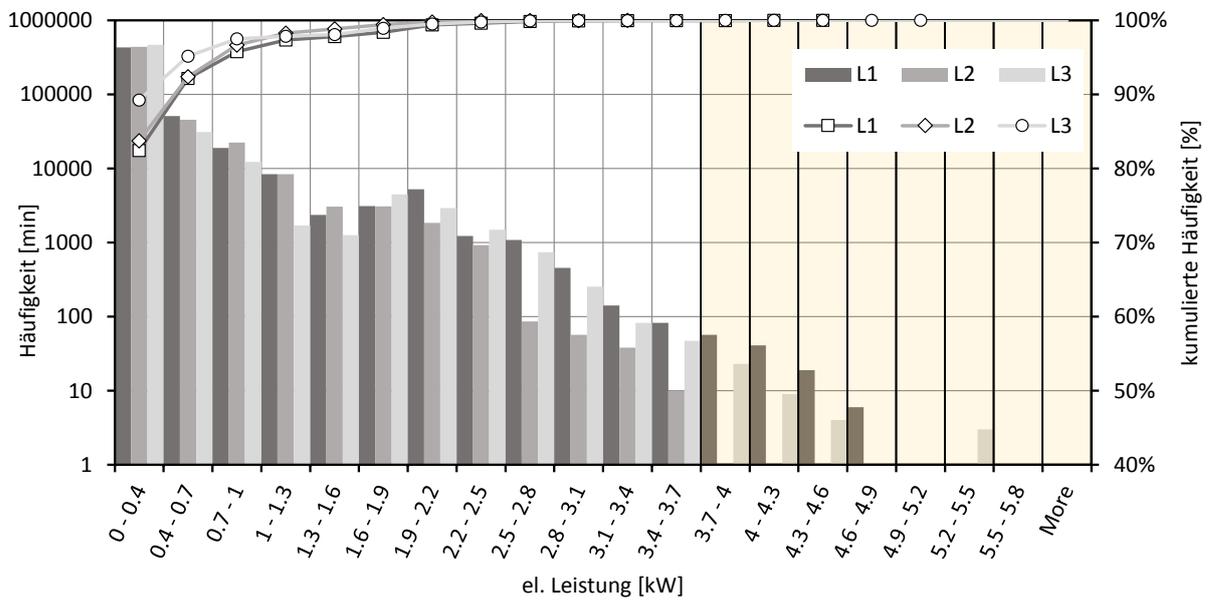


V01_II

Maximaler Netzbezug:



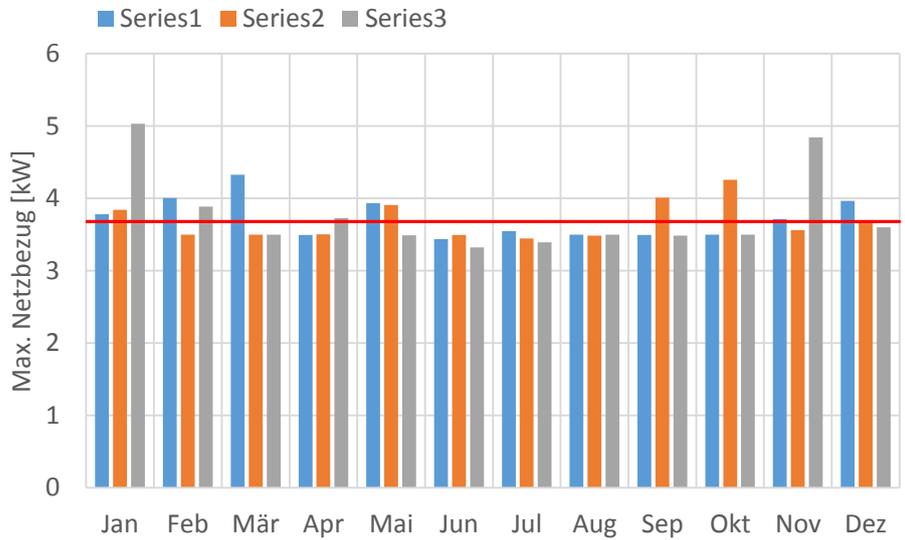
Histogramm Netzbezug



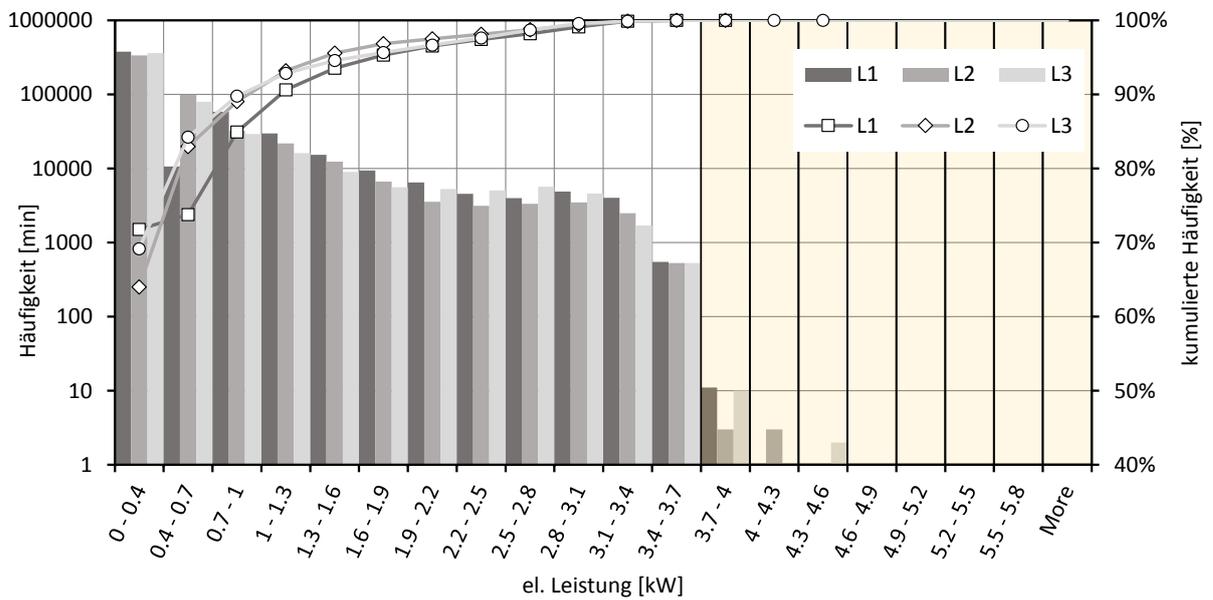


V26:

Maximaler Netzbezug:



Histogramm Netzbezug

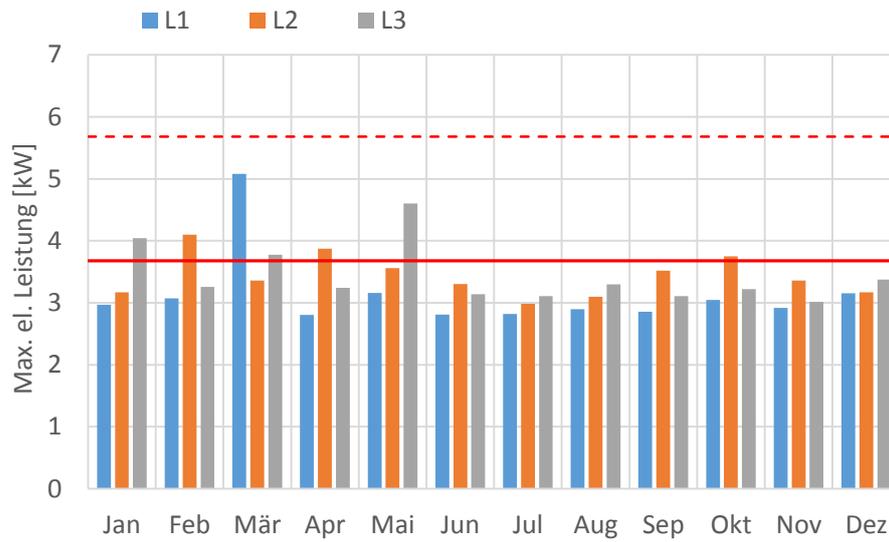




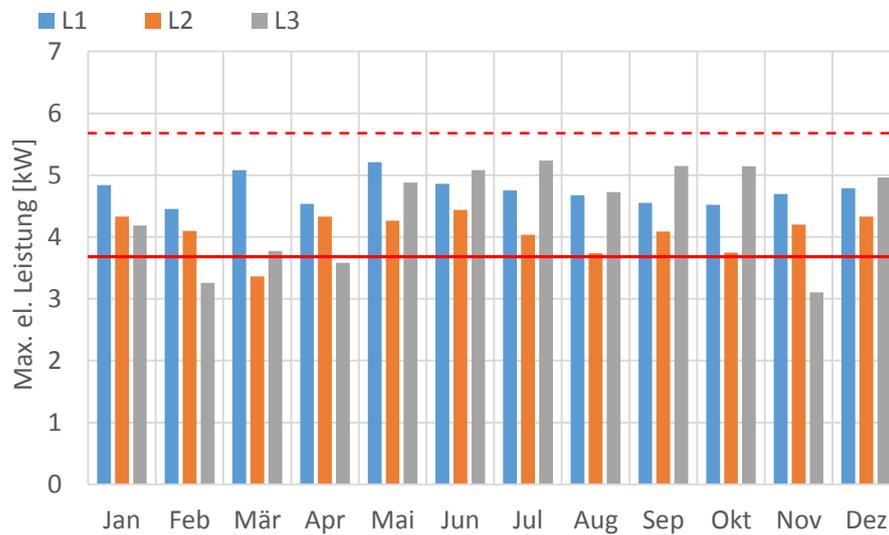
9.3 Gesamtverbrauch nach Verbraucherkategorien

V00:

Haushaltsstrom fix:

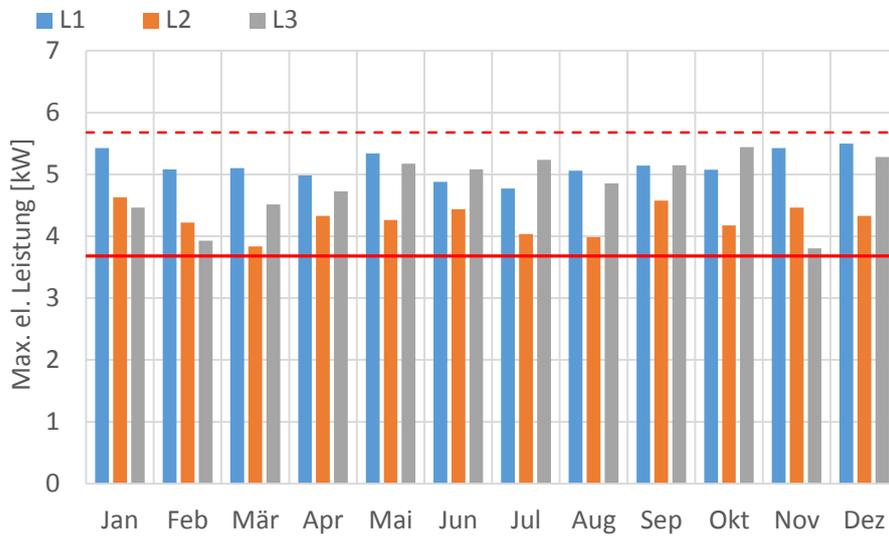


Haushaltsstrom fix + variabel:



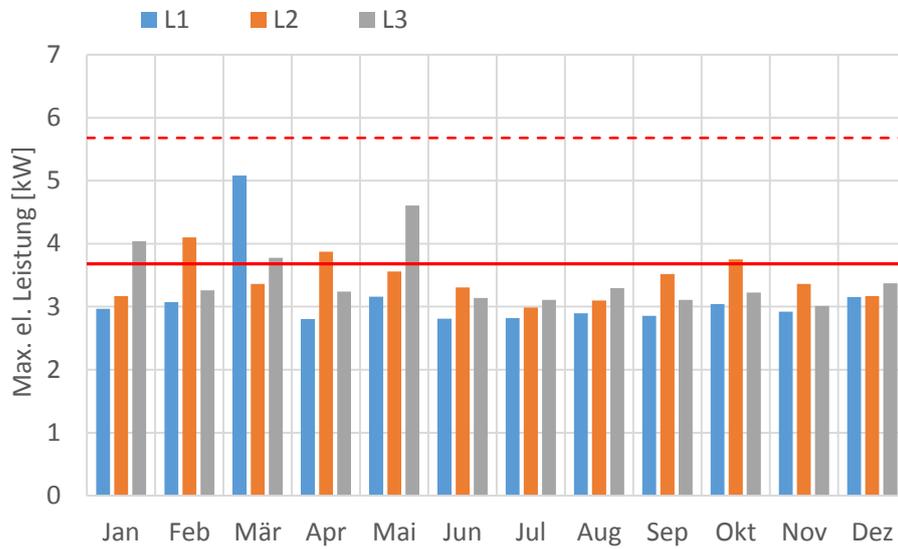


Haushaltsstrom fix + variabel + Wärmepumpe:



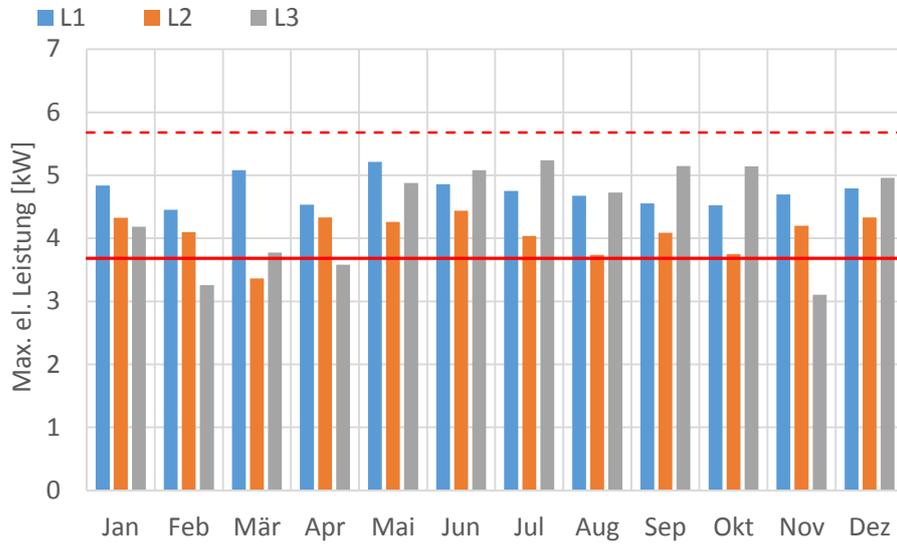
V01:

Haushaltsstrom fix:

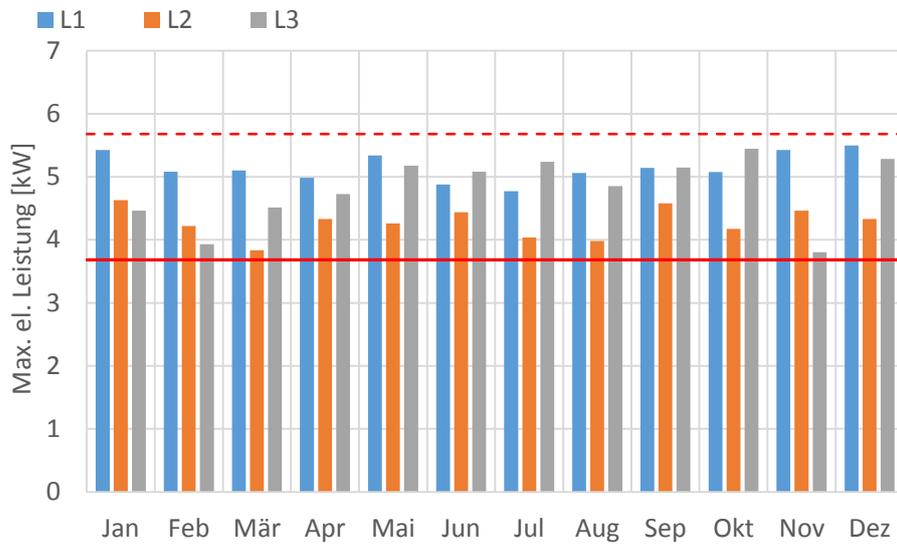




Haushaltsstrom fix + variabel:



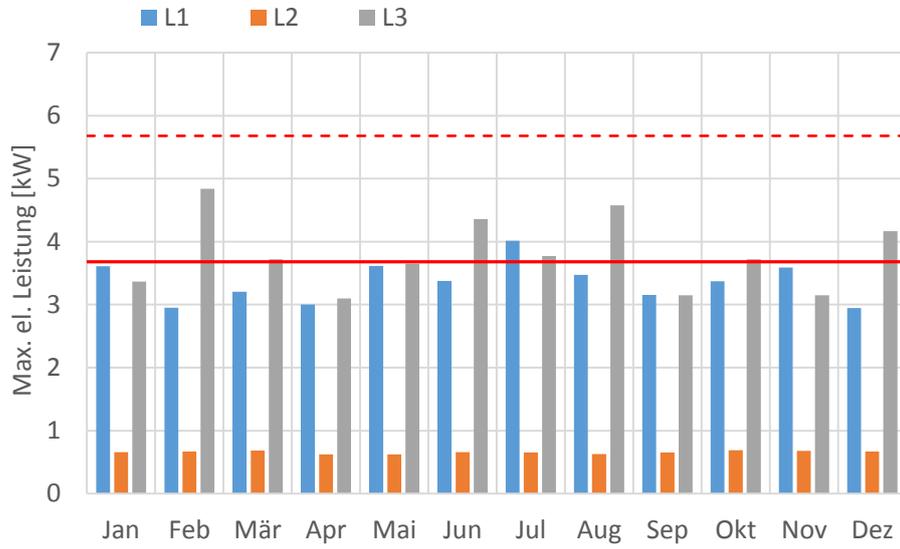
Haushaltsstrom fix + variabel + Wärmepumpe:



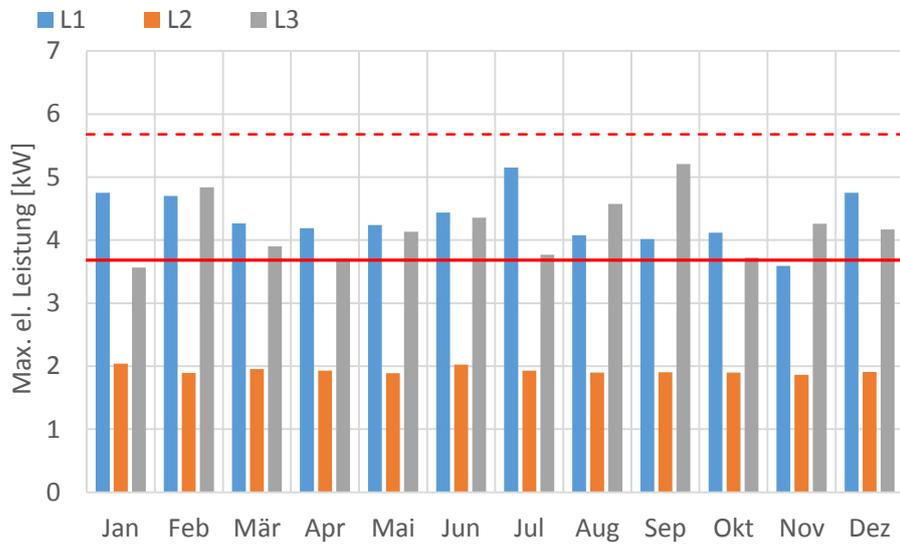


V01_II

Haushaltsstrom fix:

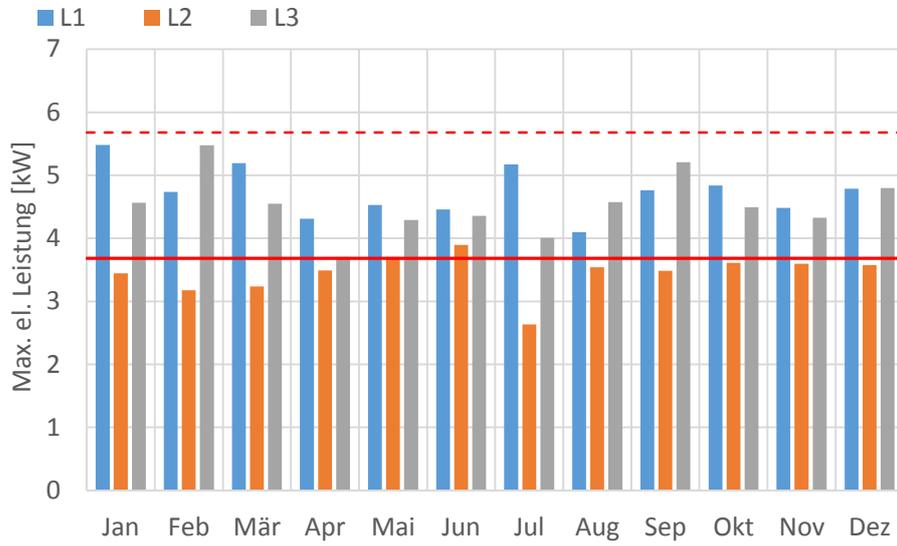


Haushaltsstrom fix + variabel:



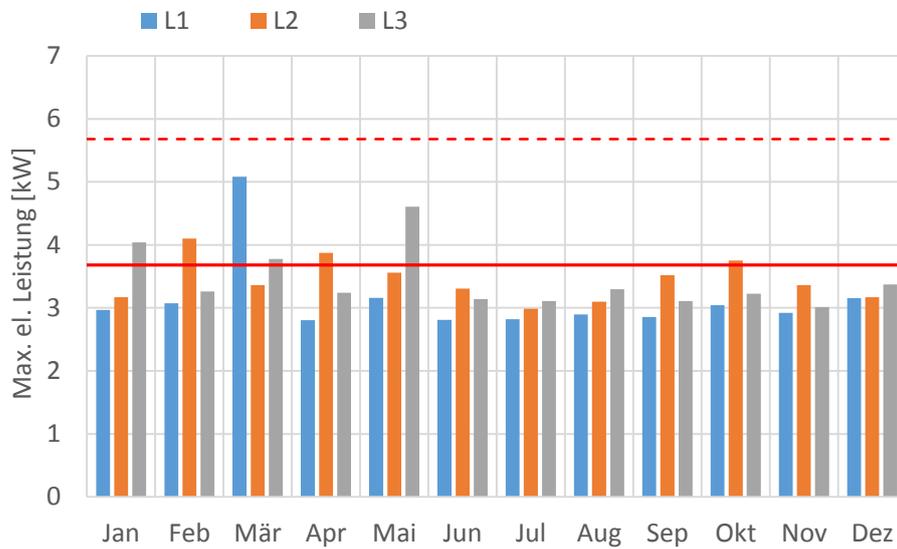


Haushaltsstrom fix + variabel + Wärmepumpe:



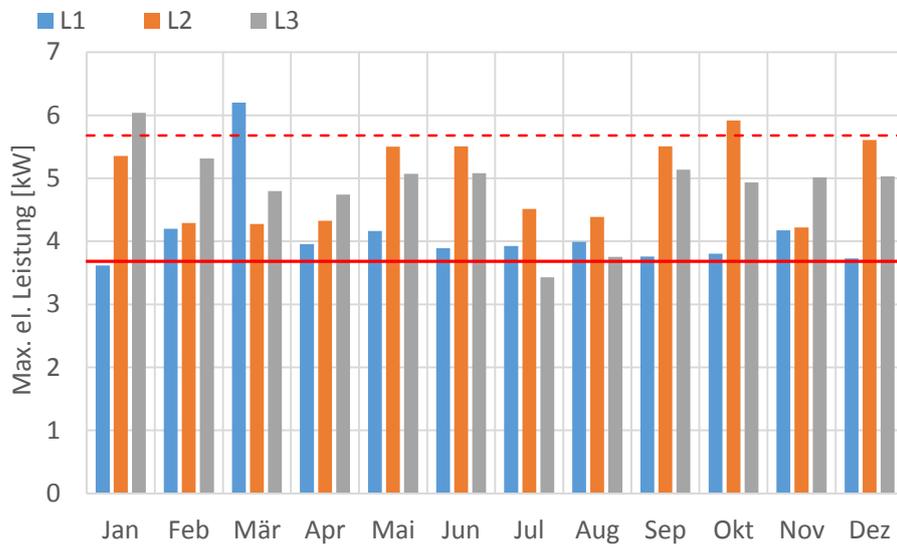
V26:

Haushaltsstrom fix:

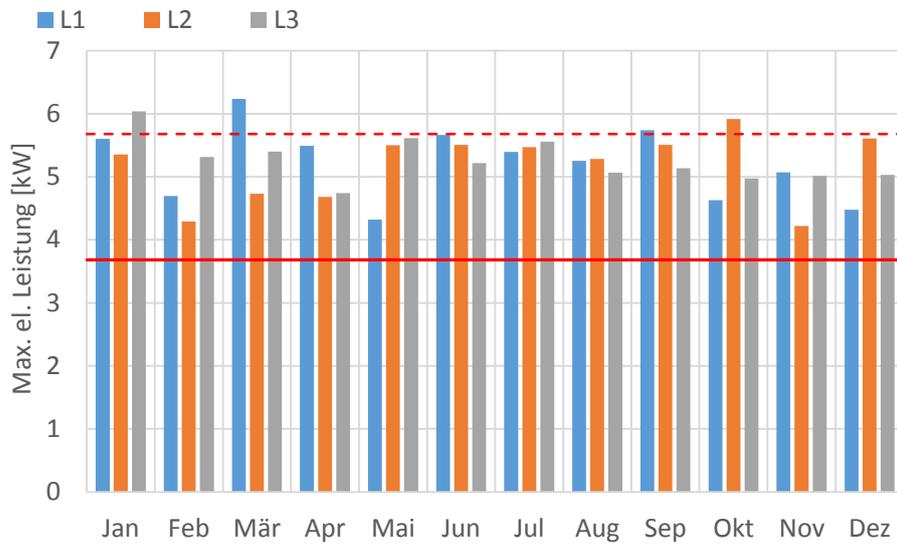




Haushaltsstrom fix + variabel:



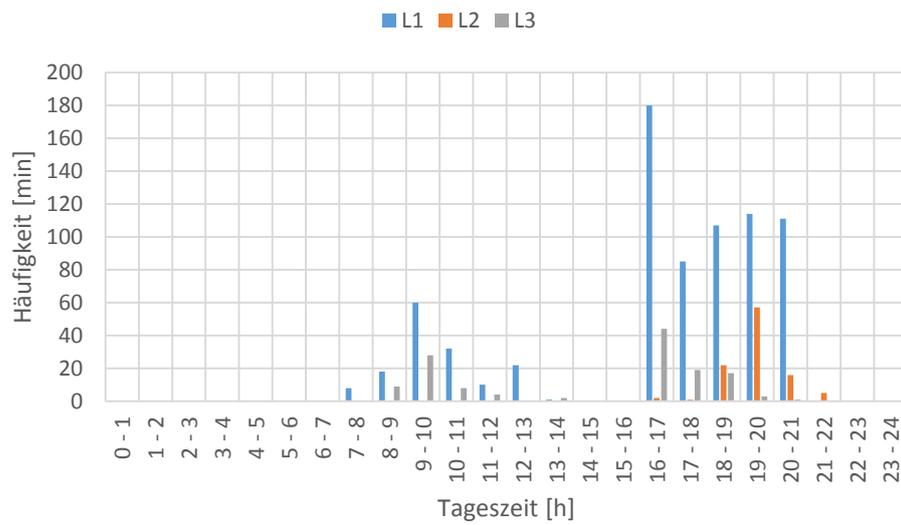
Haushaltsstrom fix + variabel + Wärmepumpe:



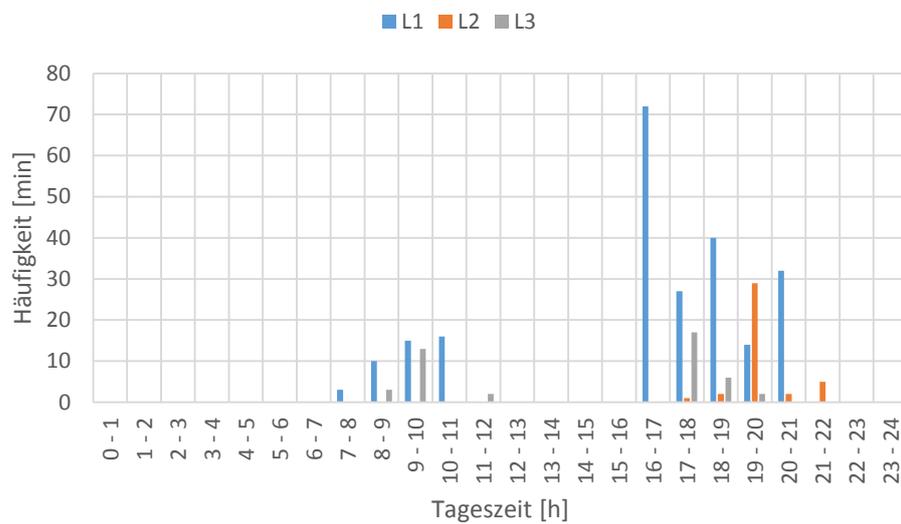


9.4 Überschreitung 16 A-Grenze nach Tageszeiten

V00:

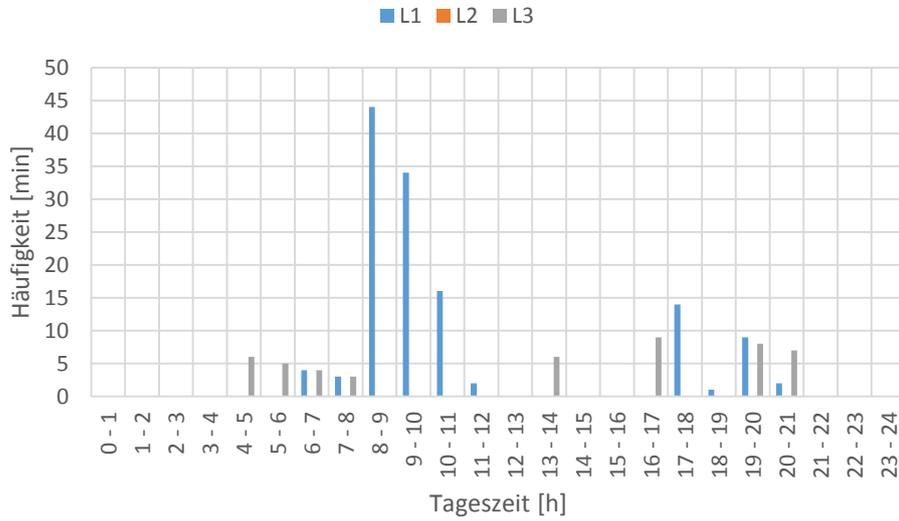


V01:

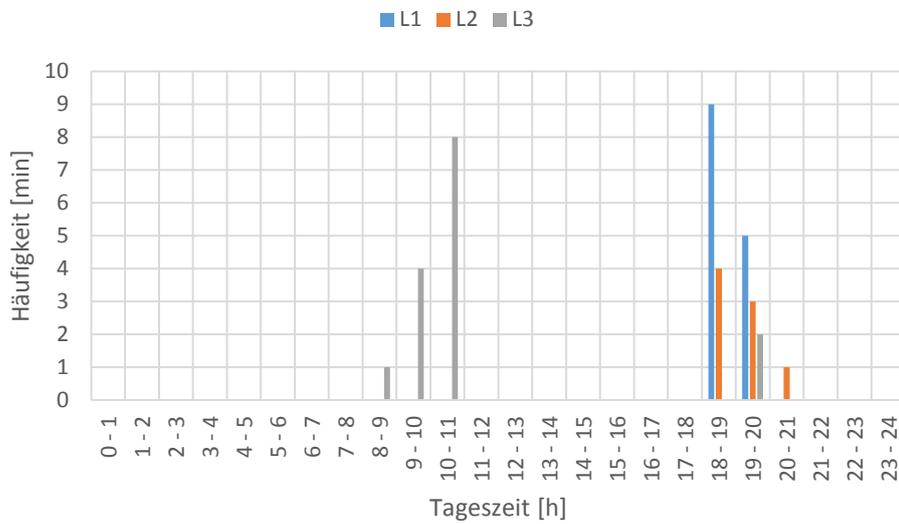




V01_II:



V26:





9.5 Transformatorkosten

Bauleistung	Preis ca.
250kVA	9'300.-
400kVA	12'200.-
630kVA	16'000.-
1000kVA	20'500.-

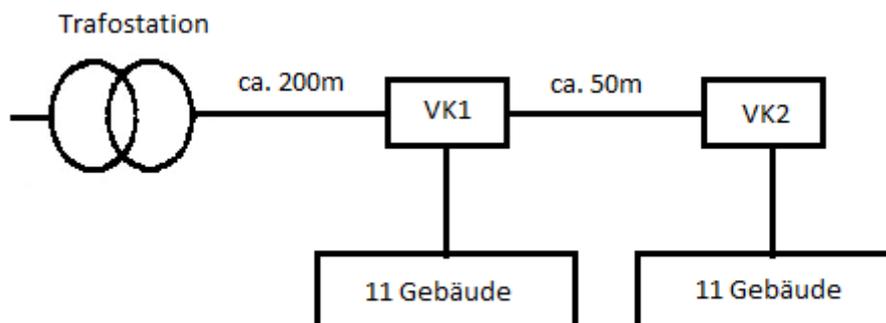
Preisangaben der Firma Rauscher & Stöcklin für verschiedene Transformatorgrößen (Mail von Rauscher & Stöcklin vom 24.02.2017, ohne Gewähr)

9.6 Berechnungsgrundlagen Kabelzuleitung auf die Verteilkabine

Um die mögliche Kostenreduktion beim Bau von 16 A-Gebäuden in einem Quartier zu berechnen, wurde ein Beispielszenario gewählt, welches für beide Varianten berechnet werden kann.

Ausgangssituation:

Es werde 22 neue Einfamilienhäuser gebaut. Diese werden von 2 neuen Verteilkabine aus erschlossen. Die erste Verteilkabine ist ca. 200 Meter von der Transformatorstation entfernt. Die zweite Verteilkabine wird von der ersten Verteilkabine aus erschlossen und ist von dieser ca. 50 Meter entfernt.



Es wird davon ausgegangen, dass bei einer Standardinstallation die Hälfte der Einfamilienhäuser eine 25 A-Anschlussicherung und die andere Hälfte eine 40 A-Anschlussicherung haben wird.

Zudem wurde davon ausgegangen, dass dieses Netz mit einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 0.5 ausgelegt wird.

Dadurch ergeben sich folgende maximale Ströme:

Anzahl Gebäude 25 A	Anzahl Gebäude 40 A	Maximal möglicher Strom [A]	Strom [A] multipliziert mit Gleichzeitigkeitsfaktor von 0.5
11	11	715.00	357.50



Wären alle 22 Gebäude mit 16 A abgesichert, würden sich folgende maximale Ströme ergeben:

Anzahl Gebäude	Maximal möglicher Strom [A]	Strom [A] multipliziert mit Gleichzeitigkeitsfaktor von 0.5
16 A		
22	352.00	176.00

An diesen Zahlen kann man erkennen, dass in unserem Beispiel der maximal mögliche Strom nur ungefähr halb so gross wäre, wenn alle Gebäude nur 16 A abgesichert wären.

Nach Angaben des Kabelherstellers Nexans könnten die Verteilnkabinen mit folgenden Netzkabeln erschlossen werden:

Variante 1, 25 A und 40 A Absicherungen: Kabel GKN 3x150/150 CU

Variante 2, alle Gebäude 16 A abgesichert: Kabel GKN 3x95/95 CU

Um die Einsparungen, welche sich bei einem geringeren Querschnitt ergeben, wurde von folgenden Preisen ausgegangen:

GKN 3x150/150 CU : CHF 6'690.- pro 100 Meter

GKN 3x95/95 CU: CHF 4'482.- pro 100 Meter

Dadurch würden sich bei 250 Meter Kabel folgende Einsparungen ergeben:

	Kabel GKN 3x150/150:	Kabel GKN 3x95/95	Einsparung bei kleinerem Querschnitt [CHF]
Preis für 250 Meter Kabel [CHF] (Katalogpreis)	17'475.00	11'205.00	6'270.00

Produkteblatt Nexans-Kabel:

http://www.nexans.ch/eservice/Switzerland-de_CH/pdf-family_25064/Niederspannungskabel_Typ_GKN_Cu.pdf

Download am 13.02.2017

Datenblatt Nexans-Kabel GKN 3x25/25

http://www.nexans.ch/eservice/Switzerland-de_CH/pdf-product_540229660/GKN_3_X_25_25_Curm_verseilt_0_6_1_kV.pdf

Download am 23.02.2017



Datenblatt Nexans-Kabel GKN 3x95/95

http://www.nexans.ch/eservice/Switzerland-de_CH/pdf-product_540229658/GKN_3_X_95_95_Curm_verseilt_0_6_1_kV.pdf

Download am 23.02.2017



9.7 Berechnung Netzverluste

Da die Verluste im Netzkabel im Quadrat zum beaufschlagten Strom ansteigen, würde die Reduktion des Spitzenstromes auch tiefere Kabelverluste im Verteilnetz hervorrufen.

Die Verlustleistung auf dem Netzkabel verhält sich wie folgt:

$$P = 3 * I^2 * R_{Kabel}$$

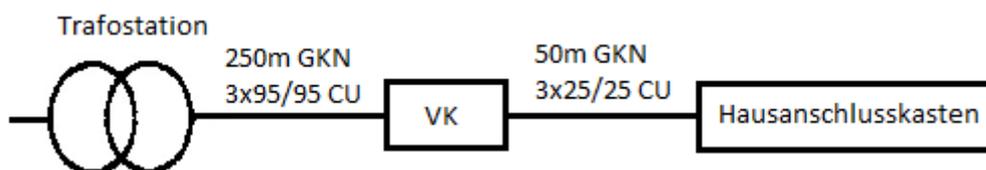
Dies bedeutet, dass bei einem Strom von 16 A die Verlustleistung im Kabel nur ca. 40 % der Verlustleistung bei 25 A und 16 % der Verlustleistung bei 40 A entspricht.

Daher ergeben sich bei einem geringeren maximalen Strom auch weniger Energieverluste auf der Kabelleitung.

Um dieses Einsparpotenzial aufzuzeigen, haben wir die Verlustleistung auf dem Kabel an einem Beispiel berechnet.

Dazu wurde angenommen, dass 10 % des Energieverbrauches des Einfamilienhauses mit der Spitzenlast von 16, 25 oder 40 A bezogen werden. Als totalen Energieverbrauch wurde 4000 kWh pro Jahr angenommen.

Als Beispiel wurde dasselbe Verteilnetz ausgewählt wie für die Kabelberechnung. Es wurde angenommen, dass es sich beim Kabel von der Trafostation bis zur Verteilkabine um ein 250 Meter langes Kabel Typ GKN 3x95/95 CU handelt. Bei der Anschlussleitung von der Verteilkabine bis zum Hausanschlusskasten haben wir angenommen, dass ein 50 Meter langes Kabel Typ GKN 3x25/25 verwendet wurde.



Bei diesem Beispiel würden sich folgende Verlustleistungen ergeben:

Stromstärken Absicherung [A]	Spitzenleistung [kW]	Stunden bei Spitzenlast [h]	Verlustleistung [W]	Verlustenergie über Kabel pro Jahr bei Spitzenlast [kWh]
16	11.09	36.08	64.97	2.34
25	17.32	23.09	158.63	3.66
40	27.71	14.43	406.08	5.86

Bei diesem Beispiel wird vernachlässigt, dass in dem Kabel zwischen Verteilkabine und Trafostation auch noch der Strom von anderen Gebäuden fließt. Die Verlustleistung würde mit diesem zusätzlichen Strom ebenfalls quadratisch ansteigen.

Zudem sind bei diesem Beispiel die Verluste im Mittel- und Hochspannungsnetz sowie die Verluste der Trafostationen vernachlässigt.



9.8 Daten Netzkostenbeitrag

Netzanschluss

Der Netzanschluss soll den Aufwand für den Anschluss des Kunden an das Verteilnetz abdecken. Dieser wird meistens entweder nach Kabelquerschnitt, Kabellänge oder nach Aufwand verrechnet.

Da bei einer Absicherung von 16 A normalerweise kein kleinerer Kabelquerschnitt verwendet würde, würde sich der Netzanschlussbeitrag bei keinem der untersuchten Verteilnetzbetreiber reduzieren.

Eine Ausnahme bestünde, wenn aufgrund der zu geringen Kurzschlussstromfestigkeit der Querschnitt der Anschlussleitung erhöht werden müsste. Mit einer 16 A Absicherung könnte diese Querschnittserhöhung evtl. verhindert werden. Denn eine 16 A-Sicherung benötigt einen geringeren Kurzschlussstrom als eine 25 A-Sicherung, um die am Hausanschlusskasten geforderte Abschaltzeit von 5 Sekunden zu erreichen.

Dadurch könnte in Ausnahmefällen mit einem tieferen Kabelquerschnitt gefahren werden und der Netzanschlussbeitrag würde sich reduzieren.

Netzkostenbeitrag

Da der Netzkostenbeitrag abhängig von der bestellten Leistung ist, hat die Grösse der Absicherung einen bedeutenden Einfluss auf die Kosten für den Neuanschluss.

In der nachfolgenden Tabelle ist der Einfluss der niedrigeren Absicherung auf den Netzkostenbeitrag bei mehreren Schweizer Verteilnetzbetreibern ersichtlich:

Verteilnetzbetreiber	Netzkostenbeitrag	Netzkostenbeitrag 16 A [CHF]	Netzkostenbeitrag 25 A [CHF]	Differenz NKB [CHF]
EBL	Preise nicht auf der Webseite ersichtlich			
EKZ	Netzkostenbeitrag für Wohnbauten pro Wohneinheit			
IWB	100.- [CHF//kVA]	1100.00	1700.00	600.00
CKW	216.- [CHF/kVA]	2376.00	3672.00	1296.00
BKW	162.- [CHF/A]	2592.00	4050.00	1458.00
EWB	194.40 [CHF /kVA]	2138.40	3304.80	1166.40
AEW	64.80 [CHF/A]	1036.80	1620.00	583.20
EWZ	162.- [CHF /kVA]	1924.56	2974.32	1049.76
Group E	103.- [CHF /A]	1648.00	2575.00	927.00
Repower AG	219.- [CHF /kVA]	2601.72	4020.84	1419.12
WWZ	135.- [CHF/A]	2160.00	3375.00	1215.00
Durchschnittliche Einsparungen [CHF]:				1079.39



Gemäss diesen Beispielen lässt sich gut erkennen, dass sich beim Netzanschlussbeitrag durch die niedrigere Absicherung bei den von uns untersuchten Verteilnetzbetreibern Einsparungen von CHF 583.20 bis CHF 1458.00 erzielen liessen.

Da sich der Netzkostenbeitrag immer nach den Anschlusssicherungen richtet, wären die Kosten bei 16 A immer ca. 36 % geringer als bei 25 A.

Heute werden die Einfamilienhäuser häufig auch mit 40 A abgesichert. Dies wird oft gemacht, wenn mehr als ein Zähler vorhanden ist (z.B. zusätzlicher Zähler für Wärmepumpe, Boiler etc.).

Da man bei 2 Zählern auch zwei getrennte Sicherungen benötigt, wird die Anschlusssicherung aus Gründen der Selektivität oft auf 40 A ausgelegt.

Die Einsparungen für einen Neuanschluss mit einer 16 A-Absicherung anstelle einer 40 A-Absicherung sind auf der nachfolgenden Tabelle ersichtlich:

Verteilnetzbetreiber	Netzkostenbeitrag	Netzkostenbeitrag 16 A [CHF]	Netzkostenbeitrag 40 A [CHF]	Differenz NKB [CHF]
EBL	Preise nicht auf der Webseite ersichtlich			
EKZ	Netzkostenbeitrag für Wohnbauten pro Wohneinheit			
IWB	100.- [CHF//kVA]	1100.00	2720.00	1620.00
CKW	216.- [CHF/kVA]	2376.00	5875.20	3499.20
BKW	162.- [CHF/A]	2592.00	6480.00	3888.00
EWB	194.40 [CHF /kVA]	2138.40	5287.68	3149.28
AEW	64.80 [CHF/A]	1036.80	2592.00	1555.20
EWZ	162.- [CHF /kVA]	1924.56	4758.91	2834.35
Group E	103.- [CHF /A]	1648.00	4120.00	2472.00
Repower AG	219.- [CHF /kVA]	2601.72	6433.34	3831.62
WWZ	135.- [CHF/A]	2160.00	5400.00	3240.00
Durchschnittliche Einsparungen [CHF]:				2898.85

Auf dieser Tabelle lässt sich erkennen, dass die durchschnittlichen Einsparungen mit einer 16 A-Sicherung anstelle einer 40 A-Sicherung CHF 2898.85 betragen würden.

Da sich der Netzkostenbeitrag immer nach den Anschlusssicherungen richtet, wären die Kosten bei 16 A immer ca. 60 % tiefer als bei 40 A.

Alle Angaben sind den auf der Website veröffentlichten Tarifblättern vom Stand Februar 2017 entnommen.



9.9 Leistungsbegrenzung Wechselrichter

	Softwaremässige Begrenzung möglich?	Begrenzung durch Steuergerät möglich?
EBL	ja	müsste abgeklärt werden
IWB	nein	nein
CKW	ja	nein
BKW	nein	nein
EWB	Nein	Nein
AEW	Nein	Nein
EWZ	Eigentlich nein, aber offen für neue Technologien	
EKZ	ja	ja
Group E	ja	wären offen
Repower AG	nein	nein

Antworten von Verteilnetzbetreiber, ob eine Leistungsreduktion durch Softwareeinstellungen oder durch ein Steuerungsgerät zulässig ist (Stand Februar 2017, Kontakt durch Mail oder Kontaktformular).

		Nennleistung [kW]	Max. Eingangsstrom [A]	Max. Eingangsspannung [V]	Max. Generatorleistung [kWp]
SMA	Tripower 10000	10	28.0	1000	21
Kostal	Piko 10	10	36.0	1000	27
Kaco	Powador 12 TL3	10	37.2	1000	28
Fronius	Symo 10	10	43.5	1000	33
Solarmax	MT10	10	36.0	900	18
Huawei	Sun 2000 12KTL	12	36.0	1000	27
ABB	PVI 10	10	34.0	900	23
Solar Edge	SE10K	10	16.5	900	11

Die maximalen Generatorleistungen als Resultat der Herstellerangaben bei einer Nennleistung von ca. 10 kW.