

Einfluss von Photovoltaikanlagen mit und ohne Speicher auf die Verteilnetze

GÜNTER WIND¹, Josef Bärentaler², Petra Bußwald³, Horst Lunzer⁴, Franz Niederl⁵, Anja Stenglein⁶

Kurzfassung:

Dächer und Fassaden sind erneuerbare Energiepotenziale ohne zusätzlichen Flächenverbrauch. Daher sollten diese für die Energiewende möglichst vollständig genutzt werden können. Eine immer größer werdende Anzahl netzgekoppelter Photovoltaikanlagen hat aber auch Auswirkungen im Verteilnetz. Während sich die Verbrauchspitzen einzelner Häuser umso mehr glätten, je größere die Zahl der angeschlossenen Verbraucher ist, treten die Produktionsspitzen von Photovoltaikanlagen auch in einem größeren Gebiet gleichzeitig auf. Photovoltaikanlagen können Verbrauchsspitzen mindern, weil sie vor allem die Mittagsverbrauchsspitze kompensieren können. Mit größer werdender Photovoltaikleistung kann jedoch mit der Erzeugungsspitze eine zusätzliche Netzbelastung entstehen. Die Simulation einer Siedlung mit 60 Häusern im Zeitschrittverfahren zeigt, dass die Stromproduktion mittels Photovoltaik ohne Speicher bis auf 60% des Strombedarfs ausgebaut werden kann, ohne die ursprünglichen Netzverluste zu erhöhen.

Werden PV-Anlagen mit Energiespeicher ergänzt, können die Netzverluste weiter verringert werden. Zur Reduktion von Belastungsspitzen ist eine lastglättenden Speichermanagement besser als das eigenbedarfsoptimierten Verfahren geeignet. Ein Speicher von 1800kWh/kWp erlaubt den PV-Ausbaugrad von 140%, ohne Netzverluste und Spitzenlasten im Vergleich zur Nullvariante zu vergrößern. So kann das Potenzial der Dächer und Fassaden in den meisten Fällen ohne Netzverstärkung genutzt werden. Um dieses Potenzial tatsächlich nützen zu können, ist die Motivation der PV-Anlagenbetreiber mit einem volatilen Tarifsysteem erforderlich.

Keywords: Netzverluste, Netzbelastung, Photovoltaikausbau, Stromspeicher, Lastmanagement, Lademanagement

¹ Dr. Günter Wind Ingenieurbüro für Physik, Markstraße 3, 7000 Eisenstadt, Tel.: +43 680 2326415, g.wind@ibwind.at, www.ibwind.at

² Energieagentur Obersteiermark GmbH, Holzinnovationszentrum 1a, 8740 Zeltweg, Tel.: +43-3577-26664-23, Fax +43-3577-26664-4, josef.baerthaler@eao.st, www.eao.st

³ akaryon GmbH, Grazer Straße 77, 8665 Langenwang, Tel +43-3854-25099, Fax +43-3854-25098, busswald@akaryon.com, www.akaryon.com

⁴ Resys-Konsortium/Dr. Lunzer Energie und Umwelt e.U., Pfaffendorf 15, 2052 Pernersdorf, Tel.:++43 650 4449198, office@drlunzer.eu, <http://www.drlunzer.eu>

⁵ akaryon GmbH, Grazer Straße 77, 8665 Langenwang, Tel +43-3854-25099, Fax +43-3854-25098, niederl@akaryon.com, www.akaryon.com

⁶ DI Anja Stenglein, Sigmundstadl 7, 8020 Graz, Tel: 0650-2821550, anja.stenglein@aon.at

Abstract (English):

The simulation of a power grid, which supplies a settlement area with 60 households shows that PV-plants, which produce less than 60% of the annual power consumption, decrease the energy losses in the grid as well as the appearing power peaks. With a higher extension of the PV-plant up to 135% the same can be achieved with an accumulator with a specific storage capacity of 1800kWh/kWp and a peak-shaving charge-management.

The variation of the influence-parameters shows, that these results hold true for a broad variation of real settlements.

Peak-shaving charge-management yields to a bit lower quote of self-consumption in comparison with simple methods for maximizing self-consumption.

At present the PV-plant-owner has financial disadvantages if he lowers the quote of self-consumption. The E-Controls document for the technical development of the structure of the grid charge does not consider the reduction of net losses by a peak-shaving charge-management or by PV-plants with a production of less than 60% of the annual power consumption.

New volatile tariffs depending on the availability of energy and the load in the grid are necessary for an energy system based on renewables.

1 Einleitung

Mit zunehmendem Ausbau von Photovoltaikanlagen wird immer mehr Strom ins Netz eingespeist, aber es wird auch immer mehr Strombedarf durch Eigenproduktion ersetzt. Je größer die Anzahl der Verbraucher ist, umso seltener treten einzelne Verbrauchspitzen gleichzeitig auf, sodass das Bezugsprofil mit größer werdender Verbraucherzahl einen glatteren Verlauf annimmt. Bei Photovoltaikanlagen treten jedoch Produktionsspitzen in einem größeren Gebiet gleichzeitig auf.

Wie verhalten sich die Netzverluste und Spitzenbelastungen, wenn in einer Siedlung immer mehr Gebäude mit PV-Anlagen ausgestattet werden? Welchen Einfluss haben Stromspeicher und unterschiedliche Ladeverfahren auf die Netzbelastung? Wie stark können die Photovoltaikanlagen ausgebaut werden, ohne die Netzverluste zu vergrößern?

Diese Fragen werden insbesondere zur Beurteilung der Vorschläge der E-Control zur Änderung der Abrechnung des Netzentgelts von Bedeutung (E-Control, 2017).

2 Beschreibung der betrachteten Siedlung und der PV-Anlagen

Um die Fragen zur Netzbelastung durch PV-Anlagen zu beantworten, wurde eine fiktive Siedlung möglichst realitätsnahe konstruiert. Die Siedlung besteht aus 60 (Reihen)häuser, welche über einen Trafo versorgt werden. Die PV-Anlagen wurden auf den Dächern der Gebäude angenommen, wobei die Anzahl und Größe der PV-Anlage variiert wurde. Weiters wurde auch die Auswirkung von Energiespeichern für die PV-Anlagen in variabler Größe untersucht.

2.1 Strombedarf, Profile und Netzstruktur

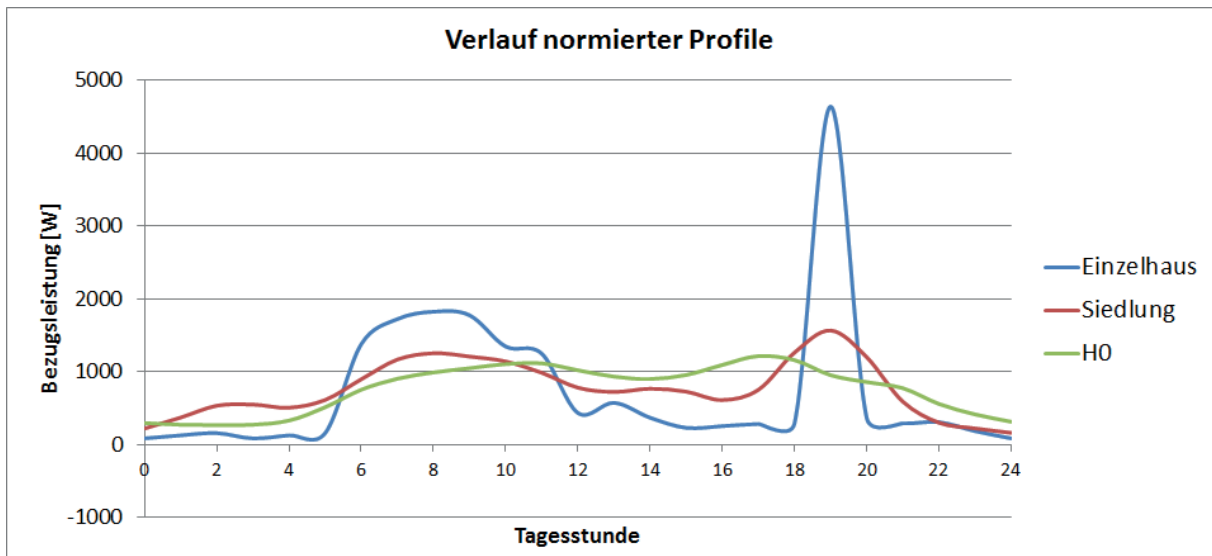


Abbildung 1: Zeitlicher Verlauf der Bedarfsprofile exemplarisch für Einzelhaustyp A, Siedlung und übergeordnetes Netz (H0) an einen typischen Wochentag.

Die Simulation des Strombedarfs erfolgte mit mehreren typischen Bedarfsprofilen - insgesamt 3 Einzelprofile (A, B, C – siehe Abbildung 1) für Haushalte mit unterschiedlichen Nutzungsgewohnheiten und Geräteausstattungen (z.B. mit/ohne Wärmepumpe, Mittagsaktivität, ...). Jedes dieser 3 Einzelprofile für je 20 Häuser wurde realitätsnach mehrfach geringfügig zeitlich verschoben und mit unterschiedlichen Gewichtungen überlagert, um das Verbrauchsprofil der gesamten Siedlung mit insgesamt 60 Häusern zu erhalten.

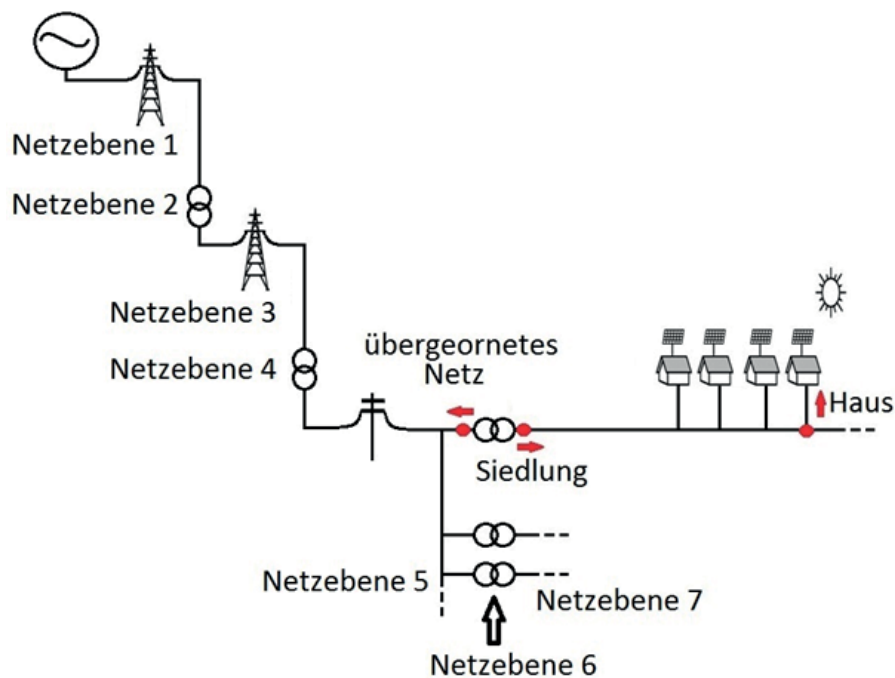


Abbildung 2: Festlegung der Begriffe „Haus“-Anschlussleitung eines Gebäudes, „Siedlungsnetz“ (= Zuleitung vom Trafo zu den Gebäuden der Siedlung auf 400V-Ebene) und „übergeordnetes Netz“ (Mittelspannungsnetz auf Netzebene 5). Die Betrachtungspunkte sind rot markiert. (Wolf, 2017)

Für das übergeordnete Netz (Definition siehe Abbildung 2) wurde das standardisierte Lastprofil H0 gewählt, welches von den EVU's als durchschnittliches Profil sehr vieler Haushalte verwendet wird. Im Siedlungsnetz auf 400V Ebene wird nur die Netzbelastung der gegenständlichen Siedlung in der Simulation berücksichtigt einbezogen. Im „übergeordneten Netz“ – also im Bereich der Zuleitung zur Siedlung in der Netzebene 5 - wird eine Netzauslastung mit dem Standardprofil H0 (ein Durchschnittsprofil für eine große Zahl an Haushalten) simuliert.

2.2 Berechnung der Netzverluste

Um die Komplexität der Berechnung und Ergebnisdarstellung zu vereinfachen, wurde die Betrachtung der Netzverluste und –belastung im Kabel vom Trafo bis zum ersten Gebäude der Siedlung beschränkt. Es sei angemerkt, dass unterschiedliche Querschnittsbelastungen in anderen Teilen des Netzes zu den gleichen Abhängigkeiten von den Einflussparametern führen (wie in den Ergebnissen beschrieben) – lediglich die Zahlenwerte für die Verluste und Belastung verschieben sich geringfügig.

Die Energieverluste im Netz in Abhängigkeit von der transportierten Leistung werden wie folgt berechnet:

$$P_{\text{verl}} = \frac{P^2 \cdot f}{P_{\text{nenn}}} \quad (1)$$

P_{verl} Netzverlust [W]

P transportiert Leistung im Netz [W]

P_{nenn} Nennleistung bei der der relative Netzverlust angegeben wird [W]

f relativer Netzverlust bei Nennleistung P_{nenn}

Annahmen für den relativen Netzverlust:

Haushalt $f=6\%$, Siedlungsnetz $f=4\%$ und übergeordnetes Netz $f = 5\%$.

2.3 Photovoltaikanlagen, Simulation des Gesamtsystems

Zur Untersuchung des Einflusses der Photovoltaikanlagen auf das Netz wird der Ausbaugrad der Photovoltaikanlagen A_{PV} als Verhältnis von Stromproduktion Q_{PV} zum Jahresstromverbrauch Q_V festgelegt:

$$A_{PV} = \frac{Q_{PV}}{Q_V} \quad (2)$$

Bei der Einzelhausbetrachtung wird Größe der PV-Anlage von 1kWp bis 8 kWp variiert – d.h. der Ausbaugrad A_{PV} nimmt Werte von 17% bis 135% an. Der höchste Wert bedeutet, dass die Siedlung in der Jahresbilanz einen Stromüberschuss von 35% produziert.

Die Größe des Energiespeichers wird über die spezifische Akkugröße (Speicherkapazität pro installierte PV-Leistung) angegeben und von 0 Wh/kWp bis 2000 Wh/kWp variiert. In der Praxis werden derzeit meist Speicherkapazitäten von 1200 bis 1500 Wh/kWp installiert.

Zwei verschiedene Lademanagements wurden simuliert:

- **Eigenverbrauchsoptimiert** – hierbei werden Überschüsse sofort in den Akku geladen und umgekehrt, solange bis der Akku voll oder leer ist.

- **Glättendes Lademanagement** – hierbei werden in einem 24-Stundenintervall die Erzeugungs- und Verbrauchsspitzen unter Ausnutzung der Speicherkapazität geglättet.

Die Berechnung des Ertrages der PV-Anlagen erfolgte mit PV*SOL (Valentin, 2017). Diese Berechnungen basieren auf Referenzwetterdatensätze (Stundenwerte) von Meteostat (Meteostat, 2017). In diesen Datensätzen werden für den Ort typische Witterungsschwankungen abgebildet. Die Monatsmittelwerte stimmen mit dem 30-jährigen Mittel überein. Als Ort wurde Eisenstadt gewählt.

Die von PV*Sol berechneten Energieerträge wurden im Excel zur Simulation des Akku-Lademanagements, Berechnung von Einspeisung, Bezug, Netzverluste und letztlich zur Ermittlung der Eigenbedarfsquote EVQ für das betrachtete System weiterverwendet.

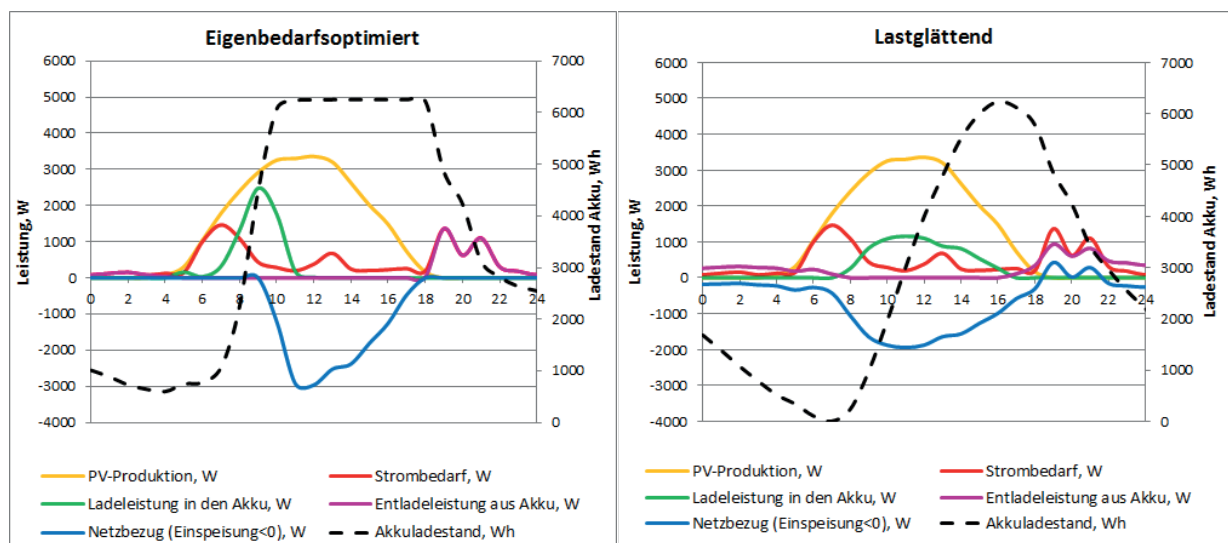


Abbildung 3: Vergleich von eigenbedarfsoptimierten und lastglättenden Lademanagement. Letzteres speist bereits vorzeitig Energie ins Netz ein, wenn die zu erwartenden Energieüberschüsse größer als die verbleibende Energieaufnahme des Akkus sind.

3 Ergebnisse

Die Berechnungen für alle 3 Netzabschnitte (Hausanschluss, Siedlung, übergeordnetes Netz) zeigen ein sehr ähnliches Verhalten – siehe Abbildung 4, Abbildung 5, Abbildung 6.

PV-Anlagen ohne Stromspeicher (jeweils die oberste Kurve in Abbildung 4, Abbildung 5, Abbildung 6):

- PV-Anlagen verringern die jährlichen Netzverluste bis zu einem Ausbaugrad von ca. 60%. Das breite Minimum der Netzverluste liegt bei einem Ausbaugrad von ca. 35%. Alle 3 Netzabschnitte zeigen hier fast identisches Verhalten.
- Über einem Photovoltaik-Ausbaugrad von 60% werden die jährlichen Netzverluste größer als ohne PV-Anlagen, wobei die relative Zunahme der Verluste mit dem Ausbaugrad beim Hausanschluss am geringsten, beim übergeordneten Netz am größten ist. Im übergeordneten Netz sind die Verluste bei einem Ausbaugrad von 100% bereits mehr als doppelt so hoch wie ohne PV-Anlagen.

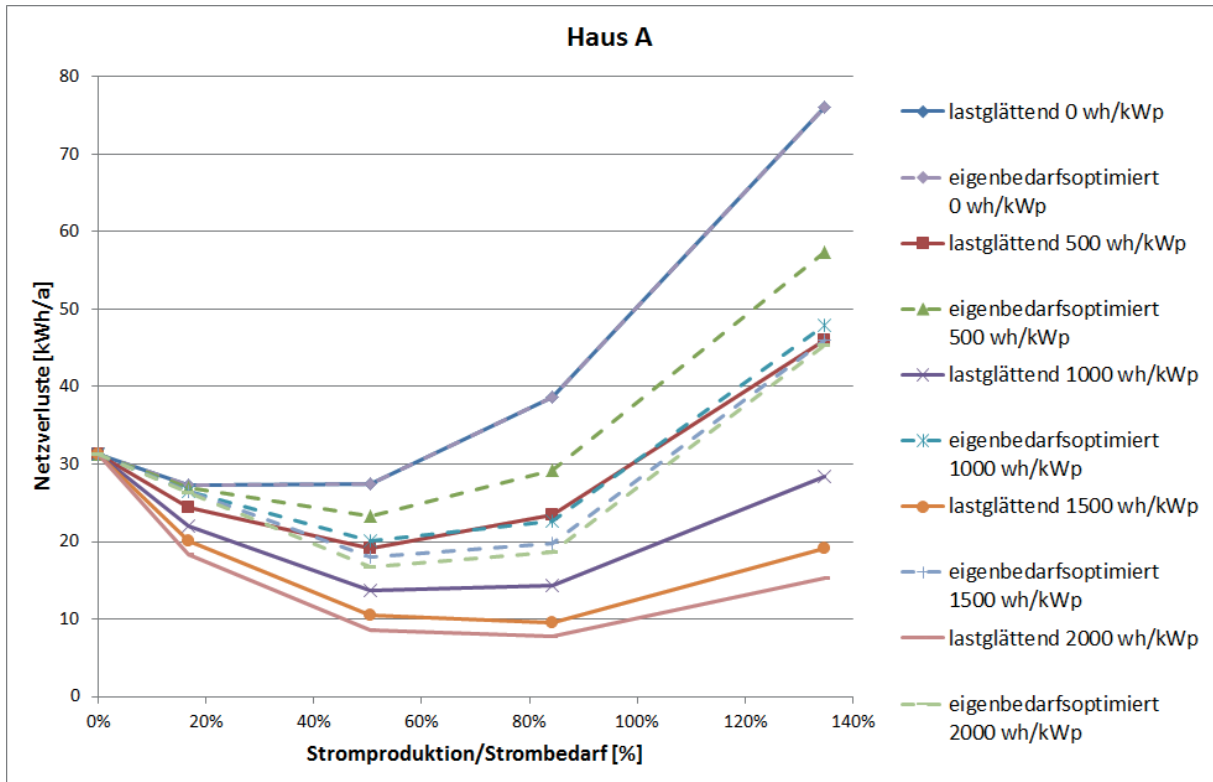


Abbildung 4: Hausanschlussleitung - jährliche Netzverluste in Abhängigkeit vom PV-Ausbaugrad, Speichergröße und Lademanagement.

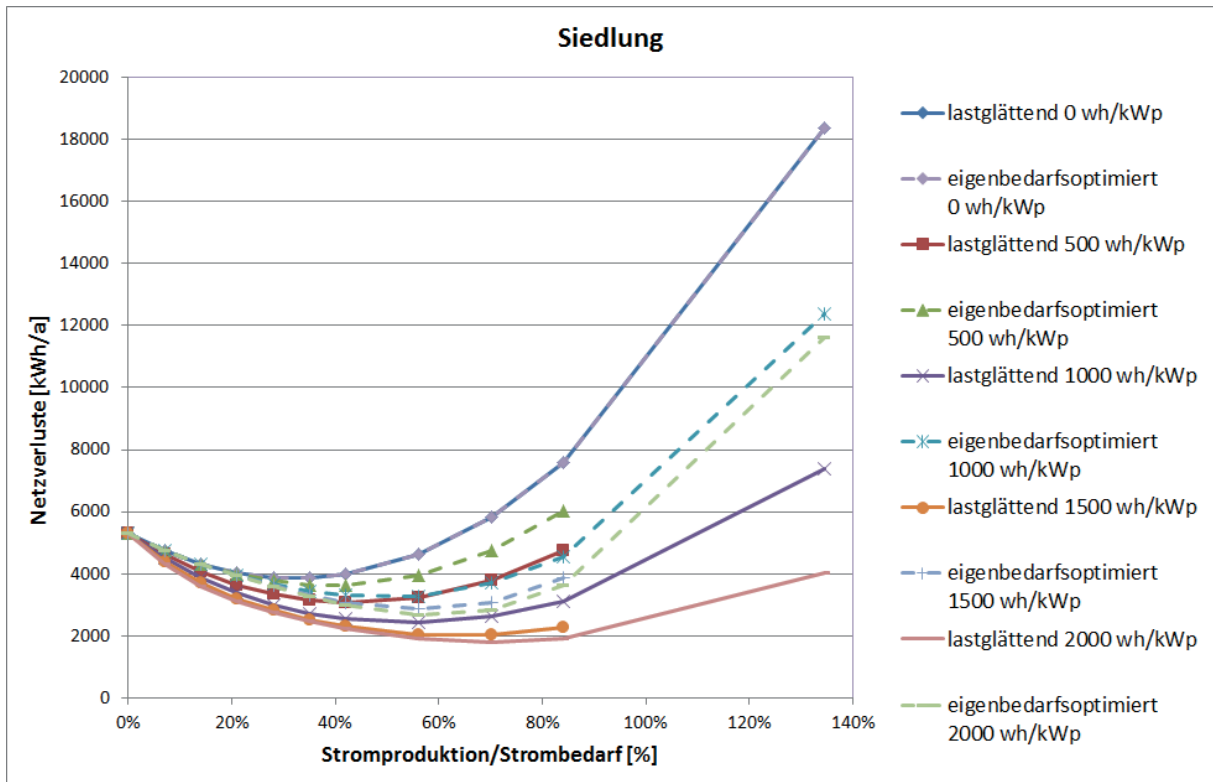


Abbildung 5: Siedlungsnetz - jährliche Netzverluste in Abhängigkeit vom PV-Ausbaugrad, Speichergröße und Lademanagement.

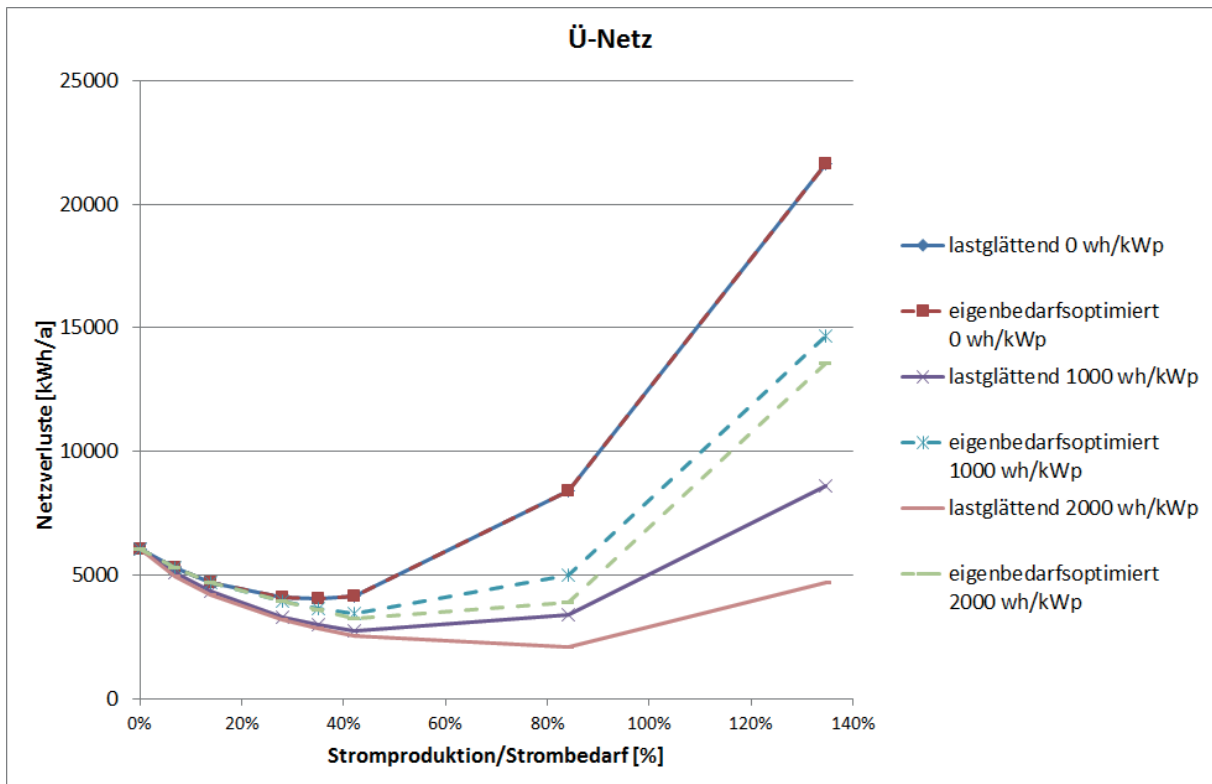


Abbildung 6 Übergeordnetes Netz - jährliche Netzverluste in Abhängigkeit vom PV-Ausbaugrad, Speichergöße und Lademanagement.

PV-Anlagen mit Stromspeicher:

- Je größer der Stromspeicher, umso mehr verringern sich die jährlichen Netzverluste. Das lastglättende Lademanagement verringert die Verluste wesentlich besser als das eigenbedarfsoptimierte Verfahren.
- Je kleinräumiger das Netz ist, umso mehr verringert ein gleich großer Akku die Verluste.
- Selbst im übergeordneten Netz können bei einem Ausbaugrad von 135% mit einem Akku von ca. 1800kWh/kWp höhere jährliche Netzverluste im Vergleich zum Nullausbau verhindert werden. Ein Ausbaugrad von 135% würde in der Modellsiedlung eine PV-Leistung von 8kWp auf jeden Haushalt bedeuten, das ist so ziemlich das Maximum des auf Dachflächen Möglichen.
- Das lastglättende Lademanagement führt zu geringfügig – einige %-Punkte - niedrigeren Eigenbedarfsquoten als das eigenbedarfsoptimierte Verfahren (siehe Abbildung 7)

Für Netzprobleme sind die augenblicklichen zu transportierenden Leistungen entscheidend. Aus den Simulationsdaten wurden für jeden Betrachtungsfall die Maximalwerte für Bezugs- und Einspeiseleistung ermittelt (siehe Abbildung 8). Diese Werte zeigen, dass ohne Speicher ein Ausbaugrad von knapp über 60% möglich ist, ohne die maximal auftretenden Netzbelastungen zu vergrößern. Mit einem Akku von knapp unter 2000Wh/kWp wird selbst beim Maximalausbau (Ausbaugrad 135%) die Spitzenbelastung im Netz nicht vergrößert.

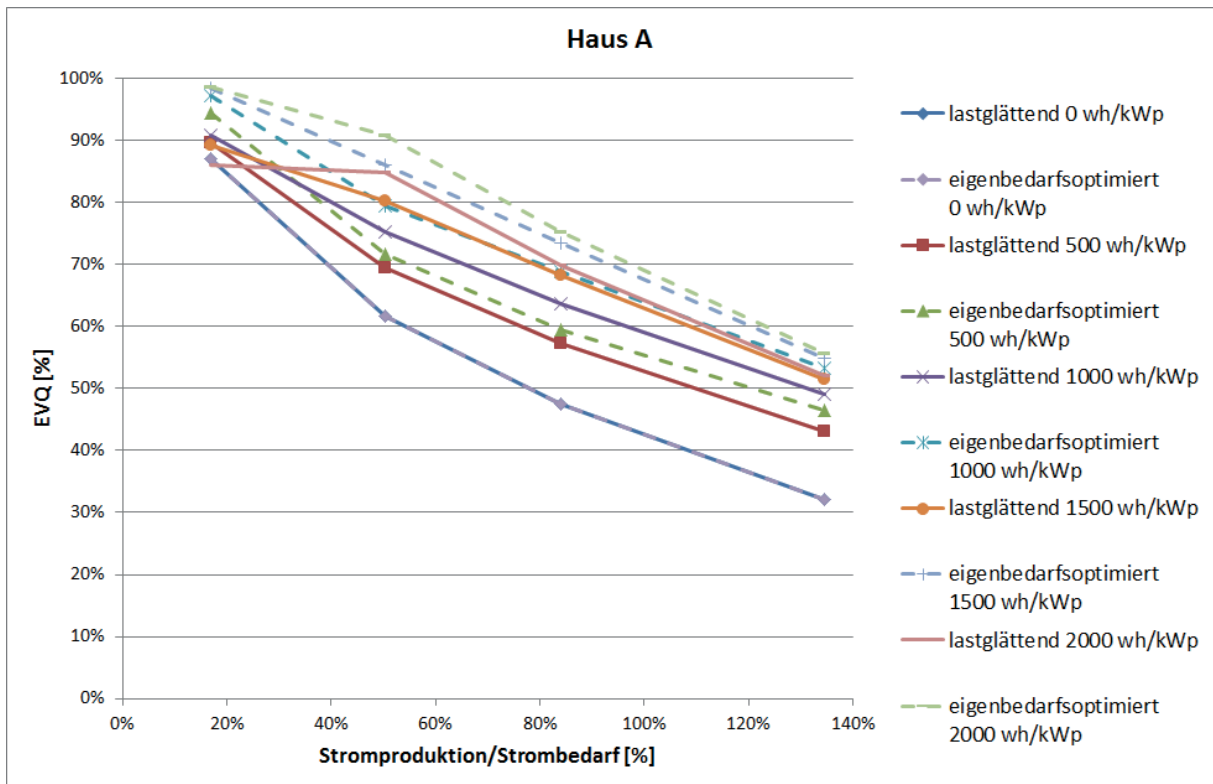


Abbildung 7: Eigenverbrauchsquoten für den Haustyp A in Abhängigkeit vom PV-Ausbaugrad, Speichergöße und Lademanagement.

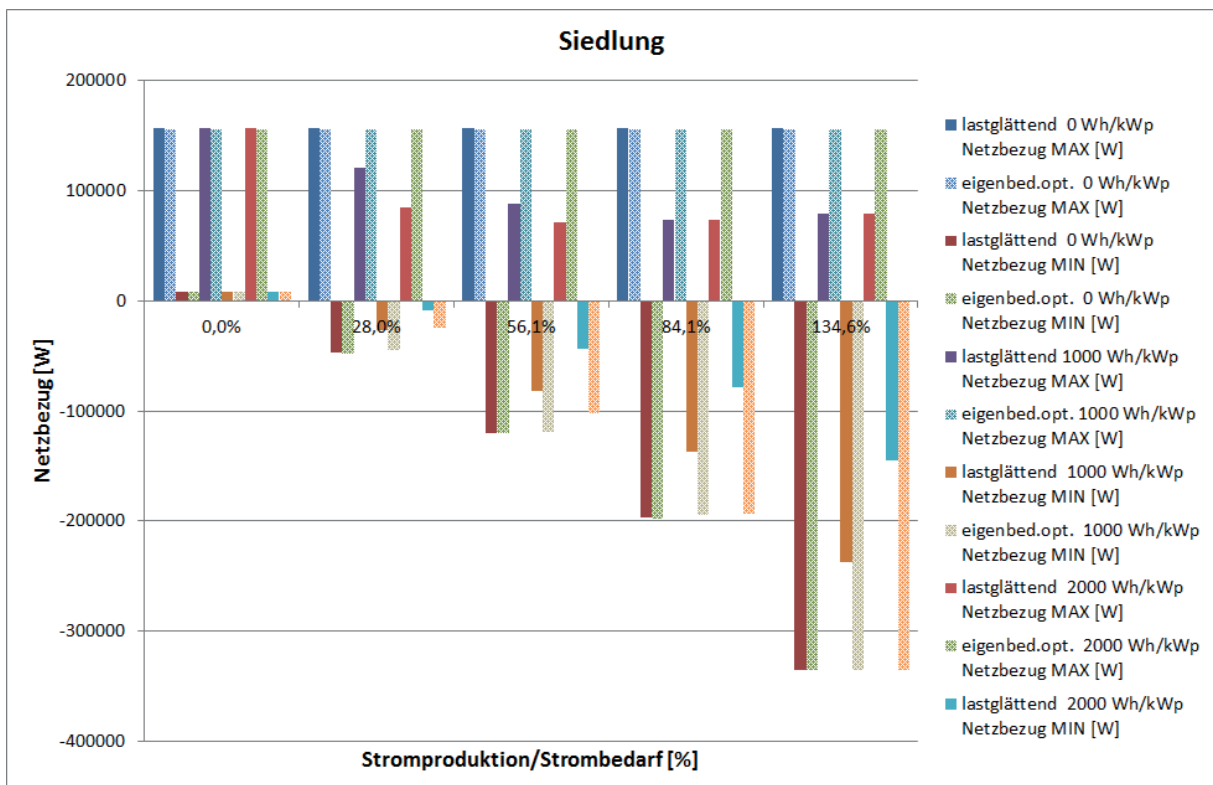


Abbildung 8: Spitzenbelastung für das Siedlungsnetz für Bezug und Einspeisung (negative Werte) in Abhängigkeit vom PV-Ausbaugrad, Speichergöße und Lademanagement.

4 Schlussfolgerung, Zusammenfassung

Die Simulation eines Stromnetzes zur Versorgung eines Siedlungsgebietes zeigt, dass PV-Anlagen, welche bis zu 60% des jährlich Strombedarfs produzieren, zu einer Verringerung der Energieverluste im Netz führen und auch die maximal auftretenden Leistungsspitzen im Netz nicht erhöhen. Mit dem Einsatz von Akkumulatoren mit einer Speicherkapazität von 1800 kWh/kWp und einem lastglättendem Lademanagement kann in der Siedlung den Ausbaugrad der Photovoltaikanlagen auf 135% erhöht werden.

Die Variation der Einflussparameter zeigt, dass dies kein spezielles Ergebnis für eine bestimmte Siedlungs- und PV-Anlagenstruktur ist, sondern, dass die Ergebnisse typisch für realen Siedlungsstrukturen sind.

Das lastglättende Verfahren führt zu etwas niedrigeren Eigenverbrauchsquoten als das übliche eigenbedarfsoptimierte Verfahren. Das bedeutet somit für den PV-Anlagenbetreiber derzeit einen ökonomischen Nachteil. Die derzeit in Diskussion befindliche Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur der E-Control honoriert weder die Verringerung der Netzverluste durch lastglättendes Lademanagement noch die Verringerung der Netzverluste durch PV-Anlagen bei geringem bis mäßigem PV-Ausbau (E-Control, 2017). Um diese für das zukünftige erneuerbare Energiesystem wesentlichen Fakten in einen wirtschaftlichen Effekt einzukleiden, muss ein Verrechnungsmodell entwickelt werden, das einen variablen Energie- und Netzpreis abhängig von der Verfügbarkeit der Energie und der Netzbelastung dynamisch festlegt.

Quellenangaben:

E-Control, 2017. E-Control, „Tarife 2.0“ Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur für den Stromnetzbereich, April 2017 – siehe www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/netzentgelte/tarife-2-0, zuletzt abgerufen am 10.10.2017

Meteostat, 2017: Klimadiagramme, Wetterrückblick, und interaktive Karten, www.metoestat.de, zuletzt abgerufen am 10.10.2017

Valentin, 2017: Valentin Software GmbH, PV*SOL premium 2017 (R9) – Simulationstool für PV-Anlagen, 2017

Wolf, 2017: „Netzbe- und entlastung durch Photovoltaikanlagen“ (Projektarbeit im Wahlfach Photovoltaik betreut von Dr. G. Wind), FH-Burgenland, Österreich, 2017