Betrieb dezentraler Speicher im Niederspannungsnetz

Bachelorarbeit für die Prüfung zum Bachelor of Science

an der Fachhochschule Köln

University of Applied Science Cologne

Fakultät für Informations-, Medien- und Elektrotechnik

Institut für Elektrische Energietechnik

Vorgelegt von

Sebastian Weber

Matrikelnummer 11061168

Durchgeführt an der FH Köln

Diese Arbeit wurde in der Zeit von Januar 2013 bis April 2013 an der Fakultät für Informations-, Medien- und Elektrotechnik der Fachhochschule Köln, University of Applied Science Cologne, unter der Betreuung von Herrn Prof. Dr. Eberhard Waffenschmidt angefertigt.

1 Einführung 5
1.1 Einleitung 5
1.2 Thema/Motivation 5
2 Daten 7
2.1 Vergütung 7
2.1.1 Spotmarkt 7
2.1.2 Preise der örtlichen Netzanbieter im Niederspannungsnetz 7
2.1.3 Direktvermarktung 7
2.1.4 Vergütung EEG 8
2.3 Last- und Einspeiseprofile 10
2.3.1 Standardlastprofile 10
2.3.2 Einspeiseprofile 11
2.3.3 Kosten Photovoltaik 12
3 Netze 13
3.1 Niederspannungsnetz 13
3.1.1 Aufbau Niederspannungsnetz 13
3.2 Referenznetze 14
3.2.1 Referenznetze 14
3.2.2 Betrachtete Referenznetze 15
3.2.3 Parameter der betrachteten Referenznetze 17
4 Speichertechnologien 18
4.1 Speicher in Niederspannungsnetzen 18
4.1.2 Verwendeter Akkumulatortyp 19
4.1.3 Ladezyklen und Lebensdauer 19
4.1.3 Kosten 21
5 Modelle 22
5.1 Überblick über die Modelle 22
5.1.1 Allgemein 22
5.2 Beschreibung der Modelle 24
5.2.1 Modell: Vorrang_Eigenbedarf 24
5.2.2 Modell: Überlast_vermeiden 27
5.2.3 Modell: Einspeichern_nach_Preis 29
5.2.4 Modell: Kappung_30% 32

5.3 Ergebnisse der einzelnen Modelle 34
5.3.1 Modell: Vorrang_Eigenbedarf 34
5.3.2 Modell: Überlast_vermeiden 39
5.3.3 Modell: Speichern_nach_Preis 44
5.3.4 Modell: Kappung_30% 49
5.3.5 Höchstlast je Hausanschluss 55
5.3.6 Spannungsfall 60
5.4 Fazit aus den einzelnen Modellen 62
5.4.1 Modell Vorrang_Eigenbedarf 62
5.4.2 Modell Überlast_vermeiden 62
5.4.3 Modell Speichern_nach_Preis 63
5.4.4 Modell Kappung_30% 63
5.5 Generelles Fazit/Ausblick 64
6 Anhang 66
7 Quellenverzeichnis 106
8 Abbildungsverzeichnis 107
9 Tabellenverzeichnis 111
10 Abkürzungsverzeichnis 112

1 Einführung

1.1 Einleitung

Durch die Energiewende in Deutschland ist immer mehr elektrische Energie aus erneuerbaren Energien in den elektrischen Verteilernetzen. Mit den Netzen sind alle Netze, von der Höchstspannungsebene bis zur Niederspannungsebene gemeint. Diese erneuerbare Energie fluktuiert stark. Das heißt, dass nicht zu jeder Tageszeit genauso viel Energie abrufbar ist wie benötigt wird. Zudem wird eine große Menge Energie dezentral von vielen kleinen Erzeugern produziert. Dies führt zu einer Umkehrung der Lastflussrichtung im Netz. Die Netze in Deutschland sind aber auf eine andere Belastung hin geplant worden. Sie sind für den Fall geplant worden, dass immer nur genau die Energie das Netz belastet die man auch wirklich benötigt, und das Ganze auch nur in einer Lastflussrichtung: Vom Erzeuger zum Verbraucher. Traditionell wird in Deutschland elektrische Energie zentral produziert. Die Netze sind nach unten hin, also von der Höchst- und Hochspannungsebene, in welche die meisten großen zentral produzierenden Kraftwerke einspeisen, hin zur Niederspannungsebene, in welcher die meisten Verbraucher liegen, aufgebaut. Da jetzt aber viel Energie auch dezentral produziert wird, und diese Energie auch noch zu bestimmten Tageszeiten nicht vorhanden ist, wird die Forderung nach geeigneten Energiespeichern immer lauter. Diese Energiespeicher sollen dafür sorgen, dass erneuerbar dezentral produzierte Energie zu jeder Tageszeit abrufbar ist und die Netze entlastet werden.

1.2 Thema/Motivation

Das Thema dieser Arbeit lautet: Betrieb dezentraler Speicher im Niederspannungsnetz. Wie in der Einleitung schon erwähnt, könnte es bald viele Energiespeicher in den Niederspannungsnetzen geben. Sie sollen die Schwankungen der erneuerbar produzierten Energie ausgleichen und diese Tag und Nacht zur Verfügung stellen. Durch diesen Ausgleich sollen Lastspitzen, wie beispielsweise die Mittagsspitze der Photovoltaik (im weiteren PV)-Energie, abgefangen werden. Nicht nur eine Anpassung der dezentral und erneuerbar produzierten Energie an die Bedürfnisse der Verbraucher ist das Ziel, sondern auch eine Entlastung der Niederspannungsnetze. Ein weiterer Anreiz ist die Selbstversorgung der einzelnen Netzteilnehmer, durch eigene Produktion und Speicherung elektrischer Energie, und damit eine Kostenersparniss. Deshalb sind in dieser Arbeit die dezentralen Speicher direkt mit der PV – Anlage verknüpft, und befinden sich, hinter dem Hausanschluss, am letzten Punkt des Netzes.

In dieser Arbeit soll nun untersucht werden welche Auswirkungen die Energiespeicher auf die Niederspannungsnetze haben werden. Ob Sie tatsächlich eine Entlastung bringen oder ob sie die Belastungen nur zeitlich verschieben.

Mit einem ähnlichen Thema hat sich auch, im Jahr 2006, Mirko Bodach in seiner Arbeit, Energiespeicher im Niederspannungsnetz zur Integration dezentraler, fluktuierender Energiequellen [1.1], beschäftigt. Unterschiede in seiner Arbeit sind vor allem, dass der Ort des Speichereinsatzes im Niederspannungsnetz nicht festgelegt ist, sondern der optimale Ort

durch Simulation erkannt werden soll. Zudem ist die Speichertechnologie in seiner Arbeit nicht festgelegt, hier soll durch Simulation ein Optimum, im Bezug auf Größe und Kosten, aus verschiedenen Technologien, gefunden werden. Herr Bodach betrachtet im Hinblick auf die Niederspannungsnetze vorwiegend die Spannungsqualität und die Auswirkungen der Speicher auf diese.

Es folgt im Weiteren zunächst eine Erläuterung der Daten, wie zum Beispiel der Last- oder Einspeiseprofile, sowie verschiedener Vergütungsmodelle. Danach wird auf die Netze, genauer auf die Niederspannungsnetze, um welche es in dieser Arbeit ausschließlich geht, und die Referenznetze eingegangen. Ein weiterer Abschnitt beleuchtet die verwendeten Speichertechnologien. Danach werden die erarbeiteten Modelle erklärt, deren Ergebnisse erläutert und schließlich ein Fazit gezogen.

2 Daten

2.1 Vergütung

In dieser Arbeit werden, in den später vorgestellten Modellen, verschiedene Vergütungsvarianten verwendet. Wichtig hierfür sind die Preise pro kWh am Day Ahead Markt der EPEX Spot in Paris (siehe 2.1.1), die üblichen örtlichen, vom Versorgungsnetzbetreiber festgelegten Preise pro kWh im Niederspannungsnetz 01/2013 (siehe 2.1.2), sowie die Vergütungen pro kWh Photovoltaikleistung aus dem EEG für 01/2013 siehe (siehe 2.1.4).

2.1.1 Spotmarkt

Am Spotmarkt der Strombörse Leipzig EEX, bis 2009, oder jetzt an der EPEX Spot in Paris (http://www.epexspot.com/en/) werden kurzfristig lieferbare Strommengen gehandelt. Für diese Arbeit besonders interessant sind der Intraday oder noch mehr der Day Ahead Markt [2.1]. Die in der Arbeit verwendeten Strompreise beziehen sich auf den Day Ahead Markt aus dem Jahr 2011.

Im Anhang in der Grafik 6.80 ist das Preisprofil der Preise pro kWh am Day Ahead Markt der EPEX Spot in Paris, für 2011, zu sehen. Auf der X – Achse ist das Datum aufgetragen und auf der Y – Achse die Preise pro kWh. Der höchste Preis, in der in blau dargestellten Kurve, liegt bei 12 ct/a und der niedrigste bei 0 ct/a.

Diese Art des Vermarktens des dezentral erneuerbar produzierten Stroms ist schon die erste Option der Direktvermarktung.

2.1.2 Preise der örtlichen Netzanbieter im Niederspannungsnetz

„Der Strompreis für Privathaushalte wird letztendlich von den EVUs festgelegt. Ein Musterhaushalt mit drei Personen und einem Jahresverbrauch von 3500 Kilowattstunden zahlte 2011 rund 25 ct/kWh“ [2.2]. Mittlerweile (Stand 01/2013) muss man durchschnittlich schon mit 27 Cent/kWh [2.3] rechnen. Der Bedarf von 3500 kWh/a für den Musterhaushalt findet in dieser Arbeit aber Verwendung.

2.1.3 Direktvermarktung

Die Direktvermarktung von „Grünstrom“, außerhalb des EEG - Vergütungsmodelles, beschreibt das direkte Verkaufen des produzierten Stromes an der Strombörse oder an Großabnehmer. „Um Grünstrom direkt, also außerhalb des EEG-Vergütungsmodells, zu verkaufen, stehen den Produzenten laut dem Erneuerbaren Energien Gesetz (EEG) drei Wege offen.“ [2.4]. Der erste Weg ist es den Strom direkt an der Börse zu verkaufen. Der zweite Weg beschreibt ein Verfahren, das dem Abnehmer und dem Produzenten in der Vergangenheit, also vor der Novelle zum EEG 2012 Vorteile sicherte. „Die Grünstromproduzenten, vor allem Betreiber von Erzeugungsanlagen mit geringer EEG-Vergütung, bekommen eine etwas höhere Vergütung als den Börsenpreis von den Abnehmern, da diese sich durch das Zusammenstellen eines Portfolios aus Grünstrom und

Graustrom in einem bestimmten Verhältnis die EEG Umlage einsparen können (sog. "**Grünstromprivileg**")".[2.4]

Der dritte Weg ist der über das Marktprämienmodell. „Wenn Anlagenbetreiber mit dem direkten Verkauf ihrer Kilowattstunden weniger erlösen als durch die Einspeisevergütung, erhalten Sie als Ausgleich eine sogenannte Marktprämie. Erzielen Sie einen Preis über dem EEG Satz, können Sie den zusätzlichen Gewinn einstreichen"[2.5] Hiermit lassen sich dann, zu günstigen Zeiten, Spitzenlast und hohe Nachfrage, sogar höhere Gewinne als mit der Standardvergütung erzielen.

Die Entwickler der EEG – Novelle 2012 möchten besonders viele Anlagenbetreiber davon überzeugen, in das Marktprämienmodell zu wechseln, da es ihrer Meinung nach diese schon schnell an ein Umfeld nach den Vergütungen, also eine reale Situation gewöhnt. Hierfür werden zahlreiche Anreize geschaffen.

In dieser Arbeit wird allerdings das erste Modell verwendet: Den direkten Verkauf des produzierten Stromes an der Strombörse. Es ist das zukunftsträchtigste Modell, da nach der ursprünglichen Fassung des EEG vom 29.03.2000 [2.6], in welcher die dezentral und erneuerbar produzierte Energie beispielsweise durch PV noch stark gefördert wurde, diese in absehbarer Zukunft nicht mehr intensiv gefördert wird. In der EEG - Novelle von 2012 wird von einer „Basisdegression der Vergütungssätze um monatlich 1 %" [2.6], sowie einer „Begrenzung des Gesamtausbauziels für die geförderte Photovoltaik in Deutschland auf 52 GW" [2.6] gesprochen. Der erneuerbar dezentral produzierte Strom sollte spätestens dann direkt an der Börse verkauft werden, wenn hieraus ein höherer Gewinn für den Anlagenbetreiber entsteht als durch die Förderung.

2.1.4 Vergütung EEG

„EEG – Erneuerbare Energien Gesetz"

„(1) Zweck dieses Gesetzes ist es, insbesondere im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen, die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte zu verringern, fossile Energieressourcen zu schonen und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien zu fördern.

(2) Um den Zweck des Absatzes 1 zu erreichen, verfolgt dieses Gesetz das Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung mindestens zu erhöhen auf

1. 35 Prozent spätestens bis zum Jahr 2020,
2. 50 Prozent spätestens bis zum Jahr 2030,
3. 65 Prozent spätestens bis zum Jahr 2040 und
4. 80 Prozent spätestens bis zum Jahr 2050

und diese Strommengen in das Elektrizitätsversorgungssystem zu integrieren" [2.7]

Die in der EEG – Novelle 2012 beschlossenen und ab dem Installationsdatum der PVA auf 20 Jahre festgelegten Vergütungssätze für Photovoltaik sind:

Leistungsabhängige Fördersätze in ct/kWh ab April 2012

Jahr	Monat	monatliche Degression	Dachanlagen				vorbelastete und sonstige Freiflächen bis 10 MW_p
			bis 10 kW_p	bis 40 kW_p	bis 1 MW_p	bis 10 MW_p	
2012	April	-	19,50	18,50	16,50	13,50	13,50
	Mai	1,0%	19,31	18,32	16,34	13,37	13,37
	Juni		19,11	18,13	16,17	13,23	13,23
	Juli		18,92	17,95	16,01	13,10	13,10
	August		18,73	17,77	15,85	12,97	12,97
	September		18,54	17,59	15,69	12,84	12,84
	Oktober		18,36	17,42	15,53	12,71	12,71
	November	2,5%	17,90	16,98	15,15	12,39	12,39
	Dezember		17,45	16,56	14,77	12,08	12,08
2013	Januar		17,02	16,14	14,40	11,78	11,78
	Februar	2,2%	16,64	15,79	14,08	11,52	11,52
	März		16,28	15,44	13,77	11,27	11,27
	April		15,92	15,10	13,47	11,02	11,02
Vergütungsfähiger Anteil			**100%**	**90%**	**90%**	**100%**	**100%**

Tabelle 2.1: Leistungsabhängige Fördersätze für Photovoltaikanlagen in Deutschland ab April 2012.

Die im EEG festgelegte, und in dieser Arbeit verwendete, Vergütung für Photovoltaik - Energie lag 01/2013 bei 17,02 Cent/kWh für Anlagen unter 10 kWp. [2.8]

2.3 Last- und Einspeiseprofile

2.3.1 Standardlastprofile

Standardlastprofile Strom, wie zum Beispiel das Profil H0 für Haushalt (Standardlastprofile E.ON Mitte AG), sind repräsentative Lastgänge. Aus den verschiedenen Tageslastgängen verschiedener Haushalte werden allgemeingültige Tageslastgänge gemittelt. Diese wiederum werden zu Jahreslastgängen zusammengefasst. [2.9][2.10]

Es gibt sowohl Lastgänge für Haushalte (H0), die mitunter auch einen kleinen Anteil Gewerbe enthalten können, sowie Lastgänge für Gewerbe (G 0-6), landwirtschaftliche Betriebe (L 0-2), Straßenbeleuchtung (B2), und unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen (HE). In dieser Arbeit werden nur die Profile H0 verwendet. („H0 – Haushalt, in dieses Profil werden alle Haushalte und solche mit (elektrisch) geringfügigem gewerblichen Bedarf ohne installierte Speicherheizung, Wärmepumpe etc. eingeordnet.“ [2.11])

In der Abbildung [2.1] unterhalb ist ein Tagesverlauf eines Standardlastprofils H0 dargestellt. Auf der X – Achse ist die Tageszeit aufgetragen und auf der Y - Achse die Entnahme der Leistung aus dem Netz durch die Last, in diesem Fall ein Haushalt. Dadurch entsteht die zu sehende blaue Lastkurve. Typisch für diese Kurve ist die starke Mittagsspitze gegen 12 Uhr, sowie die etwas weniger starke Abendspitze gegen 19 Uhr.

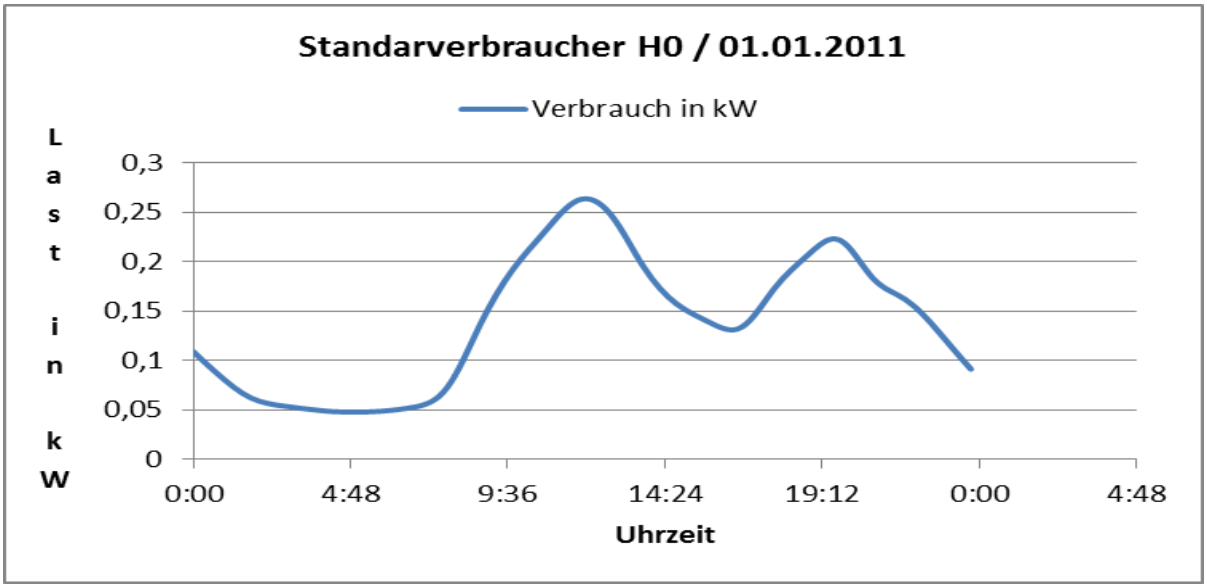

Abbildung [2.1] Tageslastprofil eines Standardhausanschlusses H0 (Standardlastprofile E.ON Mitte AG)

Werden diese Standardlastgänge nun zur Simulation einer Belastung eines Netzes verwendet, kann es zu Ungenauigkeiten kommen. Es wird nicht von jedem Anschluss die gleiche Belastung jeden Tag abgefragt. Mit der Menge der in der Simulation verwendeten Haushalte steigt allerdings die Genauigkeit durch Mittelung der Ergebnisse. [2.12]

2.3.2 Einspeiseprofile

Seit 2012 gibt es auch Standardeinspeiseprofile für Photovoltaik. Mit diesen Profilen verhält es sich ähnlich wie mit den Standardlastprofilen. Nicht jeder Tag gleicht dem anderen, vor allem im Bereich der Photovoltaik gibt es große Unterschiede. Jedoch kann auch hier aus einer großen Menge von Profilen gemittelt werden. In den folgenden Abbildungen 1 und 2 sind ein Standardeinspeiseprofil, sowie ein reales Profil einer PV - Anlage aus dem Ort Kronberg/Taunus, für einen Tag, gegenübergestellt. Die gemessenen Werte der PV – Anlage Kronberg/Taunus sind aus dem Zeitraum 01.01.2011 – 31.12.2011.

Peak Leistung	Jahresenergieproduktion	Dachneigung	Abweichung Süd -> West
4,5 kWp	5000 kWh	30 °	40 °

Tabelle [2.2] Wichtige Parameter der verwendeten PV - Anlage Kronberg/Taunus

In Abbildung [2.2] ist der Verlauf der Einspeisung der PVA Kronberg am 08.08.2011 dargestellt. Auf der X – Achse ist die Uhrzeit aufgetragen und auf der Y – Achse die Einspeisung in kW. Die blaue Kurve zeigt den Tagesverlauf. Gleiches gilt für die Abbildung [2.3], nur dass es sich hier um den Tagesgang der E.ON Standardeinspeisung handelt. Man sieht in Abbildung 2.2, in der blauen Kurve, ein real existierendes Profil. Dieses Profil zeigt wesentlich mehr Fluktuation, als das Profil in Abbildung 2.3, welches in der blauen Kurve dargestellt ist.

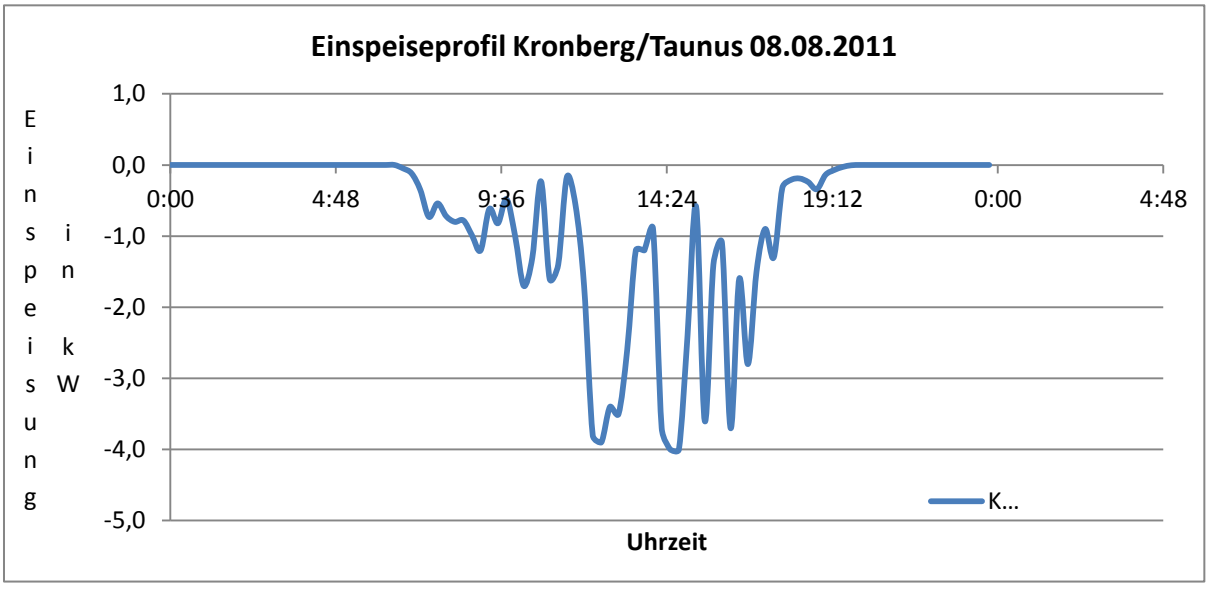

Abbildung 2.2 Einspeiseprofil PVA Kronberg. Tagesverlauf 08.08.2011

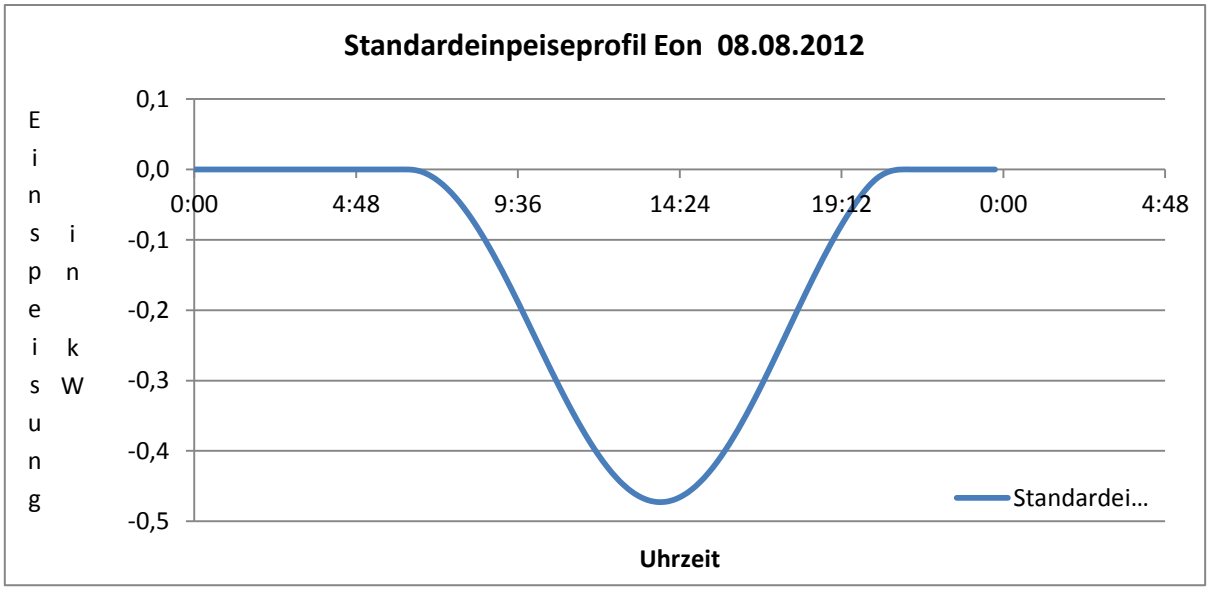

Abbildung 2.3 Einspeiseprofil Standardeinspeiseprofil E.ON. Tagesverlauf 08.08.2011

Da das reale Profil die Wirklichkeit besser wiederspiegelt, wird im Folgenden nur noch mit diesem Profil beziehungsweise mit aus diesem Profil normierten Profilen gearbeitet. Auch ist es so, dass in den verschiedenen Referenznetzen mit verschiedenen großen Photovoltaik – Anlagen (im weiteren PVA) gerechnet werden kann. Da in dieser Arbeit aber, in den später vorgestellten Modellen und Szenarien, schon mit einigen Variationen der PVA Kronberg gearbeitet wird, hätten weitere PVA einen zu großen Aufwand bedeutet. Diese Variationen der PVA Kronberg entsprechen gängigen PVA Größen auf Einfamilienhäusern in Deutschland. [2.13]

2.3.3 Kosten Photovoltaik

Die Kosten für Photovoltaik - Aufdachanlagen werden für diese Arbeit mit 2000 €/kWp angenommen [2.14]

3 Netze

3.1 Niederspannungsnetz

Um die Auswirkungen von dezentralen Energiespeichern in Niederspannungsnetzen hinsichtlich der Belastung der Netze zu prüfen, benötigt man aussagekräftige Referenznetze oder exemplarische Netze. Der Unterschied zwischen den beiden ist, dass das exemplarische Netz ein in der Realität vorkommendes Netz ist, welches aber einen allgemeingültigen Status hat, da es die Eigenschaften bestimmter Netze oder Regionen besonders gut wiederspeigelt. Referenznetze entstehen aus der Überlagerung vieler exemplarischer Netze und typischen Eigenschaften von Netzen bestimmter Kategorien und können deshalb besonders gut für Simulationen jeder Art benutzt werden. Diese Netze sollten die verschiedenen in Deutschland vorhandenen Niederspannungsnetze in einem vernünftigen, möglichst allgemeingültigen Format widerspiegeln.

3.1.1 Aufbau Niederspannungsnetz

„Das öffentliche Niederspannungsnetz dient traditionell der Versorgung von Netznutzern." [3.1]

So wie von Scheffler in seiner Arbeit ganz richtig genannt, geht es auch in dieser Arbeit *nur* um das Niederspannungsnetz und auch *nur* um einen bestimmten Ausschnitt. Dieser Ausschnitt ist in Abbildung [3.1] gezeigt. In dieser Abbildung ist der Weg von der Mittelspannungsebene bis zum einzelnen Hausanschluss im Niederspannungsnetz schematisch dargestellt. Aus dem Mittelspannungsnetz geht es über die Ortsnetzstation, mit ihrem Ortsnetztransformator und den einzelnen Abgängen der Netzstrahlen, durch den Netzbezirk bis zum Hausanschluss der einzelnen Netzteilnehmer. Nach dem Netzanschluss folgt noch die Last, also der Verbrauch und gegebenenfalls die Einspeisung oder die Speicherung.

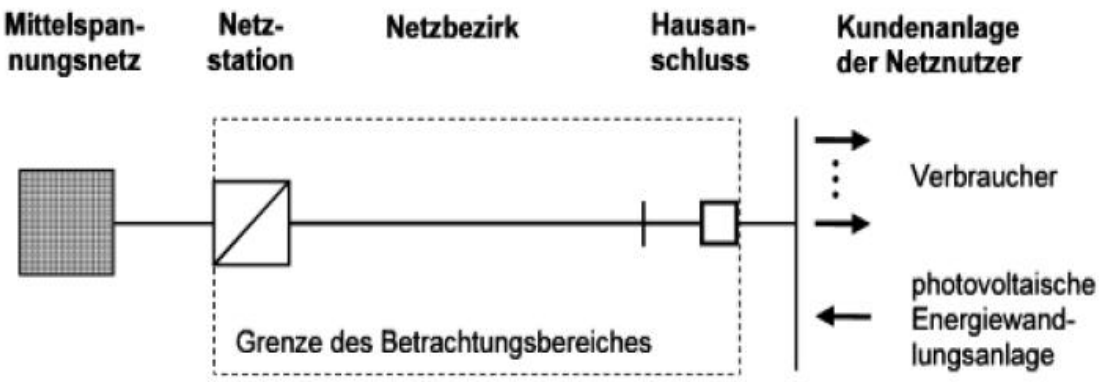

Abbildung 3.1 schematische Darstellung Niederspannungsnetz [3.1]

Der in Abbildung [3.1] gemachte Ausschnitt umfasst den Weg ab der Netzstation, genauer, ab den Abgängen des Ortsnetztransformators, über die einzelnen Netzstrahlen und Netzstrahlabschnitte, bis zu den Hausanschlussleitungen. Der Fokus wird in dieser Arbeit auf die Leistung am Ortsnetztransformator gelegt.

3.1.2 Wichtige Netz - Parameter für diese Arbeit

In dieser Arbeit zu der Auswirkung dezentraler Energiespeicher auf das Niederspannungsnetz sind die wichtigsten, im Referenznetz zu untersuchenden Parameter:

- Die Spannung an den Hausanschlüssen, beziehungsweise an dem am weitesten vom Transformator entfernten Hausanschluss,
- die Leistung am Ortsnetztransformator,
- sowie die Höchstlast pro Wohneinheit.

Diese Parameter werden in den Arbeiten [3.1] [3.2] ausreichend beschrieben. Alle weiteren Parameter, wie zum Beispiel die Art und die Läge der Zuleitungen oder der Hausanschlussleitungen der ausgewählten Referenznetze können der Arbeit [3.2] entnommen werden.

3.2 Referenznetze

3.2.1 Referenznetze

Referenznetze ermöglichen es, Belastungssituation zu simulieren und darüber allgemeingültige Aussagen zu machen. Die für diese Arbeit ausgewählten Referenznetze gehen zurück auf die Arbeit [3.2] von Herrn Demirel. Alle relevanten Daten zu den aus dieser Arbeit ausgewählten Netzen stehen in seiner Arbeit. Diese Referenznetze sind aus verschiedenen exemplarischen Netzen, also aus Netzen die in der Realität vorhanden sind und eine gewisse allgemeingültige Aussage haben, hervorgegangen. Viele dieser exemplarischen Netze und Netzparameter wurden zwecks einer Verallgemeinerung überlagert und daraus wurden Referenznetze moduliert. Eines dieser modellierten Referenzenznetze kann man in Abbildung [3.2] sehen. Es ist der Übergang vom Mittelspannungsnetz, über eine Sammelschiene auf den Ortnetztransformator dargestellt. Vom Transformator aus geht es auf die einzelnen Netzstrahlen, die mit L1, L2 und L3 bezeichnet sind. Von den Netzstrahlen gehen dann die Hausanschlussleitungen zu den einzelnen Netzteilnehmern. Das dargestellte Netz, ist das Referenznetz 2, für den Siedlungstyp B, Dörfer mitüberwiegend Gehöften.

3.2.2 Betrachtete Referenznetze

Die weiter unten vorgestellten Modelle und die Szenarien, werden in den Referenznetzten simuliert. Es wird immer in allen 9 Referenznetzen getestet, jedoch nur die Ergebnisse dargestellt, welche auf mögliche Überlastsituationen durch Verwendung von einer Kombination aus Energiespeichern und PVA hindeuten.

Wie im nächsten Abschnitt dargestellt, gibt es Referenznetze für verschiedene Netzstrukturen. Diese reichen von Dörfern bis zu Städten. Welche Eigenarten diese Netze haben ist in den Tabellen [3.1] und [3.2] gezeigt. Aufgrund historischer oder planerischer Voraussetzungen können die einzelnen Netze verschieden viele Haushalte mit Energie versorgen. Die maximalen Scheinleistungen, die die Ortsnetztransformatoren dabei leisten können, sind in Tabelle [3.1] aufgetragen. Es wird dabei von 100% S_{max} des Transformators ausgegangen. Der maximal zulässige Spannungsfall beträgt +/- 6 - 10 % der Versorgungsspannung [3.3]. Die Querschnitte der Netzstrahlen, sowie der Hausanschlussleistungen können in den Tabellen 3.1 und 3.2 abgelesen werden. . Der Parameter des maximalen Stroms auf den Leitungen ist nicht gesondert aufgeführt. Da in dieser Arbeit ein besonderer Fokus auf die Leistungen gelegt wurde. Wenn hohe Leistungen in einem Netz aufgrund des Zubaus erwartet werden, werden die Leitungsquerschnitte im Normalfall erhöht. Dies geht mit einer Reduktion des Stromes einher.

Die 9 Referenznetze in die denen Simulationen durchgeführt wurden (aus[3.2]):

Referenznetz 1: *Siedlungstyp A Wohnplätze und Streusiedlungen*

Referenznetz 2: *Siedlungstyp B Dörfer mit überwiegend Gehöften*

Referenznetz 3: *Siedlungstyp C Ein- und Zweifamilienhaussiedlung niedriger Dichte*

Referenznetz 4: *Siedlungstyp D Einfamilienhaussiedlung hoher Dichte und Dorfkern*

Referenznetz 5: *Siedlungstyp E Reihenhaussiedlung*

Referenznetz 6: *Siedlungstyp F Zeilenbebauung mittlerer Dichte*

Referenznetz 7: *Siedlungstyp G Zeilenbebauung hoher Dichte und Hochhäuser*

Referenznetz 8: *Siedlungstyp H Blockbebauung*

Referenznetz 1: *Siedlungstyp I Mittelalterliche Altstadt*

(genauere Darstellungen und Erklärungen der Referenznetze siehe Anhang)

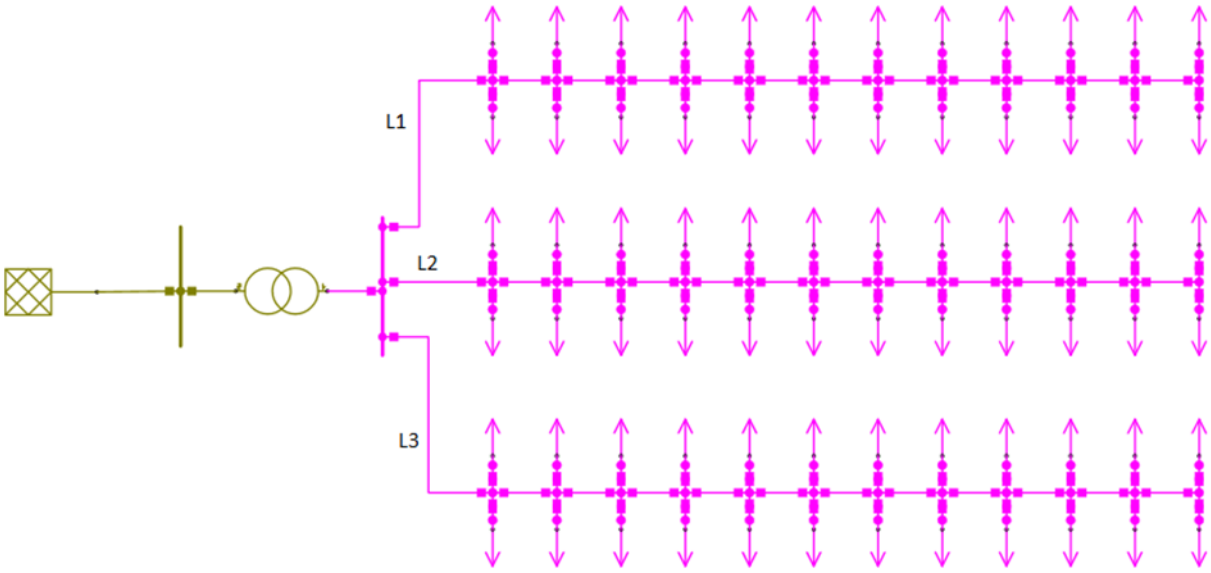

Abbildung 3.2: Modelliertes Referenznetz für den Siedlungstyp B [3.2]

3.2.3 Parameter der betrachteten Referenznetze

Referenznetze									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Stations-Transformator In kVA	160	250	630	630	630	630	630	630	630
Höchstlastanteil je Wohneinheit In kW	30	2,53	2,24	2,18	2,2	2	2,25	2,2	2,16
Höchstlastanteil Je Hausanschluss In kW (1)	39	4,6	3,6	3,1	2,6	60	92,2	20,2	12,3
Wohneinheiten je Hausanschluss	1,3	1,8	1,6	1,4	1,2	30	41	9,2	5,7
Anzahl der Hausanschlüsse	2	72	156	210	192	8	6	32	60
Hausanschlüsse je Netzstrahl	1	24	39	42	48	2	1	8	12
Hausanschlüsse je Netzstrahlabschnitt	1	24	13	7	12	-	-	-	-

Tabelle 3.1 (Informationen (außer (1))aus [3.2]) Parameter der betrachteten Referenznetze.

Referenznetz	Leitungen u. Länge	Hausanschlussleitung und Länge
1	Overhaedline 4x 90mm^2 Al; 400m	Overhaedline 4x 25mm^2 Al; 30m
2	Overheadline 4x70 mm^2 Al; L1 und L3=500m L2=485m	Overheadline 4x25 mm^2 Al; 12m
3	NAYY 4x150mm² Al; 730m	NAYY 4x50mm²; 12m
4	NAYY 4x185mm² Al; 800m	NAYY 4x50mm²; 12m
5	NAYY 4x150mm² Al; 730m	NAYY 4x50mm²; 8m
6	NAYY 4x150mm² Al; 93m	NAYY 4x150mm²; 12m
7	NAYY 4x150mm² Al; L1u.6=20m; L2u.5=50m; L3u.4=80m	30m
8	NAYY 4x150mm² Al; 260m	NAYY 4x50mm²; 12m
9	NAYY 4x150mm² Al; 150m	NAYY 4x70mm²; 8m

Tabelle 3.2 (Informationen aus [3.2]) Parameter der betrachteten Referenznetze.

NAYY

N - Genormte Leitung
A - Aluminium-Leiter
Y - PVC-Mantel
Y - PVC-Isolierung der Adern

4 Speichertechnologien

4.1 Speicher in Niederspannungsnetzen

Zurzeit werden für die Speicherung von Energie, die durch Photovoltaik – Anlagen gewonnen und im Niederspannungsnetzbereich, genauer, hinter dem Erzeuger und vor dem Netzanschluss, gespeichert wird, vor allem zwei Akkumulatortypen verwendet. Der Blei - Säure - Akkumulator und der Lithium - Ionen - Akkumulator. Die technischen Parameter dieser beiden Akkumulatoren werden deshalb hier näher betrachtet.

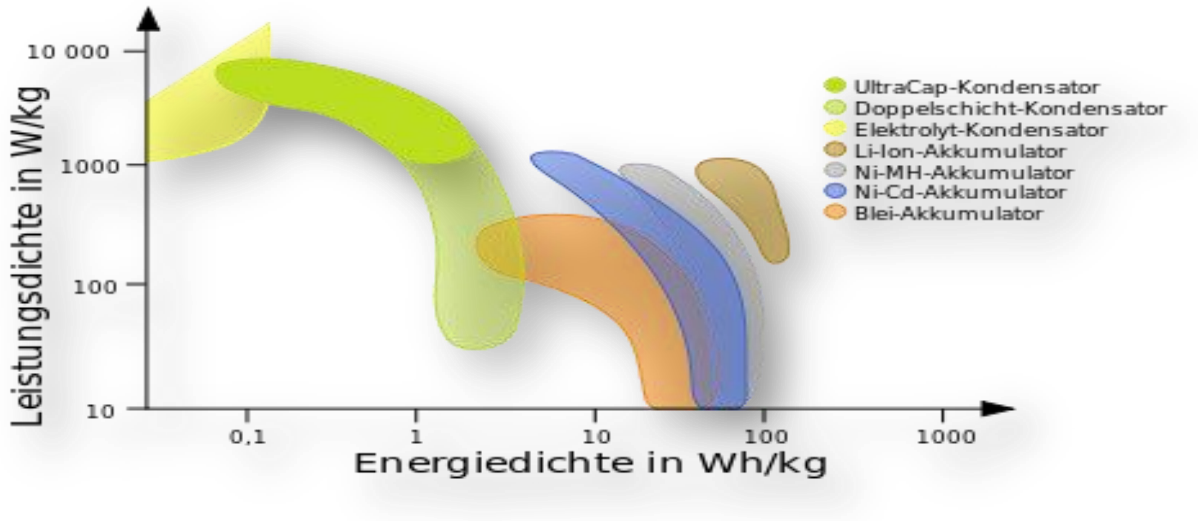

Abbildung 4.1 Ragone Diagramm. Leistungsdichte in Abhängigkeit der Energiedichte verschiedener Speichertechnologien.

In Abbildung 4.1 ist ein Ragone Diagramm zu sehen. „Das Ragone Diagramm wurde zuerst benutzt um die Leistung von Batterien zu vergleichen. Es ist benannt nach David V. Ragone“[Abbildung 4.1]. Auf der X – Achse ist die Energiedichte und auf der Y – Achse die Leistungsdichte verschiedener Speichertechnologien aufgetragen. Die höchste Leistungsdichte hat beispielsweise die Li-Ion-Technologie in braun dargestellt. Je weiter man sich im Diagramm Richtung Y – Achse bewegt, desto geringer werden die Leistungsdichten. Die niedrigsten Leistungsdichten haben die Blei – Säure und Ni – Cd Technologien, welche in orange, beziehungsweise blau aufgetragen sind. Welche Farbe zu welcher Technologie gehört kann der Legende entnommen werden. Auffällig ist das Kondensatoren hohe Leistungsdichten oberhalb 1000 W/kg haben, wobei alle anderen Technologien unterhalb 1000 W/kg liegen. Die Kondensatortechnologien haben dafür sehr geringe Energiedichten. Welche Eigenschaften aus dem Diagramm in dieser Arbeit von Bedeutung sind, wird im nächsten Absatz deutlich.

Der Blei – Säure – Akkumulator wird besonders dann verwendet, wenn das Platzangebot nicht stark eingeschränkt ist. Sowohl die Leistungsdichte, als auch die Energiedichte dieses

Akkumulators ist geringer als beim Lithium – Ionen - Modell, wie in Abbildung 4.1 zu erkennen. Allerdings ist die Technologie über einen langen Zeitraum erprobt und zeigt wesentlich geringere Kosten [4.1]. Der Lithium Ionen Akkumulator zeigt die höchsten Energiedichten aller Technologien, siehe Abbildung 4.1, was bedeutet, dass er viel Energie bei geringem Gewicht speichern kann. Trotzdem erreicht er zudem auch hohe Leistungsdichten bei geringem Gewicht. Lithium Ionen Akkumulatoren haben hohe Kapazitäten und erreichen hohe Lade- beziehungsweise Entladeleistungen in kurzen Zeitabschnitten [4.2].

4.1.2 Verwendeter Akkumulatortyp

Aus den oben genannten Gründen werden in dieser Arbeit Lithium - Ionen - Akkumulatoren zu Grunde gelegt. Die verwendeten Kapazitäten in den verschiedenen Modellen dieser Arbeit werden gewählt zu 5,9,13,5 kWh in den fixen Szenarien, sowie ein Akkumulator mit 4 – 12 kWh Kapazität (in Einser - Schritten gestaffelt), in den variablen Szenarien.

„Die RWE Effizienz GmbH hat…ihre 0-Serie eines Lithium – Ionen – Speichers vorgestellt… . Der Speicher ist in Modulen von 4,6 bis 13,8 kWh erhältlich.“ [4.3]

„Ein anderes vollintegriertes Speichersystem mit Energiemanagementsystem,…,bietet die Bosch Powertec an. Der VS 5 Hybrid kann eine Batteriekapazität zwischen 8,8 und 13,2 kWh haben. Laut Hersteller ist der Speicher ebenfalls für eine Lebensdauer von 20 Jahren ausgelegt.“ [4.3]

4.1.3 Ladezyklen und Lebensdauer

Die Lebensdauer und die Ladezyklen, welche ein bestimmter Akkumulatortyp leisten kann, hängen von vielen verschiedenen Faktoren ab. Temperatur, maximale Lade- und Entladeleistungen, Entladetiefen und vieles mehr. Eine genaue Aussage zu treffen ist daher schwierig. Deshalb wird in dieser Arbeit mit den Ergebnissen aus der Arbeit [4.1] gearbeitet.

Es werden folgende Annahmen getroffen. Eine Blei-Säure-Batterie kann über ihre Lebensdauer 1.200 Vollzyklen bei 80% Entladetiefe aushalten. Eine Lithium-Ionen Batterie dagegen 2.000 Vollzyklen bei 100% Entladetiefe. [4.1]

Ein Vollzyklus meint das komplette Entladen und spätere Aufladen eines Akkumulators ohne Unterbrechung. In dieser Arbeit wurden die Zyklen so ermittelt, dass alle Lade- und Entladevorgänge für ein Jahr summiert wurden und diese dann durch die Kapazität der Batterie geteilt wurden. Man spricht dann von äquivalenten Zyklen, was genau genommen keine wirklichen Vollzyklen meint.

Abbildung 4.2 zeigt das Verhältnis von Vollzyklen, in der blauen Kurve, zu äquivalenten Vollzyklen in der roten Kurve. Auf der X - Achse ist dargestellt wie stark der Akku geladen wird. (SOC – State of Charge in %). Auf der Y – Achse ist die Anzahl der Zyklen aufgetragen. Ab 50 % SOC nähern sich die beiden Kurven sehr stark an, und es ist kaum mehr ein Unterschied in der Anzahl der Zyklen, die sie leisten können zu sehen. Unterhalb 50 % SOC driften Sie stark auseinander.

Wie in Abbildung 4.2 zu sehen, ist der Vorgang, der Berechnung der Vollzyklen in dieser Arbeit, jedoch weitestgehend angemessen, da davon ausgegangen werden kann, dass eine Vielzahl von Ladevorgängen größer 50% SOC sind. [4.2].

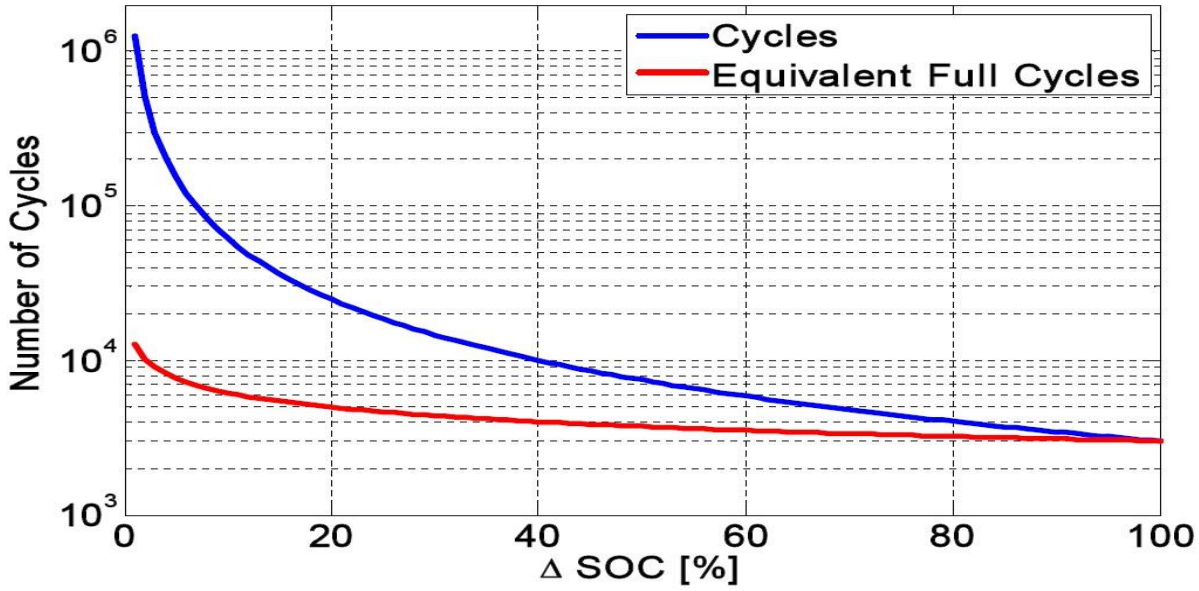

Abbildung 4.2 Sauer Equivalent Full Cycles. Beschreibung des Verhältnisses von Vollzyklen zu äquivalenten Vollzyklen.

Bei Lithium Ionen Akkumulatoren für die Anwendung als „Solarspeicher“ gibt es derzeit eine Herstellergarantie von 10 Jahren. Gesprochen wird hier allerdings von einer Lebensdauer von 20 Jahren. [4.3]. Diese Lebensdauer findet in dieser Arbeit Verwendung.

4.1.3 Kosten

Für die Lithium Ionen - Technologie wird in [4.1] von einer Preisabnahme von derzeit 530 EUR/kWh auf 220 EUR/kWh im Jahr 2020 ausgegangen. Für die Bleisäure Technologie geht die Entwicklung nur von 190 EUR/kWh auf 170 EUR/kWh, wie in Abbildung 4.2 zu sehen. In diesen Schätzungen sind die Preise für Laderegler und andere benötigte Technologien enthalten. In dieser Arbeit wird die Lithium – Technologie verwendet, und deshalb sind die Preise für diese Speicher interessant. Im Jahr 2013, kann nach Abbildung 4.3, von einem Preis von 445 €/kWh ausgegangen werden.

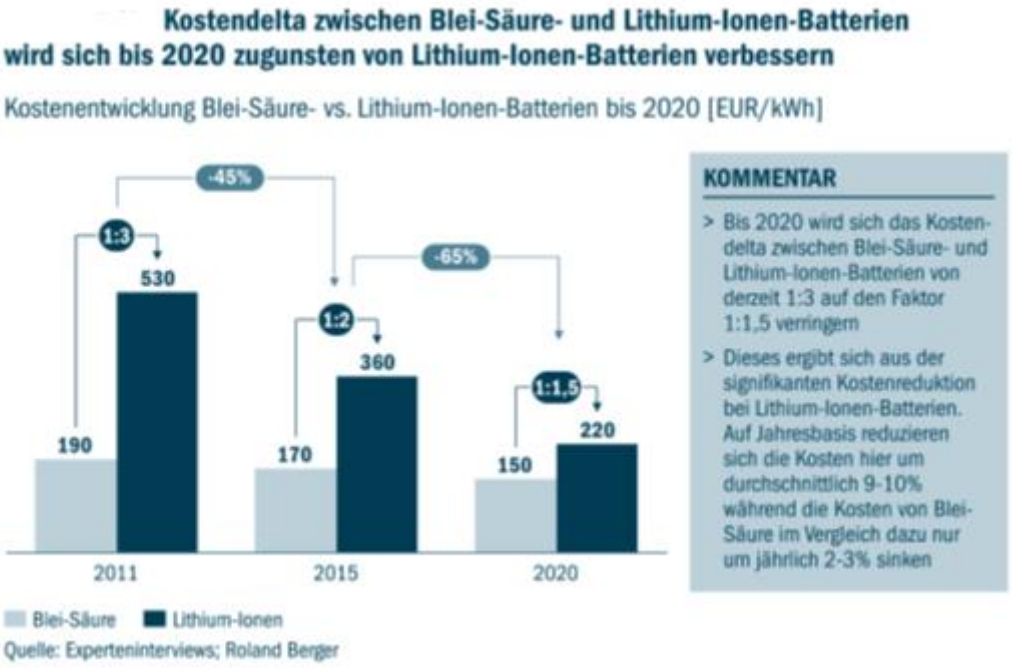

Abbildung 4.3 Kostenvergleich Lithium – Ionen und Beli – Säure Technolgie [4.1]

5 Modelle

5.1 Überblick über die Modelle

Im Folgenden kommt zuerst ein allgemeiner Teil, der alle Modelle betrifft. Danach folgt ein inhaltlicher Überblick über die einzelnen Modelle, mit einer grafischen Unterstützung. Dann folgen die Beschreibungen der Modelle, in welchen als erstes auf die Programmierung eingegangen wird. Dann werden die Ergebnisse präsentiert. Einmal im Hinblick auf den Parameter der Leistung am Ortsnetztransformator der Referenznetze und einmal auf die Wirtschaftlichkeit. Später wird die Höchstlast der einzelnen Hausanschlüsse betrachtet. Für die Betrachtung des Spannungsfalls wurde eine Programmierung in Neplan gewählt. Als letztes folgt jeweils ein Fazit für die einzelnen Modelle, sowie für die gesamten Ergebnisse.

Programmiert wurden alle Modelle in Excel. In Abschnitt 5.2 folgt eine inhaltliche Beschreibung der Modelle, sowie eine Beschreibung der Programmierung der Modelle.

5.1.1 Allgemein

Daten in allen Modellen:

- Die Anzahl der Hausanschlüsse, welche mit einem identischen Speicher und einer identischen PV Anlage ausgestattet sind ist flexibel.
- Die Größen von PVA und Speicher variieren je nach Szenario.
- Jede Wohneinheit wird mit einem Standardlastprofil H0 simuliert, normiert auf eine Entnahme von 3500 kWh.
- In jedem Modell werden verschieden große PV Anlagen verwendet
    - 5000,3500,1000 kWh/a (fixe Szenarien)
    - PV Anlage mit Speichergröße gekoppelt. 500kWh/a PV - Energie pro 1 kWh Speicherkapazität (variable Szenarien)
- Jedes Modell wird mit verschiedenen Preismodellen durchgerechnet
    - Einspeisung(EEX): EPEX Spot (Day Ahead) (Preisprofil siehe Anhang) / Verbrauch: Standardpreis 0,27 ct/kWh, 01/2013 EVU (siehe 2.1.3)
    - Einspeisung (EEG): Vergütung 0,17 ct/kWh, EEG 01/2013 (siehe 2.1.2) / Verbrauch: Standardpreis 0,27 ct/kWh, 01/2013 EVU (siehe 2.1.3)

Wie in Tabelle 5.1 und 5.2 zu sehen, wird jedes Modell nochmal in Untermodelle aufgeteilt. In diesen beiden Tabellen wird erläutert wie sich diese Untermodelle zusammensetzen. Es gibt in den beiden Untermodellen jeweils 9 Szenarien. Alle diese Szenarien haben verschiedene Größen der verwendeten Parameter. So variieren die Größen von PVA und Speichern. Es gibt aber auch Parameter, die in allen Szenarien der beiden Modelle gleich sind, wie die Entnahme durch die Haushalte, ausgenommen im Modell Vorrang_Eigenbebedarf (siehe 5.2.1), und die Vergütungen.

In Tabelle 5.1 wird das fixe Untermodel 1 gezeigt. Fix bedeutet hier, dass es drei verschieden große PVA gibt, und diese mit jeweils 3 verschieden großen Speichern betrachtet werden. In Tabelle 5.2 wird das variable Untermodell 2 betrachtet. Variabel bedeutet in diesem Zusammenhang, dass die Speichergröße in festgelegten Schritten mit der Größe der PVA ansteigt.

Modell 1

Szenario	Einspeisung	Speicher	Entnahme	Vergütung/Einspeisung	Kosten/Entnahme
1	4 kWp/5000kWh/a	5 kWh	3500kWh/a	EEG 03/2013 oder EPEX 2011	EVU 03/2013
2	4 kWp/5000kWh/a	9 kWh	3500kWh/a	EEG 03/2013 oder EPEX 2011	EVU 03/2013
3	4 kWp/5000kWh/a	13,5 kWh	3500kWh/a	EEG 03/2013 oder EPEX 2011	EVU 03/2013
4	2,9 kWp/3500kWh/a	5 kWh	3500kWh/a	EEG 03/2013 oder EPEX 2011	EVU 03/2013
5	2,9 kWp/3500kWh/a	9 kWh	3500kWh/a	EEG 03/2013 oder EPEX 2011	EVU 03/2013
6	2,9 kWp/3500kWh/a	13,5 kWh	3500kWh/a	EEG 03/2013 oder EPEX 2011	EVU 03/2013
7	0,9 kWp/1000kWh/a	5 kWh	3500kWh/a	EEG 03/2013 oder EPEX 2011	EVU 03/2013
8	0,9 kWp/1000kWh/a	9 kWh	3500kWh/a	EEG 03/2013 oder EPEX 2011	EVU 03/2013
9	0,9 kWp/1000kWh/a	13,5 kWh	3500kWh/a	EEG 03/2013 oder EPEX 2011	EVU 03/2013

Tabelle 5.1 Parameter des fixen Modell 1.

Modell 2

Szenario	Einspeisung	Speicher	Entnahme	Vergütung/Einspeisung	Kosten/Entnahme
1	2000kWh/a	4 kWh	3500kWh/a	EEG 03/2013 oder EPEX 2011	EVU 03/2013
2	2500kWh/a	5 kWh	3500kWh/a	EEG 03/2013 oder EPEX 2011	EVU 03/2013
3	3000kWh/a	6 kWh	3500kWh/a	EEG 03/2013 oder EPEX 2011	EVU 03/2013
4	3500kWh/a	7 kWh	3500kWh/a	EEG 03/2013 oder EPEX 2011	EVU 03/2013
5	4000kWh/a	8 kWh	3500kWh/a	EEG 03/2013 oder EPEX 2011	EVU 03/2013
6	4500kWh/a	9 kWh	3500kWh/a	EEG 03/2013 oder EPEX 2011	EVU 03/2013
7	5000kWh/a	10 kWh	3500kWh/a	EEG 03/2013 oder EPEX 2011	EVU 03/2013
8	5500kWh/a	11 kWh	3500kWh/a	EEG 03/2013 oder EPEX 2011	EVU 03/2013
9	6000kWh/a	12 kWh	3500kWh/a	EEG 03/2013 oder EPEX 2011	EVU 03/2013

Tabelle 5.2 Parameter des variablen Modell 2.

5.2 Beschreibung der Modelle

Die Simulationen in Excel teilen sich in Unterprogramme auf. Es gibt ein Programm für die Bestimmung der Leistungen am Ortsnetztransformator, jeweils für Modell 1 und Modell 2. Ein Programm für die Wirtschaftlichkeit, beschränkt auf Modell 2, unterteilt in Vergütung EEG (siehe 2.1.4) und Vergütung EEX (siehe 2.1.1) und ein Programm für die Höchstlast je Hausanschluss. Die Programmierungen in den verschiedenen Unterprogrammen sind gleich, nur jeweils um verschiedene Teile ergänzt oder gekürzt. Alle Daten sind in Spalten untergebracht, jeweils für ein Jahr, in Einheiten zu 15 Minuten je Zeile aufgeteilt. Die Daten werden dann in diesen Einheiten verrechnet und abgefragt.

5.2.1 Modell: Vorrang_Eigenbedarf

In diesem Modell werden die Speicher nur für den Eigenbedarf genutzt, sie sind also nicht in den Netzbetrieb integriert.

Zur Programmierung: Zunächst gibt es in den Simulationen mehrere Eingabeblöcke. Hier können in einem ersten Block die Parameter der Referenznetze, wie Anzahl der Hausanschlüsse, Wohneinheiten je Hausanschluss, Anzahl der Speicher je Hausanschluss und Anzahl der PVA je Hausanschluss eingegeben werden. In einem zweiten Feld wird die maximale Leistung des Ortsnetztransformators festgelegt. Im dritten Feld der Wirkungsgrad für die Ladeleistung und die Entladeleistung des Speichers. Und im vierten Feld die Speichergröße.

Die Größe der Entnahme durch die Haushalte, siehe Tabelle 5.1 und 5.2, sind im Programm hinterlegt. Sie werden mit den für das Referenznetz eingegebenen Daten zu einer Gesamtbelastung verrechnet. Auch die Einspeisung ist in Tabelle 5.1 und 5.2 festgelegt, und im Programm hinterlegt. Sie wird auch mit den für das Referenznetz eingegebenen Daten zu einer Gesamtbelastung verrechnet. In einer Wenn Abfrage wird ermittelt, ob im jeweiligen Zeitabschnitt, die durch die PVA erzeugte Leistung größer ist als der Eigenbedarf. Ist dies der Fall, kann der Speicher geladen werden. Dafür wird die überschüssige Leistung mit dem Wirkungsgrad verrechnet. Das Kriterium für die Entladung ist genau umgekehrt. Hier wird auch in einer Wenn Abfrage getestet, ob die, für den jeweiligen Zeitraum, durch die PVA erzeugte Leistung, größer ist als der Eigenbedarf. Ist dies nicht der Fall wird der Speicher entladen. Für die Ermittlung des Speicherfüllstandes werden die Lade- und Entladeleistungen zuerst in Energiewerte umgeformt. In einer zweifachen Wenn Abfrage wird zuerst ermittelt ob der Speicher weder komplett geladen noch komplett entladen ist, in diesem Fall kann geladen oder entladen werden. Die zweite Abfrage prüft erneut den Füllstand, wenn das Kriterium aus der ersten Abfrage nicht erfüllt ist, bleibt der Speicherfüllstand auf seinem vorigen Wert. In den nächsten Schritten werden Zustände abgefragt und festgehalten. Es wird abgefragt ob der Speicher voll ist, ob er so entladen ist, dass er den nächsten Entladeschritt nicht mehr bewerkstelligen kann, wie hoch die Überschussleistung und -energie bei vollem Speicher ist. Alle diese Werte werden durch

Wenn Abfragen realisiert. In den nächsten Schritten werden die Netzbelastungen ermittelt. Zuerst die Belastung ohne Speicher. Also nur die Werte der Entnahme verrechnet mit den Werten der Einspeisung. Danach die Belastung mit Speicher in zwei Schritten. Einmal die Belastung bei vollem Speicher und dann die Belastung für den Fall, dass der Speicher noch Energie aufnehmen kann. Daraus wird dann die Gesamtbelastung mit Speicher gebildet.

Für die Simulation der Wirtschaftlichkeit sind weitere Schritte erforderlich. Die benötigte aus dem Netz bezogene Leistung wird in Energie umgerechnet und mit den Preisen für die bezogene Kilowattstunde verrechnet. Die ins Netz gespeiste Leistung wird in Energie umgerechnet und mit den Preisen aus dem EEG/EEX verrechnet, je nach Modell. Daraus werden die Kosten oder der Gewinn ermittelt. Als letztes werden die Vollzyklen bestimmt. Hierfür wird jede Änderung des Speicherfüllstandes mit einer Wenn Abfrage geprüft und festgehalten. Diese Werte werden summiert und durch die Kapazität geteilt, um die Vollzyklen zu ermitteln.

Nun zur *inhaltlichen* Beschreibung des Modells. Die erzeugte PV Leistung wird, sobald sie den Eigenbedarf des Netznutzers übersteigt, in einem Akkumulator gespeichert. Erst wenn dieser Akkumulator seine Kapazitätsgrenze erreicht, wird die restliche „überschüssige“ PV Leistung, abzüglich des Eigenbedarfs, ins Netz gespeist. Wird der Eigenbedarf zu irgendeiner Zeit größer als die produzierte PV Leistung, wird die dann für den Haushalt benötigte Leistung aus dem Speicher entnommen. Wenn der Speicher keine Leistung mehr zur Verfügung stellen kann, wird die weiterhin nötige Leistung aus dem Netz entnommen.

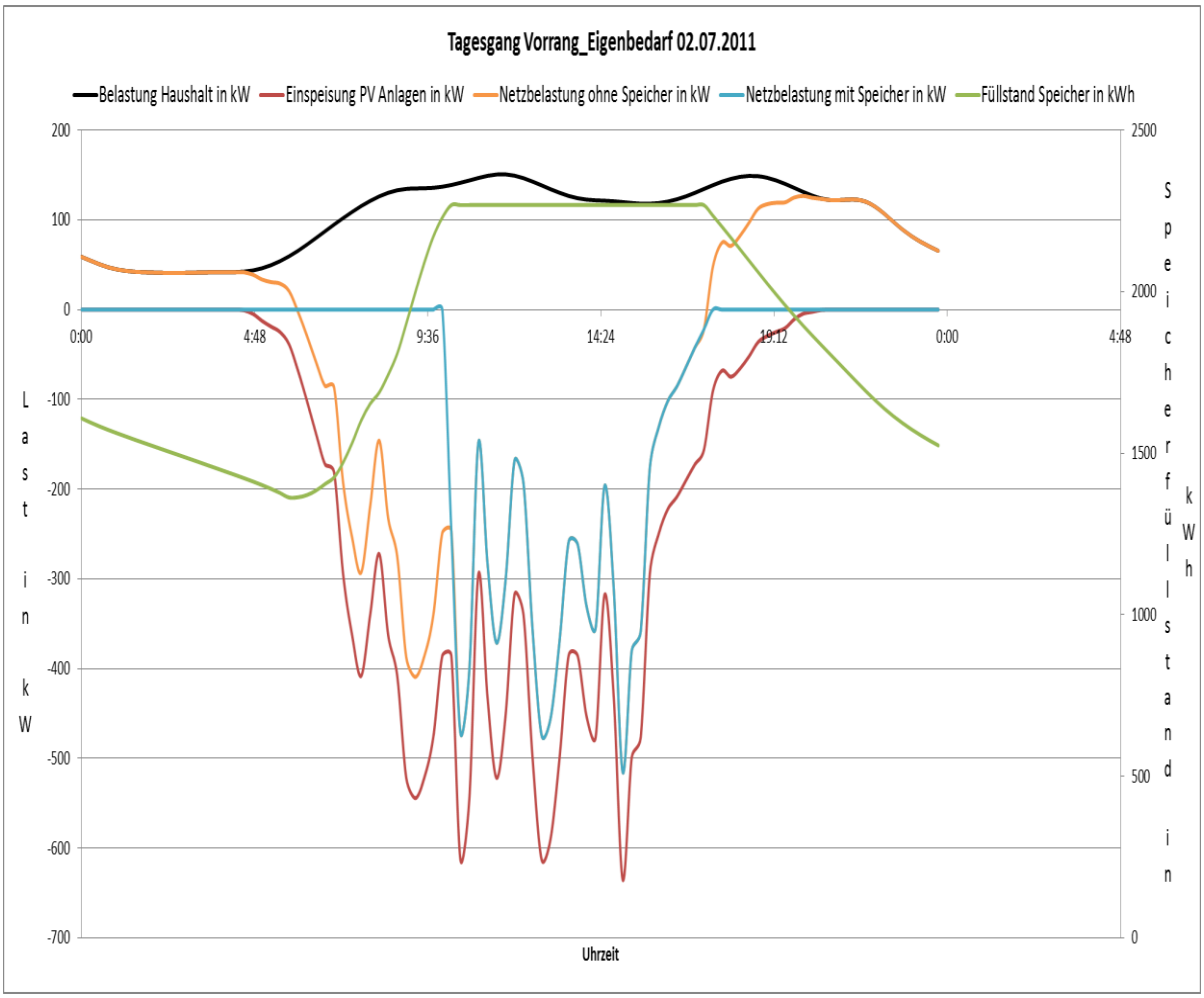

Abbildung 5.1 Tageslastverlauf Modell Vorrang_Eigenbedarf. Verschiedene Belastungskurven mit und ohne Speichereinsatz, sowie eine Speicherfüllstandskurve. 02.07.2011. Darstellung für alle Haushalte im Referenznetz. Alle Haushalte mit Speicher und PVA.

In Abbildung 5.1 kann man für einen Tag im Sommer 2011 genau nachvollziehen wie das Modell funktioniert. Auf der X - Achse ist die Tageszeit zu sehen und auf der Y – Achse die Netzbelastung. Die schwarze Kurve der Belastung durch die Haushalte, die rote PV Einspeisungskurve und die Netzbelastung ohne Speicher in der orangenen Kurve, zeigen das Verhalten der Netzbelastung ohne Speicher. Unter Einwirkung der Speicher sind die grüne Kurve des Speicherfüllstandes und die blaue Kurve der Netzbelastung mit Speicher entstanden. Wie in der Abbildung 5.1 zu erkennen bleibt die Netzbelastung mit Einsatz der Speicher lange Zeit sehr gering, da die ganze PV Leistung für den Eigenbedarf oder zur Ladung der Speicher verwendet wird. Um die Mittagszeit ist der Speicher voll und die PV Leistung geht, um den Eigenbedarf verringert, ins Netz. Sinkt die PV Leistung am Nachmittag unter den Eigenbedarf, entlädt sich der Speicher.

Die Belastung durch die Haushalte in Abbildung 5.1, wird durch die festgelegte Entnahme simuliert (siehe 2.3.1), die Einspeisung durch die PVA Kronberg (siehe Abschnitt 2.3.2). In Abbildung 5.1 haben alle angeschlossenen Haushalte im Referenznetz einen Speicher und eine PVA.

5.2.2 Modell: Überlast_vermeiden

In diesem Modell sollen die Speicher dazu genutzt werden bei einer drohenden Netzüberlastung, zum Beispiel durch PV - Einspeisepeaks, das Netz zu entlasten. Als entscheidender Parameter für den Zeitpunkt der Einspeicherung, dient die zulässige Höchstleistung S_{max} des Transformators in der Ortsnetzstation.

Die Programmierung des Modells ist bis auf wenige Einzelheiten gleich der des ersten Modells. Deshalb wird hier nur auf die Änderungen zu diesem eingegangen.

Die Entladeleistung ist hier mit 1 kW pro 15 Minuten als Konstante festgelegt. Der Algorithmus für das Laden oder Entladen der Speicher ist anders als im vorigen Modell. In einer Wenn Abfrage wird geprüft ob die Gesamtbelastung größer ist als die zulässige maximale Belastung des Transformators, ist das der Fall werden die Speicher geladen, wenn der Füllstand des Speichers dies zulässt. In einer zweiten Wenn Abfrage wird wieder der Belastungsfall geprüft. Liegt er unter der zulässigen maximalen Belastung des Transformators kann entladen werden, wenn der Füllstand des Speichers dies zulässt. Die Programmierung zur Ermittlung des Speicherfüllstandes ist gleich der, des ersten Modells. Weiterhin gibt es eine kleine Änderung der Kosten- oder Gewinnberechnung. Hier wird jetzt die Energie des Speicherentladevorgangs mit den Preisen Vergütung EEG oder EEX verrechnet und in die Gesamtkostenrechnung mit einbezogen.

Zur *inhaltlichen* Beschreibung: Steigt die Belastung des Netzes über S_{max} werden die Speicher geladen. Die Speicher werden im Fall einer Überlast mit der vorhandenen PV Leistung geladen. Jeder Hausanschluss bezieht weiterhin den Standardverbrauch aus dem Netz und gibt seine komplette PV Leistung an das Netz ab. So ist gewährleistet, dass die Speicher im Überlastbetrieb nicht schon voll sind. Dauert die Überlast solange an, dass die Speicher ihre Kapazitätsgrenze erreichen, wird die PVA abgeregelt. Fällt die Netzbelastung wieder unter S_{max} entladen sich die Speicher. Steigt Sie durch das Entladen wieder über S_{max}, wird das Ausspeichern gestoppt.

Die Belastung in Abbildung 5.2, durch die Entnahme, wird durch ein normiertes Standardlastprofil simuliert (siehe 2.3.1), die Einspeisung durch die PVA Kronberg. (siehe Abschnitt 2.3.2). In Abbildung 5.2 haben alle angeschlossenen Haushalte im Referenznetz einen Speicher und eine PVA.

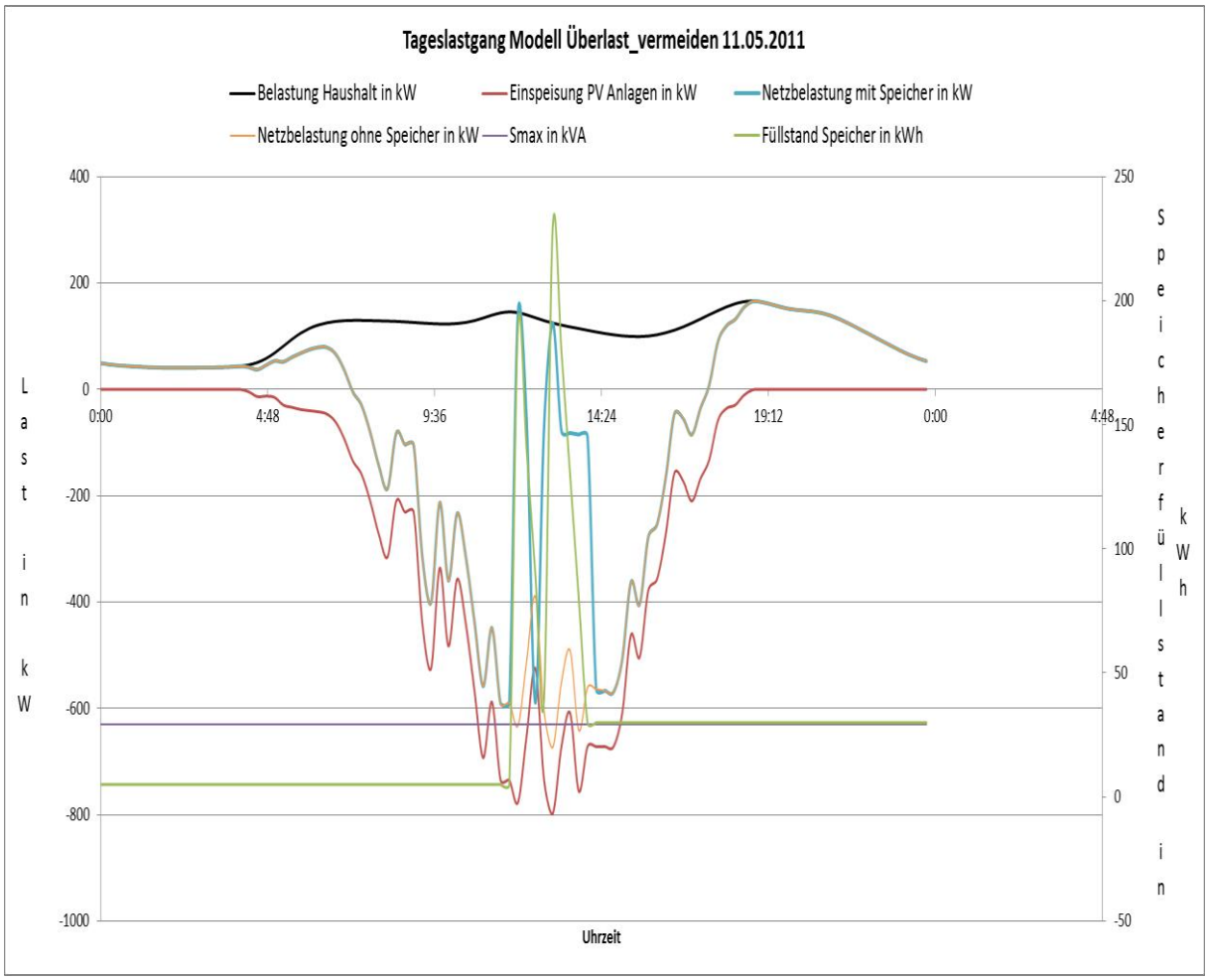

Abbildung 5.2 Tageslastverlaus Modell Überlast_vermeiden. Verschiedene Belastungskurven mit und ohne Speichereinsatz, sowie eine Speicherfüllstandskurve. 21.05.2011. . Darstellung für alle Haushalte im Referenznetz. Alle Haushalte mit Speicher und PVA.

In Abbildung 5.2 kann das Modell anhand eines Frühsommertages nachvollzogen werden. Auf der X - Achse ist die Tageszeit zu sehen und auf der Y – Achse die Netzbelastung. Die schwarze Kurve der Belastung durch die Haushalte, die rote PV Einspeisungskurve und die Netzbelastung ohne Speicher in der orangenen Kurve, zeigen das Verhalten der Netzbelastung ohne Speicher. Unter Einwirkung der Speicher sind die grüne Kurve des Speicherfüllstandes und die blaue Kurve der Netzbelastung mit Speicher entstanden. Die maximale Netzbelastung ist in lila dargestellt. Man kann in dieser Abbildung gut sehen, dass wenn die Kurve der Netzbelastung ohne Speicher zur Mittagszeit die maximale Netzbelastung überschreitet, oder diese berührt, die Speicher geladen werden und so das Netz entlastet wird.

5.2.3 Modell: Einspeichern_nach_Preis

In diesem Modell ist der Preis das ausschlaggebende Kriterium zum Laden oder Entladen der Speicher, ähnlich wie es auch für die Zukunft mit dem Vorschlag der Direktvermarktung geplant ist (siehe 2.1.3).

Die Programmierung des Modells ist bis auf wenige Einzelheiten gleich der des ersten Modells. Deshalb wird hier nur auf die Änderungen zu diesem eingegangen.

Die Entladeleistung ist hier mit 1 kW pro 15 Minuten als Konstante festgelegt. Zudem ist der Jahresdurchschnittspreis pro kWh als Konstante festgelegt. Der Algorithmus für das Laden oder Entladen der Speicher ist anders als im vorigen Modell. In einer Wenn Abfrage wird geprüft ob der aktuelle Preis pro kWh unter dem Jahresmittelwert liegt. Ist das der Fall, werden die Speicher geladen, wenn der Speicherfüllstand dies zulässt. In einer zweiten Wenn Abfrage wird wieder dieses Kriterium geprüft. Liegt der aktuelle Preis pro kWh unter dem Jahresmittelwert, kann entladen werden. Auch hier muss der Speicherfüllstand dementsprechend sein. Die Programmierung des Speicherfüllstandes ist gleich der des ersten Modells. Weiterhin gibt es eine kleine Änderung der Kosten- oder Gewinnberechnung. Hier wird jetzt die Energie des Speicherentladevorgangs, sowie die Energie der PV Netzeinspeisung mit den Preisen aus EEX verrechnet und in die Gesamtkostenrechnung mit einbezogen.

Zur *inhaltlichen* Beschreibung des Modells: Sinkt der Preis pro kWh an der Strombörse unter den Jahresmittelwert der Strombörsenpreise werden, die Speicher ausschließlich mit der vorhandenen PV Leistung, geladen. Diese belastet also in den Ladezeiten das Netz nicht. Steigt der Preis an der Börse auf einen Wert über den des Jahresmittelwertes, werden die Speicher entladen. In diesen Zeiten wird das Netz sowohl durch die Entladeleistung aus den Speicher als auch möglicherweise durch die PV Leistung, belastet. Den Standardverbrauch beziehen die Haushalte das ganze Jahr über aus dem Netz.

Die Belastung durch die Haushalte in Abbildung 5.1, wird durch die festgelegte Entnahme simuliert (siehe 2.3.1), die Einspeisung durch die PVA Kronberg (siehe Abschnitt 2.3.2). In Abbildung 5.1 haben alle angeschlossenen Haushalte im Referenznetz einen Speicher und eine PVA

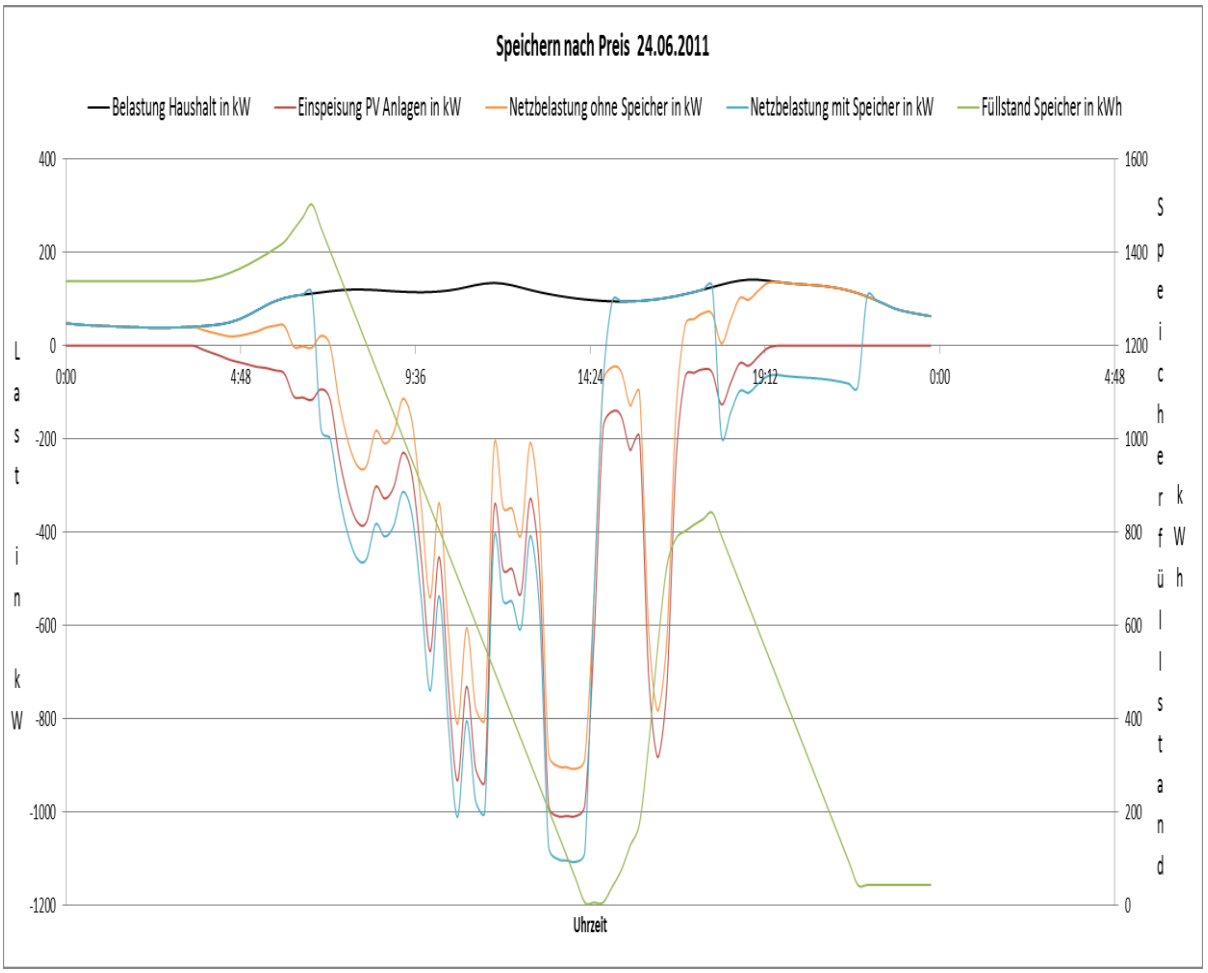

Abbildung 5.3 Tagesastverlauf Modell Speichern_nach_Preis. Verschiedene Belastungskurven mit und ohne Speichereinsatz, sowie eine Speicherfüllstandskurve. 24.06.2011. . Darstellung für alle Haushalte im Referenznetz. Alle Haushalte mit Speicher und PVA.

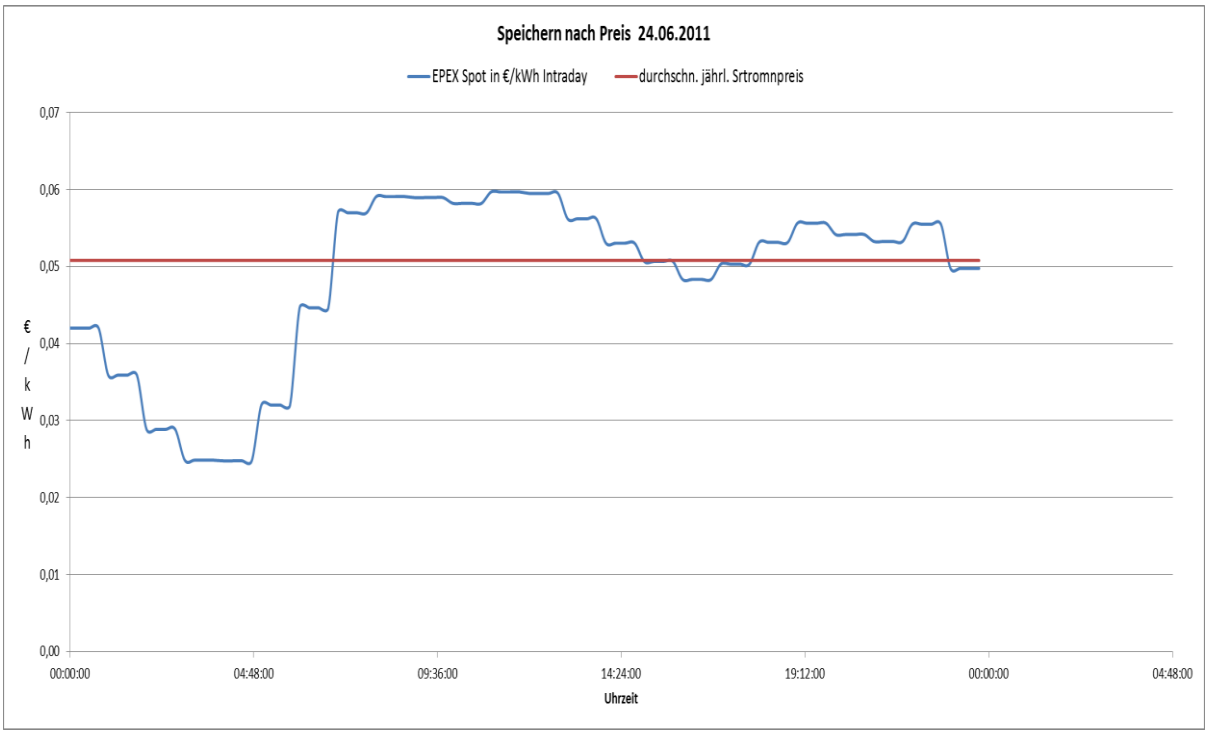

Abbildung 5.4 Verlauf des Strompreis an der Börse für einen Tag.

Wie das Modell funktioniert ist in Abbildung 5.3 und 5.4 zusehen. Dargestellt ist hier ein Sommertag im Jahr 2011. In Abbildung 5.3 ist auf der X - Achse die Tageszeit zu sehen und auf der Y – Achse die Netzbelastung. Die schwarze Kurve der Entnahme durch die Haushalte, die rote PV Einspeisungskurve und die Netzbelastung ohne Speicher in der orangenen Kurve, zeigen das Verhalten der Netzbelastung ohne Speicher. Unter Einwirkung der Speicher sind die grüne Kurve des Speicherfüllstandes und die blaue Kurve der Netzbelastung mit Speicher entstanden.

In Abbildung 5.4 ist auf der X – Achse die Tageszeit dargestellt und auf der Y – Achse der aktuelle Preis pro kWh an der Strombörse. Die blaue Kurve zeigt den Preisverlauf und die rote Linie steht für den Jahresdurchschnittspreis.

Man sieht in 5.3 wie sich der Speicher zunächst auflädt, da der Preis in 5.4 unter dem Jahresmittelwert der Strombörsenpreise liegt. Steigt der Preis über diesen Mittelwert, zum Beispiel zur Mittagsspitze in 5.4, wird das Netz durch das Entladen der Speicher, die PV Leistung und die Entnahme durch die Haushalte belastet. Die gesamte Netzbelastung mit Einsatz der Speicher kann in 5.3, in der blauen Kurve, nachvollzogen werden.

5.2.4 Modell: Kappung_30%

In diesem Modell soll die PV Einspeisung ins Netz ab einem bestimmten Grenzwert beschnitten werden, um die Speicher dazu zu nutzen eine Lastverschiebung und somit auch eine Netzentlastung herzustellen. Zu diesem Modell gibt es eine Arbeit von Wolf von Fabeck mit dem Titel: Zusammenwirken von Photovoltaik, Windkraft und Energiespeichern. [5.1] Diese Arbeit wurde als Referenz verwendet.

Die Programmierung des Modells ist bis auf wenige Einzelheiten gleich der des ersten Modells. Deshalb wird hier nur auf die Änderungen zu diesem eingegangen.

Die Entladeleistung ist hier mit 1 kW pro 15 Minuten als Konstante festgelegt. Der Algorithmus für das Laden oder Entladen der Speicher ist anders als im vorigen Modell. In einer Wenn Abfrage wird geprüft, ob der aktuelle Wert der produzierten PV Leistung über 30% der maximalen Peak Leistung der PVA. liegt. Ist das der Fall, werden die Speicher geladen, wenn es der Speicherfüllstand zulässt. In einer zweiten Wenn Abfrage wird wieder dieses Kriterium geprüft. Liegt der aktuelle Wert der produzierten PV Leistung unter der 30 % Kappungsgrenze kann entladen werden, wenn es der Speicherfüllstand zulässt. Die Programmierung des Speicherfüllstandes ist gleich der des ersten Modells. Weiterhin gibt es eine kleine Änderung der Kosten- oder Gewinnberechnung. Hier wird jetzt die Energie des Speicherentladevorgangs, sowie die Energie der PV Netzeinspeisung mit den Preisen aus EEG oder EEX verrechnet und in die Gesamtkostenrechnung mit einbezogen.

Zur *inhaltlichen* Beschreibung: Wird die Grenze von 30% der maximalen Peak Leistung der PVA überschritten, werden die Speicher geladen. Sie werden mit der PV Leistung geladen, und diese wird somit aus dem Netz genommen. Ist der Speicher voll, wird die PVA abgeregelt. Das Netz wird entlastet. Sinkt die PV Leistung wieder unter die 30 % Grenze, entladen sich die Speicher und geben ihre Leistung ans Netz ab. Sind die Speicher leer und steht keine PV Leistung zur Verfügung, werden die Haushalte mit Energie aus dem Netz versorgt.

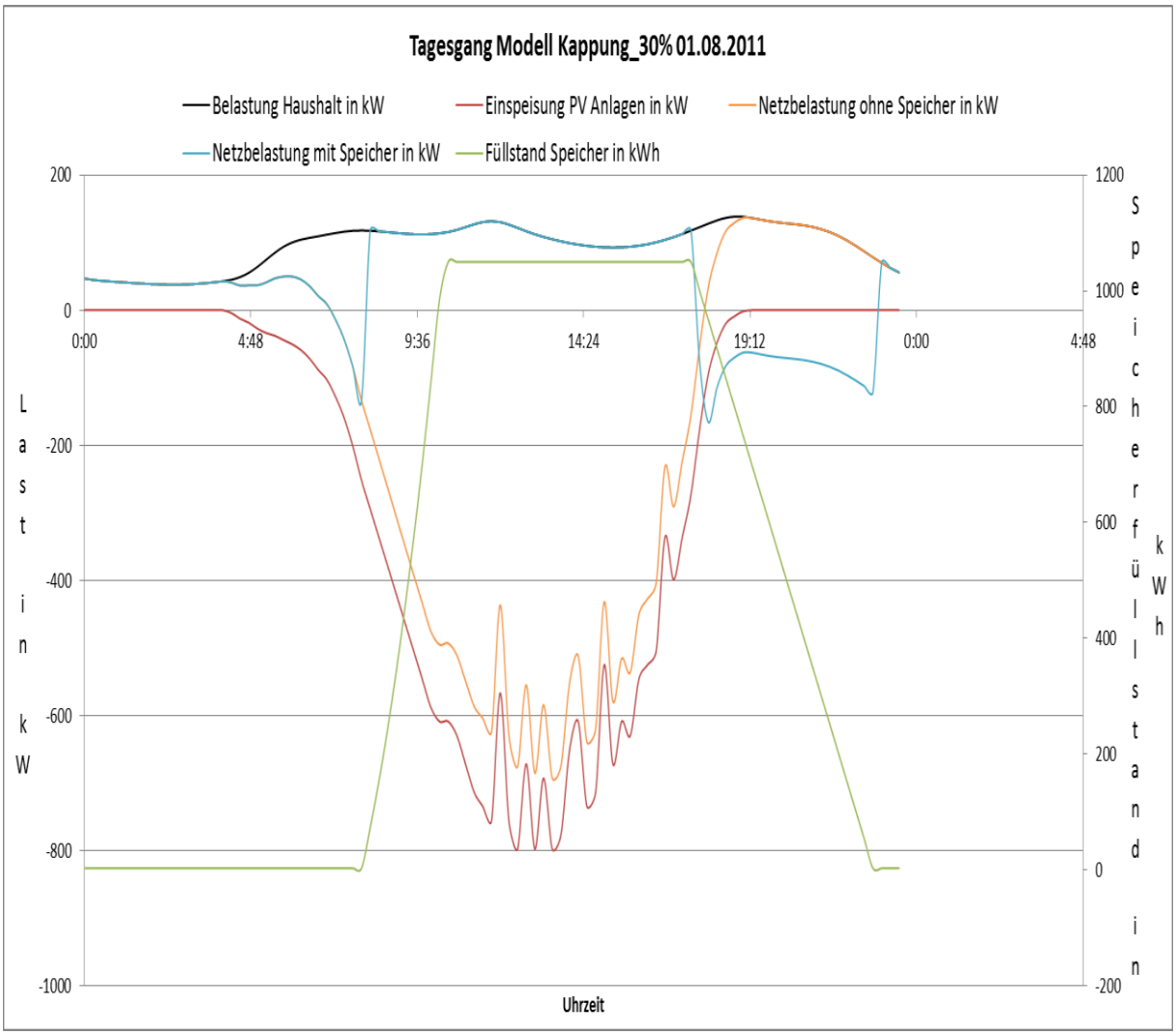

Abbildung 5.5 Tageslastverlauf. Kappung_30%. Verschiedene Belastungskurven mit und ohne Speichereinsatz, sowie eine Speicherfüllstandskurve. 01.08.2011. . Darstellung für alle Haushalte im Referenznetz. Alle Haushalte mit Speicher und PVA.

In Abbildung 5.5 ist der Tagesgang eines Sommertages in diesem Modell zu sehen. Auf der X - Achse ist die Tageszeit aufgetragen und auf der Y – Achse die Netzbelastung. Die schwarze Kurve der Entnahme durch die Haushalte, die rote PV Einspeisungskurve und die Netzbelastung ohne Speicher in der orangenen Kurve, zeigen das Verhalten der Netzbelastung ohne Speicher. Unter Einwirkung der Speicher sind die grüne Kurve des Speicherfüllstandes und die blaue Kurve der Netzbelastung mit Speicher entstanden.

Am späten Vormittag steigt die PV – Produktion über die 30% - Grenze. Der Speicher wird mit der vorhandenen PV – Leistung geladen. Die Netzbelastung mit Speicher, in der blauen Kurve zu sehen, unterscheidet sich maßgeblich von der Netzbelastung ohne Speicher in der orangenen Kurve. Ist der Speicher voll, bleibt die Situation gleich, die PVA wird abgeregelt. Am späten Nachmittag sinkt die Einstrahlung unter 30 % und die Speicher entladen sich. Sind die Speicher leer, ist die Netzbelastung mit Speicher gleich der ohne Speicher. Die Belastung durch die Haushalte in Abbildung 5.1, wird durch die festgelegte Entnahme simuliert (siehe 2.3.1), die Einspeisung durch die PVA Kronberg (siehe Abschnitt 2.3.2). In Abbildung 5.1 haben alle angeschlossenen Haushalte im Referenznetz einen Speicher und eine PVA

5.3 Ergebnisse der einzelnen Modelle

Im Anhang unter Überlast befinden sich die Diagramme zu den einzelnen Simulationen, die in den Modellen durchgeführt wurden. Es wurde jeweils ein Jahr simuliert und die höchsten Belastungen in positiver, sowie in negativer Lastflussrichtung, in den einzelnen Referenznetzen dargestellt. Es sind jeweils nur die Diagramme dargestellt, in welchen es zur Überlast am Ortnetztransformator in den einzelnen Modellen gekommen ist. Weiterhin wurden die Höchstlasten der einzelnen Hausanschlüsse untersucht, sowie die Spannungen in den Referenznetzen und die wirtschaftliche Situation in den Modellen.

5.3.1 Modell: Vorrang_Eigenbedarf

In den Abbildungen 6.1 - 6.12 im Anhang sind die Ergebnisse zu dem Modell Vorrang_Eigenbedarf dargestellt. Als Beispiele sind unterhalb die Abbildungen 5.6 und 5.7 dargestellt. Es handelt sich um das Referenznetz 4, Einfamilienhaussiedlung hoher Dichte und Dorfkern, mit einer Auslastung von 75% Prozent aller Hausanschlüsse mit PVA und Speicher. In diesen Abbildungen sind auf der X – Achse die einzelnen Szenarien aufgetragen und auf der Y – Achse die Gesamtbelastung des Netzes, durch alle Haushalte am Ortsnetztransformator. In rot ist die maximale negative Belastung und in blau die positive eingetragen. Die schwarze Linie markiert die maximale Belastung des Ortsnetztransformators. In den beiden Abbildungen, ob mit oder Speicherverwendung, kommt es in den ersten drei Szenarien, also den Szenarien mit den größten PVA zu Überlastsituation. Der Einsatz des Speichers, und auch seine Größe, nehmen kaum einen Einfluss auf das Ergebnis.

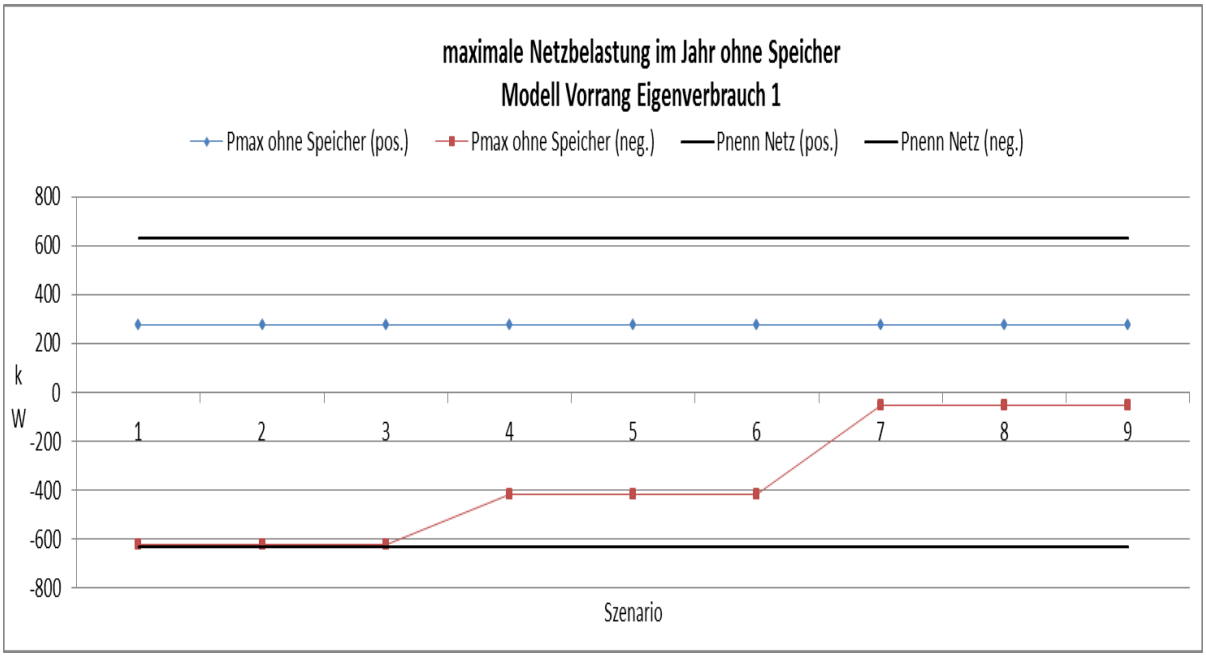

Abbildung 5.6 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 4. 1, 4 Wohneinheiten je Hausanschluss. Modell 1 ohne Speicher. Auslastung von 75% Prozent aller Hausanschlüsse mit PVA und Speicher. Darstellung für alle Haushalte im Referenznetz.

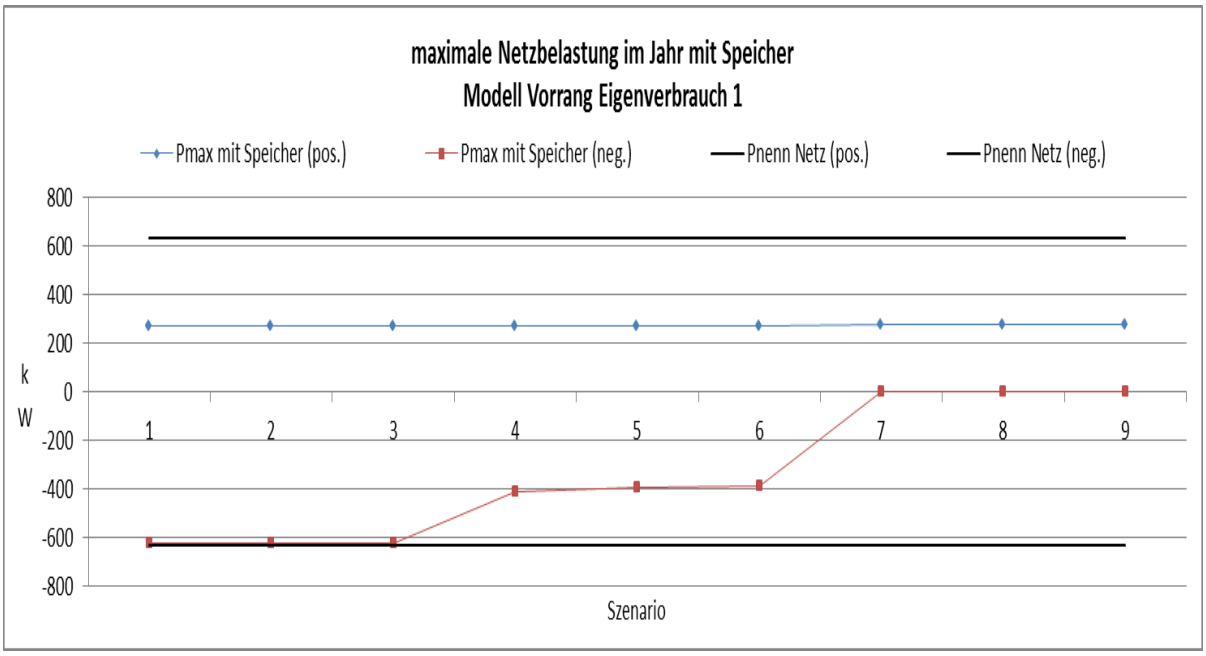

Abbildung 5.7 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 4. 75 % aller Hausanschlüsse mit Speicher und PVA ausgestattet. 1, 4 Wohneinheiten je Hausanschluss. Modell 1 mit Speicher. Darstellung für alle Haushalte im Referenznetz.

In drei Referenznetzen kam es in den Simulationen zu Überlastsituationen. Die Belastungen in den Überlastsituationen sind in den Modellen mit Speicher fast genauso groß wie in denen ohne Speicher. In Referenznetz 2, Dörfer mit überwiegend Gehöften, liegt die Belastung im fixen Modell, bei der größten PVA, am Ortsnetztransformator, sehr nahe an der Überlast, wenn alle Hausanschlüsse im Referenznetz mit einer PVA und einem Speicher ausgestattet sind (siehe Anhang Abbildung 6.1/6.2). Beim variablen Modell liegen Überlastsituationen schon bei einer Auslastung von 83% aller Hausanschlüsse mit Speichern und PVA vor (siehe Anhang Abbildung 6.7/6.8). Weiterhin kommt es in den Referenznetzen 4, Einfamilienhaussiedlung hoher Dichte und Dorfkern, und 5, Reihenhaussiedlung, bei verschieden starken Auslastungen zu Überlastsituationen in beiden Modellen, wie man in den Abbildungen 6.3 – 6.6 und 6.9 – 6.12 im Anhang sehen kann.

Am Referenznetz 4, Einfamilienhaus hoher Dichte und Dorfkern, variables Modell sollen nun die wirtschaftlichen Aspekte für einen Hausanschluss mit PVA und Speicher betrachtet werden. Auf der X – Achse in den Abbildungen 5.8 und 5.9 sind die Szenarien aufgelistet. Auf der Y – Achse sind die Kosten oder Einnahmen aufgetragen. Die Einnahmen durch die PVA sind in blau dargestellt, die Ausgaben für die aus dem Netz bezogene Energie in rot und die Gesamtkosten sind grün dargestellt. Die Gesamtkosten meinen hier, die Ausgaben minus die Einnahmen, die Investitionskosten werden in dieser Grafik noch nicht berücksichtigt.

Dadurch, dass die Speicher nur dazu benötigt werden den eigenen Haushalt zu versorgen und keine Energie aus ihnen ans Netz abgegeben wird, wird durch Sie auch kein Geld erwirtschaftet. Allerdings wird durch Ihren Einsatz die Entnahme von Energie aus dem Netz

geringer und dadurch sinken die Gesamtkosten. Je größer die PVA und die Speicher werden, was daran zu erkennen ist, dass die Einnahmen durch die PVA ansteigen, desto geringer werden die Gesamtkosten, da die Ausgaben für die Entnahme durch die Haushalte immer kleiner werden. Die Investitionskosten für PVA und Speicher sind allerdings hier noch nicht in die Rechnung mit einbezogen.

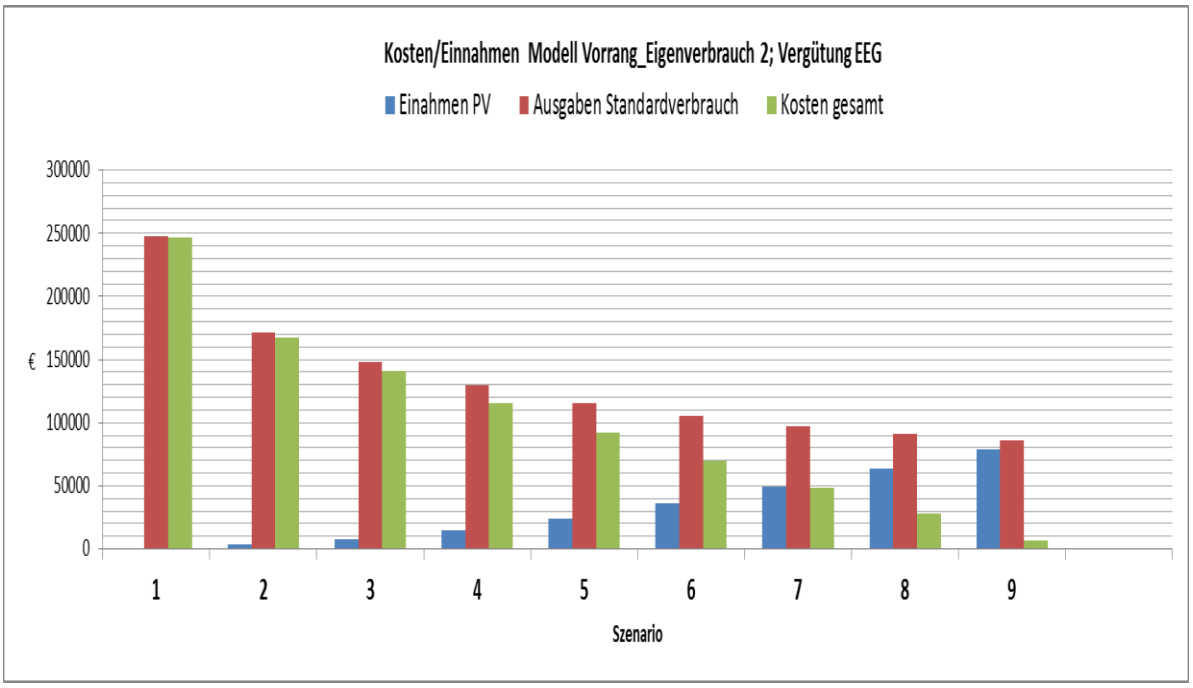

Abbildung 5.8: Einnahmen, Ausgaben, Kosten und Gewinne durch PVA, Speicher und Entnahme. Referenznetz 4, Modell 2. Vergütung EEG. Alle Hausanschlüsse mit Speicher und PVA ausgestattet. Darstellung für alle Haushalte im Referenznetz ohne Investitionskosten.

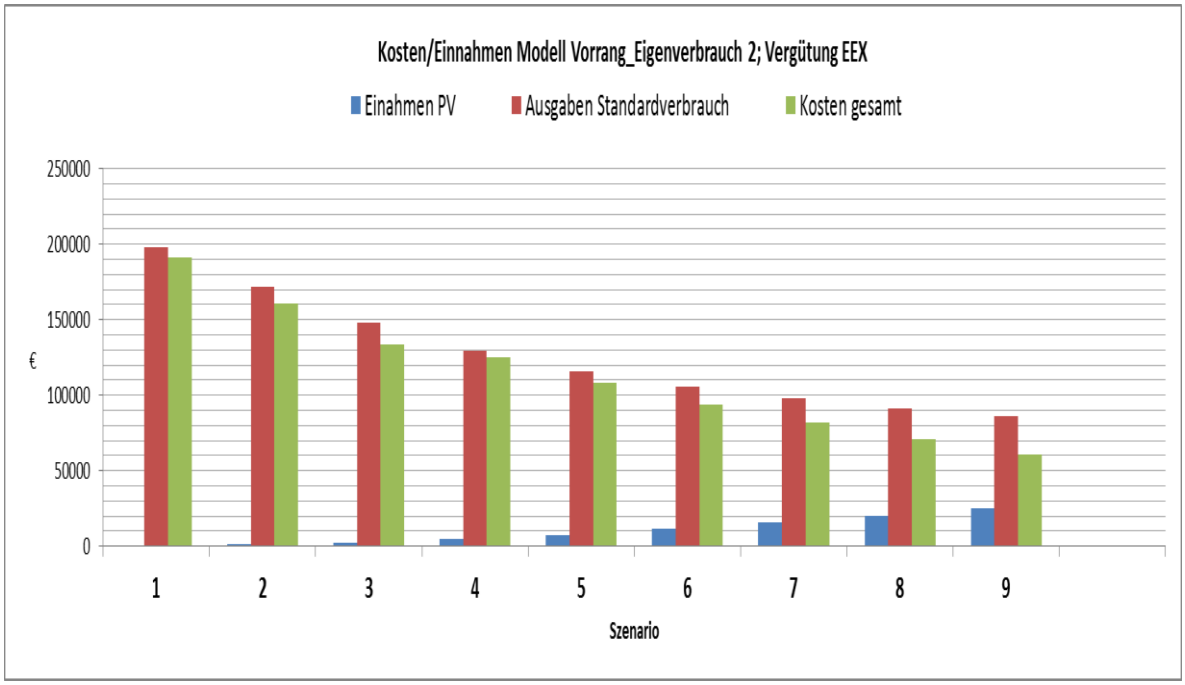

Abbildung 5.9: Einnahmen, Ausgaben, Kosten und Gewinne durch PVA, Speicher und Entnahme im Referenznetz 4, Modell 2. Vergütung EEX Alle Hausanschlüsse mit Speicher und PVA ausgestattet. Darstellung für alle Haushalte im Referenznetz ohne Investitionskosten.

Abbildung 5.10 zeigt die von den Speichern geleisteten Vollzyklen. Auf der X – Achse sind die einzelnen Szenarien aufgetragen und auf der Y –Achse die Vollzyklen. Die Vollzyklen pro Jahr werden ab einer gewissen Größe der PVA geringer, da die Häufigkeit in der der Speicher seine Gesamtkapazität erreicht hat, größer wird. Die Anzahl der Vollzyklen findet in der Wirtschaftlichkeitsberechnung für das Modell ihre Anwendung.

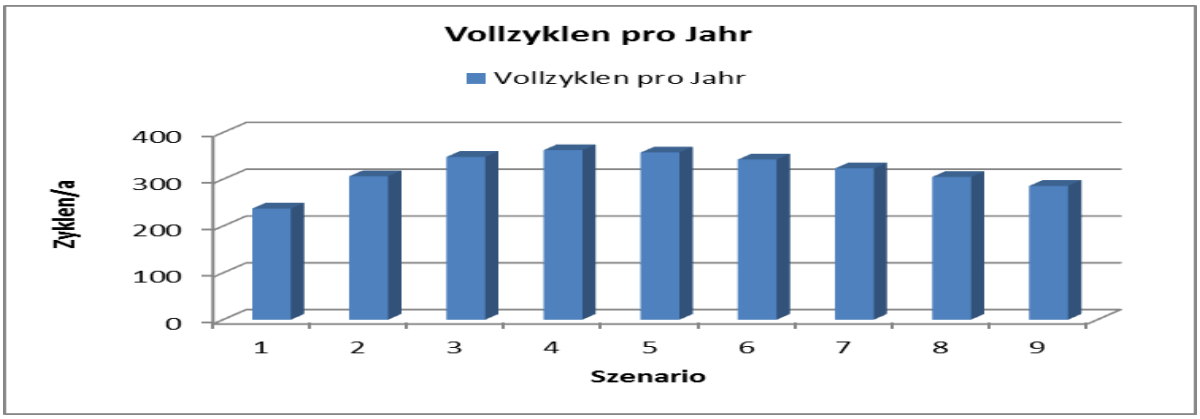

Abbildung 5.10: Von einem Speicher geleistete Vollzyklen pro Jahr. Referenznetz 4.Modell 2

	Vergütung EEG	Vergütung EEX
Einnahmen PV	374 €/a	120 €/a
Kosten Entnahme/Verbrauch	408 €/a	408 €/a
Kosten gesamt	34 €/a	287 €/A
Investitionskosten PV	3744 €	3744 €
Investitionskosten Speicher	5340 €	5340 €

Tabelle 5.3: Modell 2/Szenario 9. Übersicht über die wirtschaftliche Situation in einem Jahr für einen Hausanschluss mit Speicher und PVA. Referenznetz 4. 1,4 Wohneinheiten je Hausanschluss.

In Tabelle 5.3 sind die Berechnungen zum Szenario 9 aus Abbildung 5.8, mit Vergütung aus dem EEG, für einen Hausanschluss, dargestellt. Der Speicher leistet 258 Vollzyklen im Jahr, das heißt, dass der Speicher eine Lebensdauer von 7,8 Jahren besitzt (4.1.3). Bei einer Größe von 12 kWh und einem Preis von 445 € pro kWh kostet der Speicher in der Anschaffung 5340 €. Die PVA kostet 2000 €/kWp, also in Szenario 9, bei 4,8 kWp, 9600€, bei einer Lebensdauer von ca. 20 Jahren. Auf die die Lebensdauer des Speichers bezogen 3744 €. Pro Jahr kostet die konventionelle Stromversorgung für den Hausanschluss im Referenznetz 4, mit 3500 kWh/a, 1323 €, mit Einsatz von PVA und Speicher zahlt man noch 408 €/a für den aus dem Netz entnommenen Strom. Die PVA erwirtschaftet 374 € pro Jahr. In 7,8 Jahren hat man also mit Speicher, PVA und den Ausgaben für die Entnahme, Kosten von 9349 € und ohne PVA und Speicher, also konventionell 10319 €.

Dies ist erst mal ein klarer Vorteil gegenüber den anderen drei Modellen, in welchen es nicht zu Gewinnen durch den Einsatz der betreffenden Technologien kommt.

Der Einsatz von einer Kombination aus Speicher und PVA ergibt also einen Gewinn von ungefähr 970 € gegenüber der konventionellen Stromversorgung, wenn man die Vergütung

aus dem EEG zu Grunde legt. Wenn man den Strom direkt an der Börse verkauft, ergeben sich mit Verwendung von PVA und Speicher, Kosten von 11322 €. Demgegenüber stehen Kosten von 10319 € für die konventionelle Stromversorgung. Hier müsste man die Anlage mit 84 € im Monat fördern, damit kein Verlust für den Anlagenbetreiber entsteht. Der Unterschied der beiden Varianten beträgt also 1973 €.

5.3.2 Modell: Überlast_vermeiden

In diesem Modell kommt es in den gleichen Referenznetzen, wie Referenznetz 2, Dörfer mit überwiegend Gehöften, 4, Einfamilienhaussiedlung hoher Dichte und Dorfkern, 5, Reihenhaussiedlung, wie auch schon im ersten Modell zu Überlastsituationen. Dargestellt sind alle Diagramme zu diesen Netzen im Anhang unter Abbildung 6.13 – 6.24. Alle diese Diagramme sind mit voller Auslastung von Speichern und PVA dargestellt. Anders aber als im ersten Modell, wird hier durch Einsatz der Speicher die Überlast verhindert und die Netzbelastung limitiert. Wie in den Abbildungen 5.11 und 5.12, einmal mit und einmal ohne Speichereinsatz, als Beispiel zu sehen ist (Referenznetz 5, Reihenhaussiedlung). In diesen Abbildungen sind auf der X – Achse die einzelnen Szenarien aufgetragen und auf der Y – Achse die Gesamtbelastung des Netzes, durch alle Haushalte, am Ortsnetztransformator. In rot ist die maximale negative Belastung und in blau die positive eingetragen. Die schwarze Linie markiert die maximale Belastung des Ortsnetztransformators. In der Abbildung 5.12 ist die Netzentlastung durch die Speicher sehr gut zu sehen. In der Abbildung 5.11 sind in den Szenarien 6 – 8 noch Überlasten zu erkennen, die in Abbildung 5.12 durch Einsatz der Speicher, limitiert werden. Anders als im ersten Modell sind die Abbildungen 6.13 – 6.24 im Anhang deshalb immer mit 100% Auslastung dargestellt.

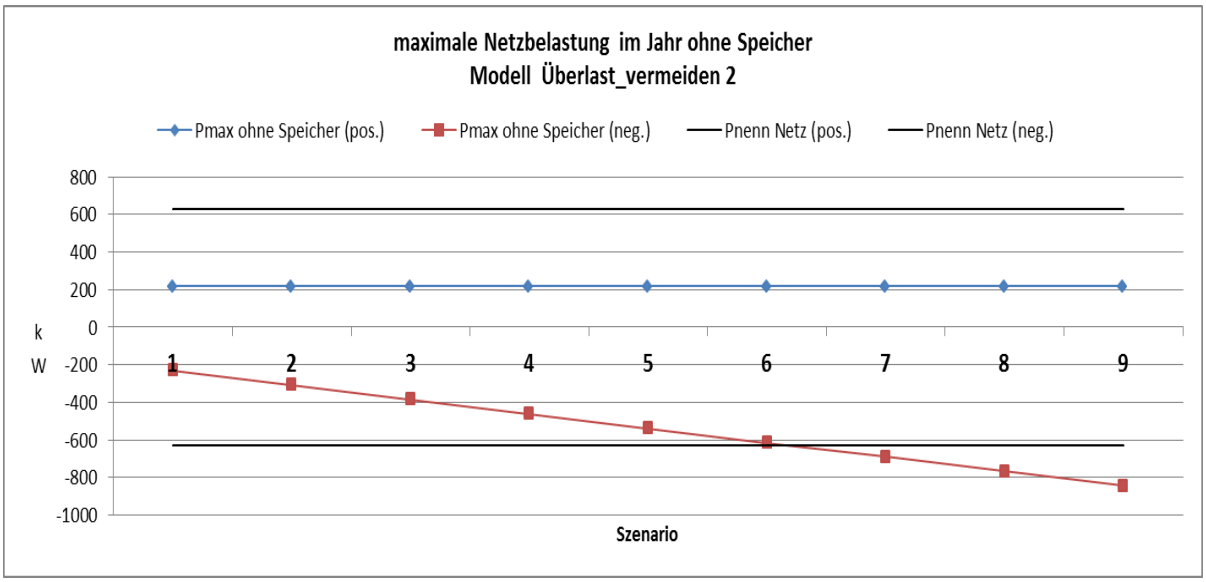

Abbildung 5.11 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 5. 1, 4 Wohneinheiten je Hausanschluss. Alle Hausanschlüsse mit PVA und Speicher. Modell ohne Speicher. Darstellung für alle Haushalte im Referenznetz.

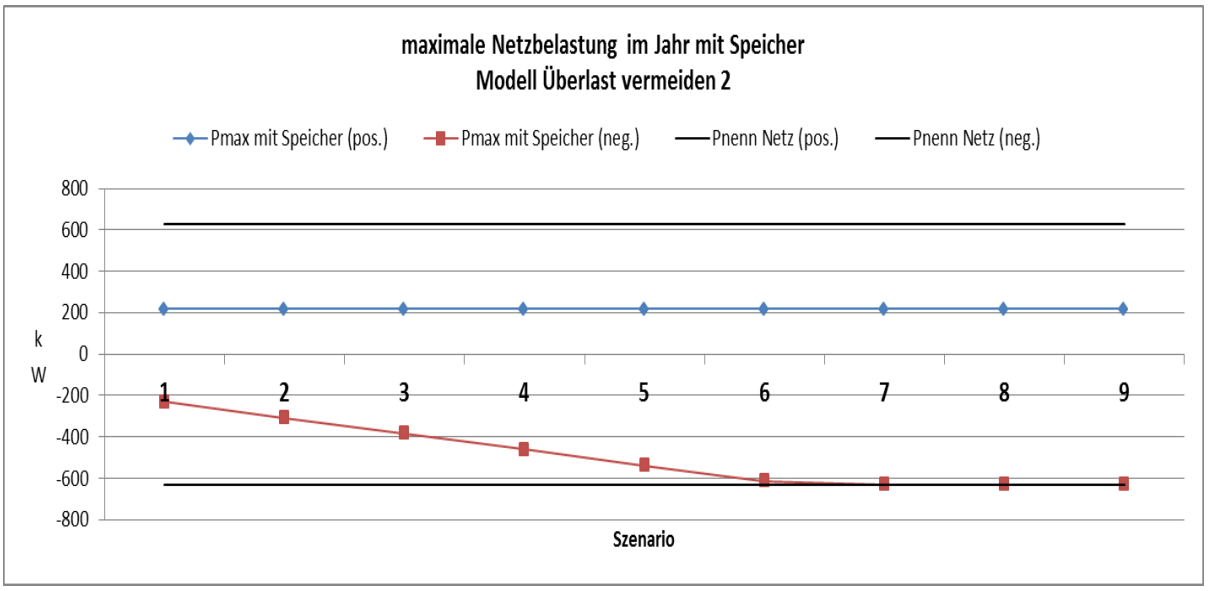

Abbildung 5.12 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 5. Alle Hausanschlüsse mit Speicher und PVA ausgestattet. 1, 4 Wohneinheiten je Hausanschluss. Modell mit Speicher. Darstellung für alle Haushalte im Referenznetz.

Die Überlast wird durch das Einspeichern der überschüssigen PV Leistung verhindert. Allerdings hat dieses Modell, dass in Abbildung 5.2 dargestellt ist den Nachteil, dass wenn eine Überlastsituation anhält und die Speicher ihre Kapazitätsgrenze erreichen sollten, die PVA abgeregelt wird. In den in dieser Arbeit durchgeführten Simulationen ist dieser Fall jedoch nicht aufgetreten. Das Netz kann zu allen Zeiten optimal entlastet werden, ohne dass dem Anlageneigentümer ein wirtschaftlicher Schaden durch das nicht Einspeisen von erzeugter PV Leistung entsteht (siehe Abbildungen 5.13 und 5.14). Sollten die PVA größer werden, kann dieser Zustand durch die Speicher nicht mehr hergestellt werden und der oben beschriebene Fall tritt ein. In dieser Arbeit wurde mit PVA gearbeitet die maximal 6000 kWh/a leisten und Speichern, die eine maximale Kapazität von 13,5 kWh haben. Um den oben beschriebenen Zustand zu erreichen, also das Netz in so vielen Zeitabschnitten hintereinander zu überlasten, dass die Speicher diese Überlast nicht mehr kompensieren können, müsste jede PVA im Netz ca. 70000 kWh/a produzieren und alle Hausanschlüsse müssten mit PVA und Speicher ausgestattet sein. Sehr oft kommt nach einem Einspeisepeak ein kurzes Einspeisetief, in welchem sich die Speicher wieder entladen können, ohne das Netz zu überlasten. Das liegt an der limitierten Entladeleistung in diesem Modell. Nach einem Tief können dann wieder mehrere Peaks folgen ohne eine Überlast herzustellen.

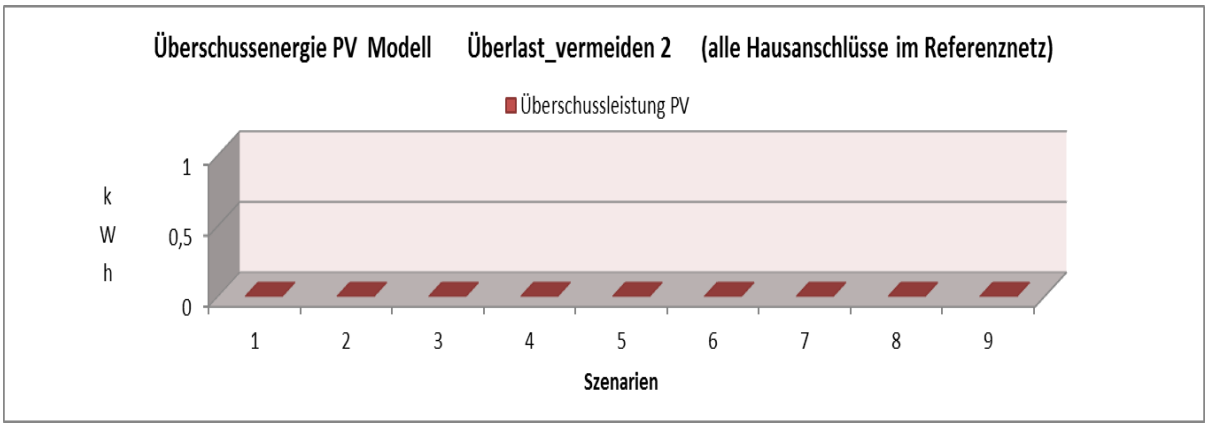

Abbildung 5.13 Energie die durch die PVA erzeugt wird, aber nicht ins Netz eingespeist werden kann. Referenznetz 5. Alle Hausanschlüsse mit Speicher und PVA

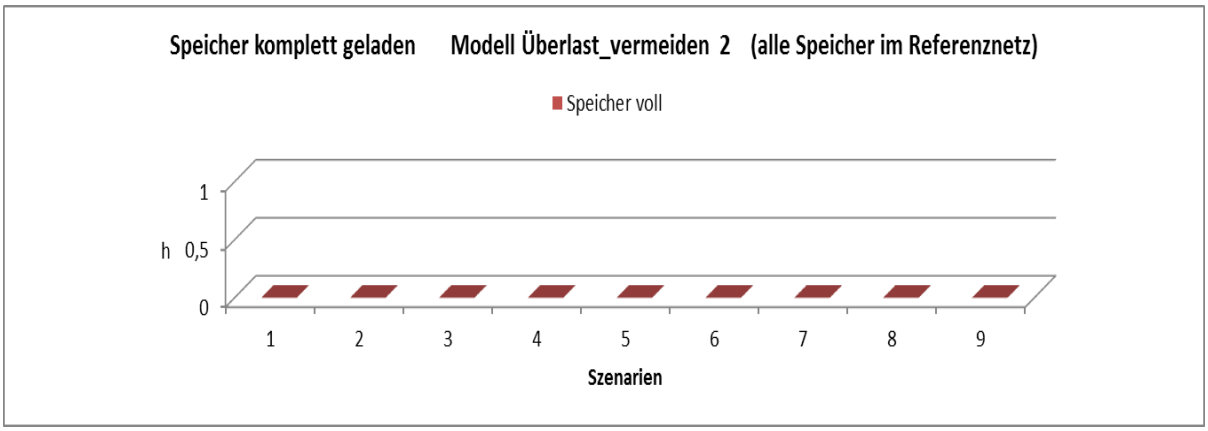

Abbildung 5.14 Stunden in denen die Speicher ihre Kapazitätsgrenze erreicht haben. Referenznetz 5. Alle Hausanschlüsse mit Speicher und PVA

Die wirtschaftliche Situation in diesem Modell ist in den Abbildungen 5.14 und 5.15 dargestellt. In den Abbildungen sind auf der X – Achse die einzelnen Größen je Szenario aufgelistet. Auf der Y – Achse sind die Kosten oder Einnahmen aufgetragen. Die Einnahmen durch die PVA sind in blau dargestellt, die Einnahmen durch die Speicher orange die Ausgaben für die aus dem Netz bezogene Energie ist rot und die Gesamtkosten sind grün dargestellt. In diesen Grafiken sind die Investitionskosten für Speicher und PVA noch nicht eingerechnet.

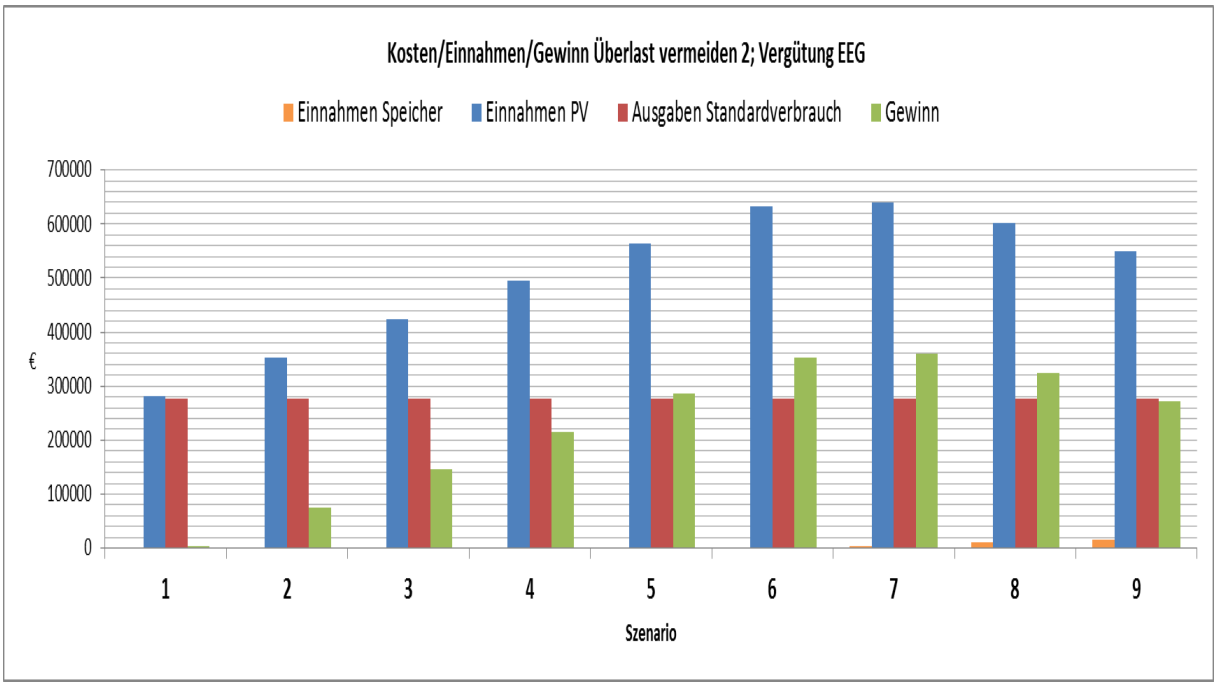

Abbildung 5.15: Einnahmen, Ausgaben, Kosten und Gewinne durch PVA, Speicher und Entnahme durch Haushalte, ohne Investitionskosten. Referenznetz 4. Modell 2. Vergütung EEG. Alle Hausanschlüsse mit Speicher und PVA ausgestattet. Darstellung für alle Haushalte im Referenznetz.

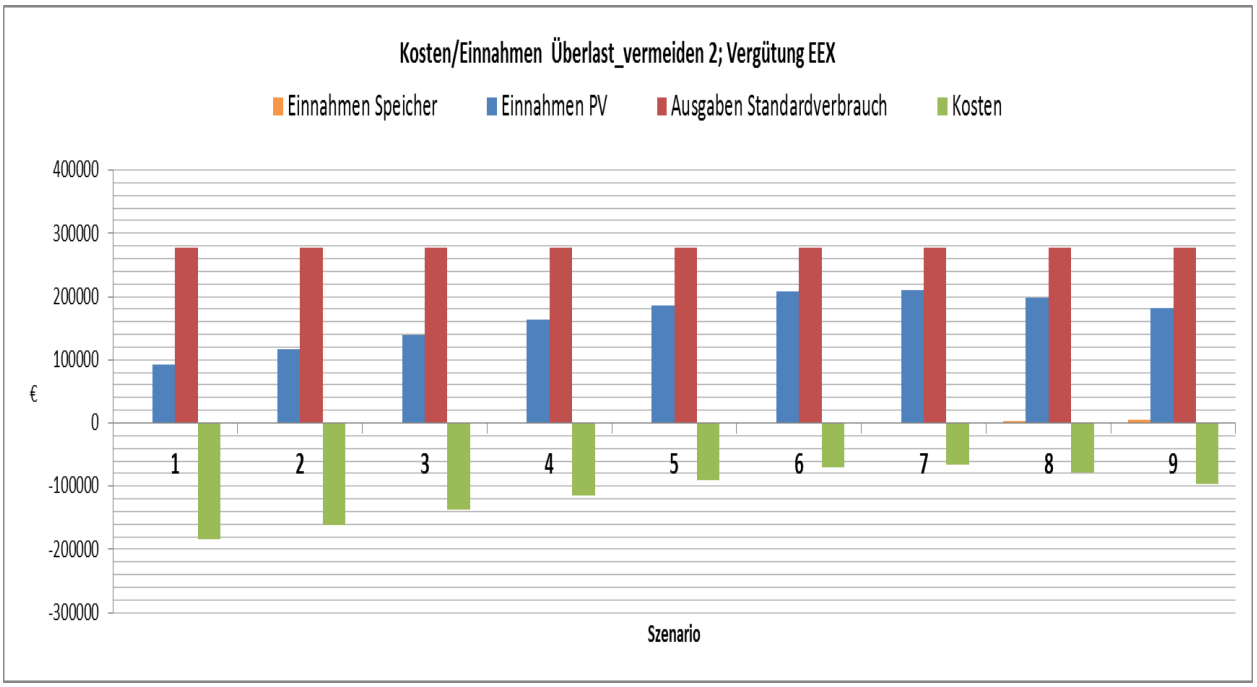

Abbildung 5.16: Einnahmen, Ausgaben, Kosten und Gewinne durch PVA, Speicher und Entnahme durch Haushalte, ohne Investitionskosten. Referenznetz 4. Modell 2. Vergütung EEX. Alle Hausanschlüsse mit Speicher und PVA ausgestattet. Darstellung für alle Haushalte im Referenznetz.

Abbildung 5.16 zeigt die von Speichern geleisteten Vollzyklen. Auf der X – Achse sind die einzelnen Szenarien aufgetragen und auf der Y –Achse die Vollzyklen. Die Vollzyklen pro Jahr steigen mit der Größe der Speicher und der PVA gleichmäßig an, da die Überlastsituationen mit größeren Anlagen immer häufiger vorkommen. Die Ermittlung der Vollzyklen findet in der folgenden Wirtschaftlichkeitsanalyse des Modells Verwendung.

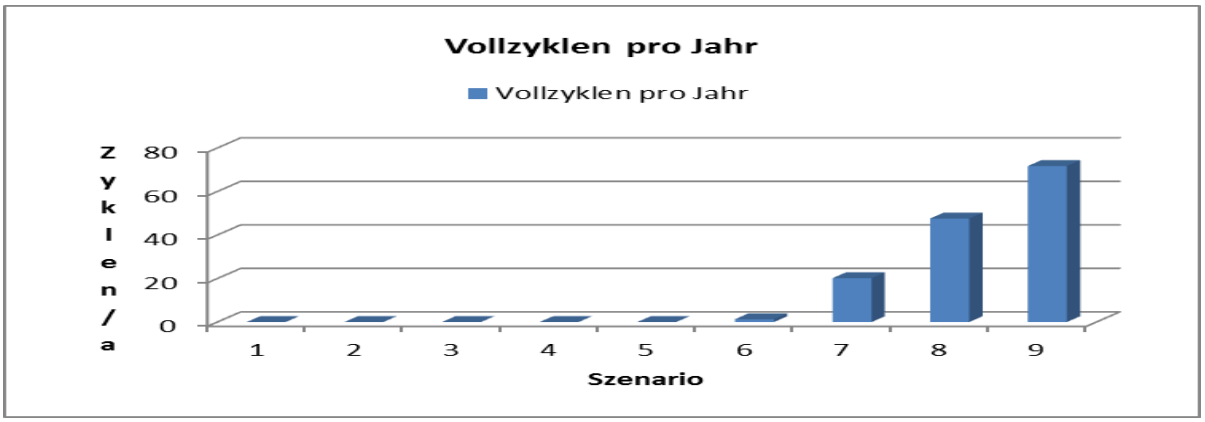

Abbildung 5.17: Von einem Speicher geleistete Vollzyklen pro Jahr. Referenznetz 4.

	Vergütung EEG	Vergütung EEX
Einnahmen PV	2618 €/a	867 €/a
Einnahmen Speicher	78 €/a	26 €/a
Kosten Entnahme/Verbrauch	1323 €/a	1323 €/a
Gewinn/Kosten gesamt	1295 €/a	864 €/a
Investitionskosten PV	9600 €	9600 €
Investitionskosten Speicher	5340 €	5340 €

Tabelle 5.4: Modell 2/Szenario 9. Übersicht über die wirtschaftliche Situation in einem Jahr für einen Hausanschluss mit Speicher und PVA. Referenznetz 4. 1,4 Wohneinheiten je Hausanschluss.

Im Szenario 9, Abbildung 5.14, des Modells Überlast_vermeiden 2, mit der Vergütung aus dem EEG, bezogen auf einen Hausanschluss, erwirtschaftet der Speicher 78 € pro Jahr, bei 72 Vollzyklen (Abbildung 5.15). Die Anschaffungskosten betragen 5340 €. Die Lebensdauer wird mit 20 Jahren bei 2000 Vollzyklen eingeschätzt, so dass der Speicher über seine Lebensdauer 1560 € erwirtschaftet, da er nur 72 Vollzyklen pro Jahr leisten muss. Die PVA kostet, bei 4,8 kWp, 9600 €. Sie erwirtschaftet pro Jahr 2618 €. Die Kosten für die Entnahme durch die Haushalte betrageb 1323 € pro Jahr. Über eine Lebensdauer von 20 Jahren ergibt sich, unter Einbeziehung der Investitionskosten, ein Gewinn von 12520 €. Dieser Gewinn liegt allerdings hauptsächlich an der PVA und nicht an dem Einsatz des Speichers. Alleine verdient der Speicher in den 20 Jahren 1560 €, was seine Beschaffungskosten nicht amortisiert.

Alleine trägt sich der Speicher aus wirtschaftlicher Sicht noch nicht. Der Einsatz des Speichers könnte jedoch durch eine Förderung unterstützt werden. Diese müsste bei 200 € im Jahr liegen, so dass sich der Einsatz für den Betreiber durch einen kleinen Gewinn lohnt. Das hat damit zu tun, dass sich in diesem Modell nur selten Überlastsituationen einstellen und diese dann auch nicht sehr lange anhalten.

Im Fall der Vergütung nach Börsenpreisen, siehe Abbildung 5.15, sieht die Situation anders aus. Hier beträgt der Gewinn pro Speicher und Jahr 26 € bei gleichem Kostenaufwand. Das heißt, eine Förderung müsste hier bei 250 € im Jahr liegen. Das zeigt, dass die Börsenpreise noch wesentlich unter der Vergütung von 01/2013 liegen.

Im Vergleich mit den anderen Modellen liegt dieses Modell, bezogen auf die wirtschaftliche Situation der Speicher, an dritter Stelle. Die Zuschüsse, die nötig wären, sind bei dem Modell Speichern_nach_Preis höher, jedoch bei dem Modell Kappung_30% niedriger.

5.3.3 Modell: Speichern_nach_Preis

Im Modell Speichern nach Preis kommt es, wie in den Abbildungen 6.25 - 6.40 im Anhang zu sehen ist, in den Referenznetzen 2, Dörfer mit überwiegend Gehöften, 3, Ein- und Zweifamilienhaus niedriger Dichte, 4, Einfamilienhaussiedlung hoher Dichte und Dorfkern und 5 Reihenhaussiedlung zu Überlastsituationen. Alle diese Darstellungen sind so gewählt, dass alle Hausanschlüsse im Referenznetz einen Speicher und eine PVA haben. Da in diesen Modellen bei hohem Preis an der Strombörse die PV Leistung und die Leistung aus den Speichern ins Netz geht, kommt es relativ häufig zu Überlastsituationen. Die Speicher tragen in diesem Modell nicht häufig zur Entlastung des Netzes bei. Die Abbildungen sind so gewählt, dass immer alle Haushalte im Referenznetz mit einem Speicher und einer PVA ausgestattet sind. In den Abbildungen 5.17 und 5.18, einmal mit und einmal ohne Speicher, ist das Referenznetz 5, Reihenhaussiedlung, variables Szenario, bei voller Auslastung mit PVA und Speichern gewählt**.** In diesen Abbildungen sind auf der X – Achse die einzelnen Szenarien aufgetragen und auf der Y – Achse die Gesamtbelastung des Netzes durch alle Haushalte am Ortsnetztransformator. In rot ist die maximale negative Belastung und in blau die positive eingetragen. Die schwarze Linie markiert die maximale Belastung des Ortsnetztransformators. Ab Szenario 6 kommt es hier zu Überlastsituationen am Ortsnetztransformator im Modell ohne Speicher, Abbildung 5.17. In Abbildung 5.18, nach Einsatz der Speicher, kommt es sogar schon ab Szenario 5 zu Überlasten.

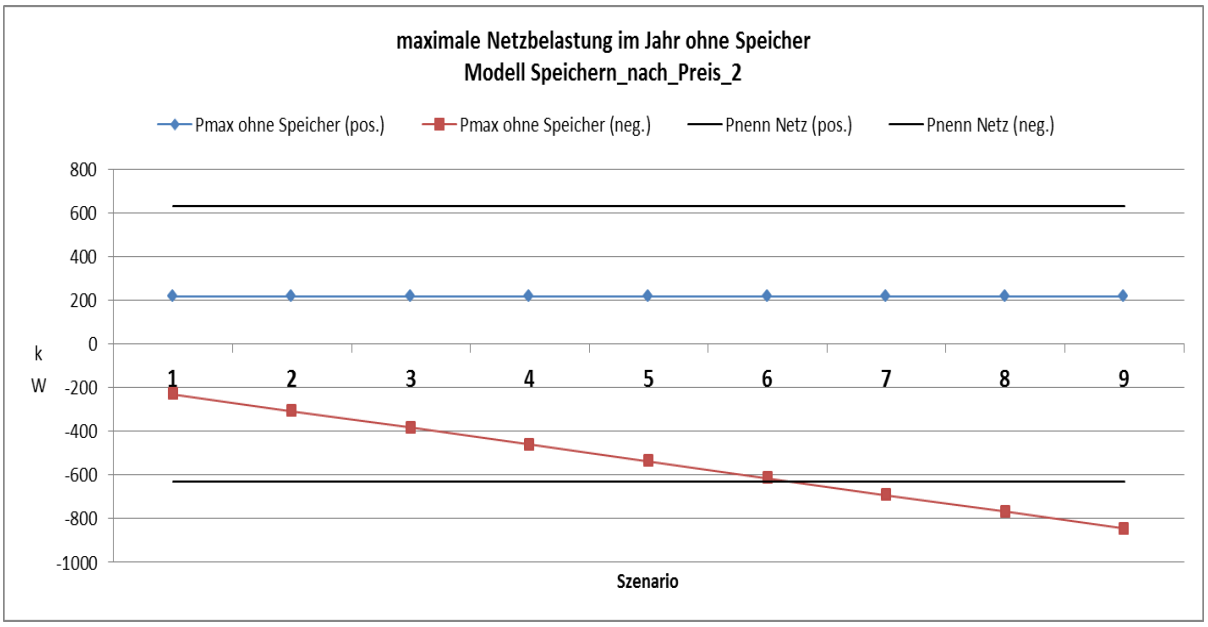

Abbildung 5.18 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 5. 1, 4 Wohneinheiten je Hausanschluss. Alle Hausanschlüsse mit PVA und Speicher ausgestattet .Modell 2 ohne Speicher. Darstellung für alle Haushalte im Referenznetz.

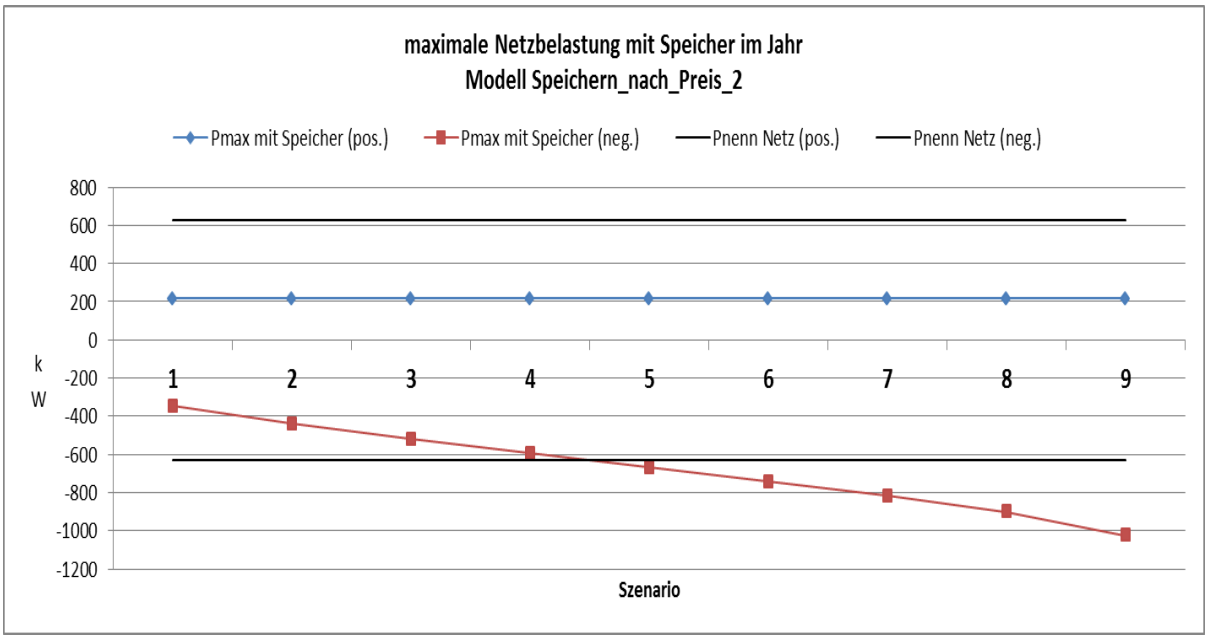

Abbildung 5.19 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 5. 1, 4 Wohneinheiten je Hausanschluss. Alle Hausanschlüsse mit PVA und Speicher ausgestattet .Modell 2 mit Speicher. Darstellung für alle Haushalte im Referenznetz.

Die Preise pro kWh, die diesem Modell zu Grunde gelegt sind, sind die der Strombörse. Man kann hier keine Vergütung nach dem EEG zu Grunde legen, da diese Preise nicht schwanken.

In der Abbildung 5.19 sind auf der X – Achse die einzelnen Größen je Szenario aufgelistet. Auf der Y – Achse sind die Kosten oder Einnahmen aufgetragen. Die Einnahmen durch die PVA sind in blau dargestellt, die Einnahmen durch die Speicher orange, die Ausgaben für die aus dem Netz bezogene Energie ist rot und die Gesamtkosten sind grün dargestellt. In diesen Grafiken sind die Investitionskosten für Speicher und PVA noch nicht eingerechnet.

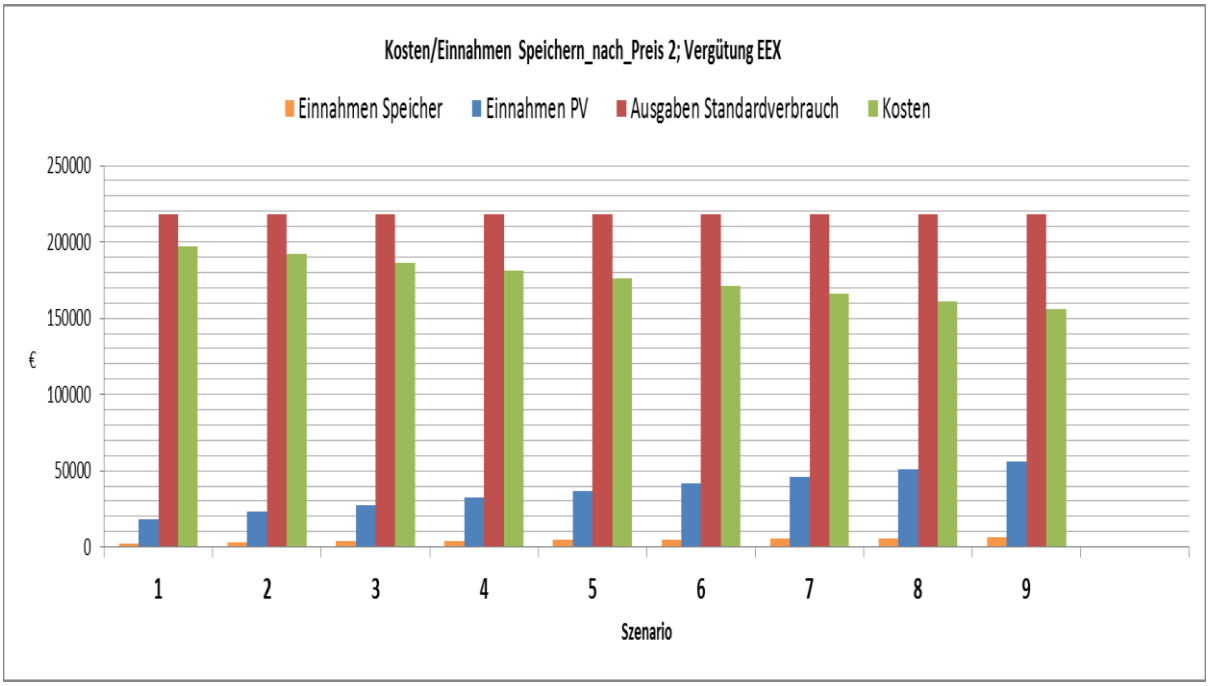

Abbildung 5.20: Einnahmen, Ausgaben, Kosten und Gewinne durch PVA, Speicher und Belastung durch Haushalte. Referenznetz 5, Modell 2. Vergütung EEX. Alle Hausanschlüsse mit Speicher und PVA ausgestattet. Darstellung für alle Haushalte im Referenznetz. Ohne Investitionskosten.

Abbildung 5.20 zeigt die von den Speichern geleisteten Vollzyklen. Diese werden für die folgende Wirtschaftlichkeitsberechnung benötigt. Auf der X – Achse sind die einzelnen Szenarien aufgetragen und auf der Y – Achse die Vollzyklen. Die Vollzyklen pro Jahr sinken mit der Größe der Speicher und der PVA gleichmäßig, da die Speicher bei gleicher Ladearithmetik nicht mehr so schnell ihre Kapazitätsgrenze erreichen.

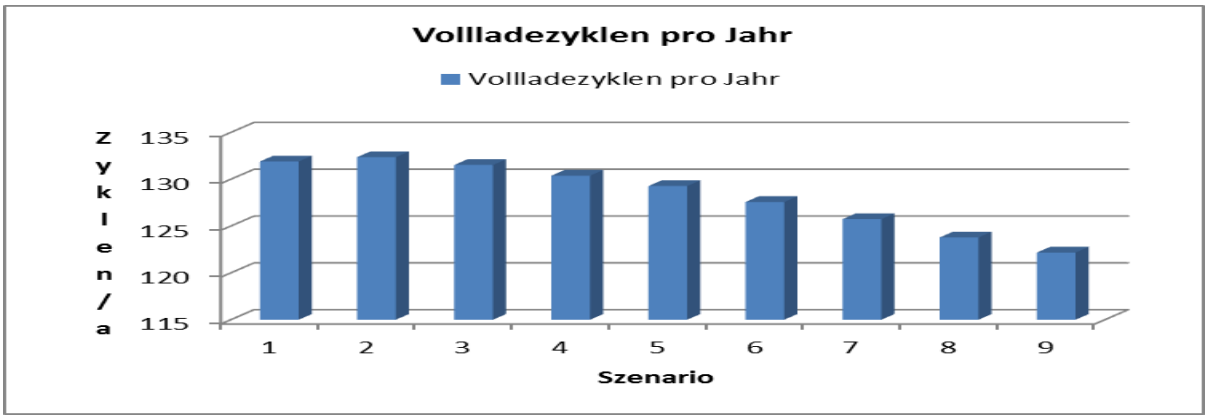

Abbildung 5.21: Von einem Speicher geleistete Vollzyklen pro Jahr. Referenznetz 5

Die wirtschaftlichen Aspekte für einen Haushalt werden am variablen Modell im Referenznetz 5 aufgezeigt.

	Vergütung EEX
Einnahmen PV	290 €/a
Einnahmen Speicher	33 €/a
Kosten Entnahme/Verbrauch	1134 €/a
Kosten gesamt	812 €/a
Investitionskosten PV	7872 €
Investitionskosten Speicher	5340 €

Tabelle 5.5: Modell 2/Szenario 9. Übersicht über die wirtschaftliche Situation in einem Jahr für einen Hausanschluss mit Speicher und PVA. Referenznetz 5. 1,2 Wohneinheiten je Hausanschluss.

Im Szenario 9 beispielsweise ist der Gewinn durch einen einzelnen Speicher 33 € im Jahr, wie in Tabelle 5.5 zu sehen ist. Das liegt daran das die Preise pro kWh an der Börse niedriger sind als die im EEG festgeschriebenen. Nimmt man die Vergütung aus dem EEG, immer dann wenn der Speicher Energie ans Netz abgibt, kommt man auf 100 € pro Speicher und Jahr. Auch das ist nicht besonders viel. Oftmals ist der Preis in der Nacht niedrig, aber es ist keine PV Leistung vorhanden. Das heißt, die Speicher können nicht geladen werden. Ist der Preis dann tagsüber hoch, sind die Speicher schnell komplett entladen. Der Gewinn durch die eingespeiste PV Energie ist aber höher. Diese wird immer ins Netz gegeben, außer wenn Sie den Speicher zu Niedrigpreiszeiten lädt.

Für Szenario 9 aus Abbildung 5.19 bedeutet das, bei 122 Vollzyklen pro Jahr hat der Speicher eine Lebensdauer von 16,4 Jahren. Für die PVA fallen, bezogen auf die Lebensdauer des Speichers, Investitionskosten von 7872 €, für den Speicher 5340 €, an. Über die Lebensdauer des Speichers gerechnet, würden für einen einzelnen Hausanschluss Kosten von 25912 € entstehen. Ohne Speicher und PVA, mit einer normalen Stromversorgung durch das EVU, würden Kosten von 18598 € entstehen. Dieses Modell könnte also mit einer jährlichen

Förderung von 500 € einen kleinen Gewinn für den Anlagenbetreiber erwirtschaften. Im Vergleich mit den anderen Modellen ist dies die höchste Förderung.

5.3.4 Modell: Kappung_30%

In diesem Modell kommt es bei voller Auslastung mit PVA, aber ohne Speicher, im Referenznetz 2, Dörfer mit überwiegend Gehöften, zu einigen wenigen Überlastsituationen. In den Referenznetzen 4, Einfamilienhaussiedlung hoher Dichte und Dorfkern und 5, Reihenhaussiedlung, kommt es schon bei geringerer Auslastung aber großer Anlagendimensionierung, ohne den Einsatz von Speichern, zu Überlastsituationen am Transformator in der Ortsnetzstation. Es sind auch hier wieder die Netze betroffen, in welchen wenige Wohneinheiten pro Hausanschluss vorliegen, dafür aber umso mehr Hausanschlüsse im Referenznetz. Das sind die Dorf- oder Vorstadtnetze. Im Anhang in den Abbildungen 6.39 – 6.52 sind die Ergebnisse zur Überlast in diesem Modell abgebildet.

Als Beispiel sind in den Abbildungen 5.21 und 5.22 die maximalen Lasten für das Referenznetz 4, Einfamilienhaus hoher Dichte und Dorfkern, bei voller Auslastung, also jeder Hausanschluss mit einem Speicher und einer PVA, abgebildet. In diesen Abbildungen sind auf der X – Achse die einzelnen Szenarien aufgetragen und auf der Y – Achse die Gesamtbelastung des Netzes durch alle Haushalte am Ortsnetztransformator. In rot ist die maximale negative Belastung und in blau die positive eingetragen. Die schwarze Linie markiert die maximale Belastung des Ortsnetztransformators. Ab Szenario 6, in Abbildung 5.21, Modell ohne Speicher, kommt es hier zu Überlastsituationen am Ortsnetztransformator. In Abbildung 5.22, Modell mit Einsatz von Speicher, kommt es in keinem Szenario mehr zu Überlast des Transformators

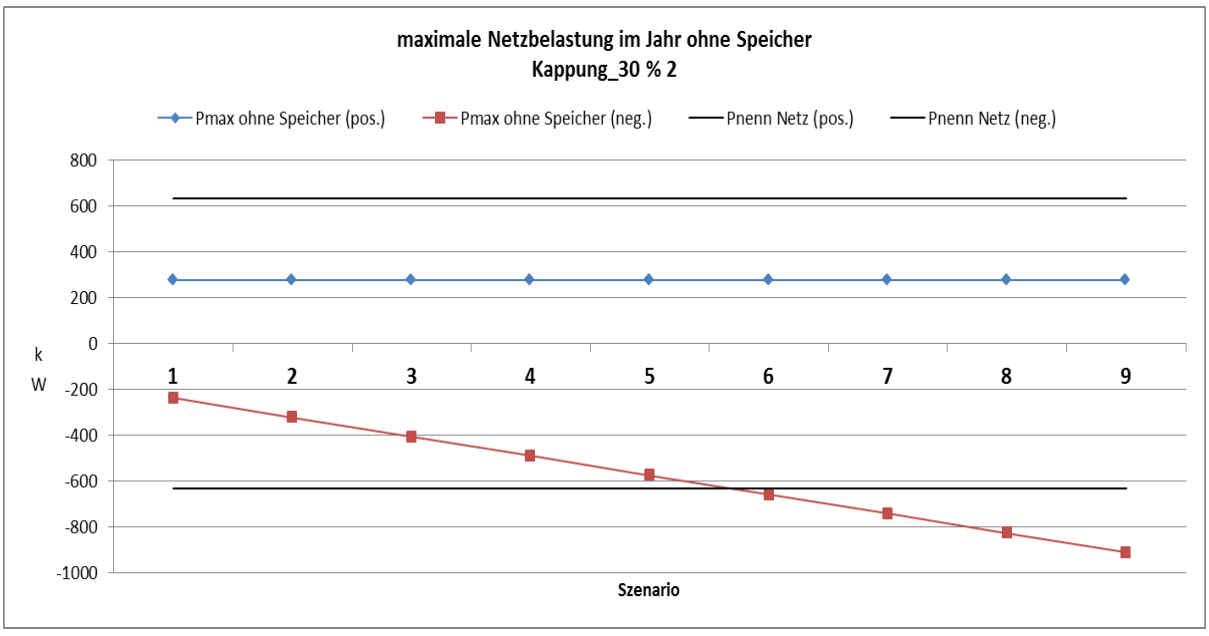

Abbildung 5.22 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 4. 1, 2 Wohneinheiten je Hausanschluss. Modell 2 ohne Speicher. Jeder Hausanschluss mit Speicher und PVA. Darstellung für alle Haushalte.

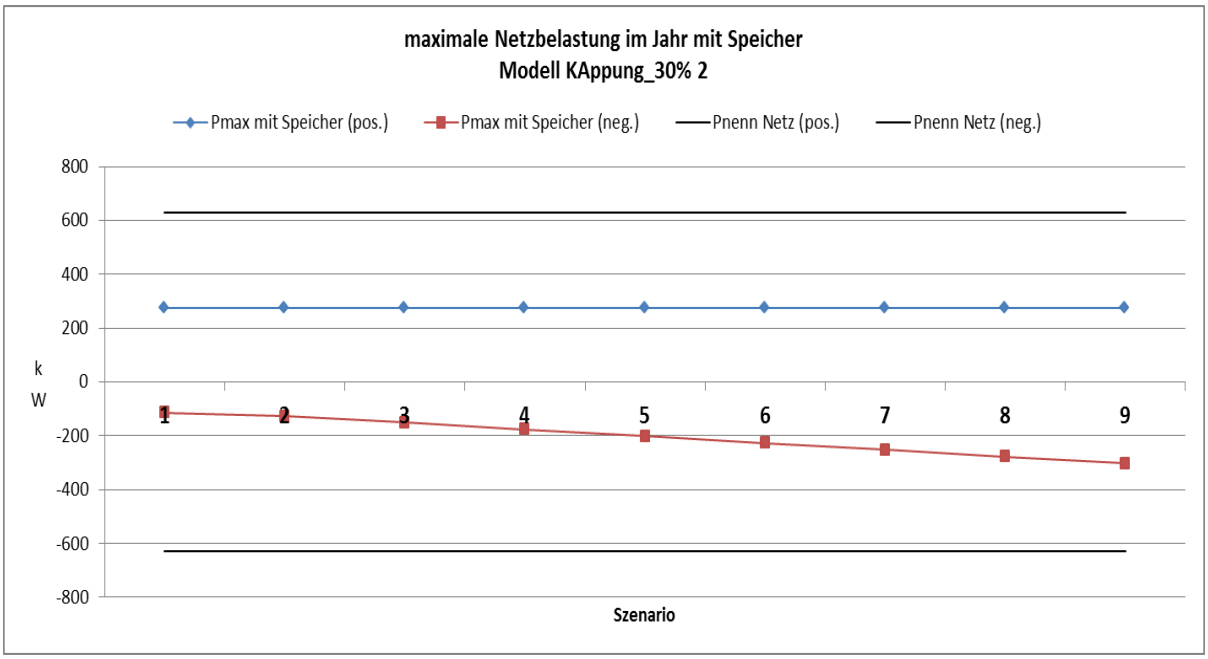

Abbildung 5.23 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 4. 1, 2 Wohneinheiten je Hausanschluss. Modell 2 mit Speicher. Jeder Hausanschluss mit Speicher und PVA. Darstellung für alle Haushalte.

Das Kappungsmodell bietet optimalen Netzschutz, wie in Abbildung 5.22 zu sehen ist. Wie das Modell aufgebaut, ist wird in Kapitel 5.2.4 dargestellt und erklärt. Das Problem in diesem Modell ist, ähnlich wie in dem Modell Überlast_vermeiden, dass, sollten die Speicher bei hoher lang andauernder solaren Einstrahlung an ihre Kapazitätsgrenze kommen, die PVA abgeregelt wird. Es kommt also zu Verlusten durch Überschussenergie.

Diese Überschussenergie und die Stunden, in welchen die Speicher ihre Kapazitätsgrenze erreicht haben, sind in den Abbildungen 5.23 und 5.24 dargestellt. Auf der X –Achse in 5.23 sind die Szenarien und auf der Y – Achse die Überschussenergie in kWh aufgetragen. Je größer die PVA in dem Modell wird, desto größer wird auch die Überschussenergie. Die steigende Speichergröße kann diesen Effekt nicht kompensieren. So verliert ein Haushalt mit einem 10 kWh Akkumulator und einer PVA mit 5000kWh/a im Jahr 1407 kWh/a. In Abbildung 5.24 sind die Stunden in welchem der Speicher seine maximale Kapazität erreicht hat, für ein Jahr dargestellt. Auf der X –Achse sind die Szenarien und auf der Y –Achse die Stunden aufgetragen.

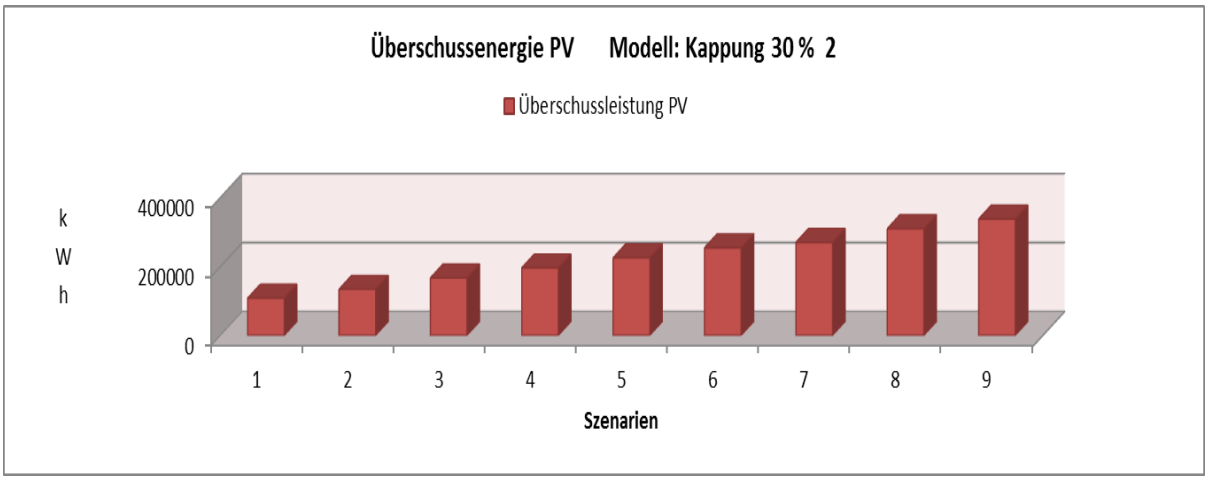

Abbildung 5.24 Energie die durch die PVA erzeugt wird, aber nicht ins Netz eingespeist werden kann. Referenznetz 5.Modell 2 . Darstellung für alle Haushalte im Referenznetz. Alle Haushalte mit Speicher und PVA.

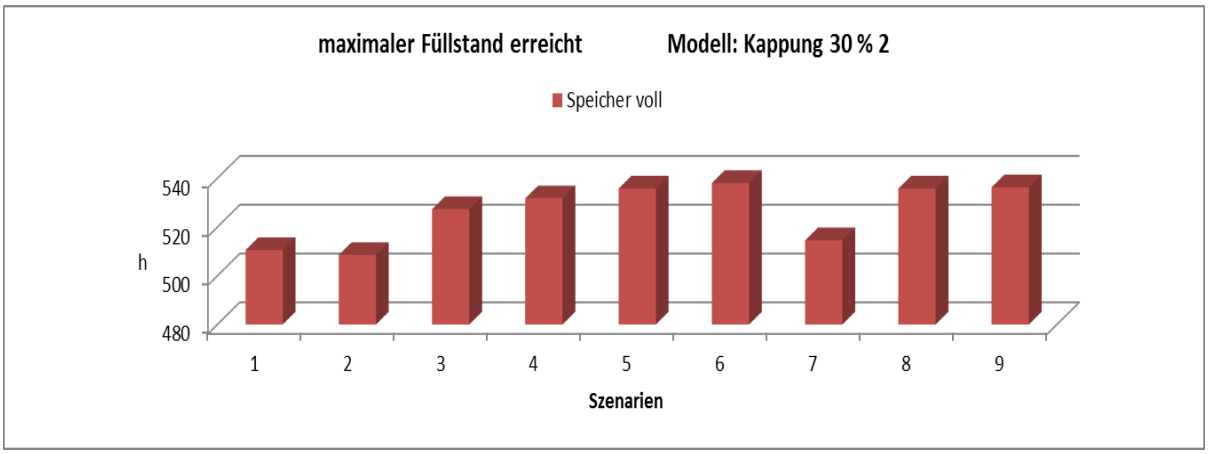

Abbildung 5.25 Stunden in denen die Speicher ihre Kapazitätsgrenze erreicht haben. Referenznetz 5.Modell 2 . Darstellung für alle Haushalte im Referenznetz. Alle Haushalte mit Speicher und PVA.

Die Wirtschaftlichkeit für einen Hausanschluss in diesem Modell soll am variablen Modell im Referenznetz 4 untersucht werden.

In den Abbildungen 5.25 und 5.26 sind auf der X – Achse die einzelnen Größen je Szenario aufgelistet. Auf der Y – Achse sind die Kosten oder Einnahmen aufgetragen. Die Einnahmen durch die PVA sind in blau dargestellt, die Einnahmen durch die Speicher orange, die Ausgaben für die aus dem Netz bezogene Energie sind rot und die Gesamtkosten sind grün dargestellt. In diesen Grafiken sind die Investitionskosten für Speicher und PVA noch nicht eingerechnet.

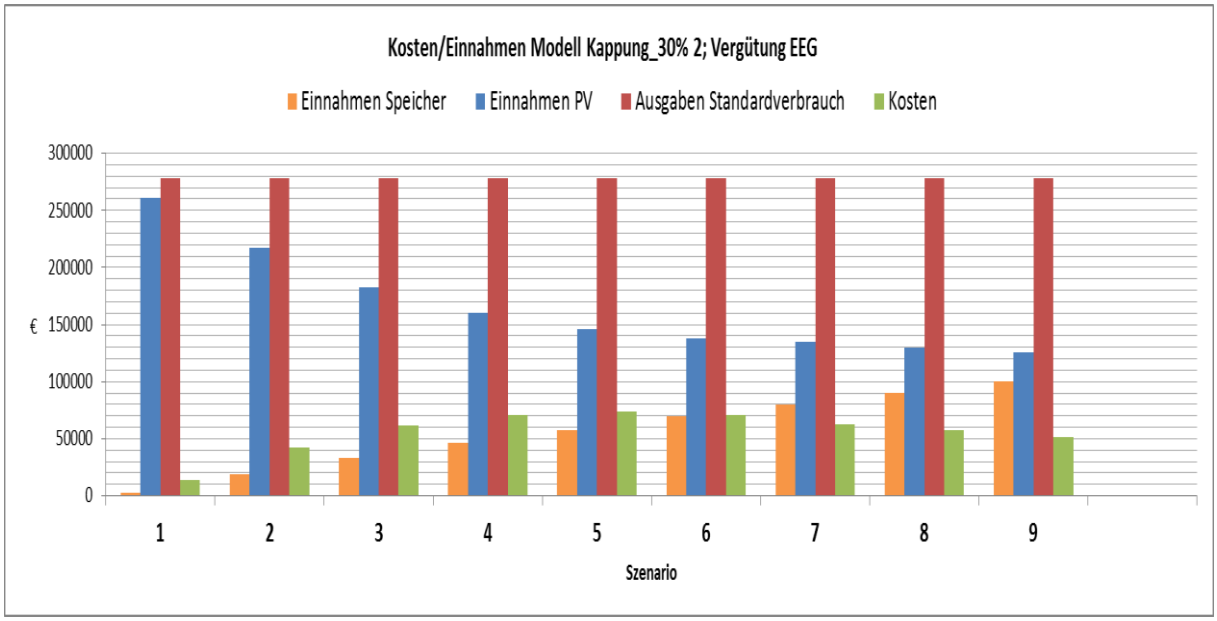

Abbildung 5.26: Einnahmen, Ausgaben, Kosten und Gewinne durch PVA, Speicher und Entnahme durch Haushalte ohne Investitionskosten.. Referenznetz 4, Modell 2. Alle Hausanschlüsse mit Speicher und PVA ausgestattet. Darstellung für alle Haushalte im Referenznetz. Vergütung EEG.

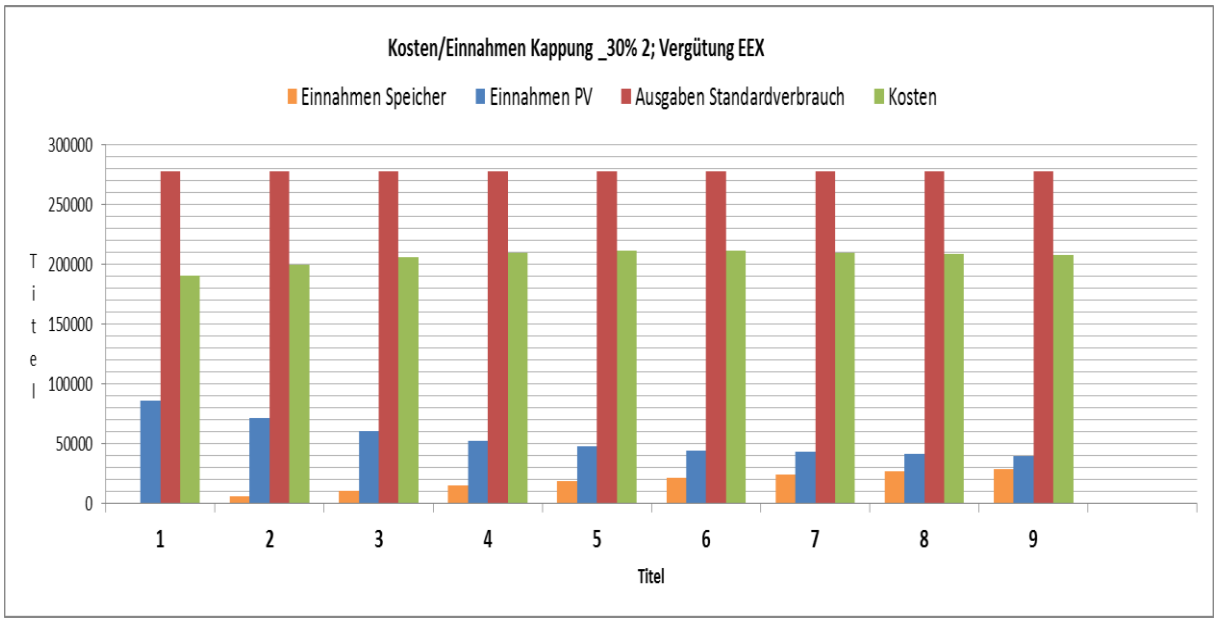

Abbildung 5.27: Einnahmen, Ausgaben, Kosten und Gewinne durch PVA, Speicher und Entnahme durch Haushalte ohne Investitionskosten.. Referenznetz 4, Modell 2. Alle Hausanschlüsse mit Speicher und PVA ausgestattet. Darstellung für alle Haushalte im Referenznetz. Vergütung EEX

Abbildung 5.26 zeigt die von Speichern geleisteten Vollzyklen, welche für die folgende Wirtschaftlichkeitsanalyse gebraucht werden. Auf der X – Achse sind die einzelnen Szenarien aufgetragen und auf der Y – Achse die Vollzyklen. Die Vollzyklen pro Jahr steigen mit der Größe der Speicher und der PVA gleichmäßig, und stagnieren dann ab Szenario 6. Das liegt daran, dass die Größe der PVA immer weiter steigt, aber die steigende Speichergröße nicht ausreicht um den Verlust zu kompensieren (siehe 5.23). Das heißt wiederum, dass der Speicher immer häufiger komplett voll ist und so auch nicht viel mehr Zyklen leisten muss.

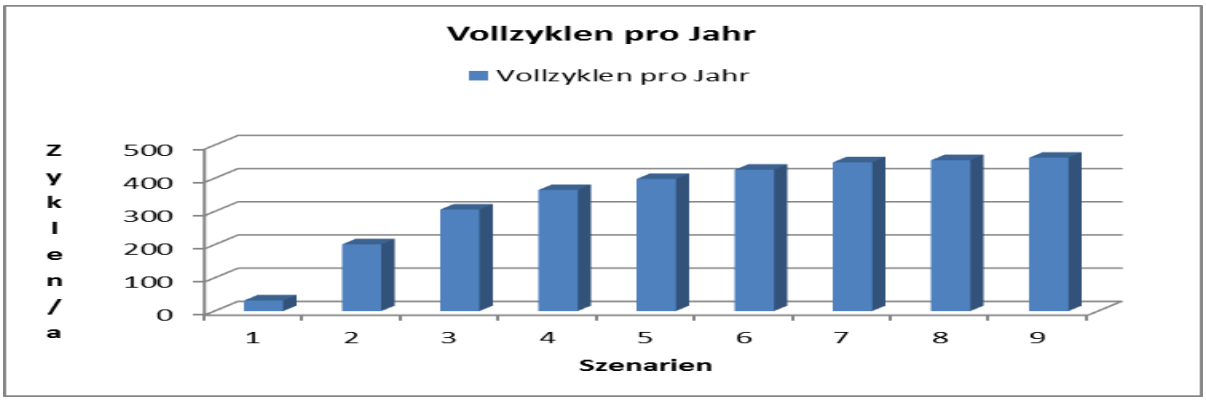

Abbildung 5.28: Von einem Speicher geleistete Vollzyklen pro Jahr. Referenznetz 4.

Je größer die PVA werden, desto mehr muss aufgrund der 30% Kappungsgrenze eingespeichert werden. Deshalb ist in den Abbildungen 5.25 und 5.26, in den Szenarien 1 – 3, mit kleiner PVA und kleinem Speicher, der Gewinn durch die PV höher. In den Szenarien 3-9 ist dafür der Gewinn durch die Ausspeicherung unterhalb der 30 % Grenze größer als in den Szenarien 1-3. Die Gesamtkosten steigen allerdings zuerst leicht an, da die Einnahmen durch die PV schneller sinken, als die Einnahmen durch die Speicher steigen. Zuletzt fallen die Kosten wieder leicht, da die Einnahmen durch die Speicher größer werden.

	Vergütung EEG	Vergütung EEX
Einnahmen PV	600 €/a	192 €/a
Einnahmen Speicher	475 €/a	111 €/a
Kosten Entnahme/Verbrauch	1323 €/a	1323 €/a
Gewinn/Kosten gesamt	248 €/a	992 €/a
Investitionskosten PV	2064 €	2064 €
Investitionskosten Speicher	5340 €	5340 €

Tabelle:5.6 Modell 2/Szenario 9. Übersicht über die wirtschaftliche Situation in einem Jahr für einen Hausanschluss mit Speicher und PVA. Referenznetz 4. 1,4 Wohneinheiten je Hausanschluss.

Wie in Abschnitt 4.1.3 aufgezeigt, kann von einem Preis von 445 €/kWh, bei 2000 Vollzyklen pro Lebensdauer, für die Speicher im Jahr 2013 ausgegangen werden. Bezieht man diesen Preis auf die Darstellungen in Abbildung 5.25, dann zeigt sich zum Beispiel im Szenario 9 mit der Vergütung EEG, dass die Einnahmen durch den Speicher pro Hausanschluss, bei 462 Vollzyklen/a, 475 €/a betragen. Der Speicher Kostet bei einer Kapazität von 12 kWh 5340 €.

Er kann 2000 Vollzyklen leisten, ist also 4,3 Jahre im Einsatz. Die PVA kostet, auf die Lebensdauer des Speichers bezogen, 2064 €. In dem Zeitraum von 4,3 Jahren entstehen dem Hausanschluss mit Speicher Kosten von 8470 €. Einem Hausanschluss welcher rein konventionell mit Strom versorgt wird entstehen Kosten von 5689€. Die Differenz beträgt pro Jahr 647 €. Mit einer Förderung von 54 € im Monat käme der Betreiber der Anlage bei 0 heraus.

5.3.5 Höchstlast je Hausanschluss

Für die in Kapitel 3.2 beschriebenen Referenznetze kann in Tabelle 3.1 der Höchstlastanteil je Hausanschluss eingesehen werden. Dies ist eine wichtige Größe um beurteilen zu können wie die Netze auf dezentrale Einspeisung von Energie reagieren.

Im Anhang befinden sich die Abbildungen 6.51 – 6.66. Auf diesen Abbildungen sind die Höchstlasten je Hausanschluss in den einzelnen Modellen und Szenarien dargestellt. Auch hier wurde eine Auswahl getroffen und nicht alle Referenznetze, Modelle und Szenarien dargestellt, sondern nur die besonders belasteten herausgestellt..

Im Modell Vorrang_Eigenbedarf (Abbildungen 6.51 – 6.56 im Anhang) sind die Höchstlastwerte wie auch schon in den Diagrammen zur Überlast, mit und ohne Speicher gleich. Auch hier lässt sich klar eine Tendenz sehen, welche Netze am stärksten durch die dezentrale Einspeisung von elektrischer Energie gefährdet sind. Die Referenznetze 2, Dörfer mit überwiegend Gehöften, 3, Ein- und Zweifamilienhaussiedlung niedriger Dichte, 4, Einfamilienhaussiedlung hoher Dichte und Dorfkern und 5, Reihenhaussiedlung, in welchen mit wenigen Wohneinheiten pro Hausanschluss gerechnet wird, aber viele Hausanschlüsse im Netz vorhanden sind. Als Beispiele dienen die Abbildungen 5.27 und 5.28. Dargestellt ist das Modell Vorrang_Eigenverbrauch, Referenznetz 5, variables Modell, mit 1,2 Wohneinheiten pro Hausanschluss. Auf der X – Achse sind die Szenarien aufgelistet und auf der Y – Achse ist die Belastung in kW zu sehen. Mit steigender Größe der PVA und der Speicher steigt auch die Höchstlast pro Hausanschluss. Die Werte sind in beiden Grafiken gleich, was dem Modell geschuldet ist. Der im Referenznetz vorgeschriebene Höchstwert pro Hausanschluss ist 2,6 kW. Das heißt ab Szenario 5 kommen hier zu hohe Anschlusswerte zustande.

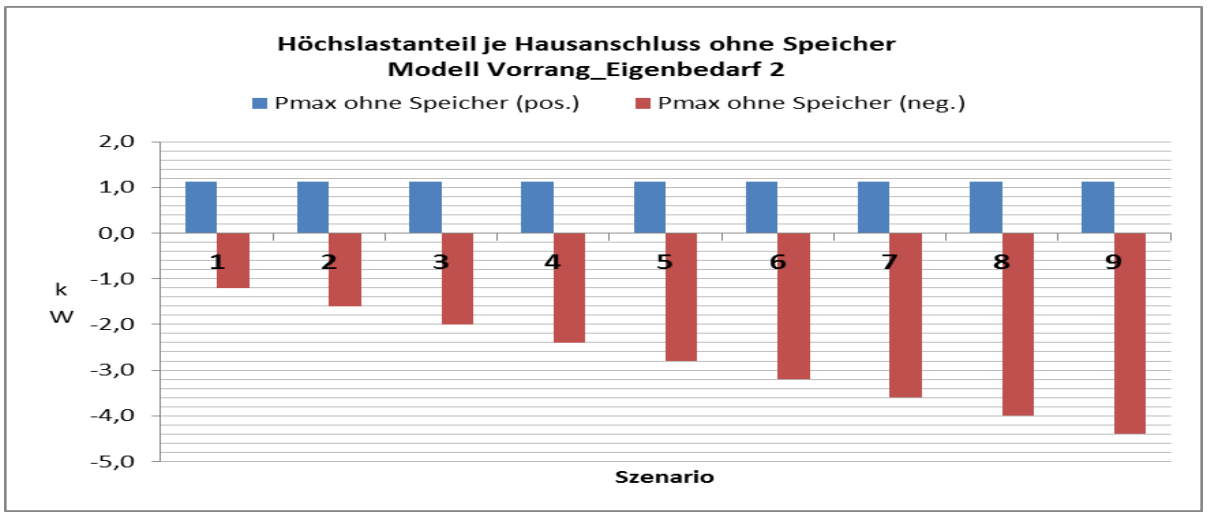

Abbildung 5.29 Höchstlastanteile je Hausanschluss. Referenznetz 5. Ein Hausanschluss mit Speicher und PVA ausgestattet. 1,3 Wohneinheiten je Hausanschluss. Modell ohne Speicher.

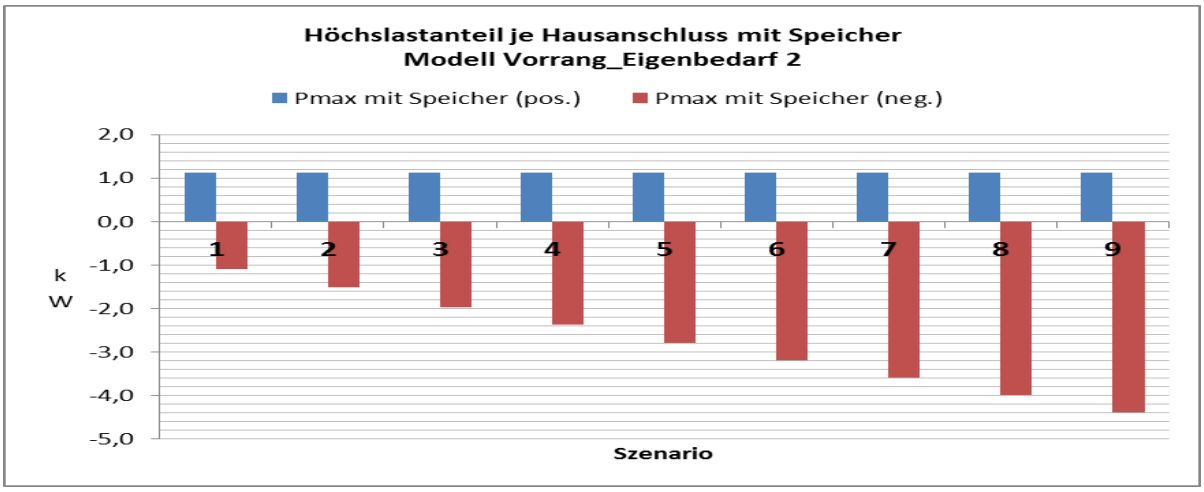

Abbildung 5.30 Höchstlastanteile je Hausanschluss. Referenznetz 5. Ein Hausanschluss mit Speicher und PVA ausgestattet. 1,3 Wohneinheiten je Hausanschluss. Modell mit Speicher.

Wenn nur wenige Hausanschlüsse in einem Netz eine Kombination aus PVA und Speicher haben, und diese möglichst in verschiedenen Netzsträngen liegen, kommt es auch hier, was die Leistung am Ortsnetztransformator betrifft, noch zu keinen Problemen. Allerdings basieren die Grenzen der Höchstlast pro Hausanschluss nicht nur auf den Leistungen am Transformator. Es geht auch um die Spannungen in den Netzen und die Dimensionierung Querschnitte der Zuleitungen und Hausanschlussleitungen. Wenn in einem Netzstrang alle Hausanschlüsse mit Speicher und PVA ausgestattet sind, aber in allen anderen Strängen keine Installationen solcher Art vorhanden sind, wird man am Ortsnetztransformator keine Auswirkungen spüren, aber alle weiteren Komponenten, wie Leitungen und Sicherungen, sowie die Spanungsqualität im betreffenden Netzstrang werden gegebenenfalls zu stark beansprucht.

Im Modell_Überlast vermeiden unterscheiden sich die Höchstlasten mit und ohne Speicher nicht. Das ist ersichtlich in den Abbildungen 6.57 – 6.60 im Anhang, sowie in den Abbildungen 5.29 und 5.30 unterhalb. In diesen Abbildungen sind auf der X – Achse die Szenarien und auf der Y – Achse die Lasten aufgetragen. Das es keinen Unterschied in der Werten der Diagramme gibt, liegt daran, dass sich in einer Simulation mit nur einem Netzteilnehmer keine Netzüberlasten ergeben können, was hier aber natürlich der entscheidende Parameter wäre. Allerdings lässt sich feststellen, dass es in den Referenznetzen 4 und 5 automatisch zu den auch schon in Abschnitt 5.3.2 zu sehenden Überlasten kommen würde, wenn alle Netzteilnehmer einspeisen und speichern würden. Wie in Abbildung 5.29 zu sehen, läge der Höchstlastanteil pro Hausanschluss in Szenario 9 dann bei 3,2 kW, ohne den Einsatz von Speichern. Wenn man nun rechnerisch den Wert in Szenario 9, nach dem Einsatz von den Speichern ermittelt, läge er nur noch bei 1,4 kW.

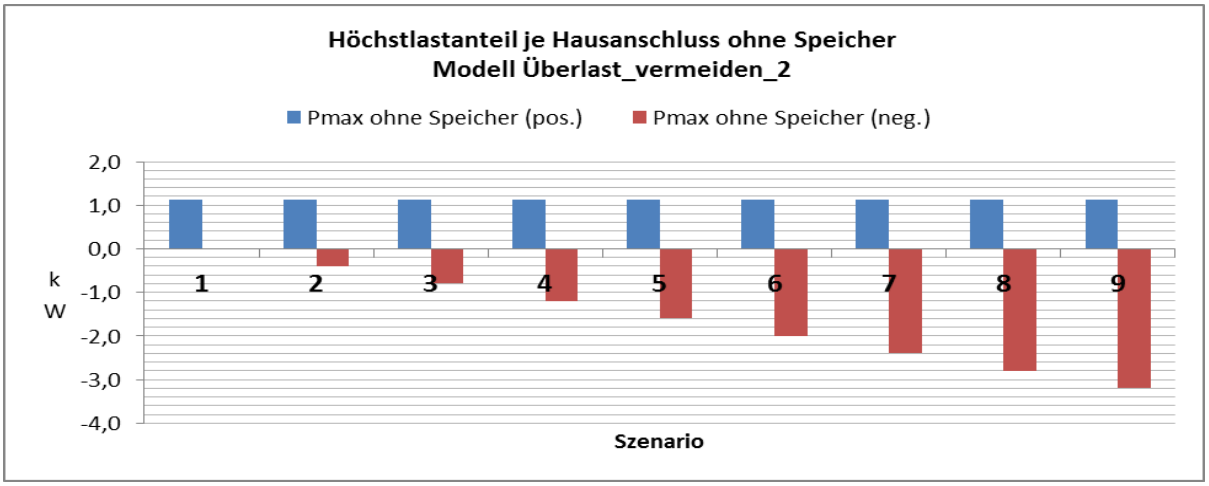

Abbildung 5.31 Höchstlastanteile je Hausanschluss. Referenznetz 5. Ein Hausanschluss mit Speicher und PVA ausgestattet. 1,3 Wohneinheiten je Hausanschluss. Modell ohne Speicher.

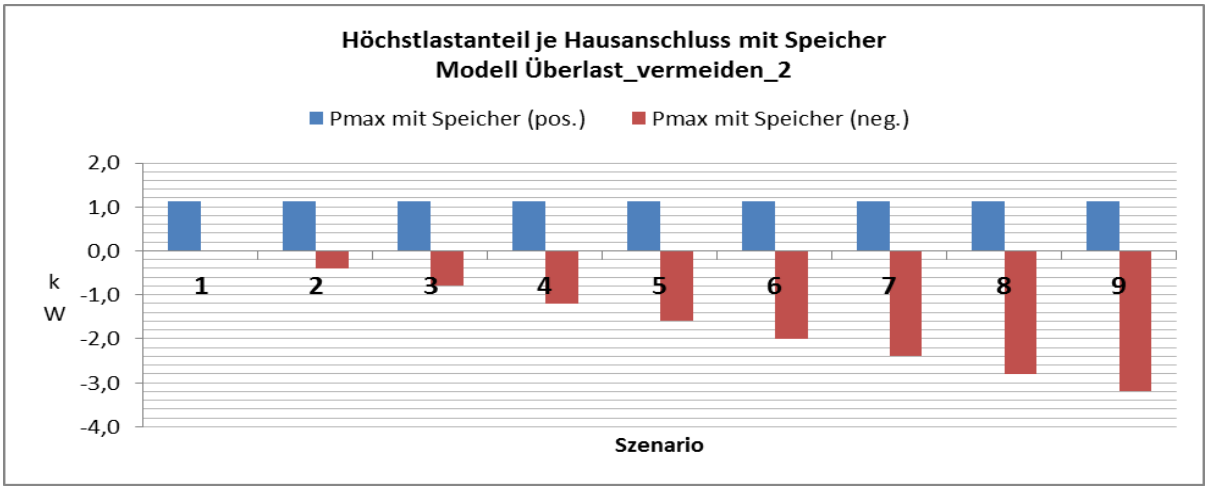

Abbildung 5.32 Höchstlastanteile je Hausanschluss. Referenznetz 5. Ein Hausanschluss mit Speicher und PVA ausgestattet. 1,3 Wohneinheiten je Hausanschluss. Modell mit Speicher.

Im Anhang in den Abbildungen 6.61 – 6. sind die Höchstlasten des Modells Speichern_nach_Preis abgebildet. Als Beispiele hier sind die Abbildungen 5.31 und 5.32 gewählt. Es handelt sich um die Höchstlasten je Hausanschluss im Referenznetz 5, Modell 2, mit voller Auslastung. Das heißt, jeder Hausanschluss hat einen Speicher und eine PVA installiert. Auf der X – Achse in diesen beiden Diagrammen sind die Szenarien aufgetragen und auf der Y – Achse die Belastung in kW. Die maximal zulässige Last in diesem Referenznetz beträgt 2,6 kW je Hausanschluss. Im Modell ohne den Einsatz von Speichern ist dieser Wert ab Szenario 5 überschritten. Der Einsatz der Speicher wirkt hier nicht entlastend. In Abbildung 5.32, also nach dem Speichereinsatz, liegt die Belastung schon ab Szenario 4 über dem Grenzwert.

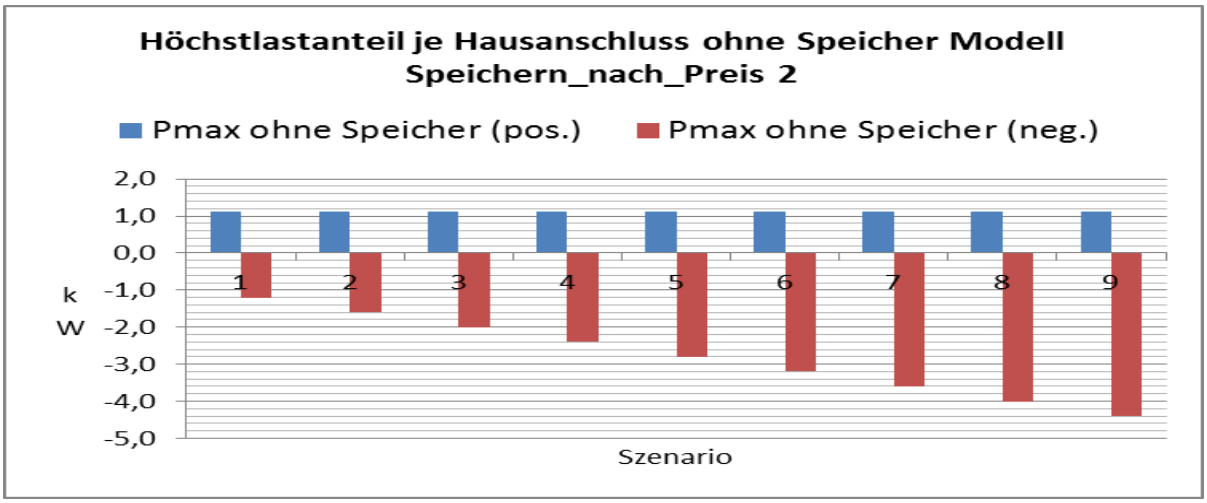

Abbildung 5.33 Höchstlastanteile im je Hausanschluss. Referenznetz 5. Ein Hausanschluss mit Speicher und PVA ausgestattet. 1,2 Wohneinheiten je Hausanschluss. Modell ohne Speicher.

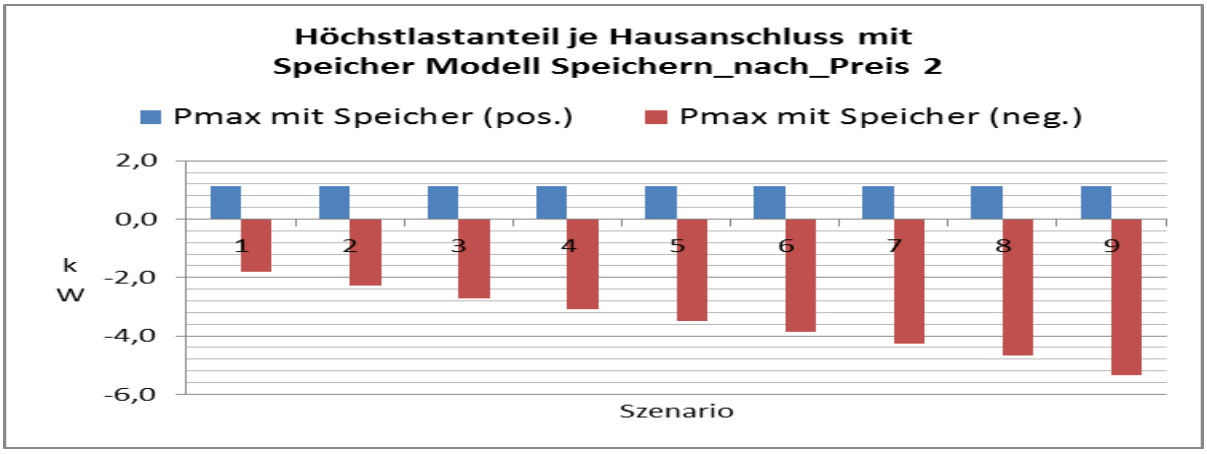

Abbildung 5.34 Höchstlastanteile im je Hausanschluss. Referenznetz 5. Ein Hausanschluss mit Speicher und PVA ausgestattet. 1,2 Wohneinheiten je Hausanschluss. Modell mit Speicher.

Im Anhang in den Abbildungen 6.61 – 6.70 sind die Höchstlasten pro Hausanschluss des Modells Kappung_30% abgebildet. Als Beispiele sind hier die Abbildungen 5.33 und 5.34 gewählt. Es handelt sich um die Höchstlasten je Hausanschluss im Referenznetz 5, Modell 2, mit voller Auslastung. Das heißt, jeder Hausanschluss hat einen Speicher und eine PVA installiert. Auf der X – Achse in diesen beiden Diagrammen sind die Szenarien aufgetragen und auf der Y – Achse die Belastung in kW. Die maximal zulässige Last in diesem Referenznetz beträgt 2,6 kW je Hausanschluss. Im Modell ohne den Einsatz von Speichern ist dieser Wert ab Szenario 5 überschritten. Der Einsatz der Speicher wirkt hier, anders als im vorigen Modell, entlastend. In Abbildung 5.32, also nach dem Speichereinsatz, kann man sehen, dass es in keinem Szenario mehr zu einer Überlast kommt.

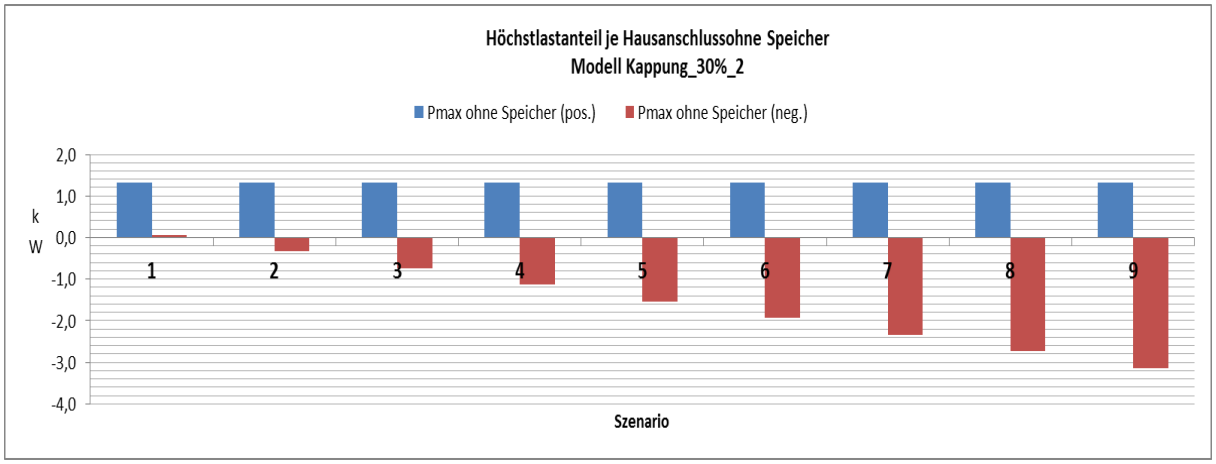

Abbildung 5.35 Höchstlastanteile im je Hausanschluss. Referenznetz 5. Ein Hausanschluss mit Speicher und PVA ausgestattet. 1,2 Wohneinheiten je Hausanschluss. Modell ohne Speicher.

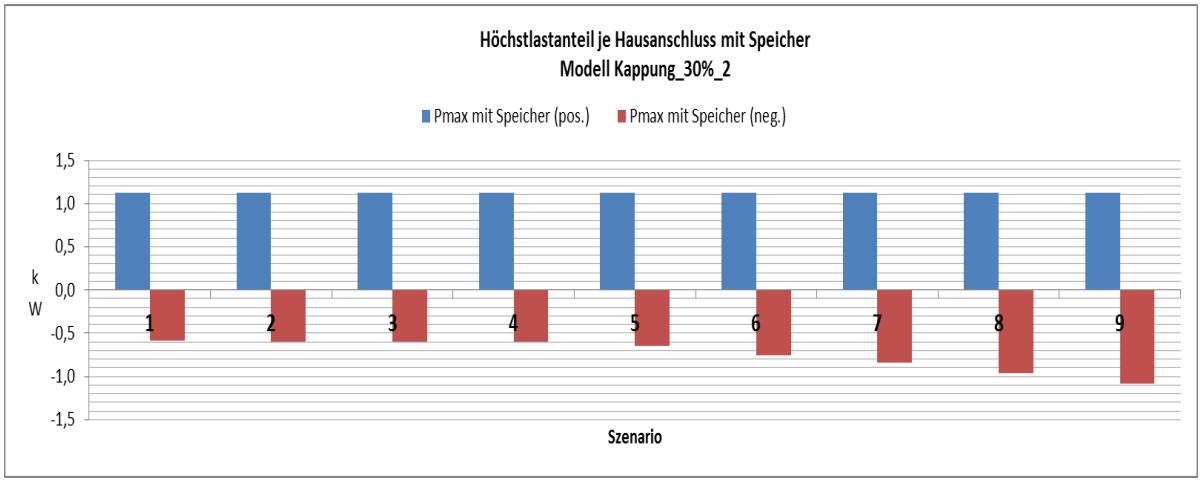

Abbildung 5.36 Höchstlastanteile im je Hausanschluss. Referenznetz 5. Ein Hausanschluss mit Speicher und PVA ausgestattet. 1,2 Wohneinheiten je Hausanschluss. Modell mit Speicher.

5.3.6 Spannungsfall

Die Spannung im Stromnetz gehört zu einem der wichtigsten Parameter für die Betriebssicherheit. Wie in Kapitel 3.2.2 erwähnt ist ein maximaler Spannungsfall von +/- 6 – 10 % der Versorgungsspannung in Deutschland zulässig [3.3]. Ist die Spannung an irgendeinem Punkt im Netz niedriger, kann es zum Ausfall von Betriebsmitteln kommen.

Das Referenznetz 5, Reihenhaussiedlung, war in allen Simulationen stark belastet, wenn eine große Anzahl der Hausanschlüsse mit einem Speicher und einer PVA ausgestattet waren. Es wurde nun rechnerisch die jeweils höchste Last je Hausanschluss für das Referenznetz 5 unter voller Belastung ermittelt, und für die Lastflussberechnung verwendet. Danach wurde in diesem Netz eine Lastflussberechnung in Neplan durchgeführt. Da die Ergebnisse für alle vier Modelle, in allen Varianten sehr ähnlich waren, ist die Abbildung 5.34 stellvertretend für alle Modelle verwendet worden.

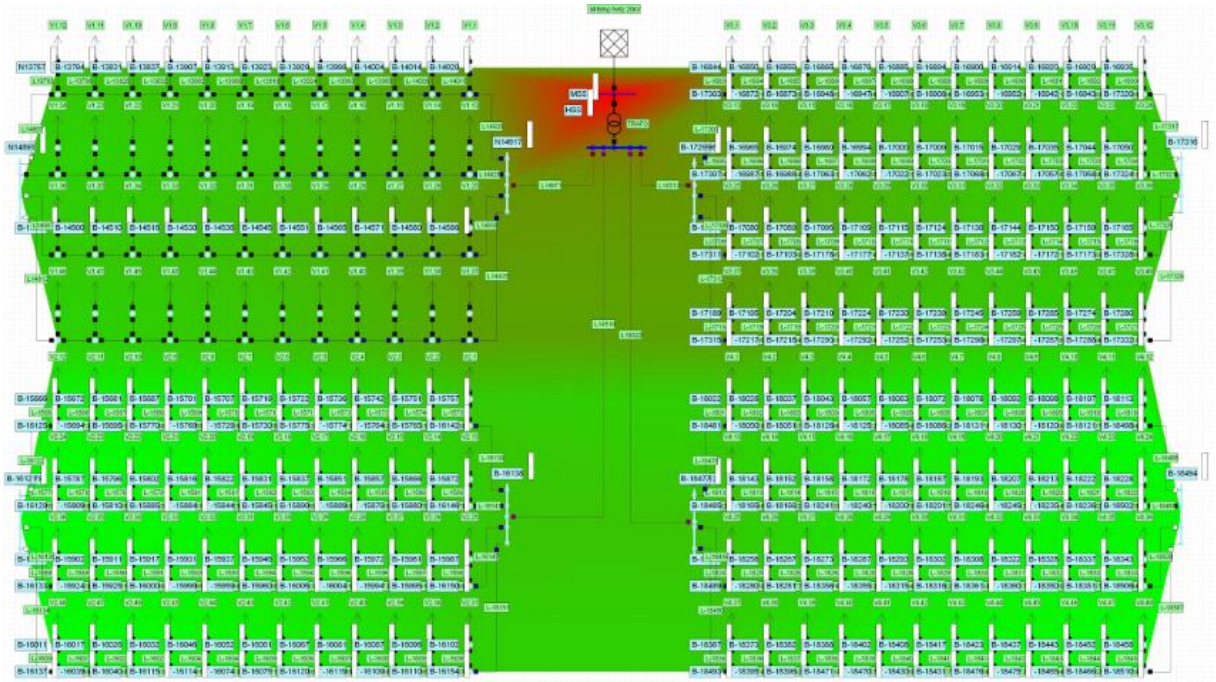

Abbildung 5.37. Spannungsfall, Modell Speichern_nach_Preis variabel, volle Auslastung, jeder Hausanschluss mit Speicher und PVA, Referenznetz 5, Reihenhaussiedlung.

In Abbildung 5.34, ist das Modell Speichern_nach_Preis, variables Modell mit voller Auslastung, also jeder Hausanschluss mit Speicher und PVA, dargestellt. Man sieht im oberen Bereich in der Mitte den Übergang vom Mittelspannungsnetz, über eine Sammelschiene auf den Ortsnetztransformator. Von hier aus gehen die Netzstrahlen in das Versorgungsgebiet. Jeweils zwei Netzstrahlen gehen nach links, beziehungsweise nach rechts weg. Jeder dieser Netzstrahlen geht wiederrum auf eine Sammelschiene und verteilt sich dann auf vier weitere Netzstrahlabschnitte. In den Tabellen 5.7 und 5.8 sind nochmal die wichtigsten Eigenschaften des Referenznetzes 5 abzulesen.

	Referenznetz 5
Stations-Transformator In kVA	630
Höchstlastanteil je Wohneinheit In kW	2,2
Höchstlastanteil Je Hausanschluss In kW (1)	2,6
Wohneinheiten je Hausanschluss	1,2
Anzahl der Hausanschlüsse	192
Hausanschlüsse je Netzstrahl	48
Hausanschlüsse je Netzstrahlabschnitt	12

Referenznetz	Leitungen u. Länge	Hausanschlussleitung und Länge
5	NAYY 4x150mm² Al; 730m	NAYY 4x50mm²; 8m

Tabelle 5.7 und 5.8 (Informationen (außer (1))aus [3.2]) Parameter der betrachteten Referenznetze.

Modell	Maximaler Spannungsfal
Vorrang_Eigenvebrauch ohne Speicher	3,94%
Vorrang_Eiegnverbrauch mit Speicher	3,94%
Überlast_vermeiden ohne Speicher	3,94%
Überlast_vermeiden mit Speicher	2,35%
Speichern_nach_Preis ohne Speicher	3,94%
Speichern_nach_Preis mit Speicher	3,96%
Kappung_30% ohne Speicher	3,94%
Kappung_30% mit Speicher	2,13%

Tabelle 5.9. Ergebnisse der Lastflussberechnung für das Referenznetz 5, variables Modell unter Verwendung der vorkommenden Höchstlasten aus den Simulationen.

Die Ergebnisse, welche in Tabelle 5.9 dargestellt sind, spiegeln in ihrer Reihenfolge die Ergebnisse aus den vorherigen Untersuchungen wider. Ist die Belastung hoch,ist auch der Spannungsfall hoch. In den Modellen ohne Speicher ist er zum Beispiel höher als in den Modellen mit Speicher, wenn die Speicher zur Entlastung des Netzes beitragen, wie in den Modellen Kappung_30% oder Überlast_vermeiden. Umgekehrt verhält es sich, wenn die Speicher zu höheren Netzbelastungen beitragen, wie im Modell Speichern_nach_Preis.

Trotzdem ist in allen Modellen der Spannungsfall gering und in einem völlig akzeptablen Rahmen. Das hat mit der Länge der Leitungen und ihrem Querschnitt zu tun. Bei ausreichendem Querschnitt und einer ausreichend dimensionierten Länge des Netzstrahls, sowie einer Beschränkung der maximalen Anzahl der Hausanschlüsse, wie es in der Modellierung von Referenznetzen und später auch in der praktischen Umsetzung passiert, ist also nicht mit einem zu starken Spannungsfall zu rechnen.

5.4 Fazit aus den einzelnen Modellen

5.4.1 Modell Vorrang_Eigenbedarf

Das Problem dieses Modells ist, dass es sich, nachdem die Speicher ihre Kapazitätsgrenze erreicht haben, genau wie ein Modell ohne Speicher verhält. Das Netz wird ab einer gewissen Zahl von PVA und Speicher im Netz genauso überlastet, als wären keine Speicher vorhanden. Die Speicher sind für den Verbraucher ein Vorteil. Er kann bei seiner Stromversorgung Geld sparen. Für den Netzbetreiber sind Sie ein Nachteil, da Sie das Netz nicht entlasten. Er muss bei ihrem Einsatz sowohl auf die Zahlungen der Verbraucher verzichten, als auch auch Maßnahmen treffen, um die Stabilität des Netzes zu gewährleisten.

Die in den Modellen verwendeten Speichergrößen spiegeln die im Moment auf dem Markt vorhandene Situation wider. Sollte ein Netz durch die Speicher komplett entlastet werden, vor allem wenn man davon ausgeht, dass irgendwann jeder Haushalt eine PVA und einen Speicher hat, müssten die Speicher so groß sein, dass immer die ganze PV Leistung eingespeichert werden kann. Das ist aber aus wirtschaftlichen Gründen nicht sinnvoll. Natürlich kommt es erst ab einer gewissen Auslastung mit Speichern und PVA pro Hausanschluss zur Überlast. Jedoch ist es nicht unwahrscheinlich, dass sich diese Situationen, gerade in den besonders gefährdeten Netzgebieten, einstellen. Besonders gefährdet sind die Referenznetze 2,3,4,5, die Netze der Dörfer und Vorstädte. Also immer die Gebiete mit wenigen Wohneinheiten pro Hausanschluss, größeren Kabellängen und aus historischen Gründen meist nicht so stark ausgelegten Netzen. Aber da die Netzparität der PVA schon erfolgt ist und die Preise für die Speicher sinken, ist diese Art der Energieerzeugung eine günstige Alternative sich vor hohen Strompreisen durch den Netzanbieter zu schützen. Dieser hat dann das Problem, dass seine Netze stark belastet werden und seine Einnahmen durch den hohen Selbstversorgungsgrad der einzelnen Haushalte sinken.

5.4.2 Modell Überlast_vermeiden

Das Netz wird in allen Referenznetzen, Modellen und Szenarien mit Speichern im Gegensatz zu denen ohne Speicher optimal entlastet. Ein Problem, dass auf den ersten Blick gar nicht als solches wirkt, sind die selten vorkommenden Überlasten. Diese treten auch hier in den Dorfnetzen oder den Vorstadtnetzen auf, allerdings erst ab sehr hohen Auslastungen mit Speichern und PVA je Hausanschluss. Das spricht natürlich für die Auslegung der deutschen Niederspannungsnetze und die Qualität dieser. Die Preise pro kWh Kapazität eines Speichers liegen aber viel zu hoch, als dass sich jemand einen solchen in den Keller stellt und dieser sich über eine Lebensdauer von 20 Jahren nicht amortisiert. Das Ganze dann auch nur um im Extremfall ein Netz zu entlasten, welches er über den Strombezugspreis schon mitfinanziert. Zudem gehen ihm in solchen Überlastzeiten auch noch die Einnahmen durch die Photovoltaik verloren. Hier müsste ein anderer Anreiz geschaffen werden, vielleicht durch eine Förderung wie im Kapitel zur Wirtschaftlichkeit erwähnt. Es müssten in solchen Überlastzeiten hohe Preise für die eingespeicherte Energie gezahlt werden. Ähnlich wie für

die Bereitstellung von Regelenergie. Schließlich sorgt der Speicherbesitzer im Endeffekt für die Versorgungssicherheit im Netz und erspart dem Netzbetreiber eventuelle Kosten für den Netzausbau.

5.4.3 Modell Speichern_nach_Preis

Die Zeiten, in welchen die Energie an der Strombörse über dem Jahresmittelwert liegt, sind sehr gering. Ein Einsatz von Speichern ist nach diesem Modell nicht sehr lukrativ, da man durch die Einspeicherung kaum mehr Geld verdienen kann als ohne. Auch für die Entlastung der Netze sind die Speicher in diesem Model nichts wert. Der Preis ist nicht immer dann niedrig wenn die Netzbelastung ihre Spitzen hat. Und so wird das Netz in diesen Fällen nicht von den Speichern entlastet. Ist der Fall umgekehrt und der Preis ist bei hoher Einspeisung niedrig, sind die Speicher gerade im Sommer schnell voll, da sie meistens vorher schon ein gewissen Füllstand hatten. Dieses Modell ist aber schon ein gewisser Fingerzeig auf das Vergütungsmodell der Direktvermarktung. Es zeigt sich also, dass wenn die Preise für Energiespeicher nicht drastisch fallen, ein Modell dieser Art, mit Speicher und PVA, wobei letztere die Netzparität gerade erreicht haben, kaum Zukunft hat. Es wird für die Betreiber von Photovoltaikanlagen, bei sinkenden Vergütungen schon schwer genug mit ihrer Anlage Geld zu verdienen. Lukrativ würde ein solches Modell erst dann ,wenn, und die Entwicklung zeigt schon einen solchen Trend auf, die Preise für die Einspeisung der dezentral produzierten Energie zu Hauptlastzeiten gering ist. In diesem Fall könnten die Anlagenbetreiber die Speicher zu einer Lastverschiebung nutzen, und ihren Gewinn so maximieren. Das geht mit einer Preisreduktion der Speicher und mit einer Verfügbarkeit größerer Kapazitäten einher.

5.4.4 Modell Kappung_30%

Das Netz wird in allen Referenznetzen, Modellen und Szenarien mit Speichern im Gegensatz zu denen ohne Speicher optimal entlastet. Das größte Problem dieses Modells ist natürlich die Energie, die verloren geht, wenn die Speicher voll sind aber die Photovoltaikeinspeisung noch über 30% Peak liegt. Hier geht dem Anlagenbetreiber Geld verloren, was dazu führt. dass sich ein Einsatz der Speicher wirtschaftlich, ohne eine Förderung, nicht rentiert. Man kann damit rechnen, dass die verfügbaren Speicherkapazitäten in Zukunft ansteigen. Jedoch werden Sie nicht in einem wirtschaftlich akzeptablen Rahmen der Art steigen, dass dieses Modell, ohne eine Förderung, verlustlos arbeiten kann. Wie viel ein Speicher pro kWh Kapazität kosten dürfte, wird in einem Beispiel erklärt; denn die Investitionskosten für den Speicher sind das Hauptproblem.

Im betrachteten Modell, Modell 2, Szenario 9, muss man durch die Verwendung von Speicher und PVA pro Jahr nur noch 248 € statt 1323 € an das EVU bezahlen. Der Speicher hat eine Lebensdauer von 4,3 Jahren. So liegen die Einsparungen bei 4300 €. Die PVA kostet auf die Lebensdauer des Speichers bezogen 2064 €. Ein Speicher dürfte also 2232 €, statt heute 5340 € kosten, um in diesem Modell kostenneutral zu arbeiten. Es ist jedoch anzunehmen, dass in den nächsten Jahren auch die Preise für die PV – Technologie weiter

fallen werden, und der Strompreis weiter steigen wird. Das heißt, die Speichertechnologie muss im Preis nicht so stark fallen wie im Beispiel.

5.5 Generelles Fazit/Ausblick

Zu sehen ist ein besonderes Problem bei dezentral produzierter, eingespeister und gespeicherter Energie, in den Referenznetzen 2 Dörfer mit überwiegend Gehöften, 3 Ein- und Zweifamilienhaussiedlung niedriger Dichte, 4 Einfamilienhaussiedlung hoher Dichte und Dorfkern und 5 Reihenhaussiedlung. Das sind die Netze, in welchen wenige Wohneinheiten pro Hausanschluss vorliegen, in welchen die Leitungswege lang sind und welche aus historischen Gründen schon stärker belastet sind. Dass die Werte für den Spannungsfall im getesteten Referenznetz im Rahmen liegen spricht zwar für die Netze, allerdings sind die Referenznetze nur Beispiele, wenn auch gute. Es wird immer noch irgendwo schwächere Netze geben und dann immer an der Belastungsgrenze ohne einen Puffer zu arbeiten ist gefährlich. Wenn die Tendenz allerdings zu einer durchweg hohen Belastung geht, können auch schon niedrige dauerhafte Spannungsfälle zum Problem werden. Diesen Trend kann man im Kapitel 5.2.5 sehr gut beobachten. Die Höchstlasten pro Hausanschluss, die in den Referenznetzen vorgegeben werden, sind hier in den gefährdeten Netzen alle deutlich überschritten. Auch wenn sich dies nicht direkt auf alle Parameter der Netze auswirkt, kann es über einen längeren Zeitraum betrachtet zu Problemen führen.

Natürlich wurde in dieser Arbeit oft mit dem Fall der vollen Auslastung, also alle Hausanschlüsse mit PVA und Speicher, gearbeitet. Dieser Fall ist aber in absehbarer Zukunft vor allem in den besonders gefährdeten Netzgebieten zu erwarten. Diese Netzgebiete werden meistens von der zahlungskräftigeren Bevölkerungsschicht bewohnt. Auch handelt es sich in diesen Gebieten oft um Eigentümer und nicht um Mieter. Diese haben natürlich ein besonderes Interesse daran die Stromkosten zu senken oder Gewinn mit ihrer Anlage zu machen. Wenn die Preise für die benötigten Technologien weiterhin fallen und im Gegensatz dazu die Strompreise steigen, werden sich immer mehr für eine PVA und einen Speicher entscheiden.

Dann ist es für die Netzbetreiber sehr wichtig ein Modell zu haben, welches für beide Seiten von Nutzen ist. Die Verbindung von Eigenverbrauch und Kappung würde sich meiner Meinung nach hier besonders anbieten.

Ein solches Modell könnte so aussehen. Zuerst wird die PV Leistung für den Eigenbedarf verwendet, überschreitet die erzeugte PV Leistung am frühen Vormittag den eigenen Bedarf oder die Kappungsgrenze, werden die Speicher geladen. Erst wenn die Speicher voll sind muss die PV Leistung gedrosselt oder ganz abgeregelt werden. Weiterhin sollte aber in dieser Situation der Eigenbedarf aus der erzeugten PV Leistung gewonnen werden. Sinkt die Produktion wieder unter die Kappungsgrenze wird der vorhandene Rest, abzüglich dem Eigenbedarf, eingespeist. Ist keine PV Leistung mehr vorhanden wird die Energie für den Verbrauch aus den Speichern entnommen. Erst wenn auch diese leer sind, muss Leistung aus dem Netz bezogen werden. Mit dieser Lösung müssten die Hauseigentümer oder Bewohner, je nach Größe ihres Speichers, nur noch einen sehr geringen Anteil an Stromkosten bezahlen

und die Netze wären optimal entlastet. Wie sich die Situation dann für den Netzbetreiber entwickelt ist fraglich. Wahrscheinlich käme er um einen Netzausbau herum, jedoch würden auch seine Einnahmen drastisch fallen. Ob sich das wirtschaftlich für ihn lohnt bleibt abzuwarten.

Dass Energiespeicher nicht immer die optimale Lösung zur Netzentlastung sind, hat sich in dieser Arbeit aber auch gezeigt. Sollten sich die Speicher- und die PVA – Betreiber egoistisch verhalten und immer contra Netzentlastung arbeiten, kann schnell der Fall eintreten, dass die Netze mit Speichern noch stärker belastet werden als ohne. Wenn sich Geld mit den Speichern verdienen lässt, oder mit einer Kombination aus PVA und Speichern, kann sich der Ansatz der Entlastung durch Speicher schnell in einen Belastungsfall umkehren. Der Punkt darf nicht verpasst werden, in welchem eine gesetzliche Regelung für diese Ansätze geschaffen wird. Auch ist es enorm wichtig, die Technologien dafür bereitzustellen, beziehungsweise zu entwickeln. Hier sind bereits Ansätze, mit Smart Grid und Smart Meter, neuen Speichertechnologien und Förderungsmodellen. Jedoch könnten Speicher in Niederspannungsnetzen in Zukunft auch in ganz anderer Weise genutzt werden. Ob dann vom Netzbetreiber oder von privaten Anbietern, ist offen. So können sich viele Eigentümer von Speichern und PVA in sogenannten virtuellen Kraftwerken zusammenschließen oder es lassen sich Speicher zur Bereitstellung von Regelenergie nutzen. Doch dies sind Themen welche den Rahmen dieser Arbeit gesprengt hätten.

6 Anhang

Überlast

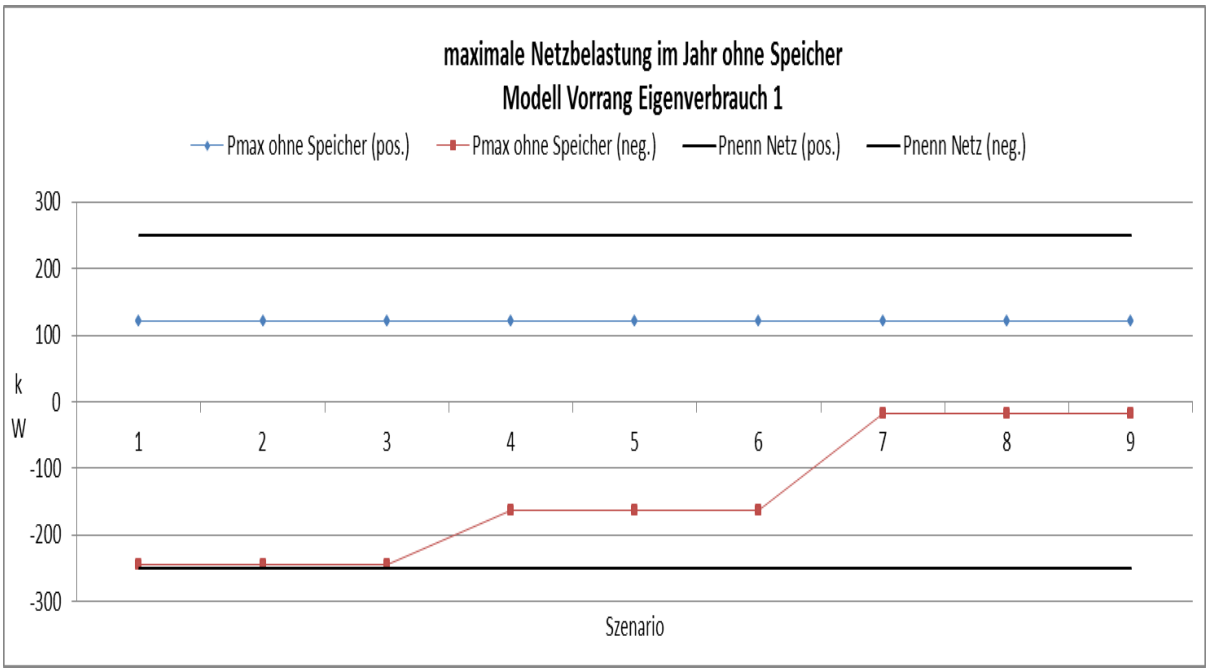

Abbildung 6.1 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 2. 1, 8 Wohneinheiten je Hausanschluss. Alle Hausanschlüsse mit Speicher und PVA. Fixes Modell ohne Speicher.

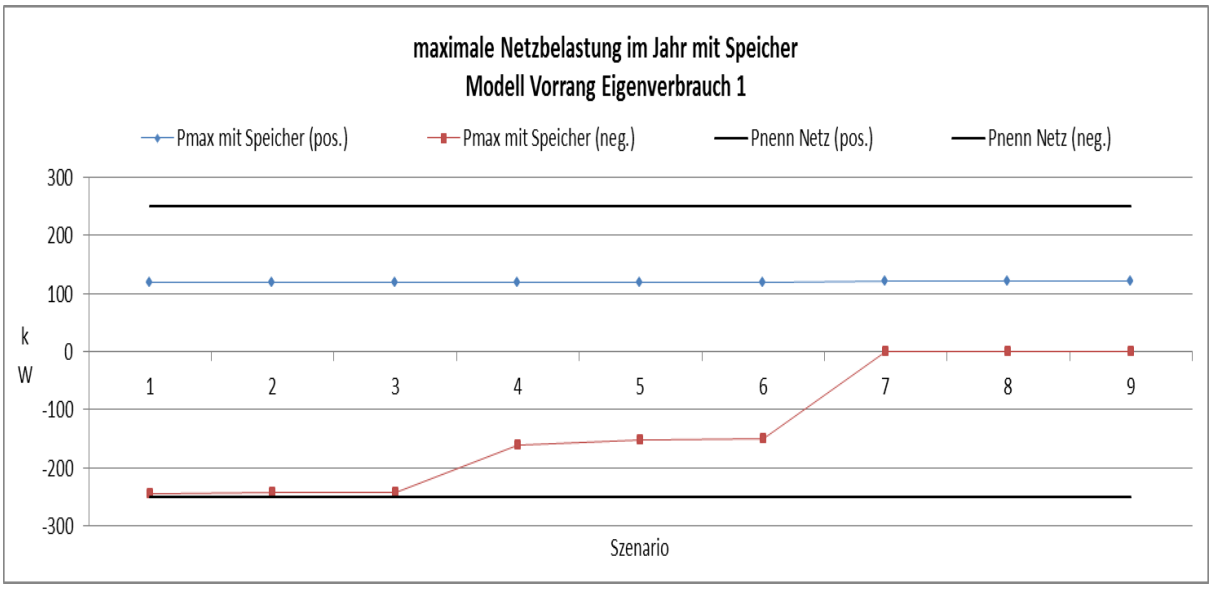

Abbildung 6.2 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 2. 1, 8 Wohneinheiten je Hausanschluss. Alle Hausanschlüsse mit Speicher und PVA. Fixes Modell mit Speicher.

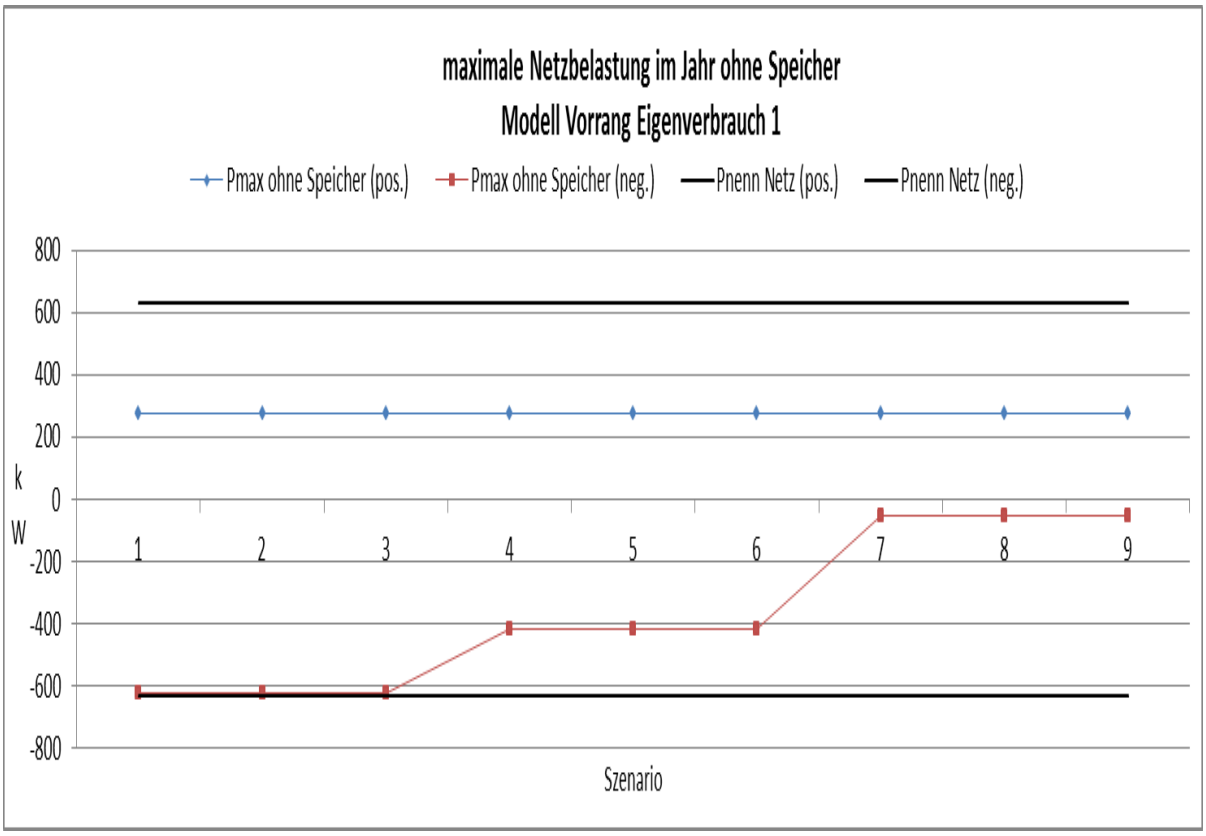

Abbildung 6.3 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 4. 1, 4 Wohneinheiten je Hausanschluss. 75 % aller Hausanschlüsse mit Speicher und PVA. Fixes Modell ohne Speicher.

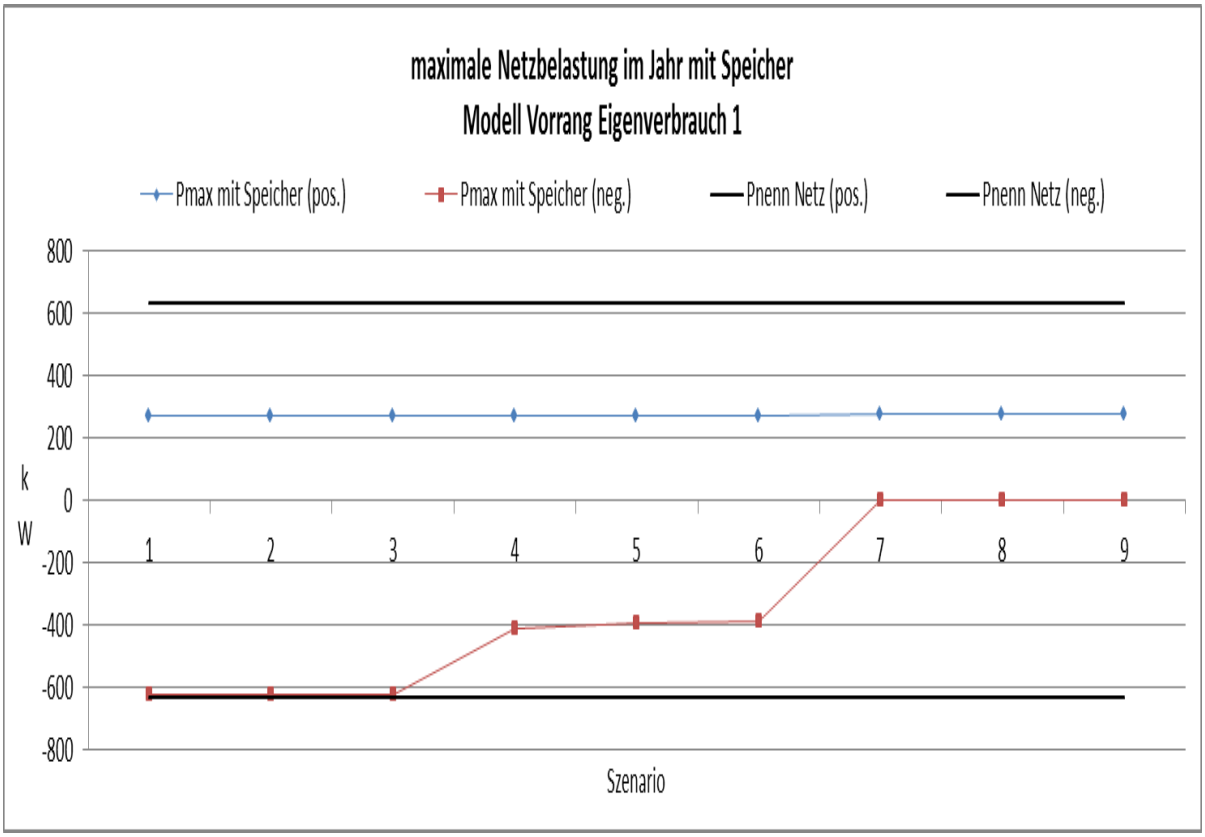

Abbildung 6.4 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 4. 1, 4 Wohneinheiten je Hausanschluss. 75 % aller Hausanschlüsse mit Speicher und PVA. Fixes Modell mit Speicher.

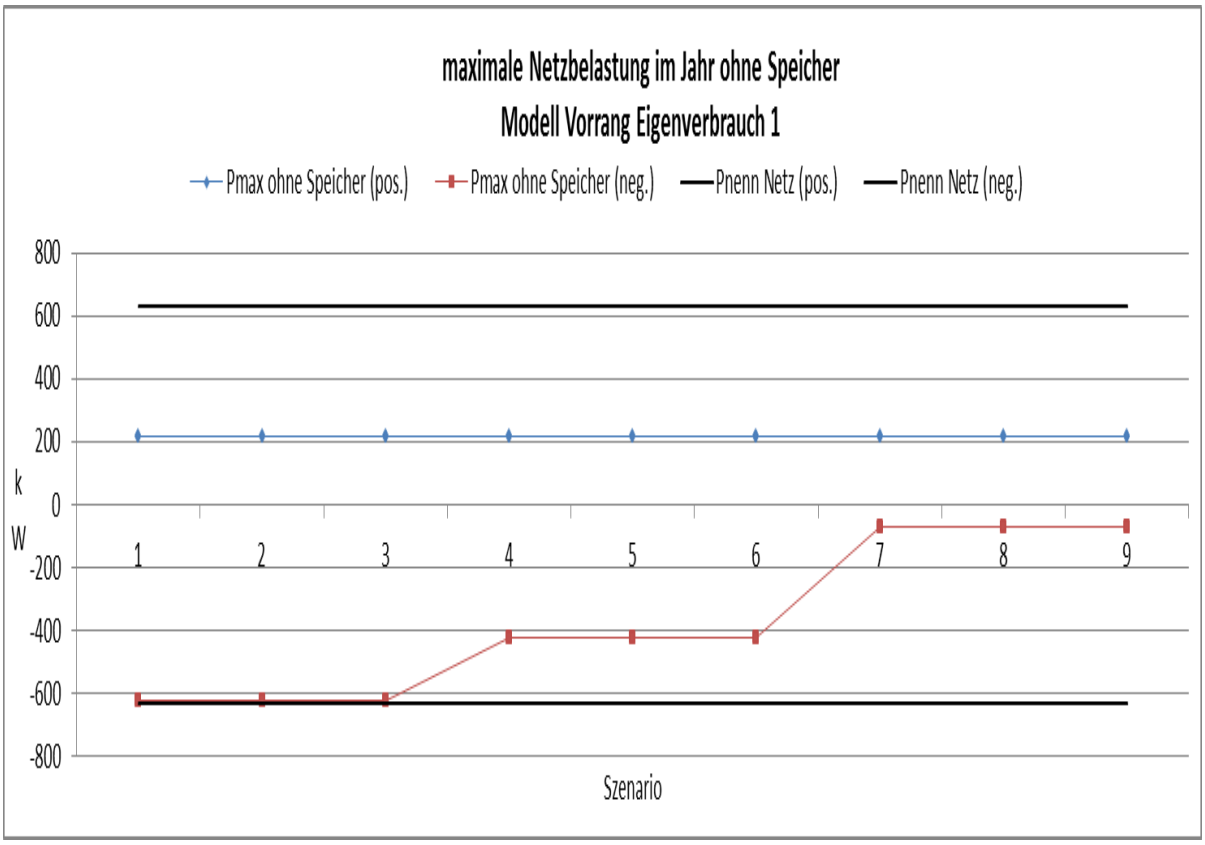

Abbildung 6.5 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 5. 1, 2 Wohneinheiten je Hausanschluss. 91 % aller Hausanschlüsse mit Speicher und PVA. Fixes Modell ohne Speicher.

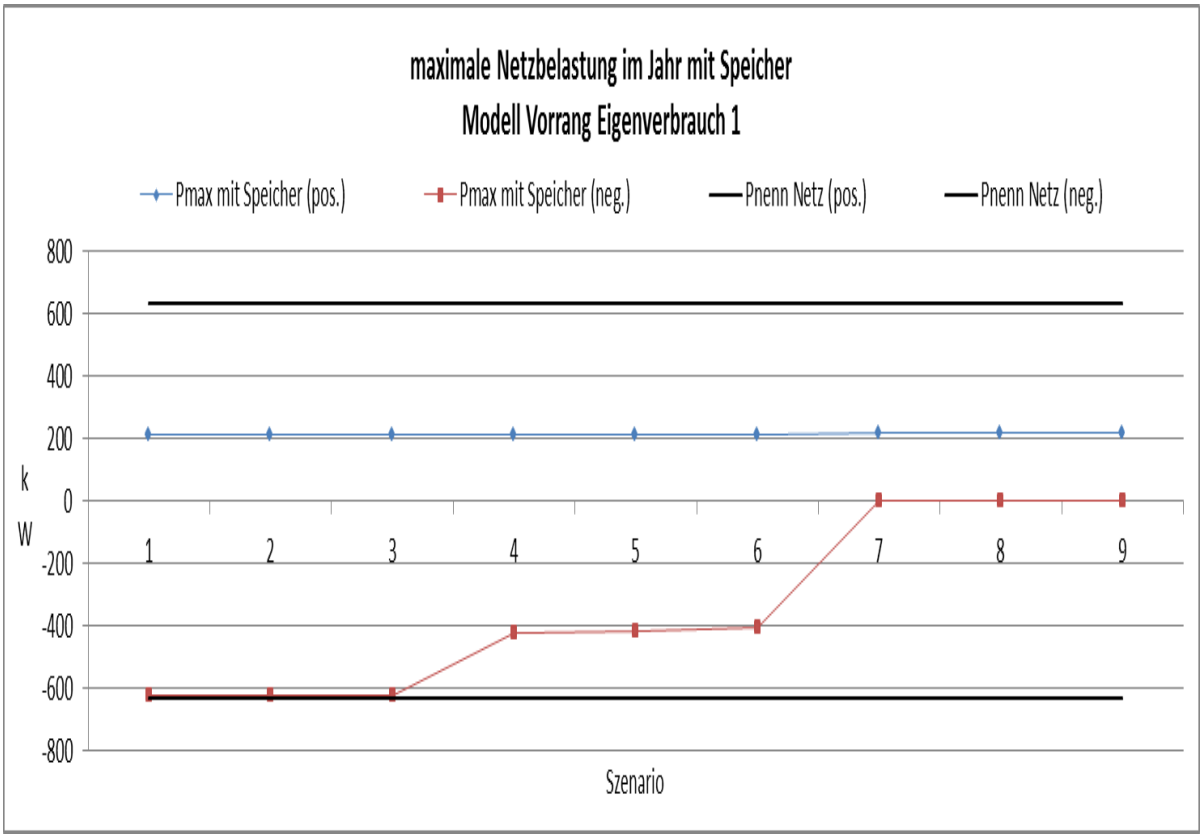

Abbildung 6.6 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 5. 1, 2 Wohneinheiten je Hausanschluss. 91 % aller Hausanschlüsse mit Speicher und PVA. Fixes Modell mit Speicher.

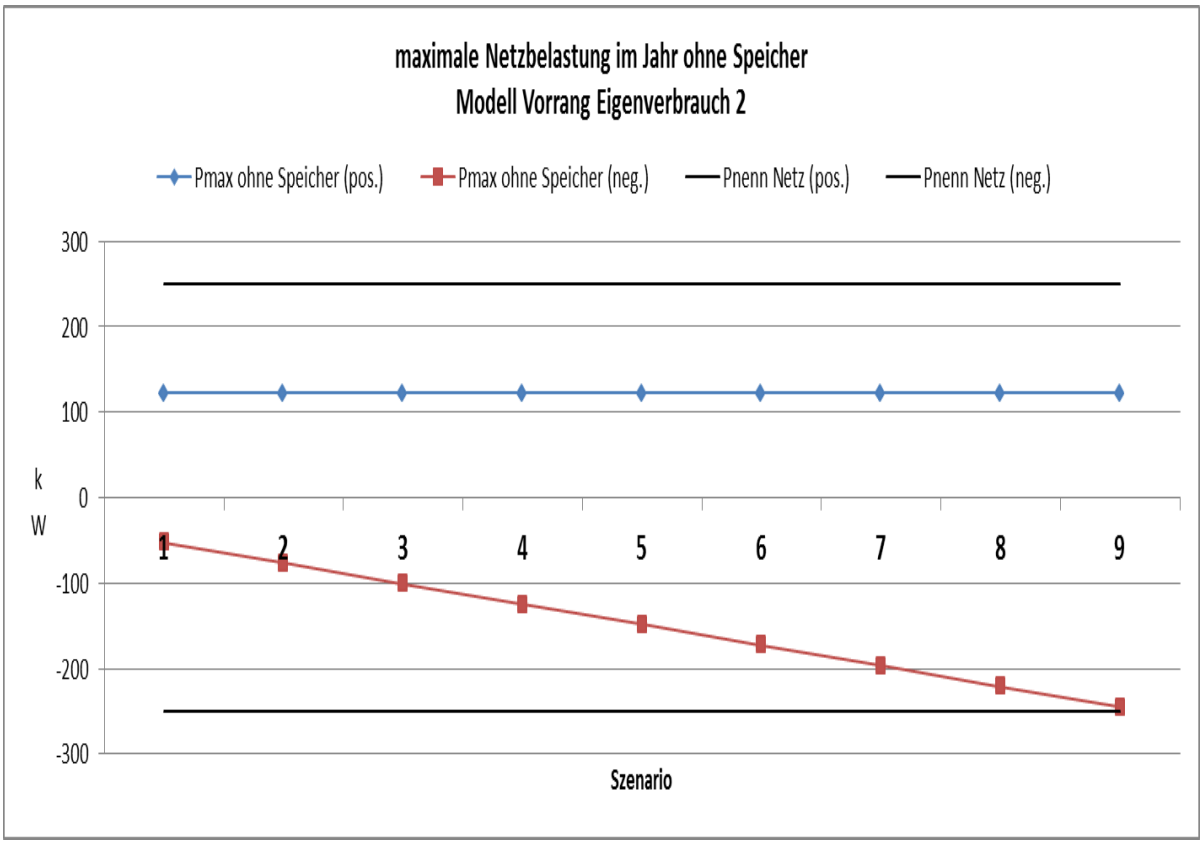

Abbildung 6.7 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 2. 1, 8 Wohneinheiten je Hausanschluss. 83 % aller Hausanschlüsse mit Speicher und PVA. Variables Modell ohne Speicher.

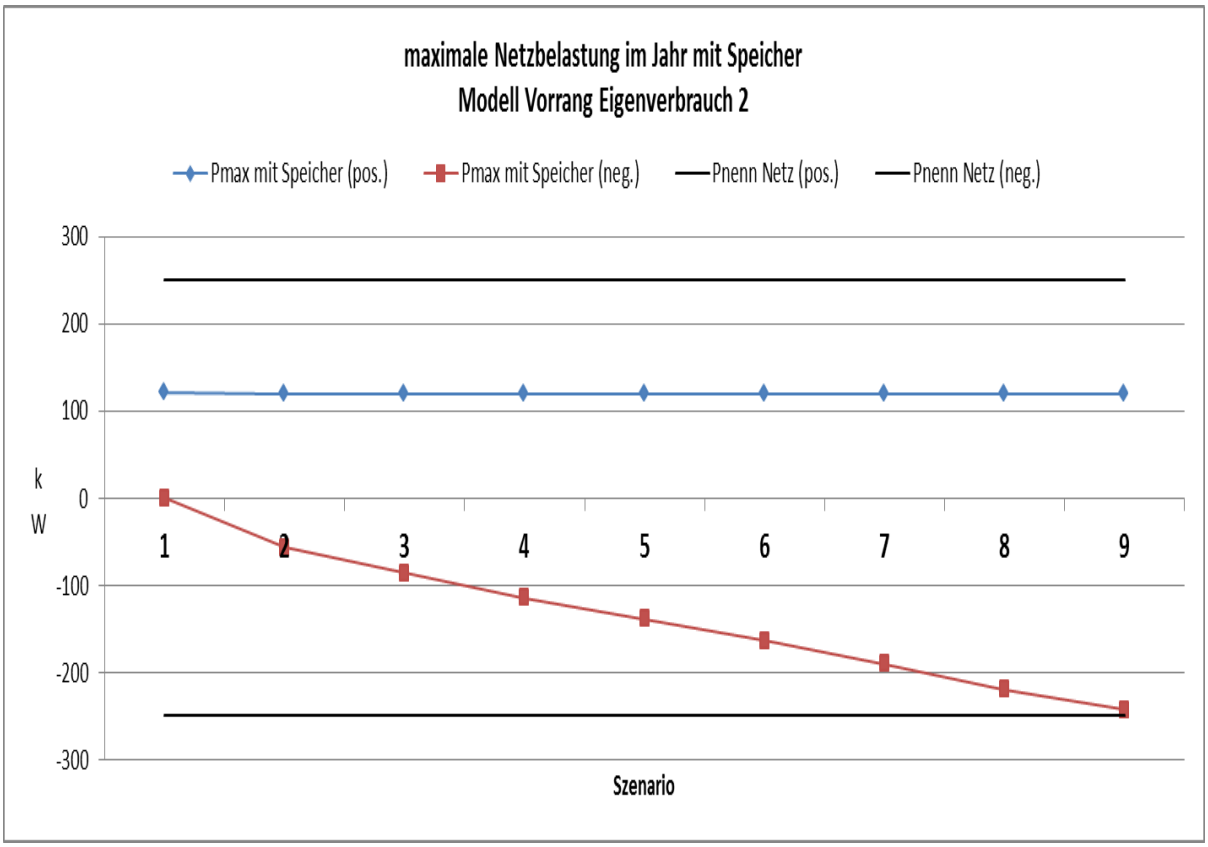

Abbildung 6.8 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 2. 1, 8 Wohneinheiten je Hausanschluss. 83 % aller Hausanschlüsse mit Speicher und PVA. Variables Modell mit Speicher.

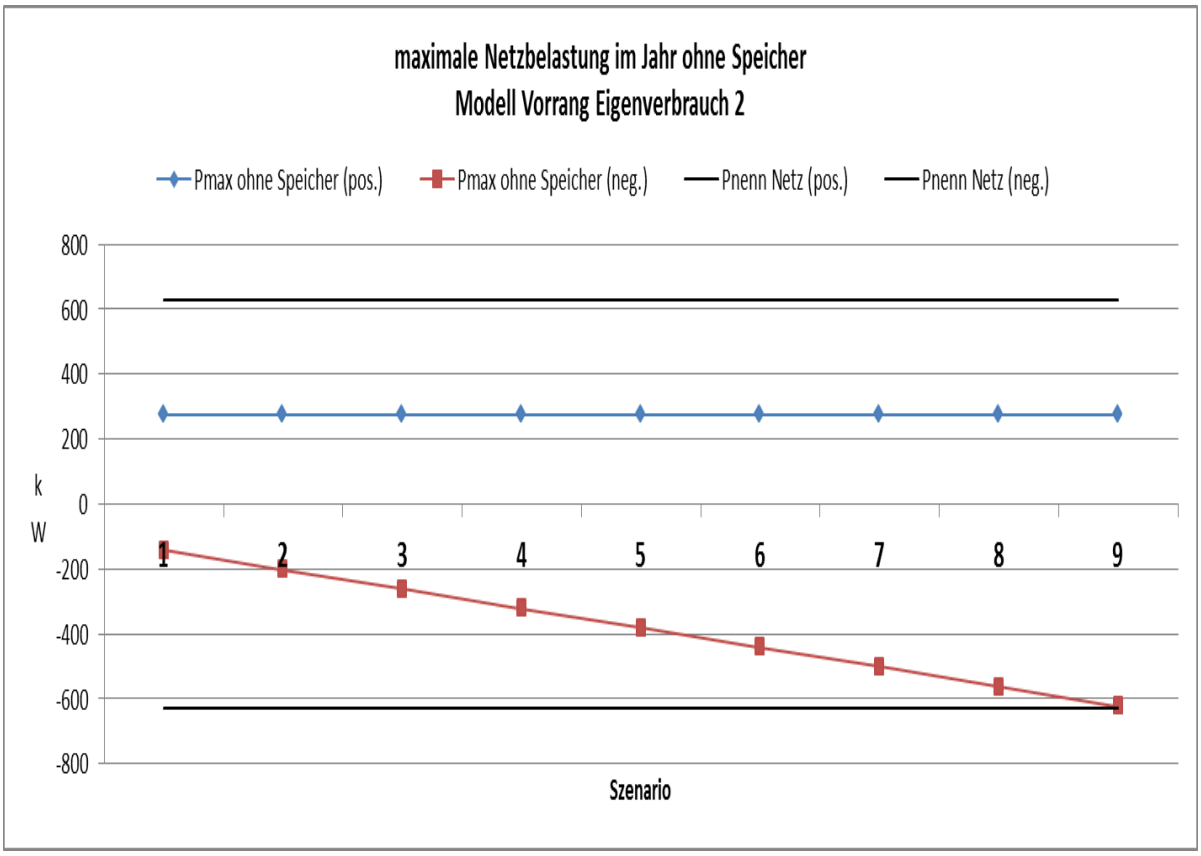

Abbildung 6.9 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 4. 1, 4 Wohneinheiten je Hausanschluss. 83 % aller Hausanschlüsse mit Speicher und PVA. Variables Modell ohne Speicher.

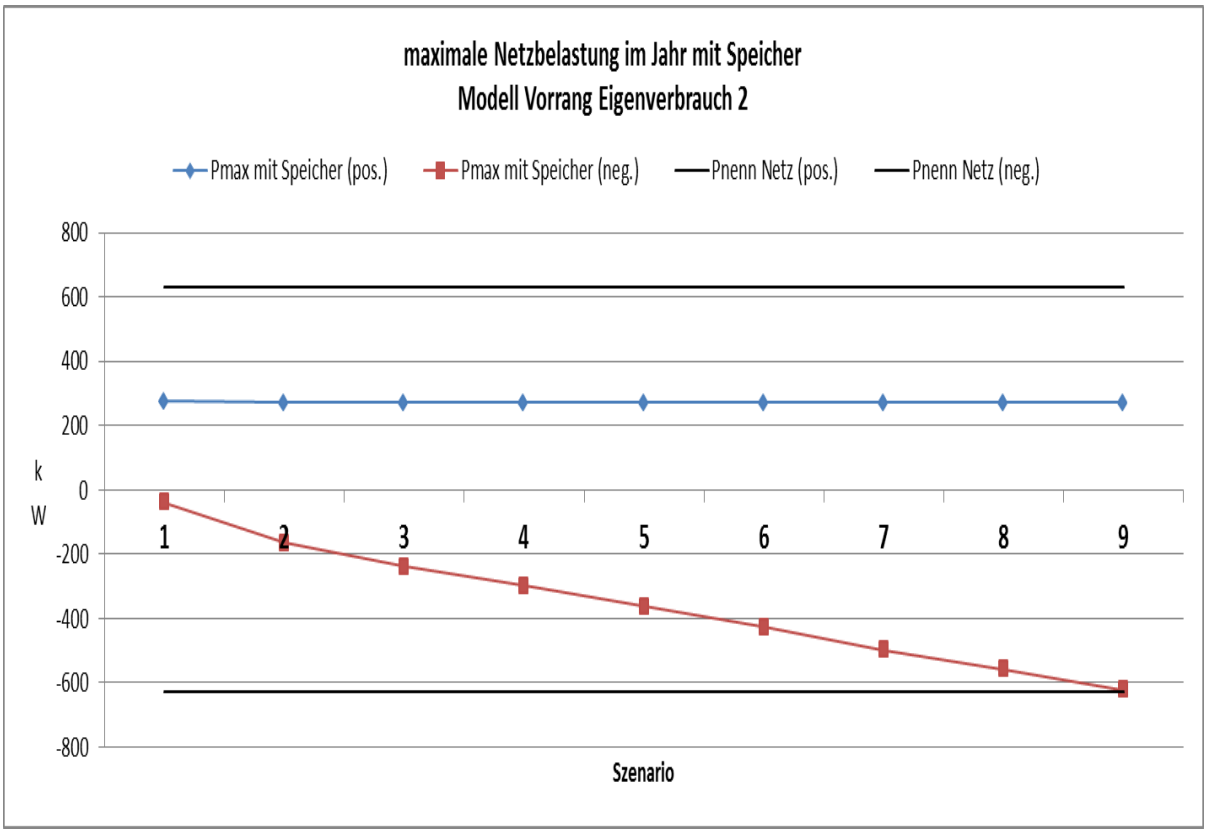

Abbildung 6.10 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 4. 1, 4 Wohneinheiten je Hausanschluss. 83 % aller Hausanschlüsse mit Speicher und PVA. Variables Modell mit Speicher.

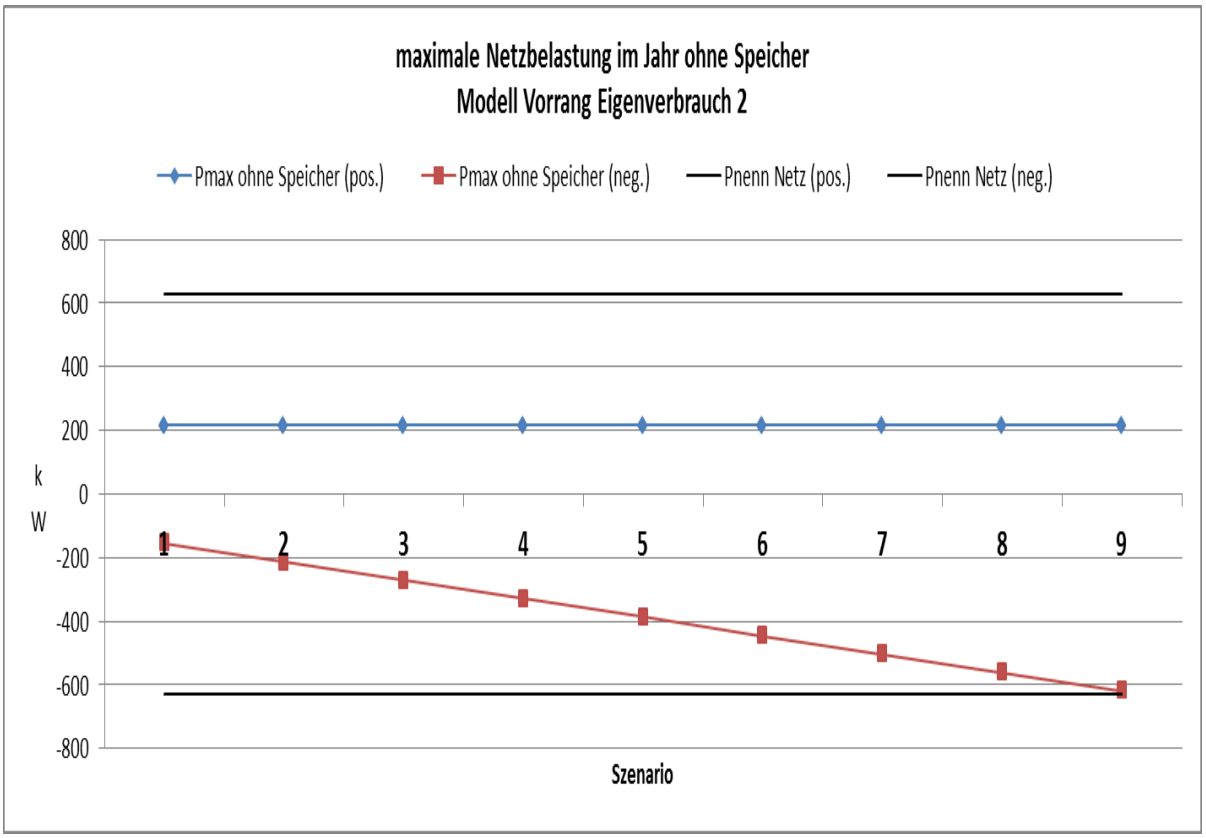

Abbildung 6.11 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 5. 1, 2 Wohneinheiten je Hausanschluss. 75 % aller Hausanschlüsse mit Speicher und PVA. Variables Modell ohne Speicher.

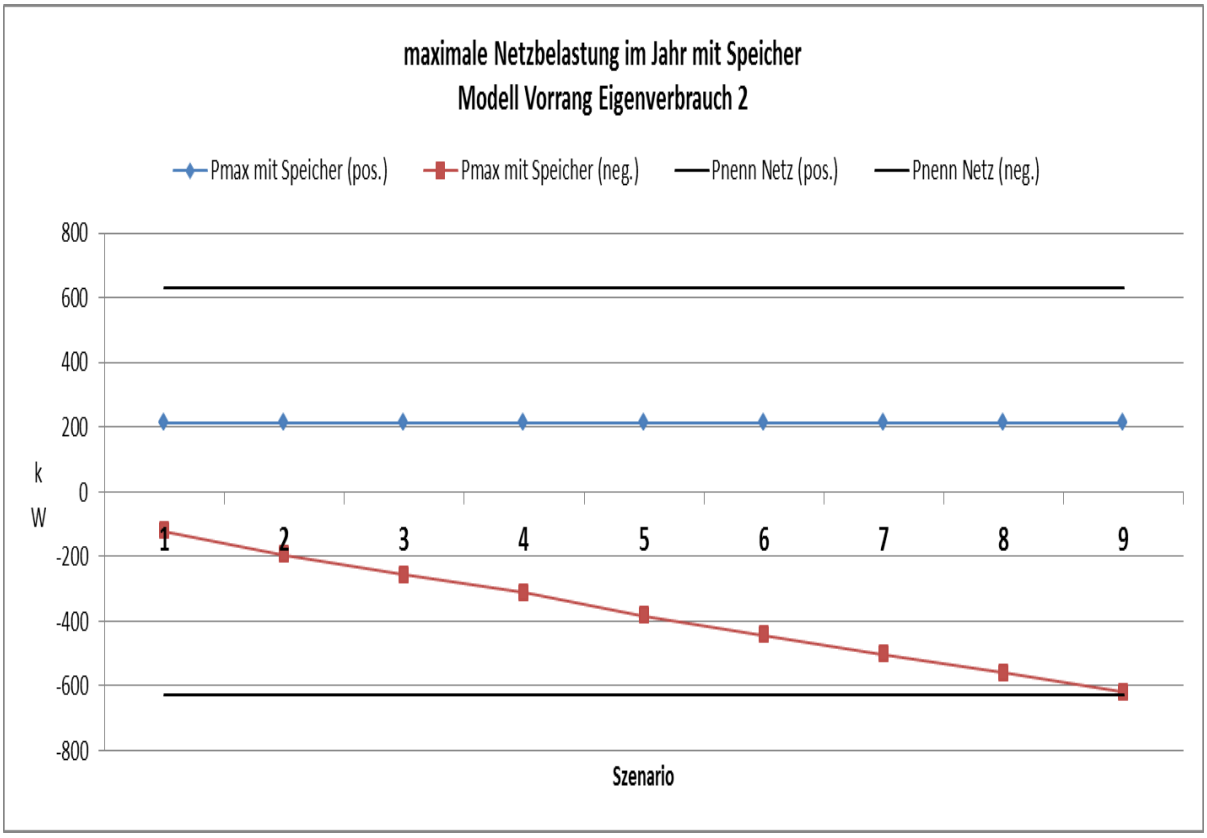

Abbildung 6.12 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 5. 1, 2 Wohneinheiten je Hausanschluss. 75 % aller Hausanschlüsse mit Speicher und PVA. Variables Modell mit Speicher

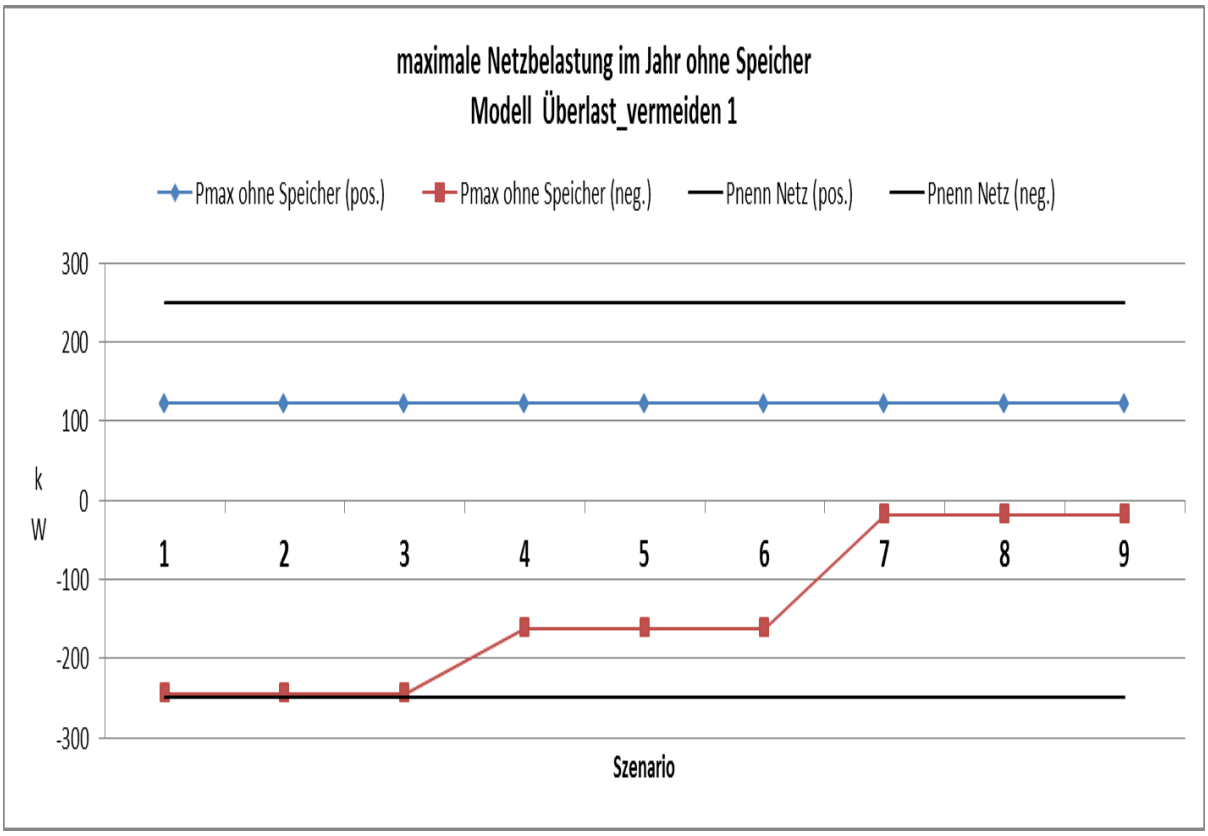

Abbildung 6.13 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 2. 1, 8 Wohneinheiten je Hausanschluss. Alle Hausanschlüsse mit Speicher und PVA. Fixes Modell ohne Speicher.

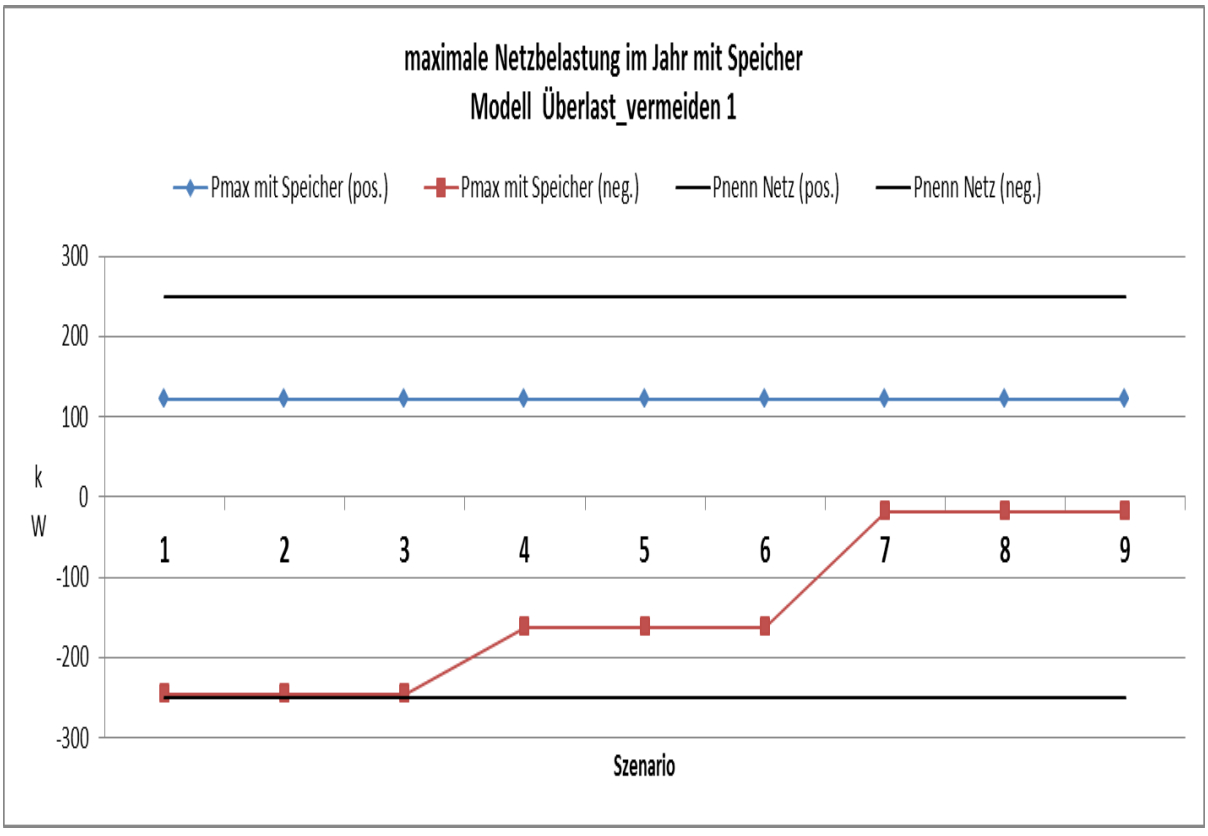

Abbildung 6.14 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 2. 1, 8 Wohneinheiten je Hausanschluss. Alle Hausanschlüsse mit Speicher und PVA. Fixes Modell mit Speicher.

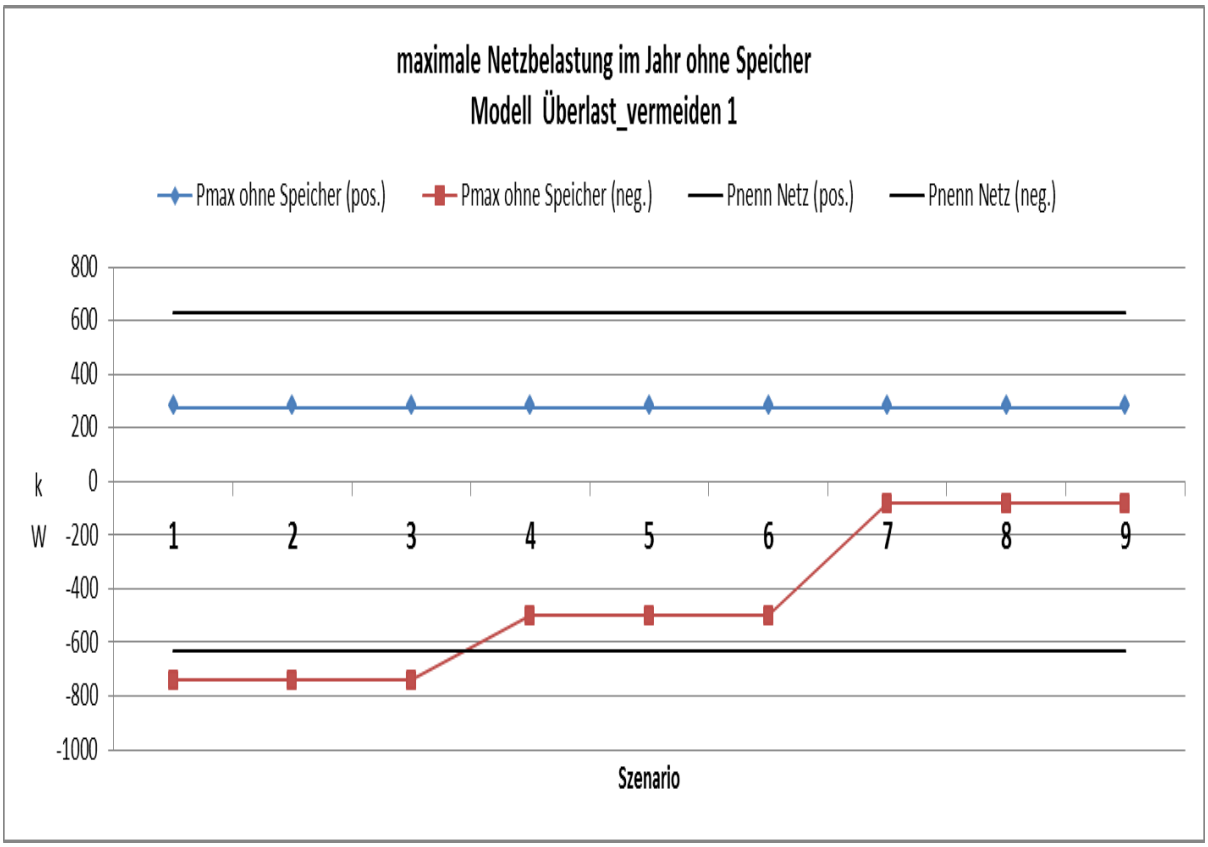

Abbildung 6.15 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 4. 1, 4 Wohneinheiten je Hausanschluss. Alle Hausanschlüsse mit Speicher und PVA. Fixes Modell ohne Speicher.

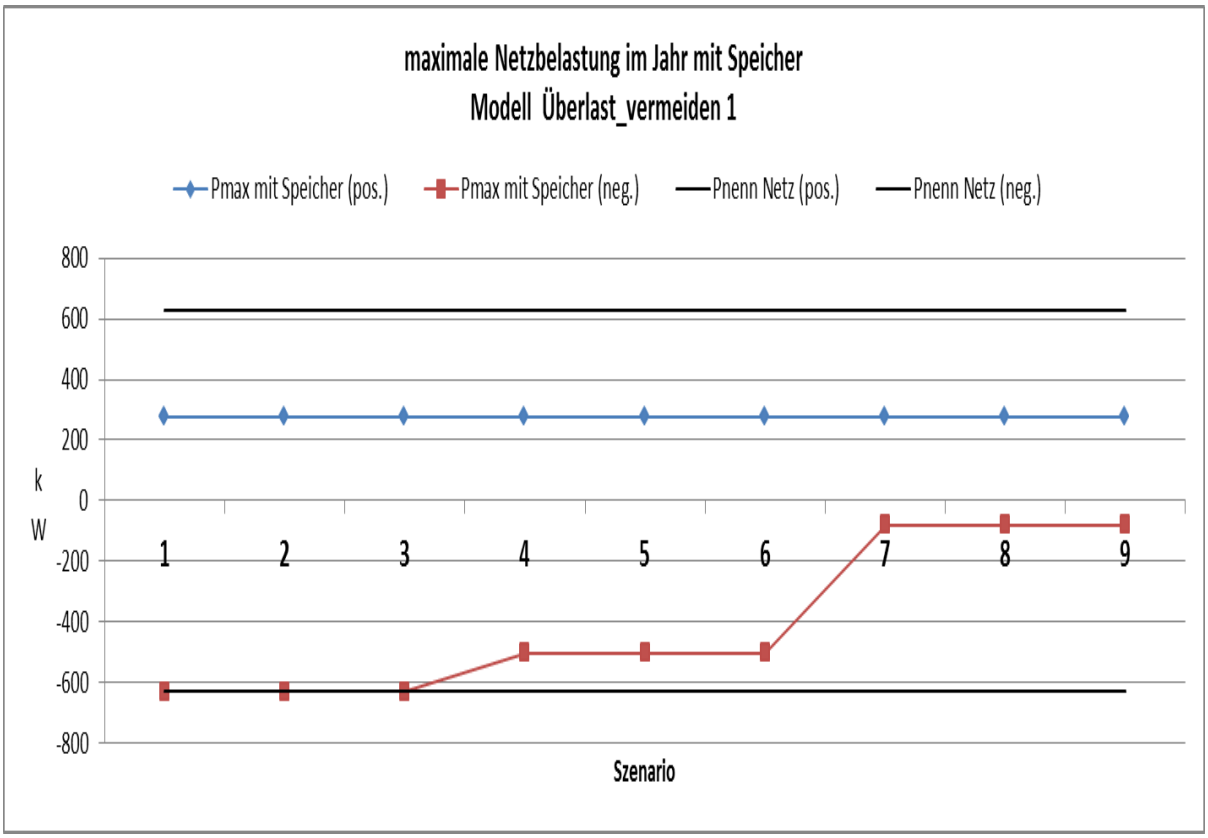

Abbildung 6.16 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 4. 1, 4 Wohneinheiten je Hausanschluss. Alle Hausanschlüsse mit Speicher und PVA. Fixes Modell mit Speicher.

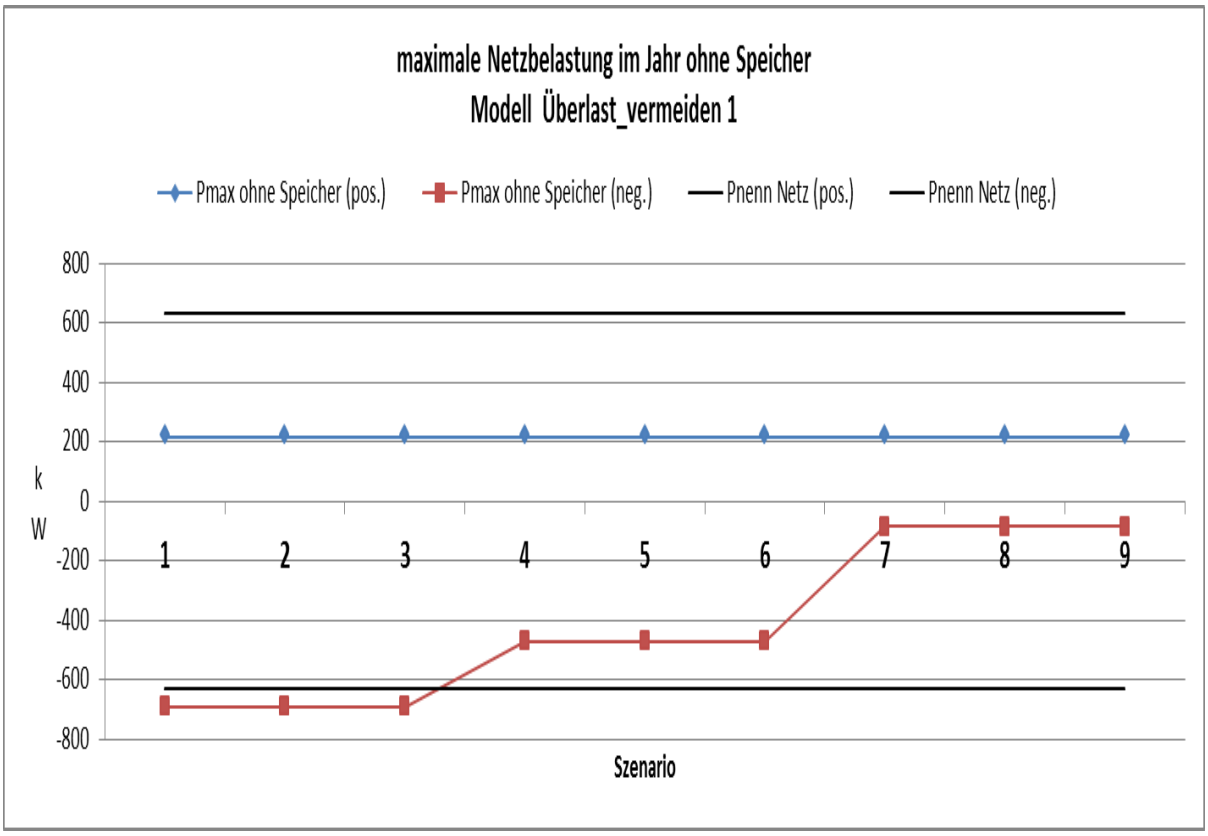

Abbildung 6.17 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 5. 1, 2 Wohneinheiten je Hausanschluss. Alle Hausanschlüsse mit Speicher und PVA. Fixes Modell ohne Speicher.

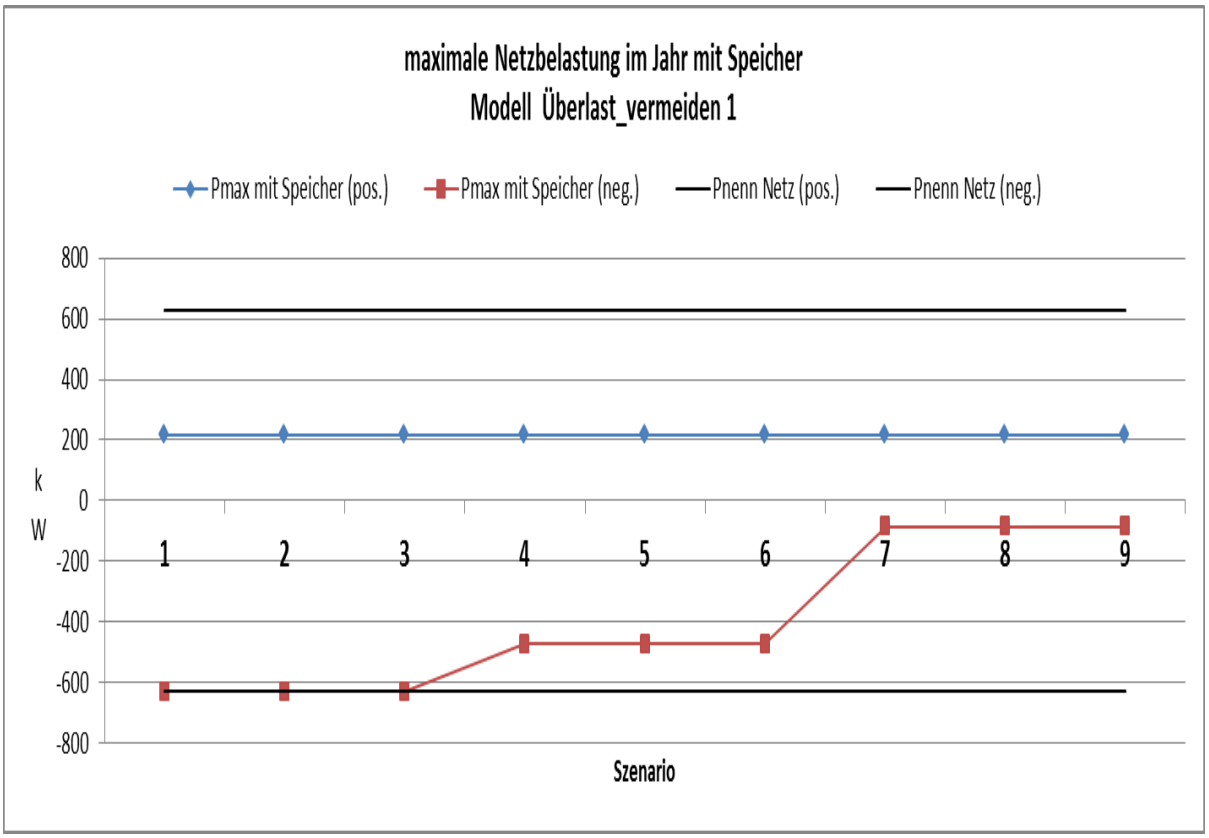

Abbildung 6.18 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 5. 1, 2 Wohneinheiten je Hausanschluss. Alle Hausanschlüsse mit Speicher und PVA. Fixes Modell mit Speicher.

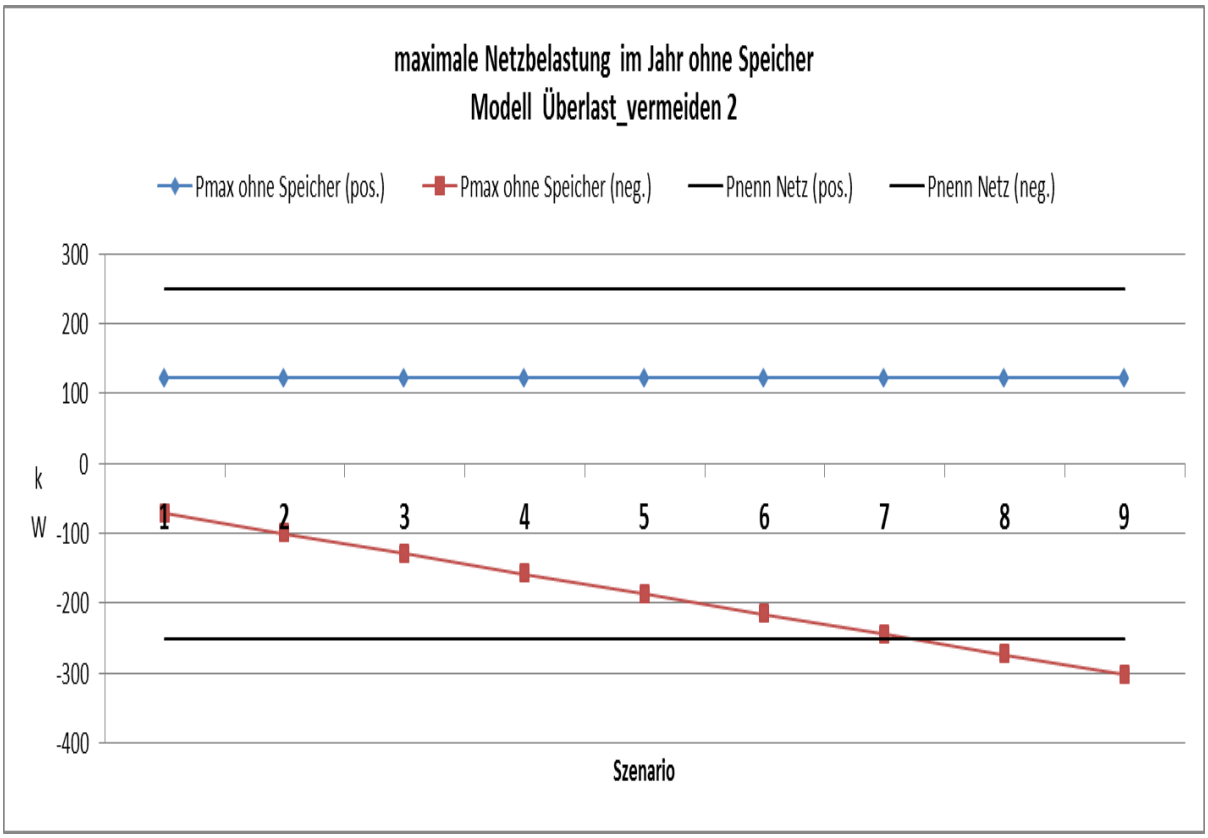

Abbildung 6.19 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 2. 1, 8 Wohneinheiten je Hausanschluss. Alle Hausanschlüsse mit Speicher und PVA. Variables Modell ohne Speicher.

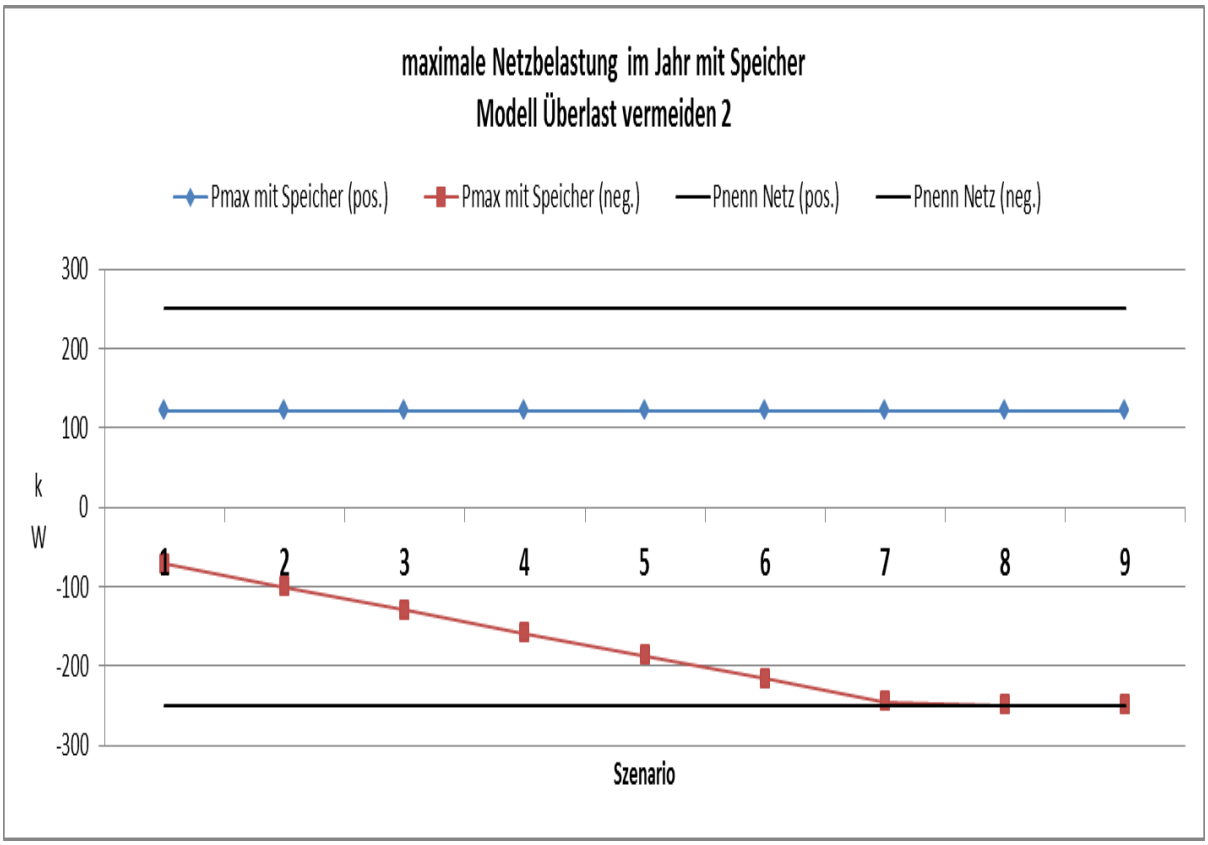

Abbildung 6.20 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 2. 1, 8 Wohneinheiten je Hausanschluss. Alle Hausanschlüsse mit Speicher und PVA. Variables Modell mit Speicher.

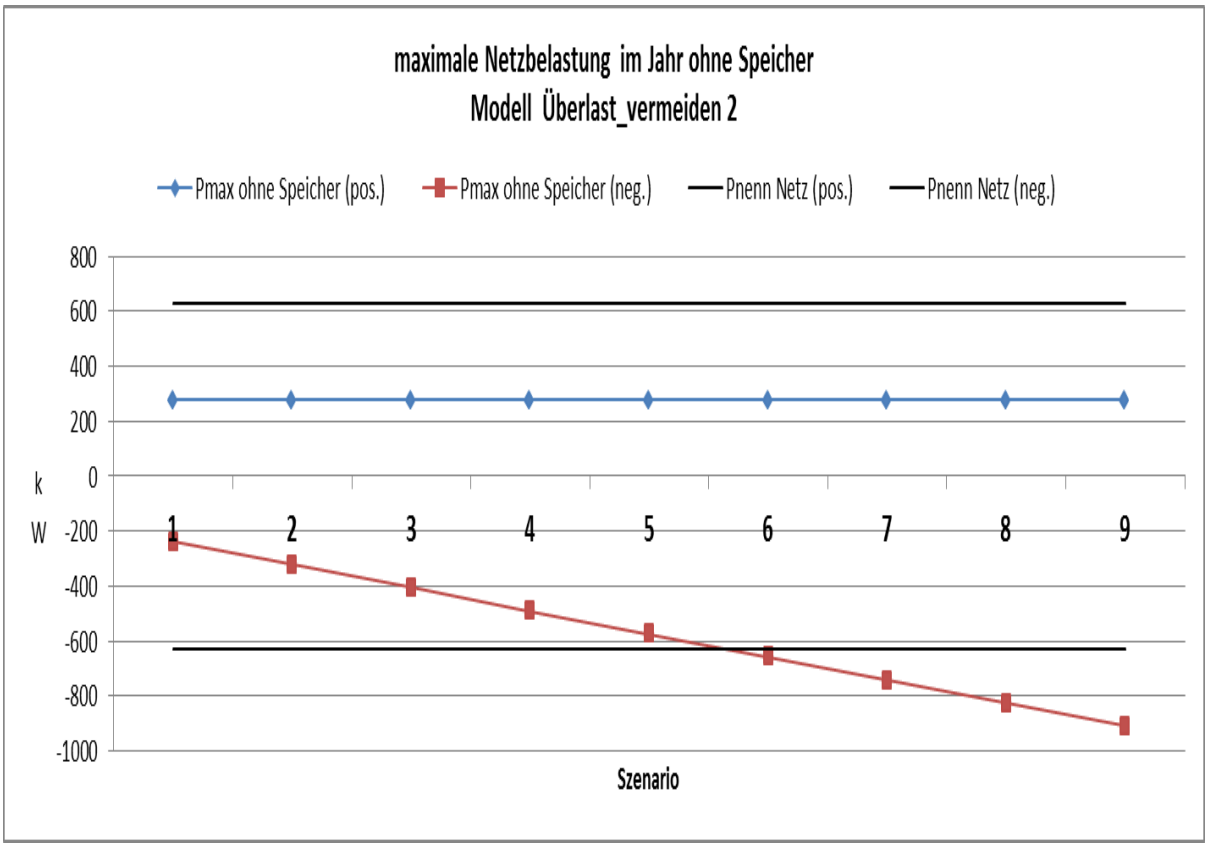

Abbildung 6.21 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 4. 1, 4 Wohneinheiten je Hausanschluss. Alle Hausanschlüsse mit Speicher und PVA. Variables Modell ohne Speicher.

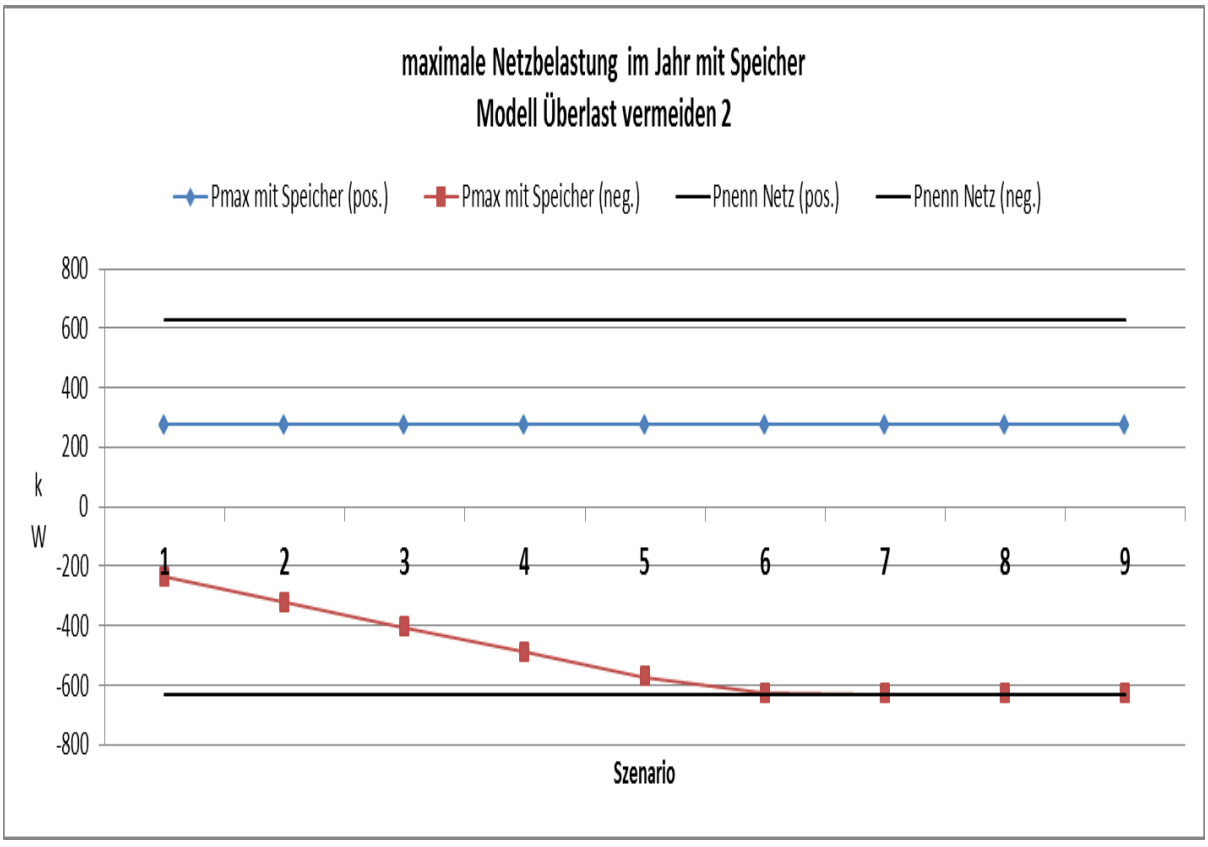

Abbildung 6.22 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 4. 1, 4 Wohneinheiten je Hausanschluss. Alle Hausanschlüsse mit Speicher und PVA. Variables Modell mit Speicher.

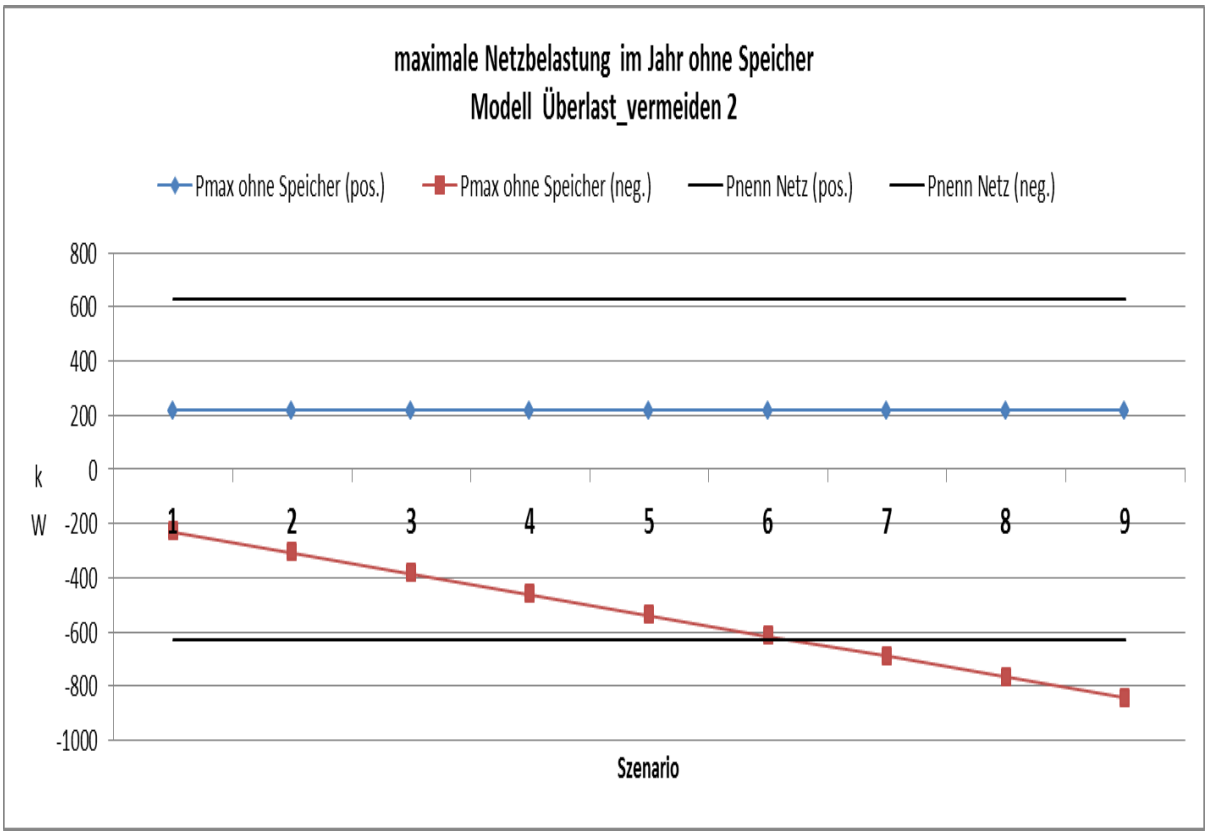

Abbildung 6.23 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 5. 1, 2 Wohneinheiten je Hausanschluss. Alle Hausanschlüsse mit Speicher und PVA. Variables Modell ohne Speicher.

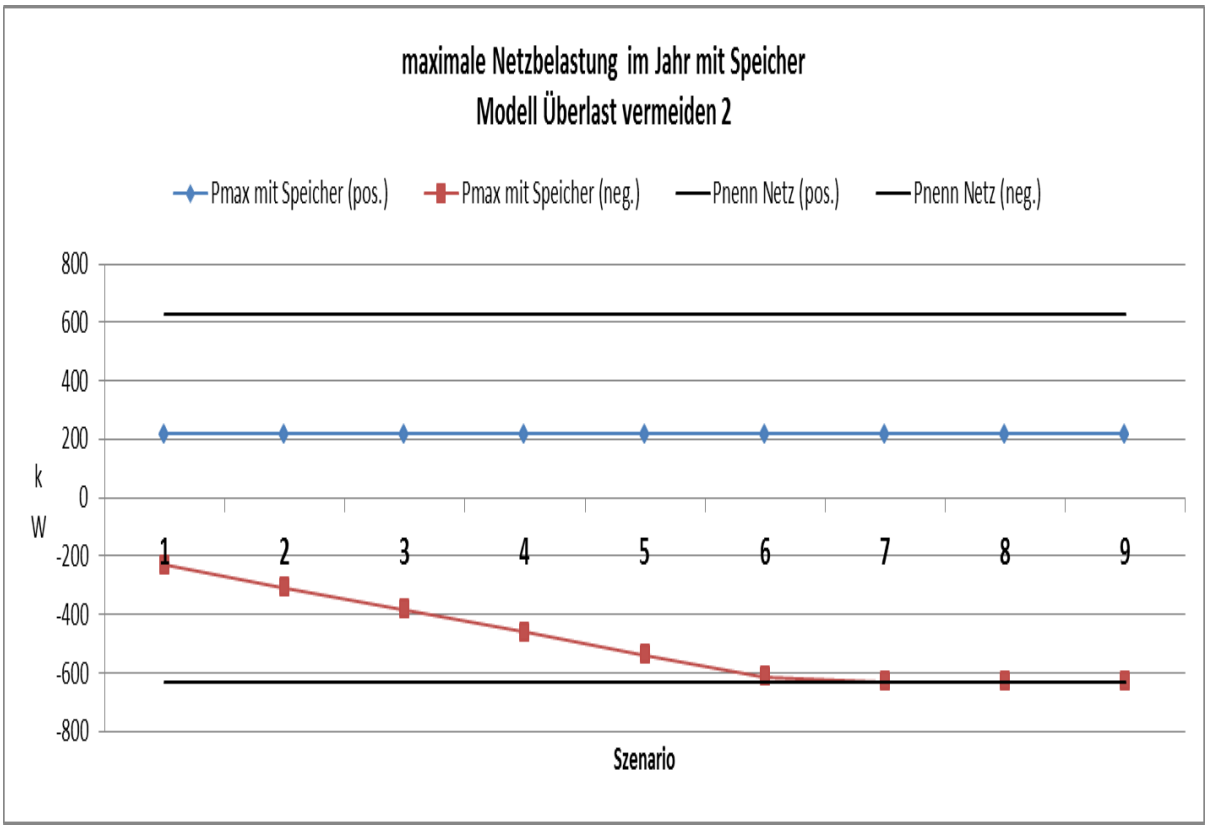

Abbildung 6.24 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 5. 1,2 Wohneinheiten je Hausanschluss. Alle Hausanschlüsse mit Speicher und PVA. Variables Modell mit Speicher.

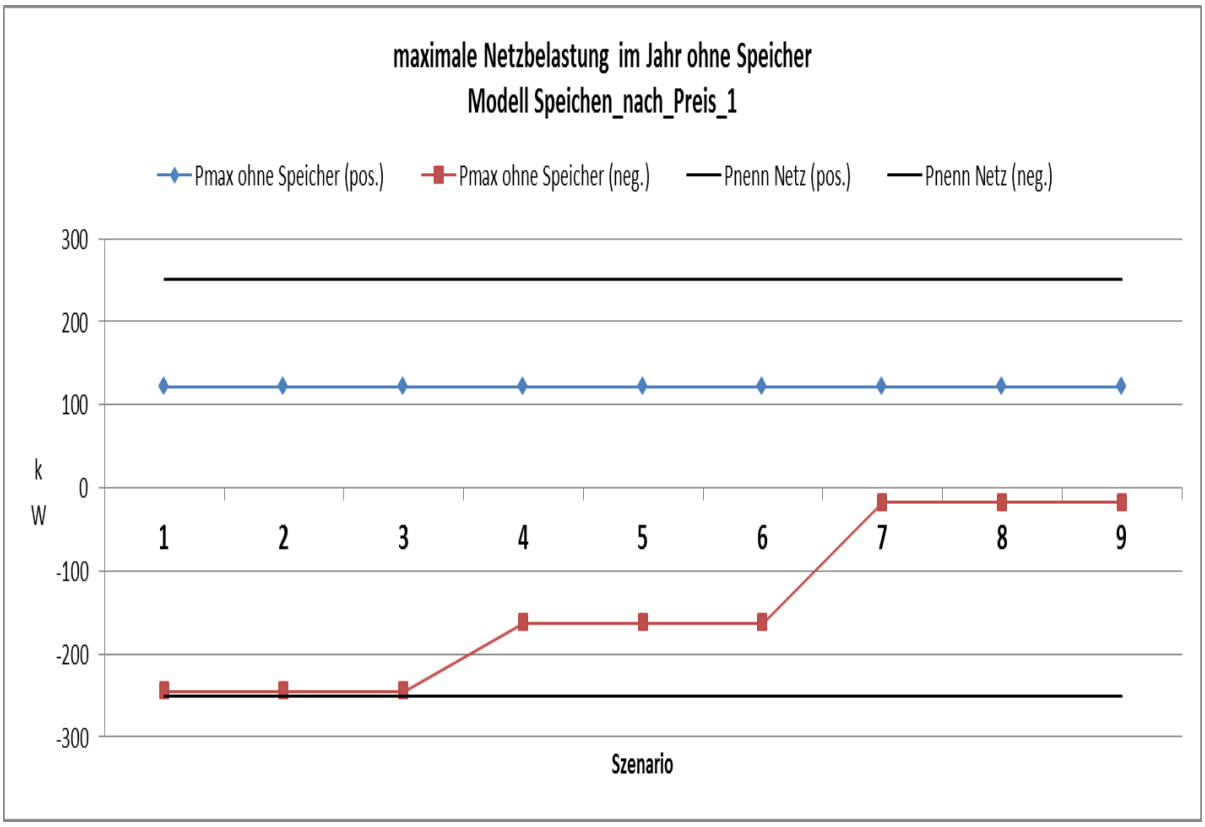

Abbildung 6.25 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 2. 1,8 Wohneinheiten je Hausanschluss. Alle Hausanschlüsse mit Speicher und PVA. Fixes Modell ohne Speicher.

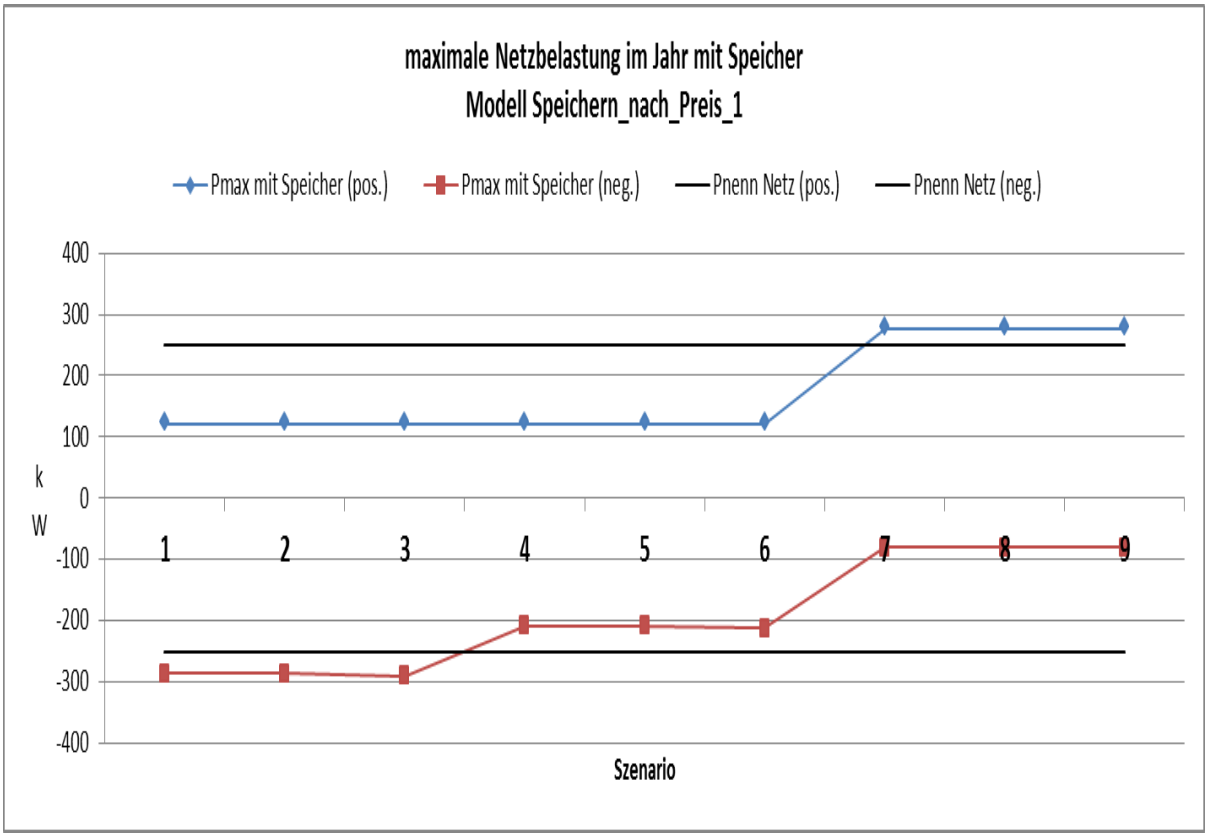

Abbildung 6.26 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 2. 1,8 Wohneinheiten je Hausanschluss. Alle Hausanschlüsse mit Speicher und PVA. Fixes Modell mit Speicher.

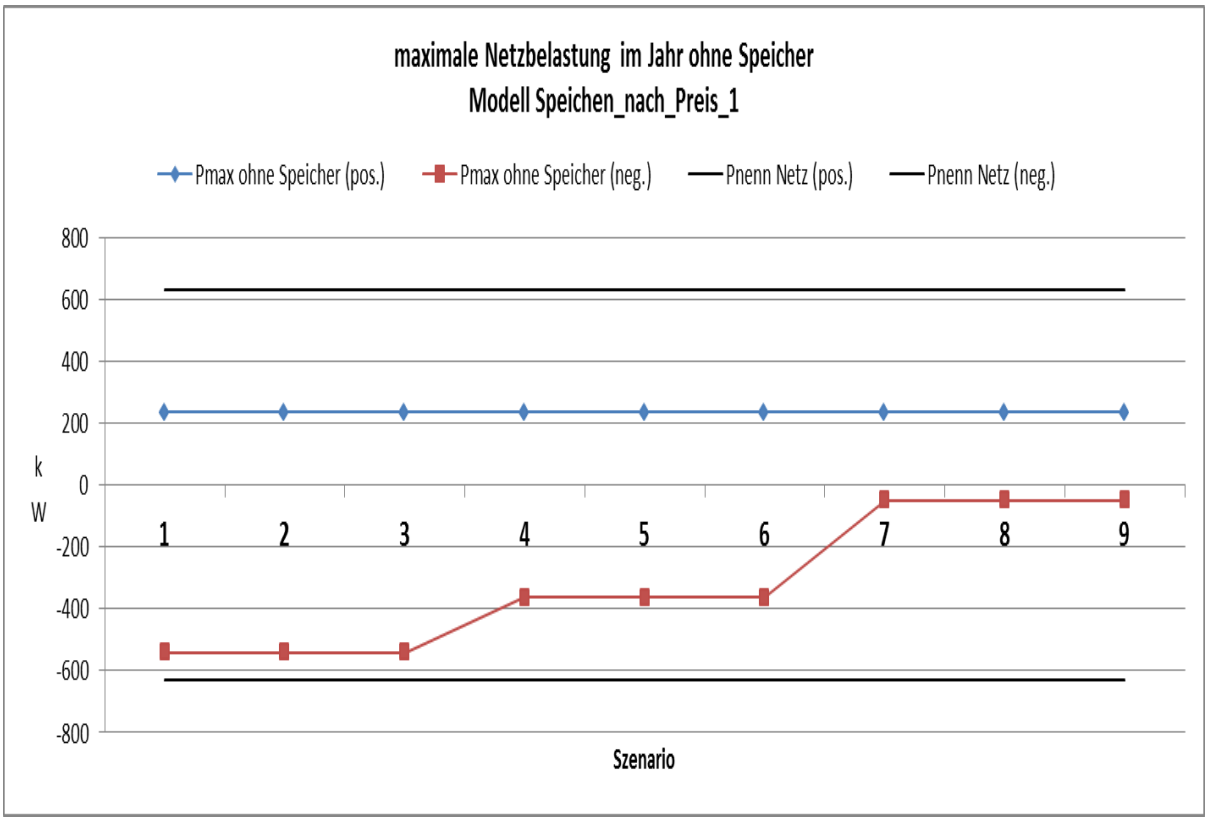

Abbildung 6.27 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 3. 1,6 Wohneinheiten je Hausanschluss. Alle Hausanschlüsse mit Speicher und PVA. Fixes Modell ohne Speicher.

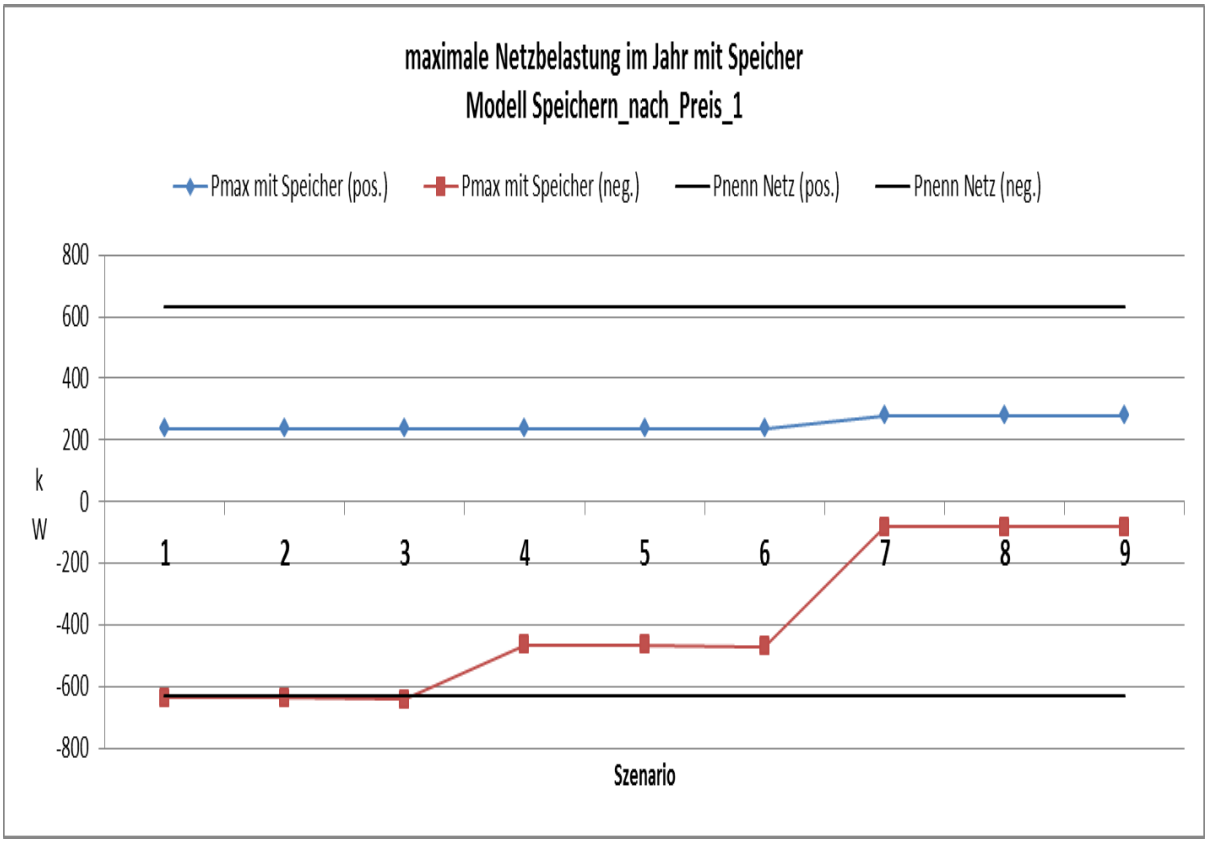

Abbildung 6.28 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 3. 1,6 Wohneinheiten je Hausanschluss. Alle Hausanschlüsse mit Speicher und PVA. Fixes Modell mit Speicher.

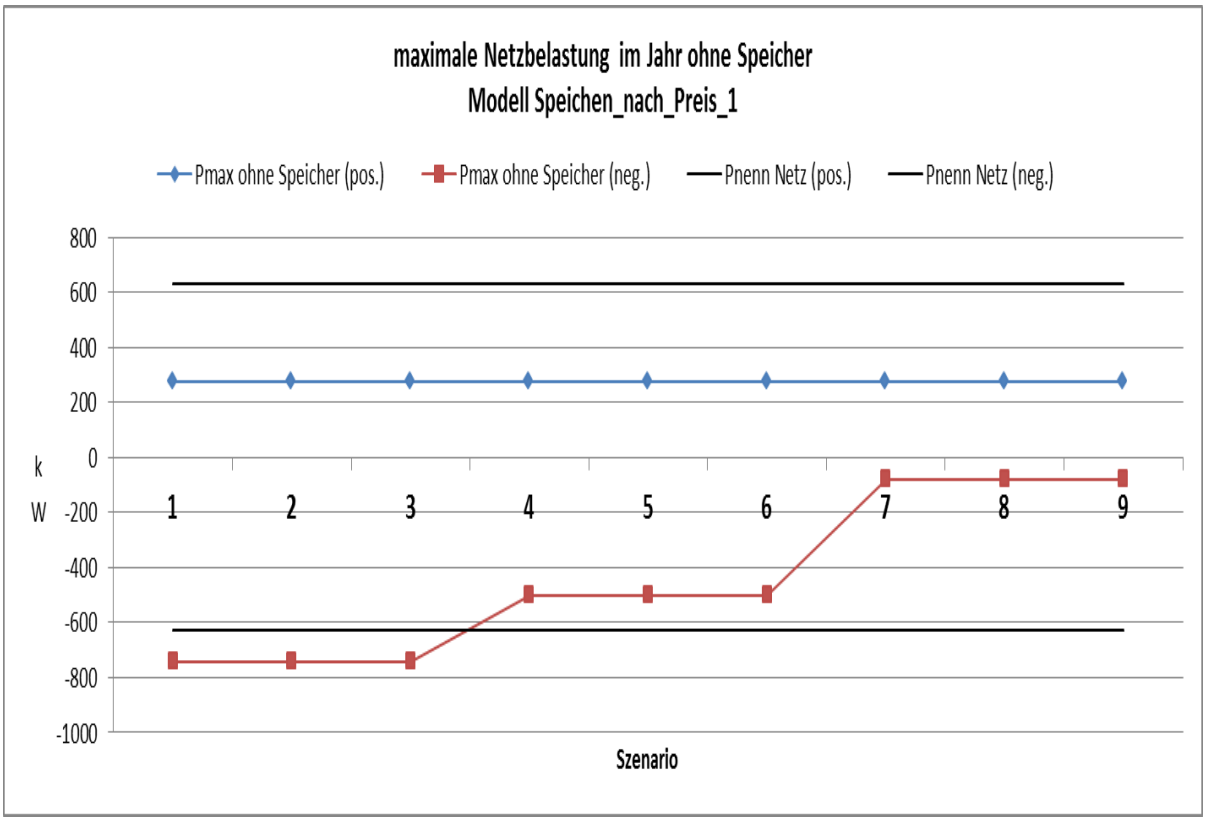

Abbildung 6.29 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 4. 1,4 Wohneinheiten je Hausanschluss. Alle Hausanschlüsse mit Speicher und PVA. Fixes Modell ohne Speicher.

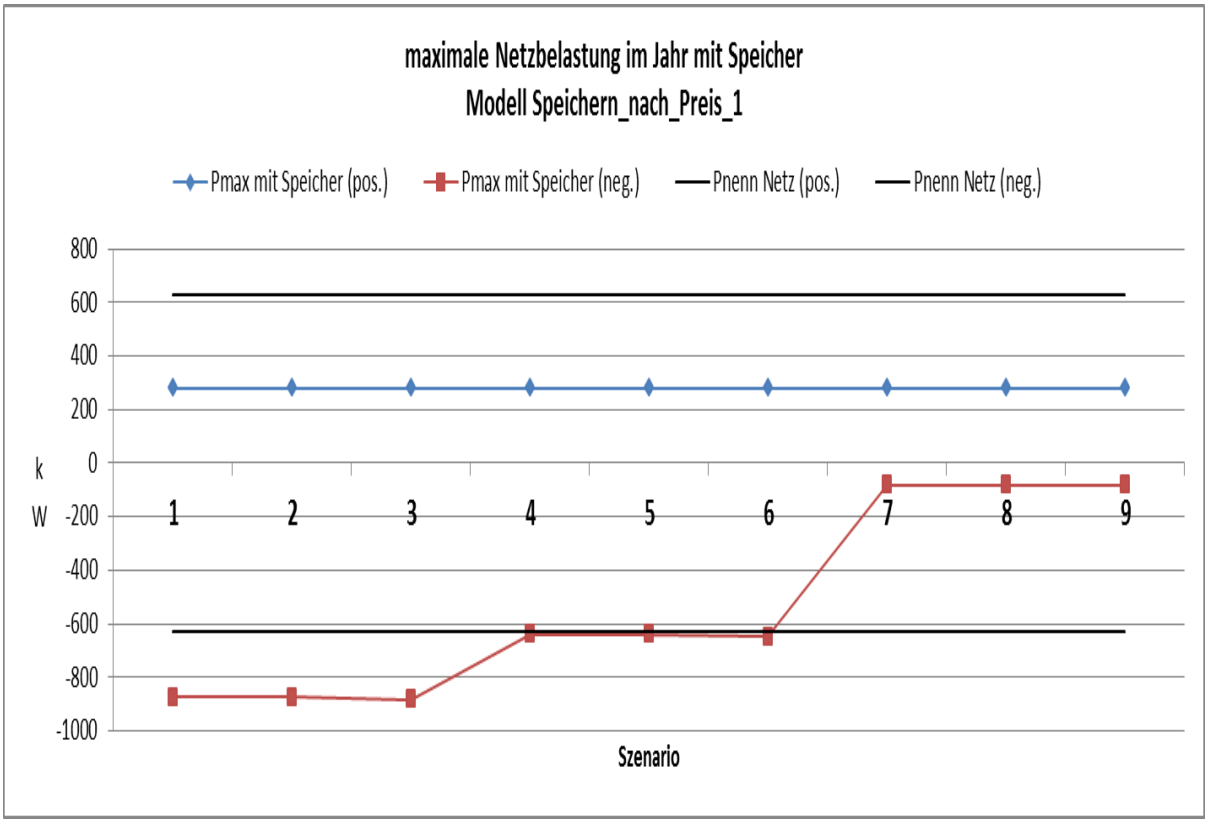

Abbildung 6.30 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 4. 1,4 Wohneinheiten je Hausanschluss. Alle Hausanschlüsse mit Speicher und PVA. Fixes Modell mit Speicher.

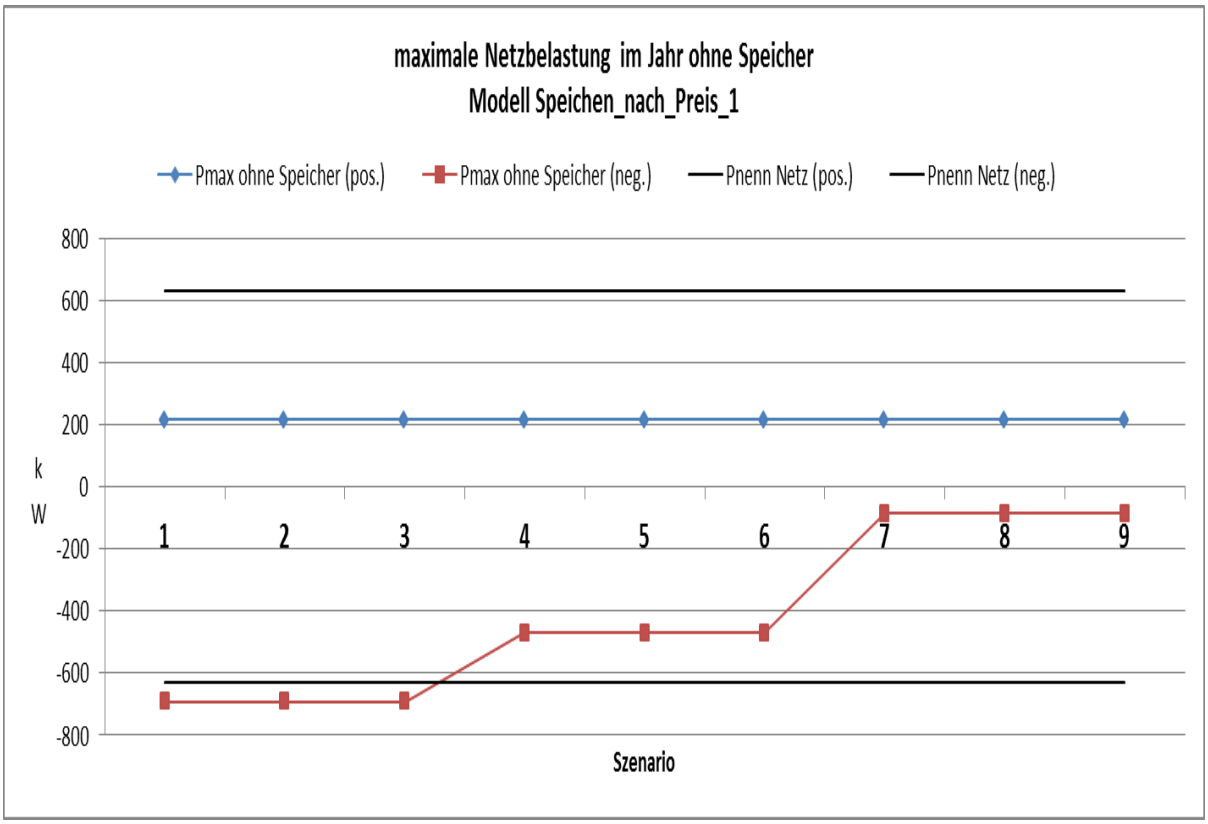

Abbildung 6.31 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 5. 1,2 Wohneinheiten je Hausanschluss. Alle Hausanschlüsse mit Speicher und PVA. Fixes Modell ohne Speicher.

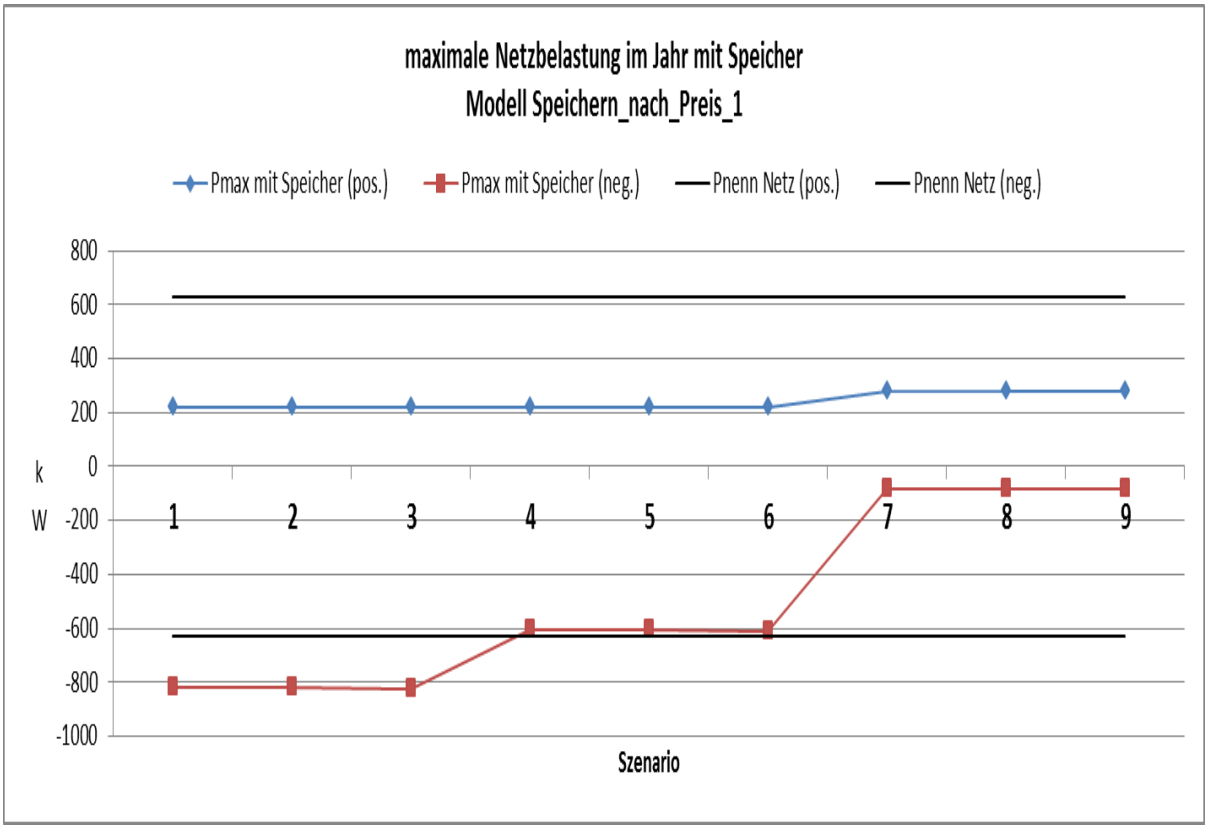

Abbildung 6.32 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 5. 1,2 Wohneinheiten je Hausanschluss. Alle Hausanschlüsse mit Speicher und PVA. Fixes Modell mit Speicher.

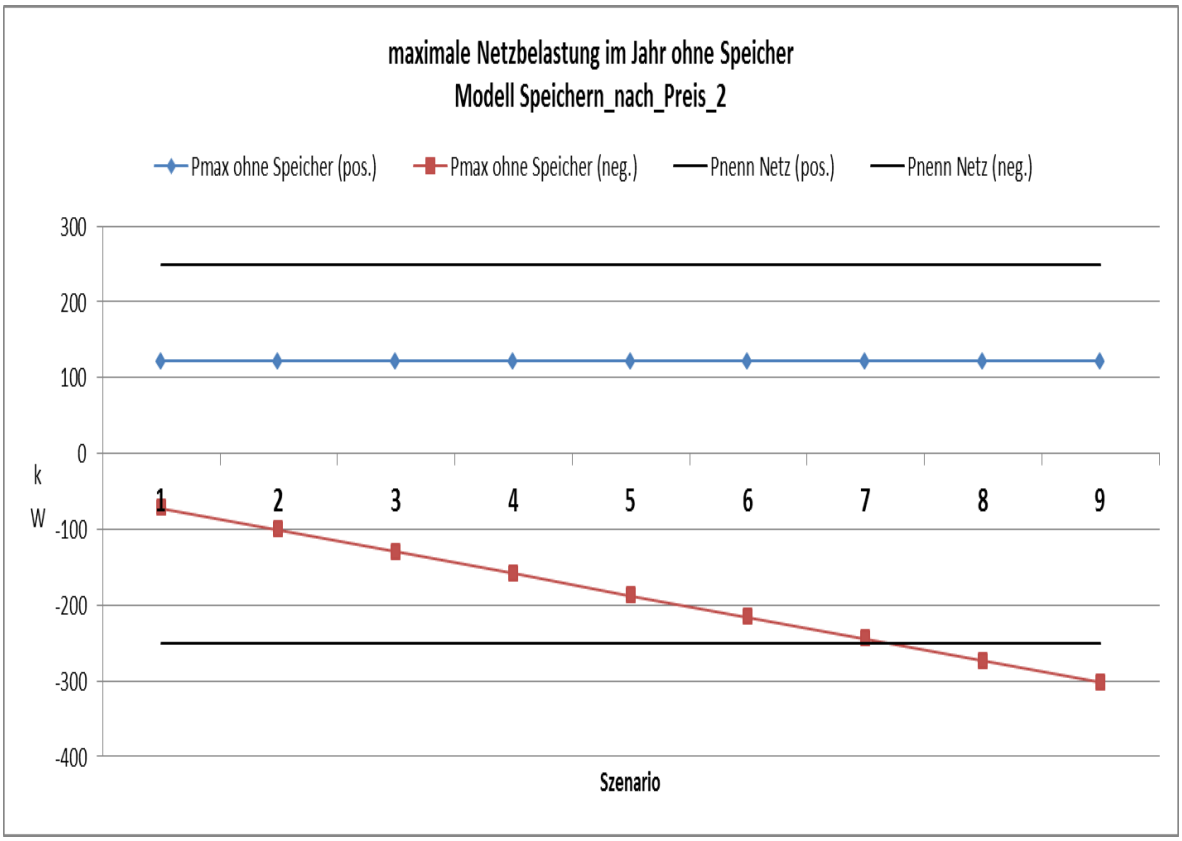

Abbildung 6.33 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 2. 1,8 Wohneinheiten je Hausanschluss. Alle Hausanschlüsse mit Speicher und PVA. Variables Modell ohne Speicher.

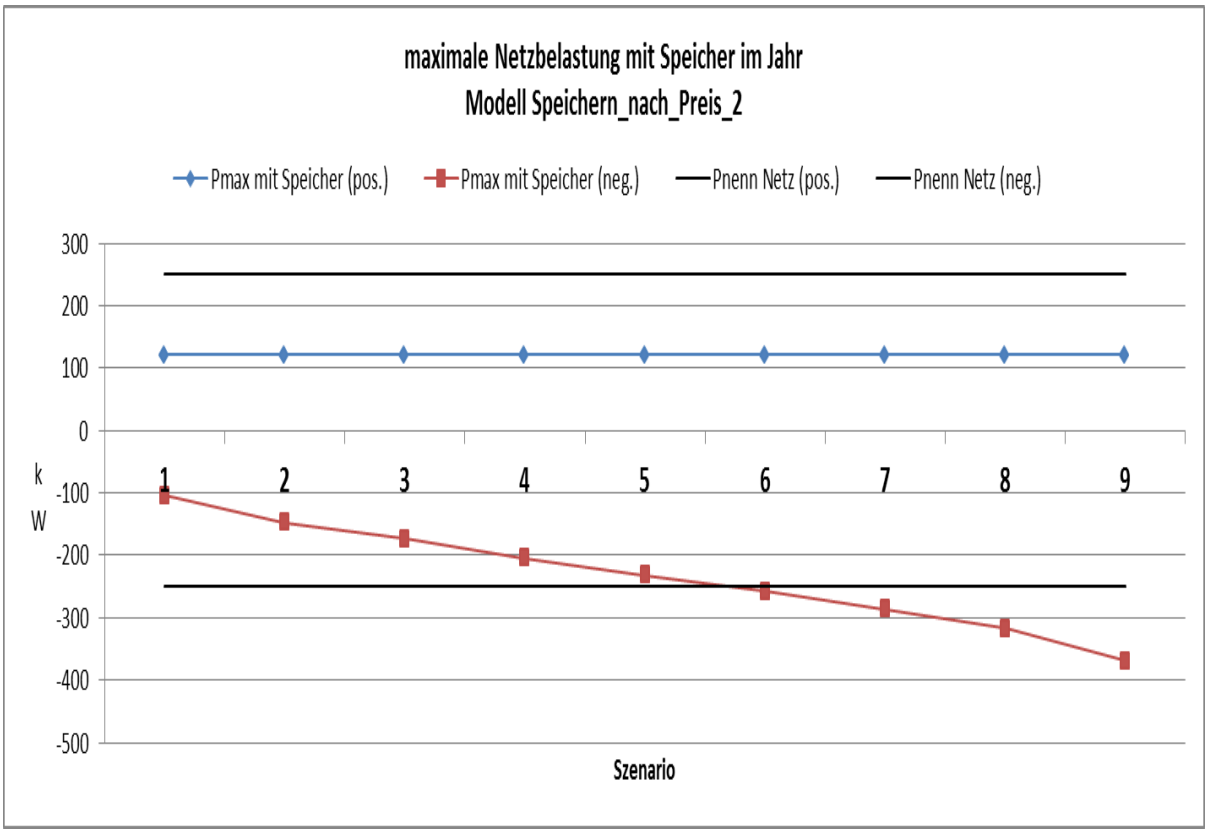

Abbildung 6.34 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 2. 1,8 Wohneinheiten je Hausanschluss. Alle Hausanschlüsse mit Speicher und PVA. Variables Modell mit Speicher.

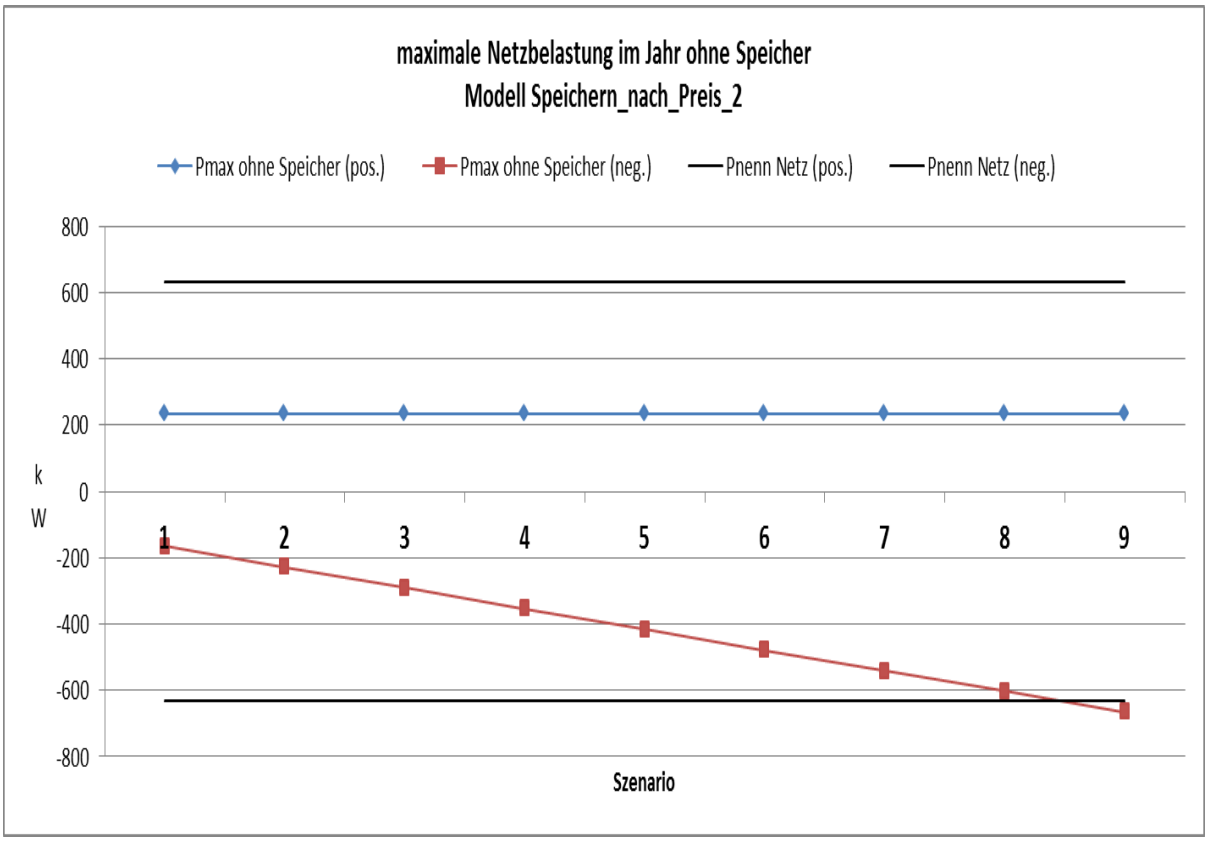

Abbildung 6.35 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 3. 1,6 Wohneinheiten je Hausanschluss. Alle Hausanschlüsse mit Speicher und PVA. Variables Modell ohne Speicher.

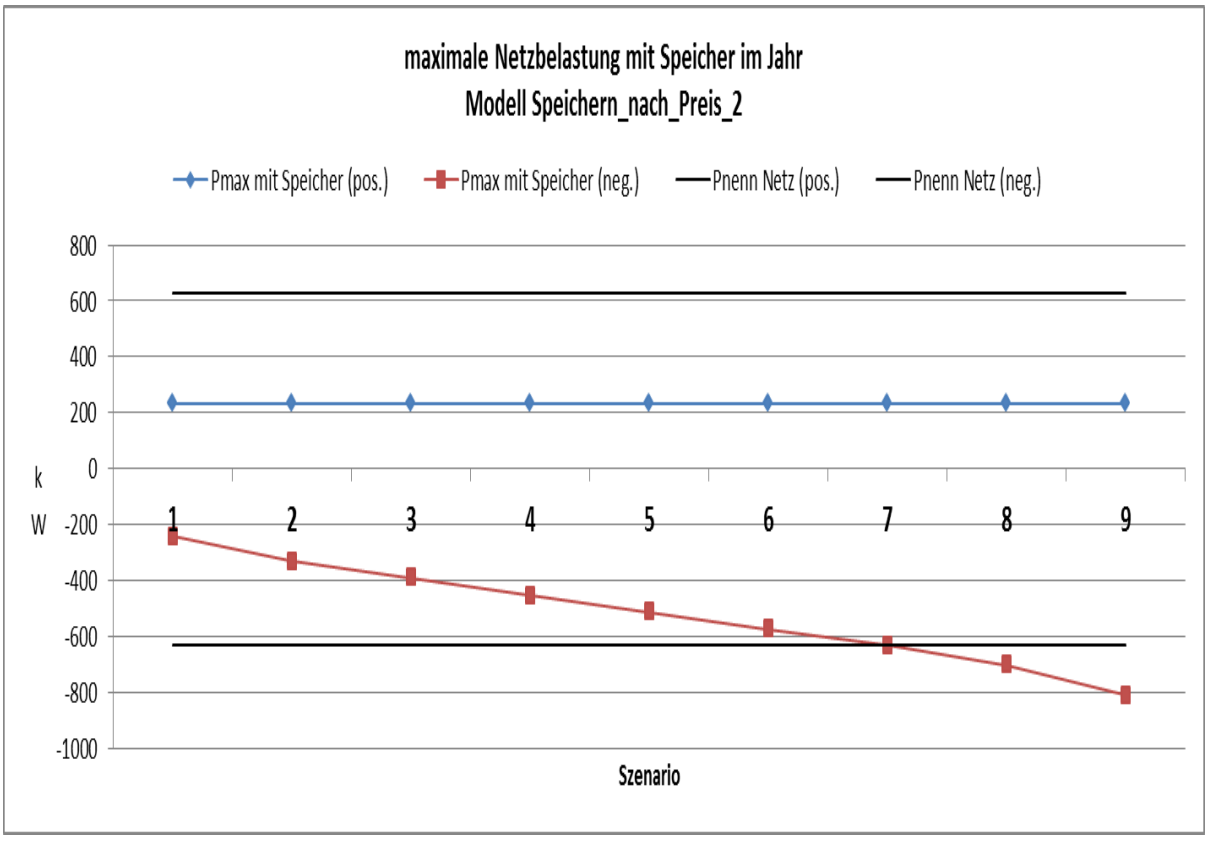

Abbildung 6.36 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 3. 1,6 Wohneinheiten je Hausanschluss. Alle Hausanschlüsse mit Speicher und PVA. Variables Modell mit Speicher.

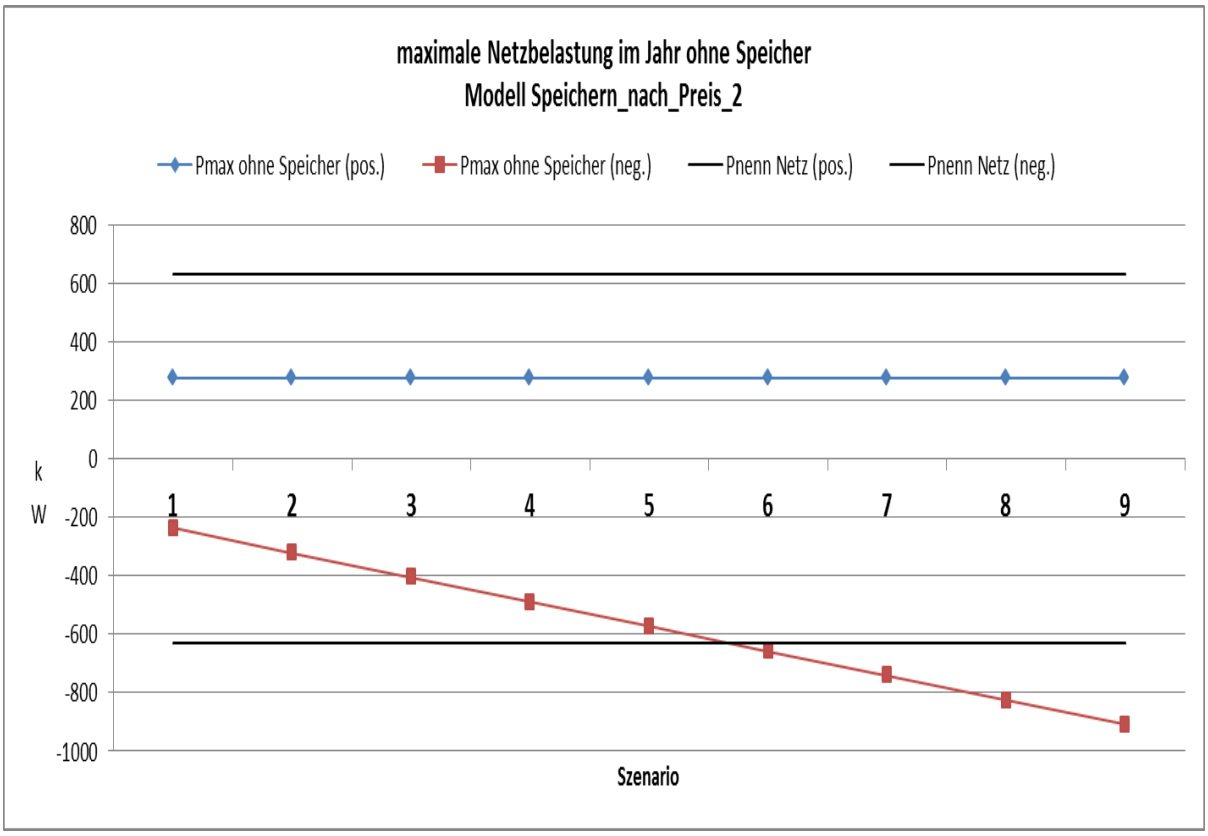

Abbildung 6.37 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 4. 1,4 Wohneinheiten je Hausanschluss. Alle Hausanschlüsse mit Speicher und PVA. Variables Modell ohne Speicher.

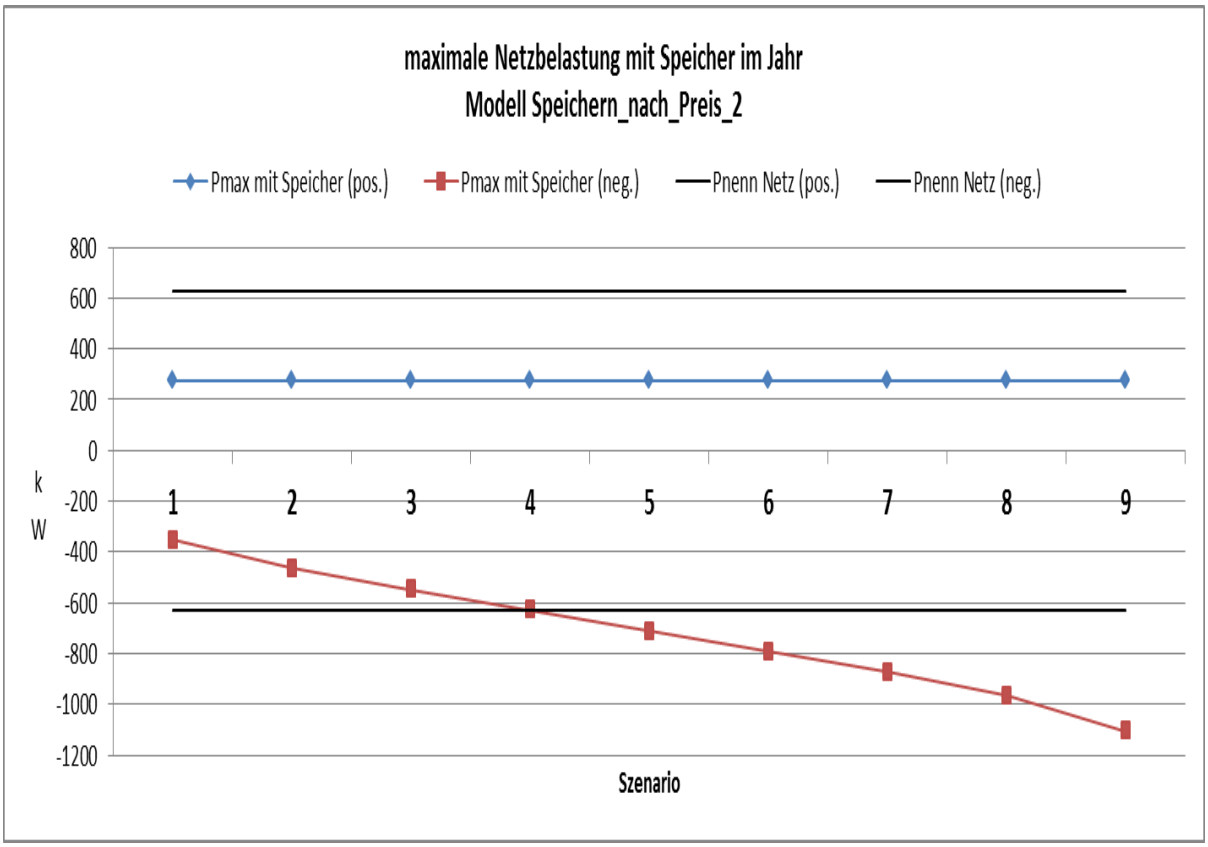

Abbildung 6.38 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 4. 1,4 Wohneinheiten je Hausanschluss. Alle Hausanschlüsse mit Speicher und PVA. Variables Modell mit Speicher.

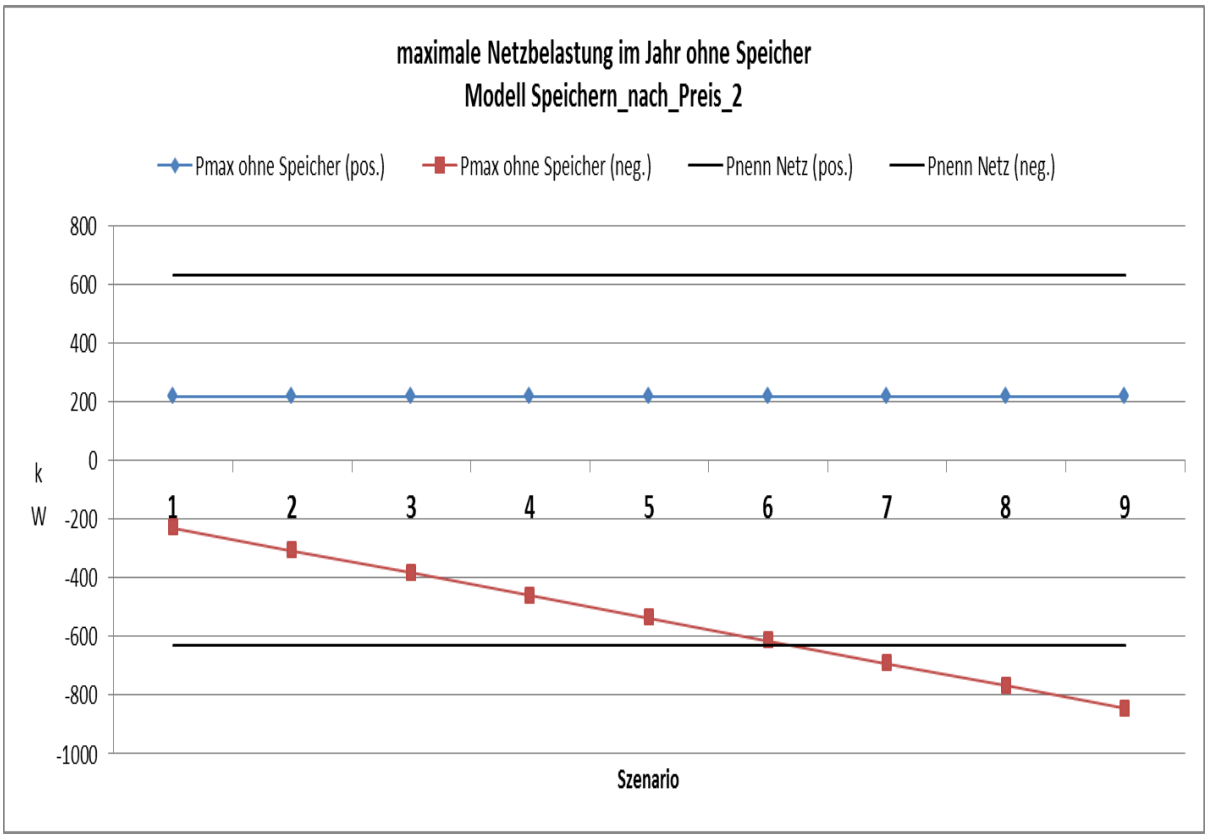

Abbildung 6.39 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 5. 1,2 Wohneinheiten je Hausanschluss. Alle Hausanschlüsse mit Speicher und PVA. Variables Modell ohne Speicher.

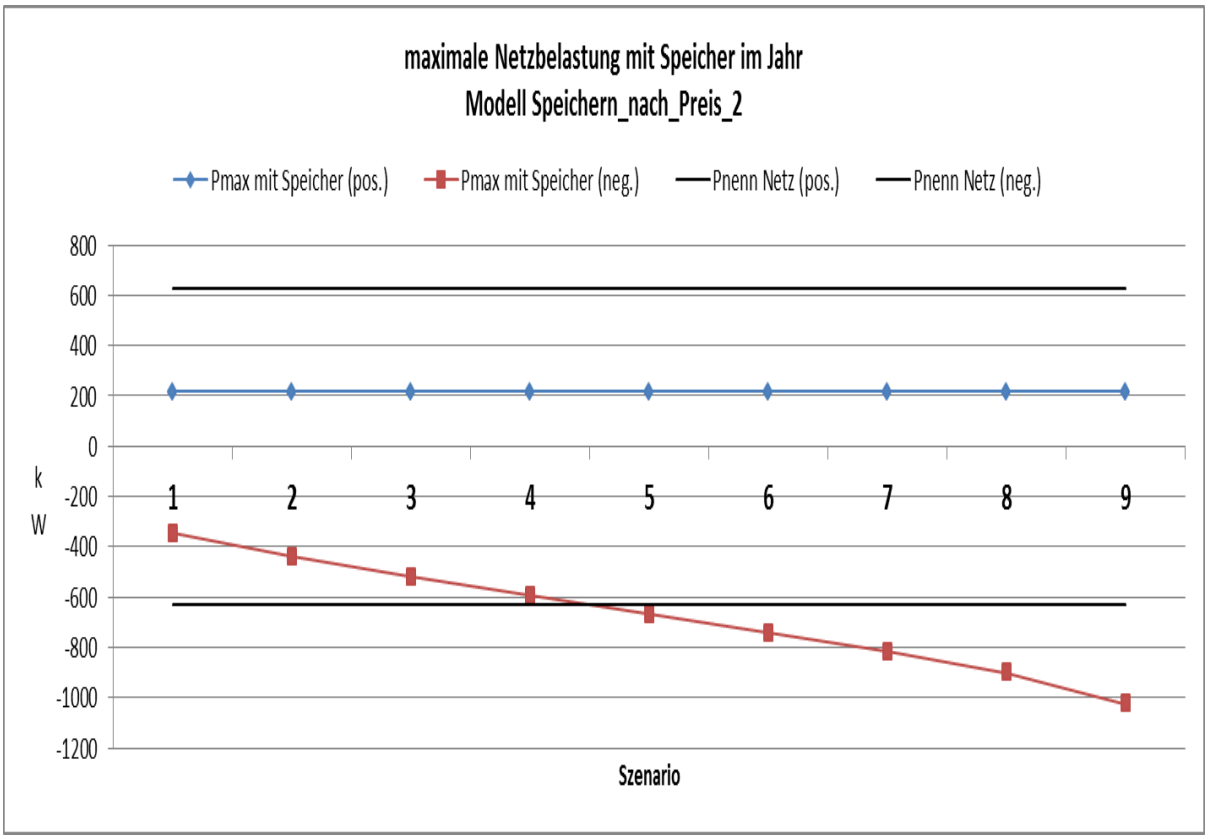

Abbildung 6.40 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 5. 1,2 Wohneinheiten je Hausanschluss. Alle Hausanschlüsse mit Speicher und PVA. Variables Modell mit Speicher.

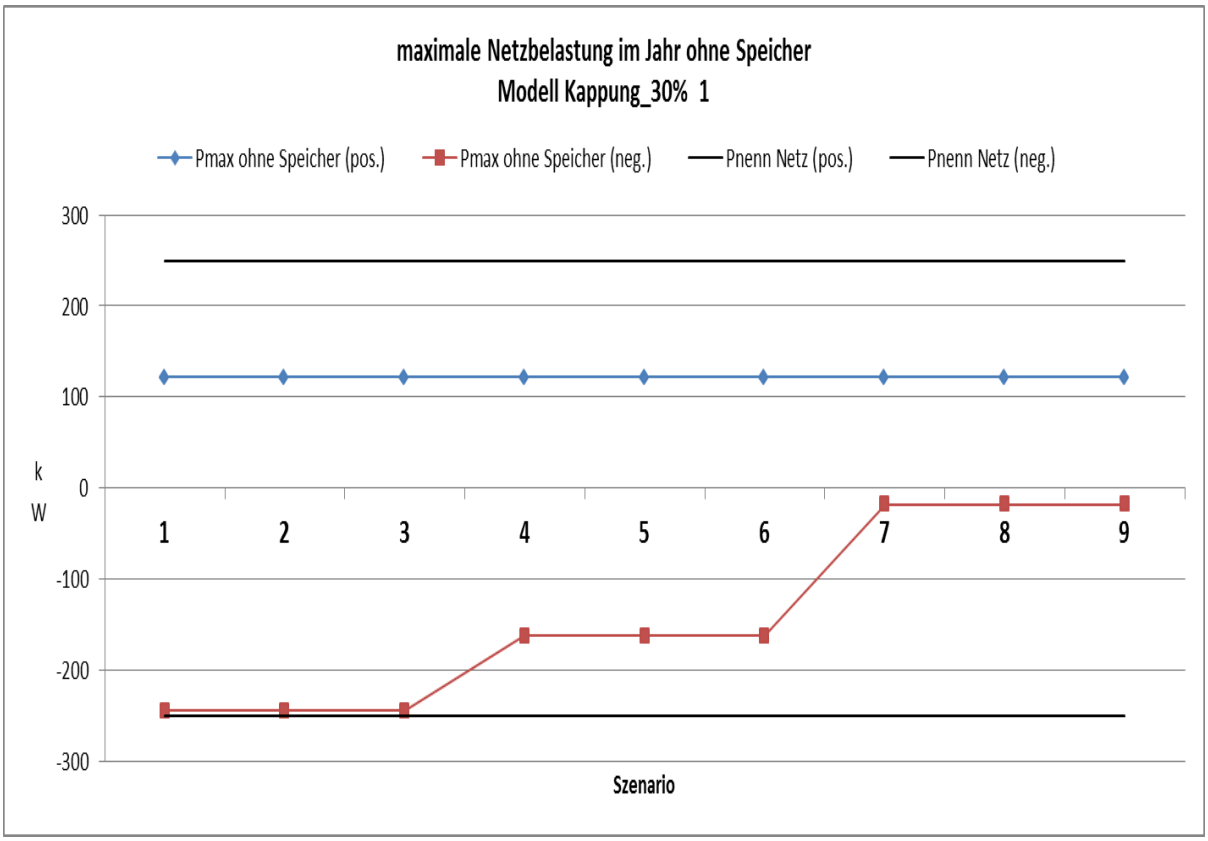

Abbildung 41 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 2. 1,8 Wohneinheiten je Hausanschluss. Alle Hausanschlüsse mit Speicher und PVA. Fixes Modell ohne Speicher.

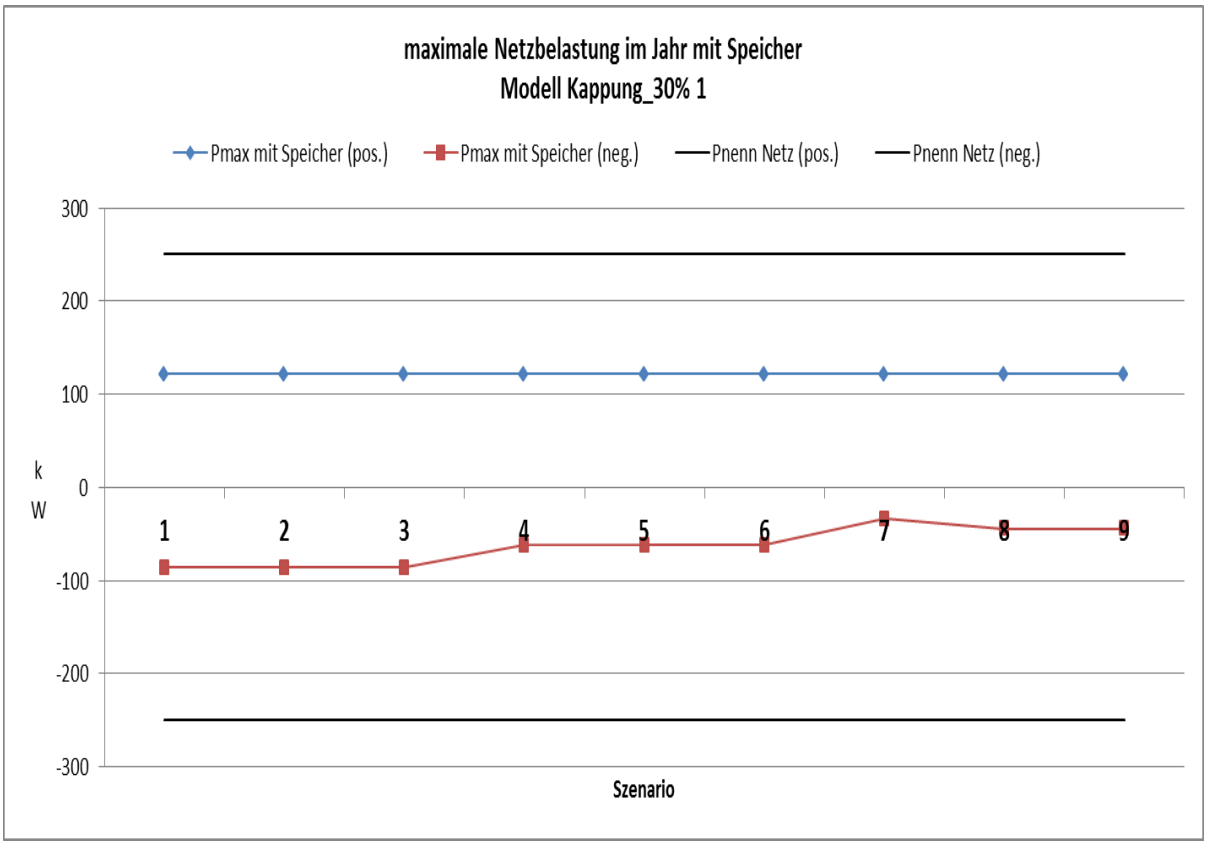

Abbildung 42 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 2. 1,8 Wohneinheiten je Hausanschluss. Alle Hausanschlüsse mit Speicher und PVA. Fixes Modell mit Speicher.

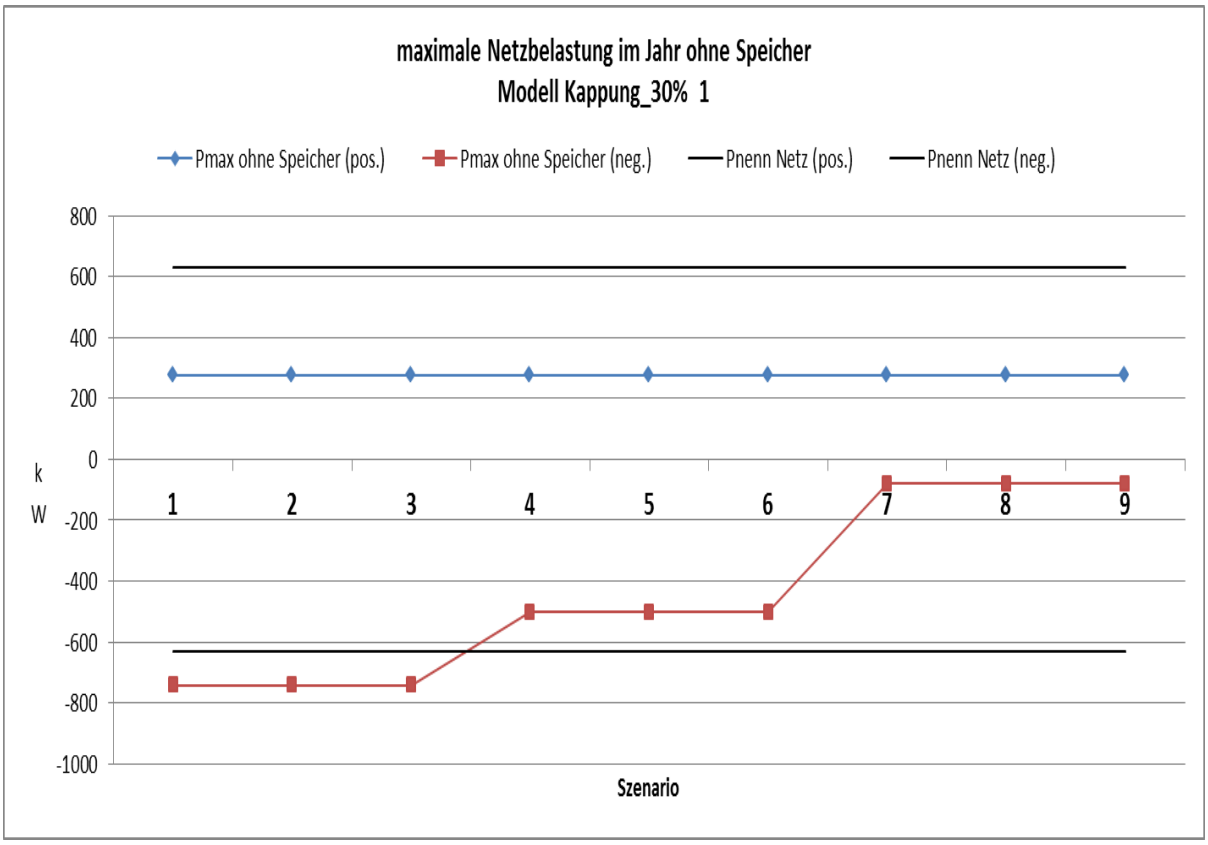

Abbildung 6.43 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 4. 1,4 Wohneinheiten je Hausanschluss. Alle Hausanschlüsse mit Speicher und PVA. Fixes Modell ohne Speicher.

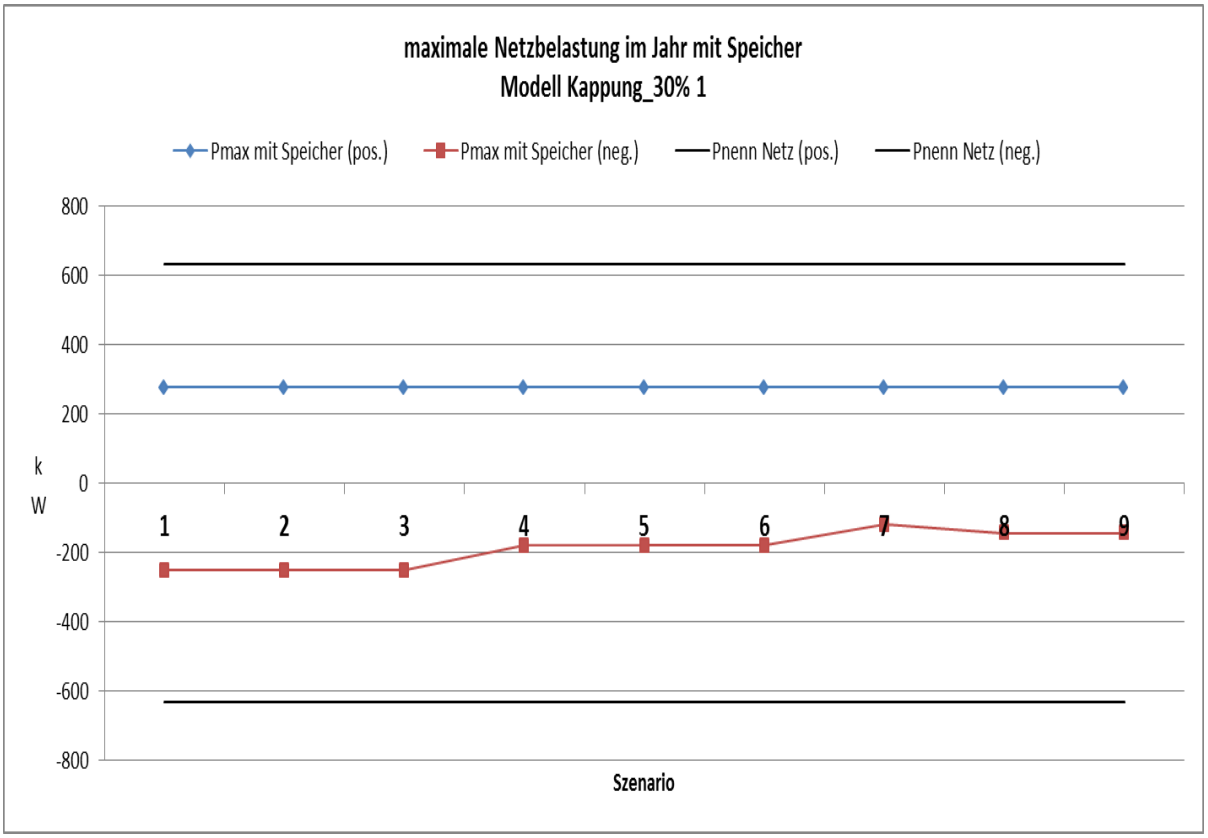

Abbildung 6.44 Abbildung 6.43 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 4. 1,4 Wohneinheiten je Hausanschluss. Alle Hausanschlüsse mit Speicher und PVA. Fixes Modell mit Speicher.

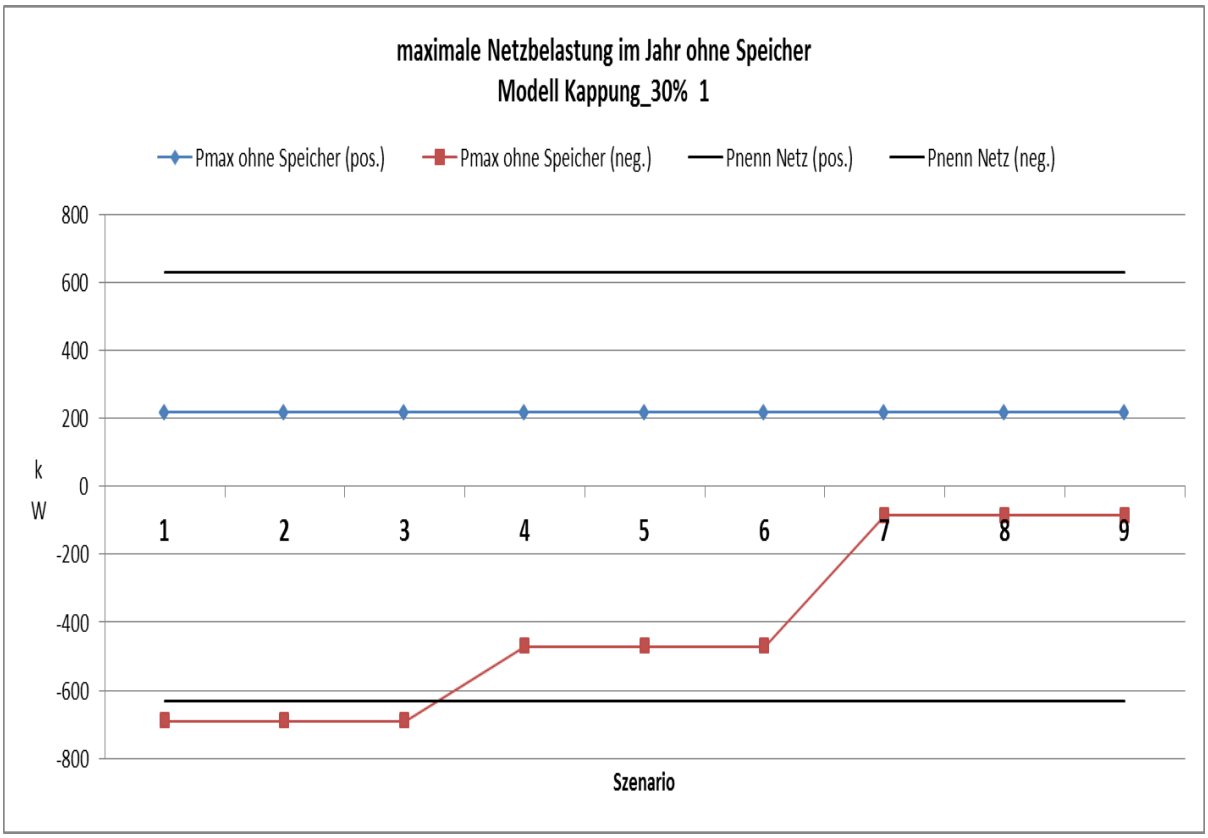

Abbildung 6.45 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 5. 1,2 Wohneinheiten je Hausanschluss. Alle Hausanschlüsse mit Speicher und PVA. Fixes Modell ohne Speicher.

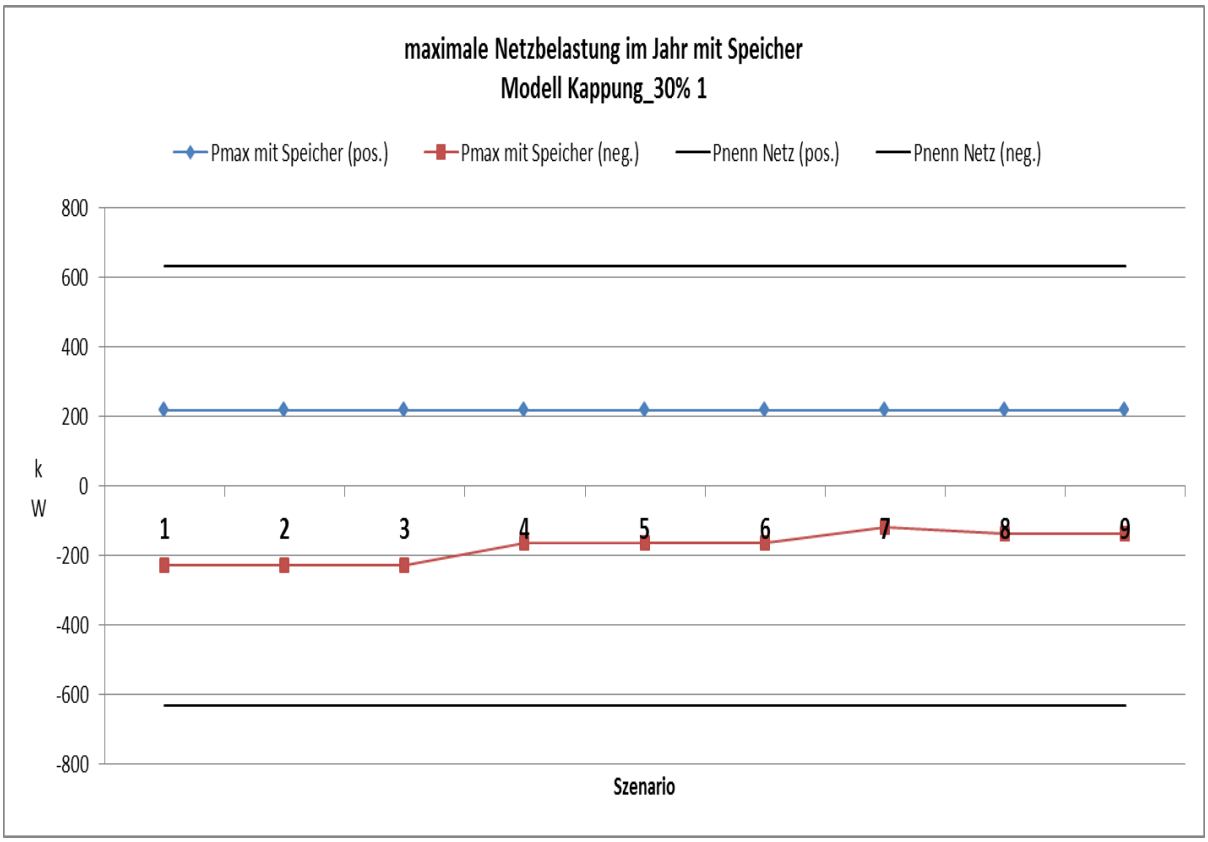

Abbildung 6.46 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 5. 1,2 Wohneinheiten je Hausanschluss. Alle Hausanschlüsse mit Speicher und PVA. Fixes Modell mit Speicher

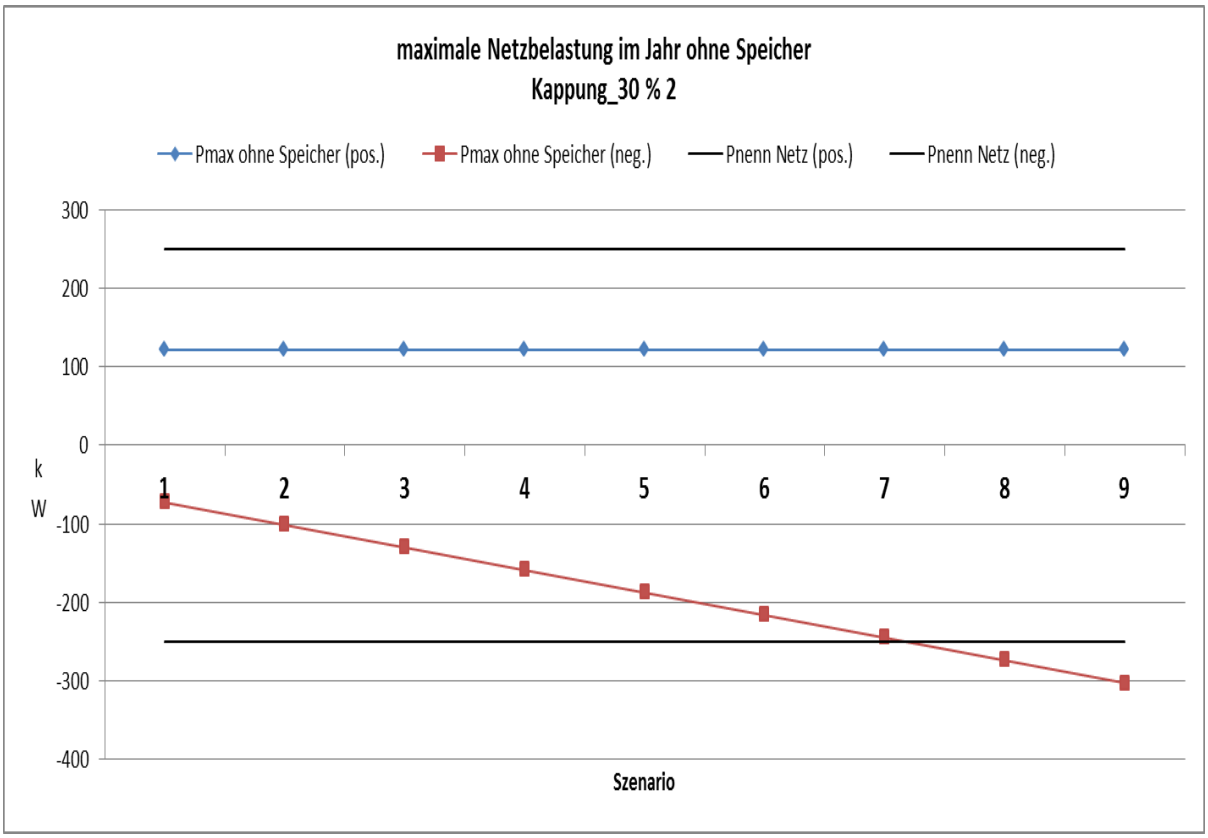

Abbildung 6.47 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 2. 1,8 Wohneinheiten je Hausanschluss. Alle Hausanschlüsse mit Speicher und PVA. Variables Modell ohne Speicher.

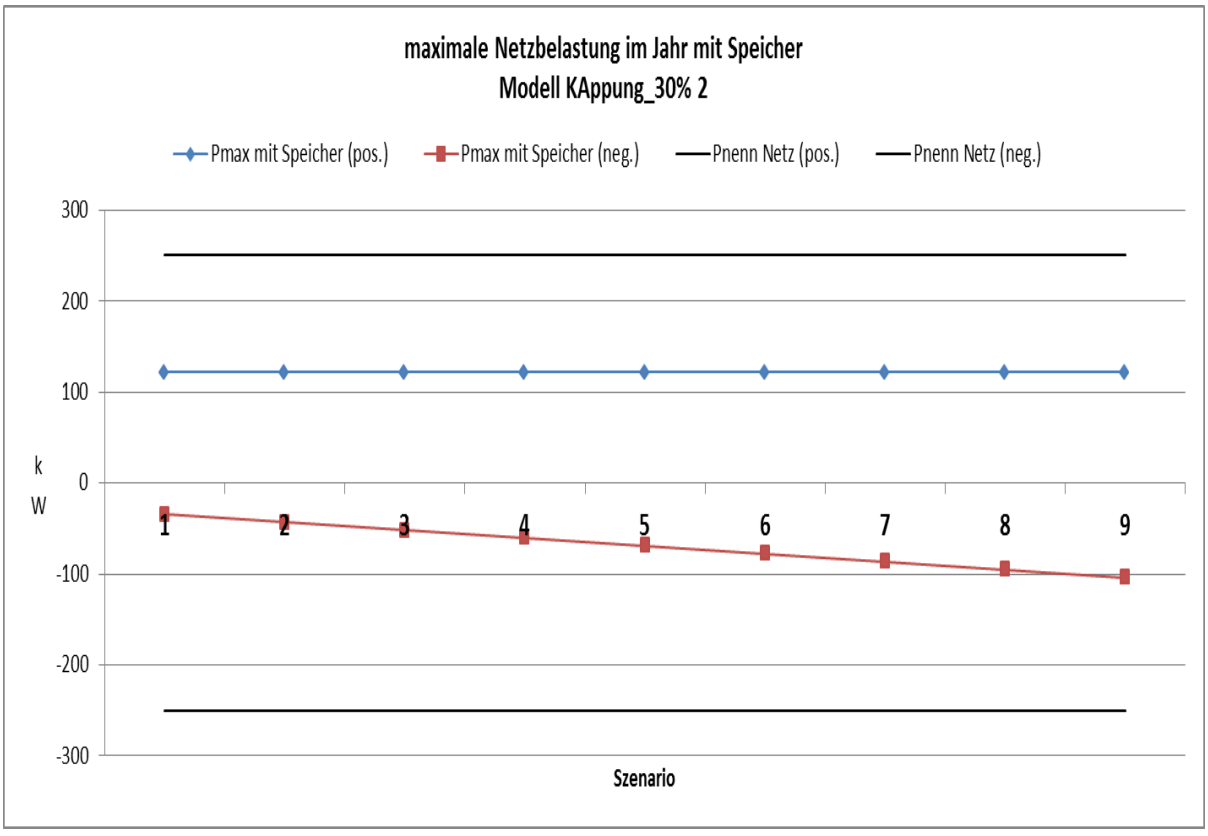

Abbildung 6.48 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 2. 1,8 Wohneinheiten je Hausanschluss. Alle Hausanschlüsse mit Speicher und PVA. Variables Modell mit Speicher.

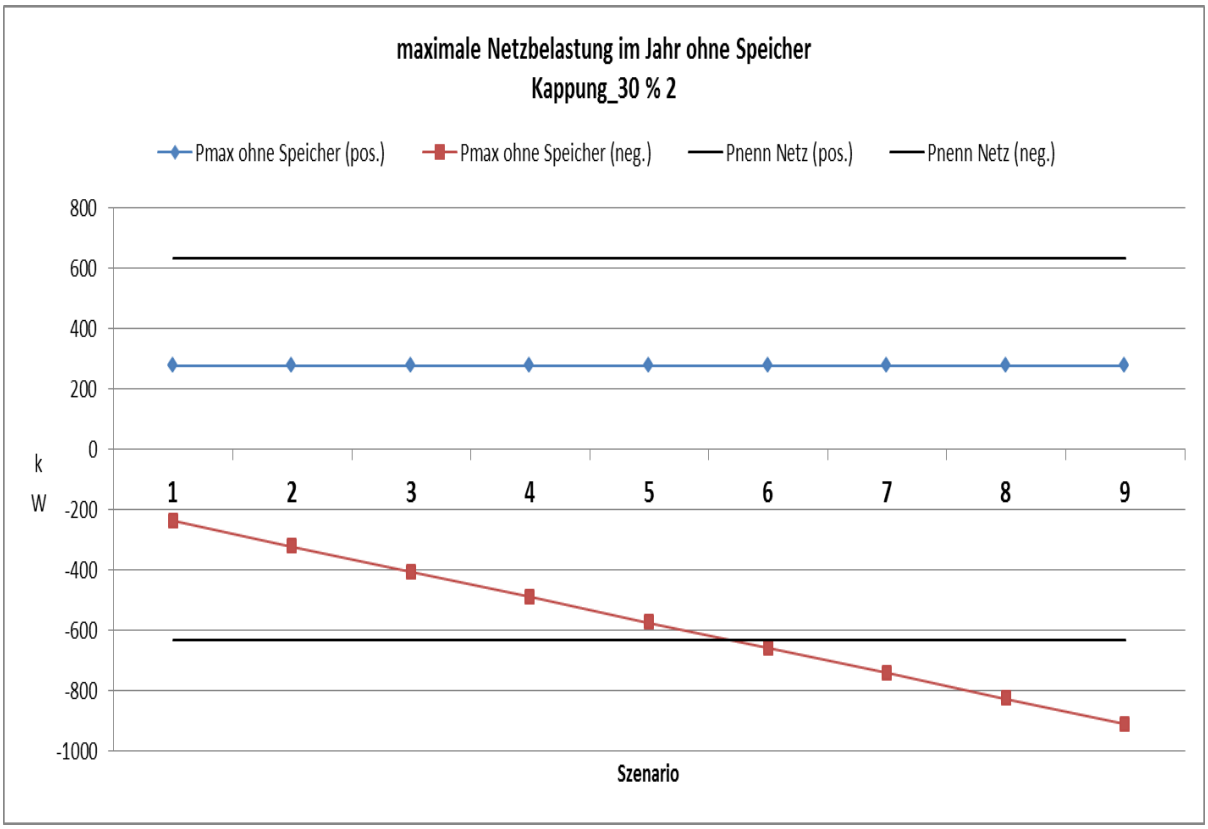

Abbildung 6.49 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 4. 1,4 Wohneinheiten je Hausanschluss. Alle Hausanschlüsse mit Speicher und PVA. Variables Modell ohne Speicher.

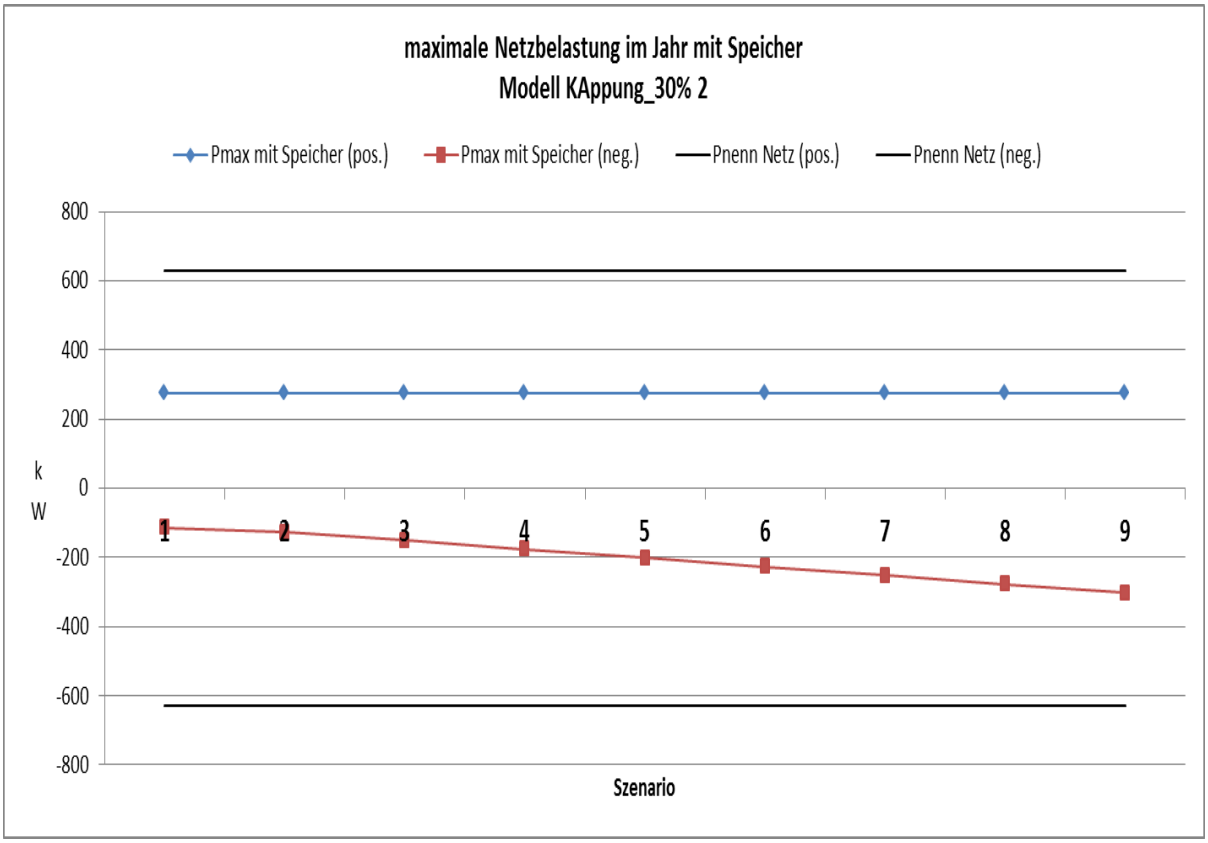

Abbildung 6.50 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 4. 1,4 Wohneinheiten je Hausanschluss. Alle Hausanschlüsse mit Speicher und PVA. Variables Modell mit Speicher.

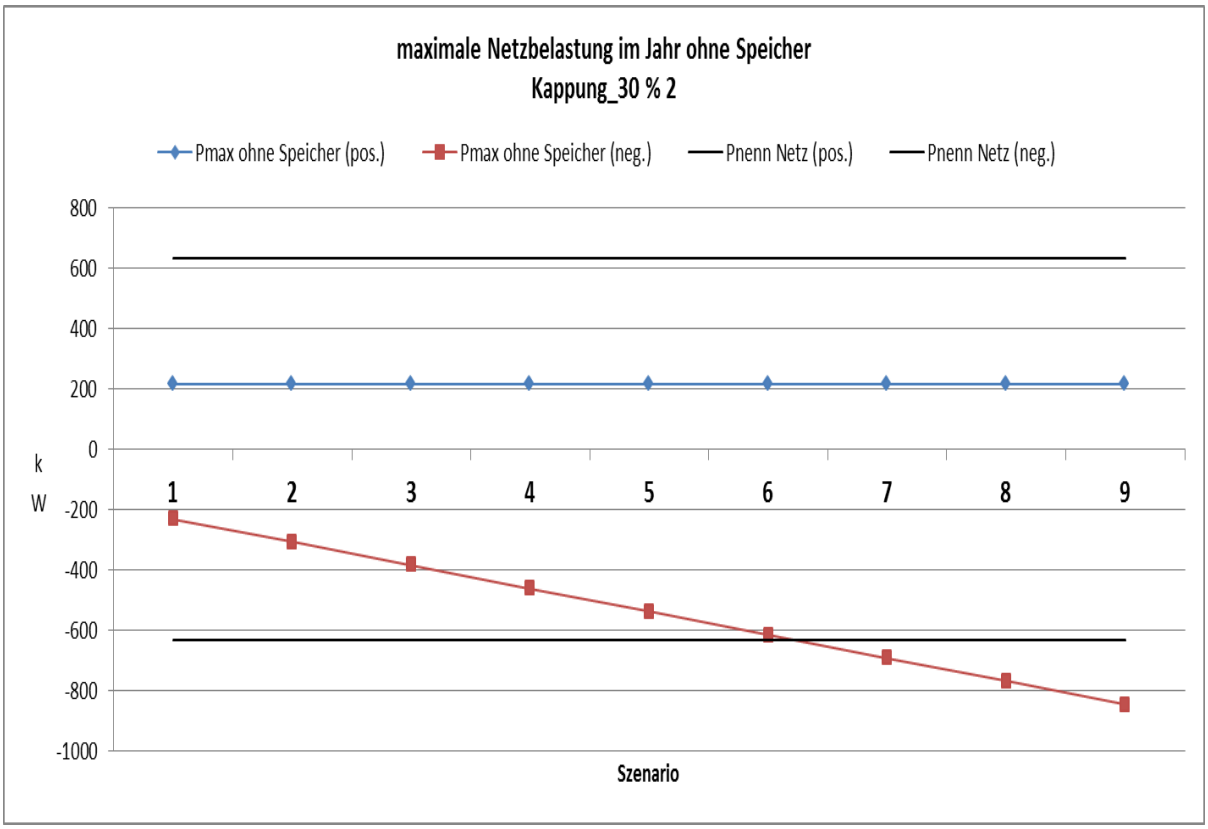

Abbildung 6.51 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 5. 1,2 Wohneinheiten je Hausanschluss. Alle Hausanschlüsse mit Speicher und PVA. Variables Modell ohne Speicher.

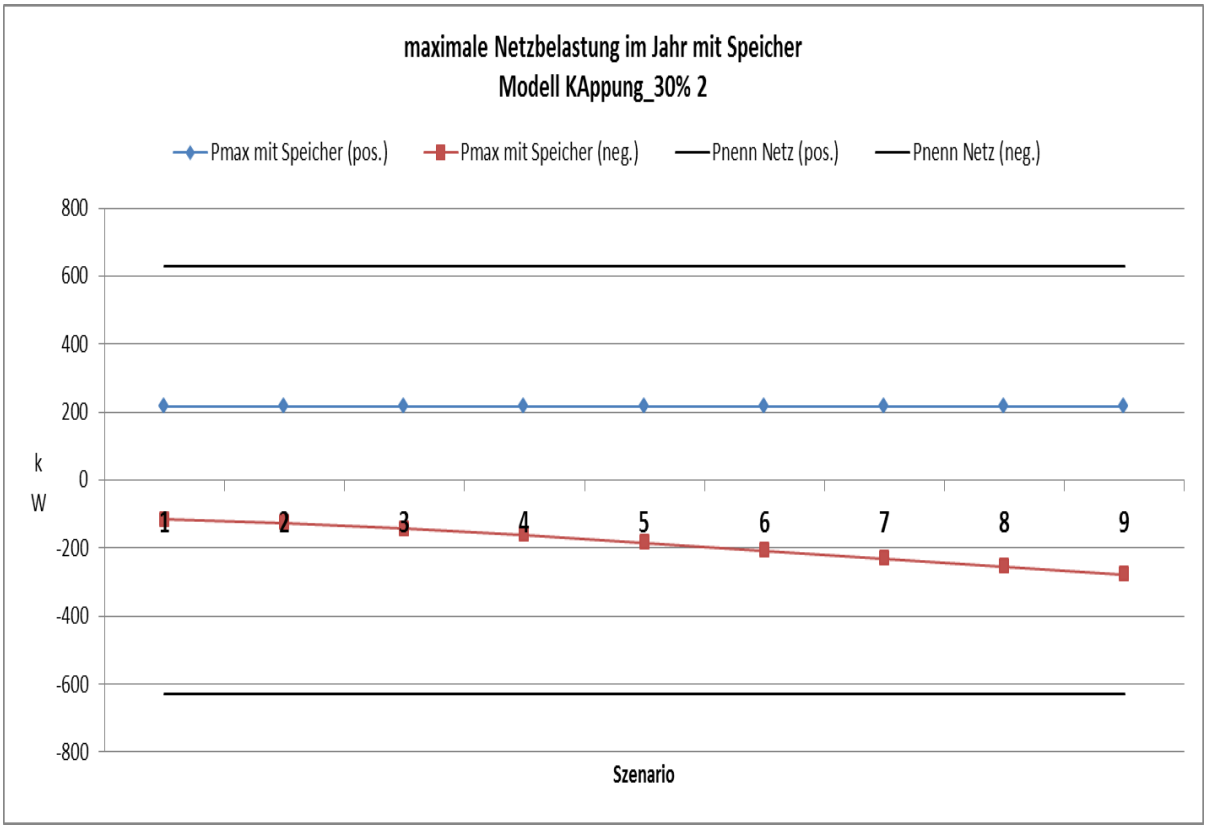

Abbildung 6.52 Maximale Netzbelastungen im Referenznetz 5. 1,2 Wohneinheiten je Hausanschluss. Alle Hausanschlüsse mit Speicher und PVA. Variables Modell mit Speicher.

Höchstlast

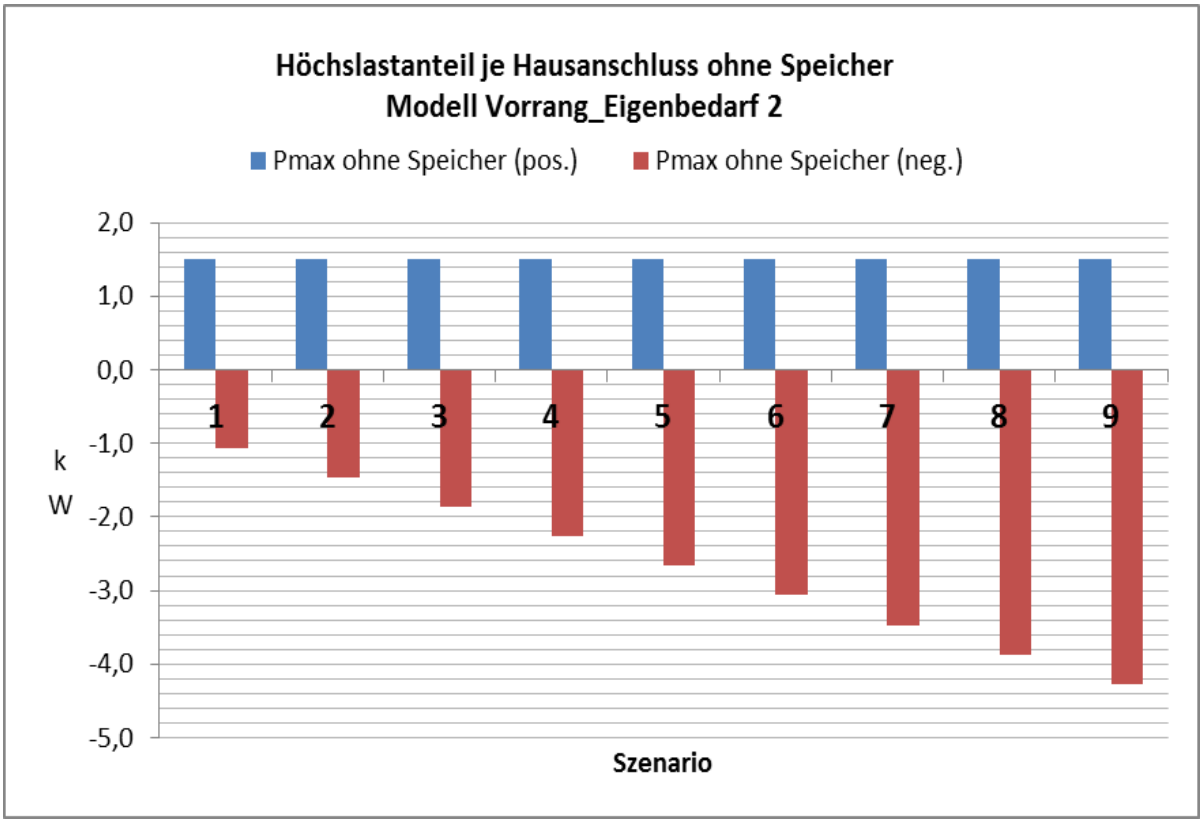

Abbildung 6.53 Modell Vorrang_Eigenbedarf 2. Höchstlastanteil je Hausanschluss. Referenznetz 3. 1,6 Wohneinheiten. Ein Hausanschluss mit Speicher und PVA

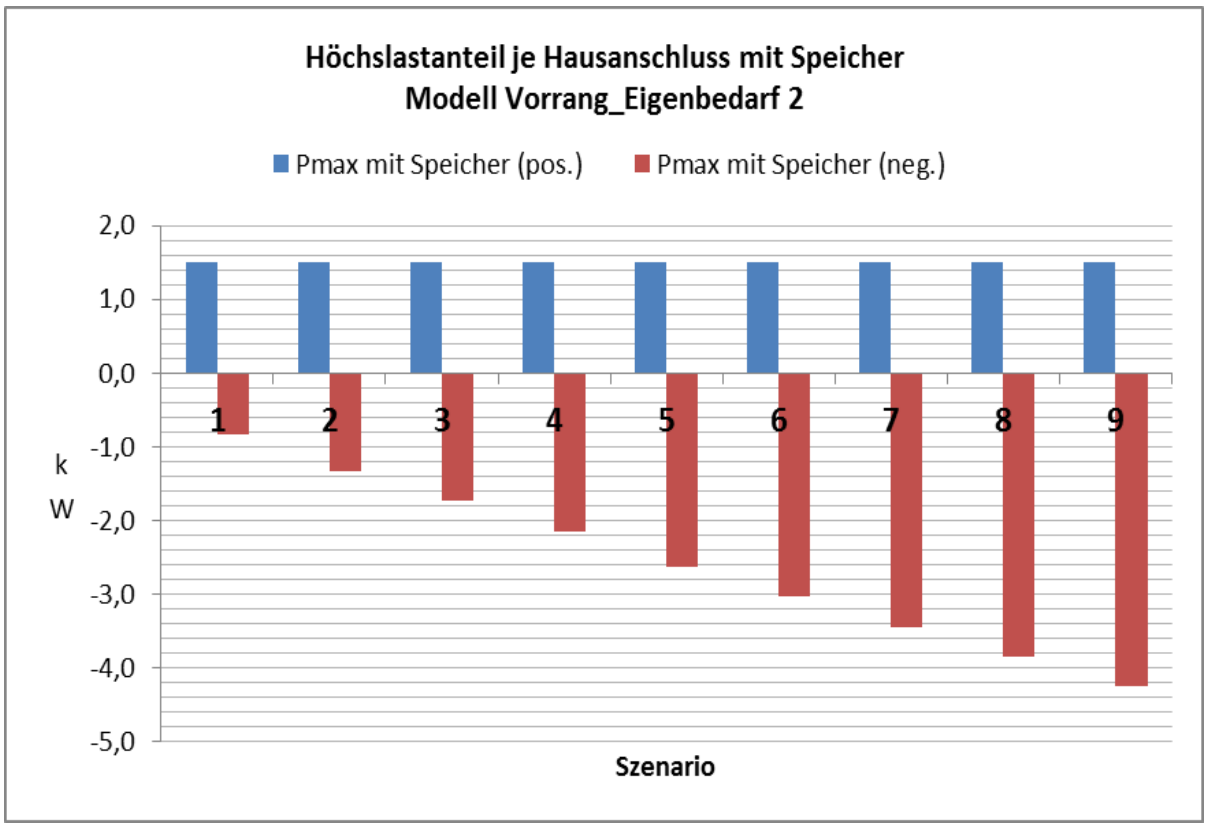

Abbildung 6.54 Modell Vorrang_Eigenbedarf. Höchstlastanteil je Hausanschluss. Referenznetz 3. 1,6 Wohneinheiten. Ein Hausanschluss mit Speicher und PVA

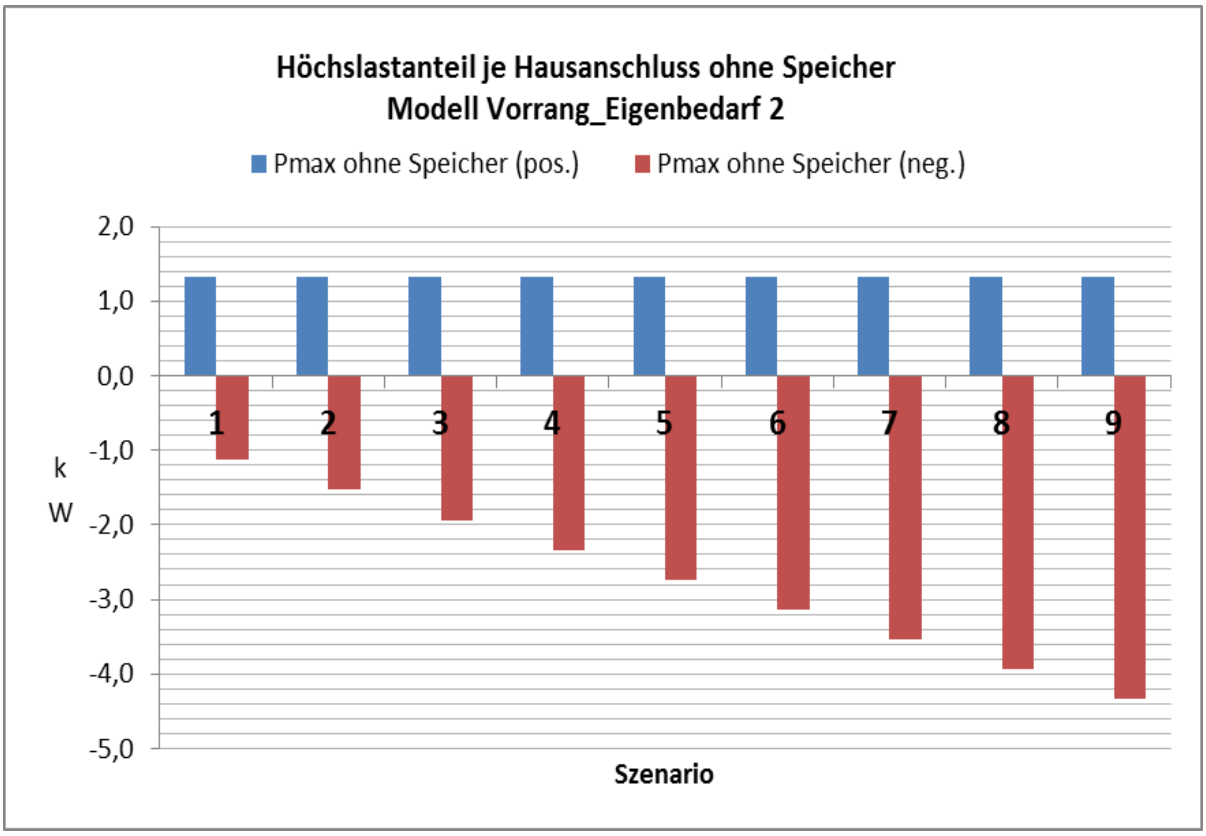

Abbildung 6.55 Modell Vorrang_Eigenbedarf 2. Höchstlastanteil je Hausanschluss. Referenznetz 4. 1,4 Wohneinheiten. Ein Hausanschluss mit Speicher und PVA

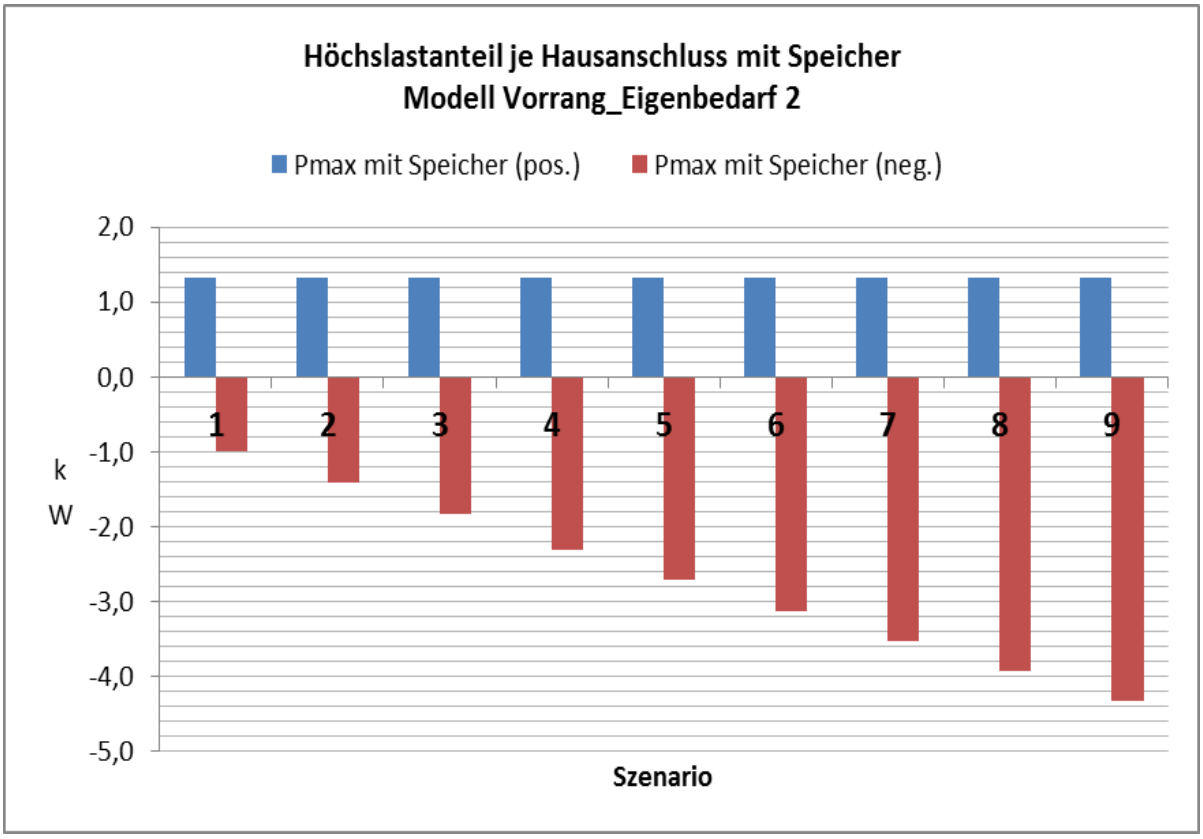

Abbildung 6.56 Modell Vorrang_Eigenbedarf 2. Höchstlastanteil je Hausanschluss. Referenznetz 4. 1,4 Wohneinheiten .Ein Hausanschluss mit Speicher und PVA

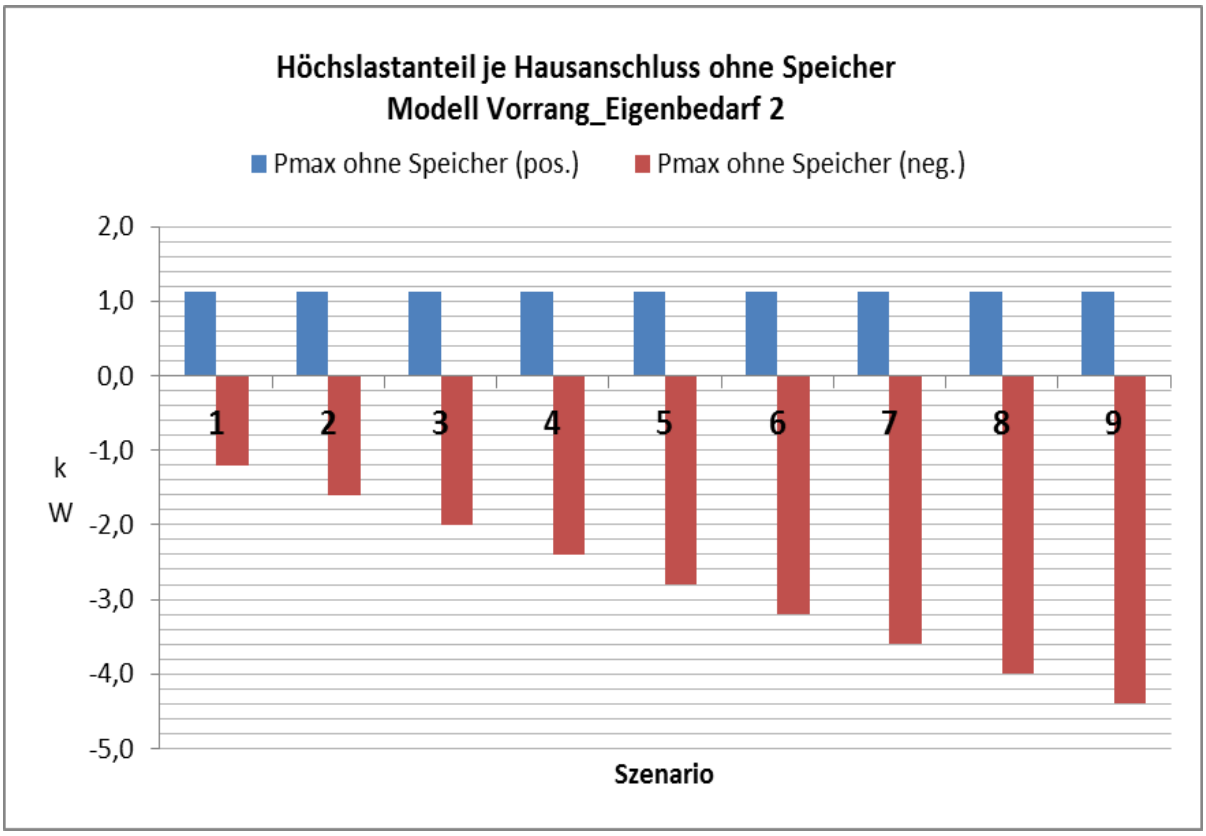

Abbildung 6.57 Modell Vorrang_Eigenbedarf 2. Höchstlastanteil je Hausanschluss. Referenznetz 5. 1,2 Wohneinheiten. Ein Hausanschluss mit Speicher und PVA

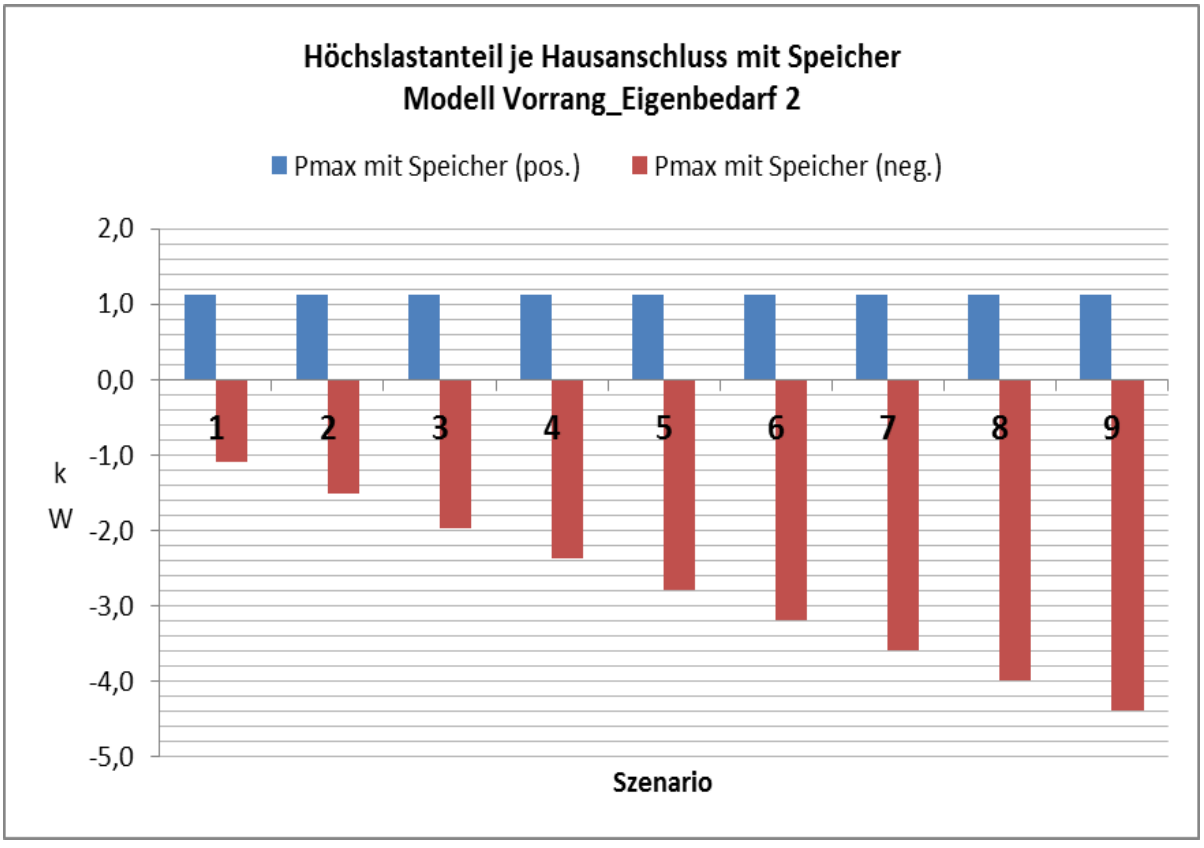

Abbildung 6.58 Modell Vorrang_Eigenbedarf 2. Höchstlastanteil je Hausanschluss. Referenznetz 5. 1,2 Wohneinheiten. Ein Hausanschluss mit Speicher und PVA

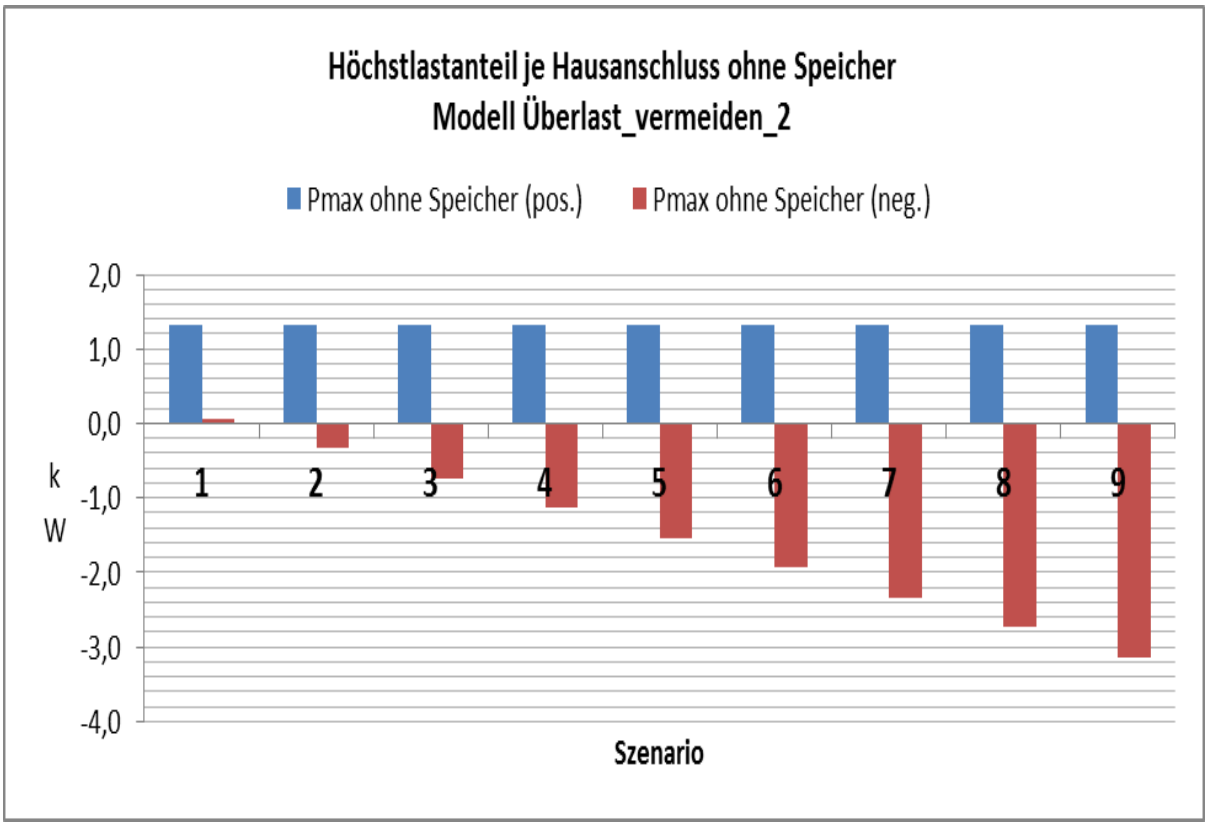

Abbildung 6.59 Modell Überlast_vermeiden 2. Höchstlastanteil je Hausanschluss. Referenznetz 4. 1,4 Wohneinheiten. Ein Hausanschluss mit Speicher und PVA

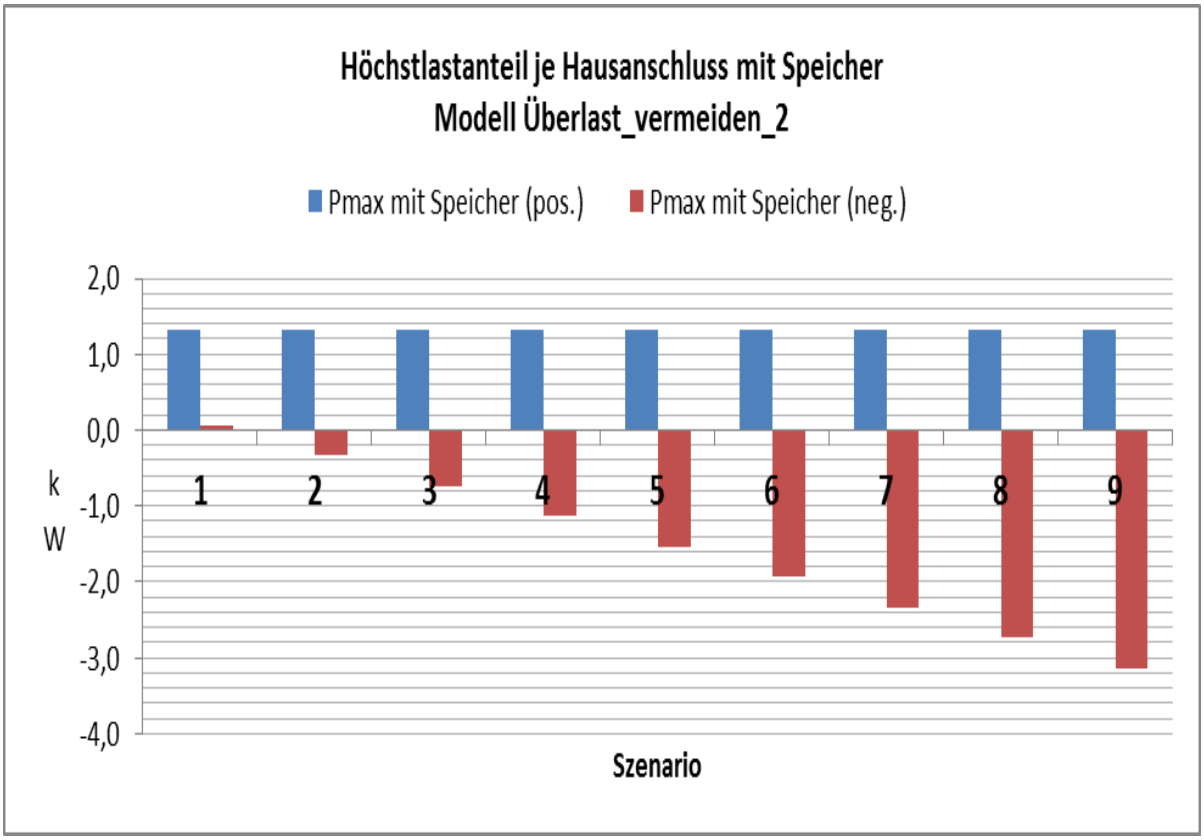

Abbildung 6.60 Modell Überlast_vermeiden 2. Höchstlastanteil je Hausanschluss. Referenznetz 4. Wohneinheiten: . Ein Hausanschluss mit Speicher und PVA

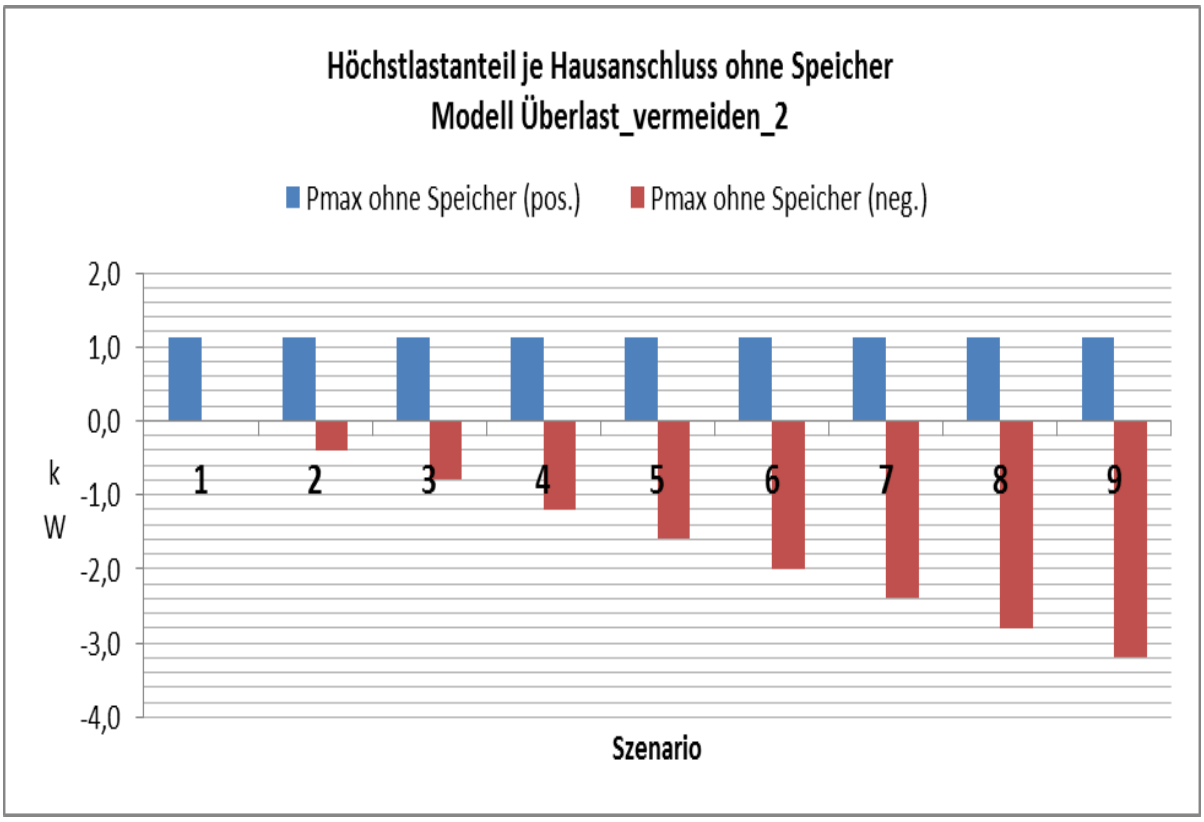

Abbildung 6.61 Modell Überlast_vermeiden 2. Höchstlastanteil je Hausanschluss. Referenznetz 5. 1,2 Wohneinheiten. Ein Hausanschluss mit Speicher und PVA

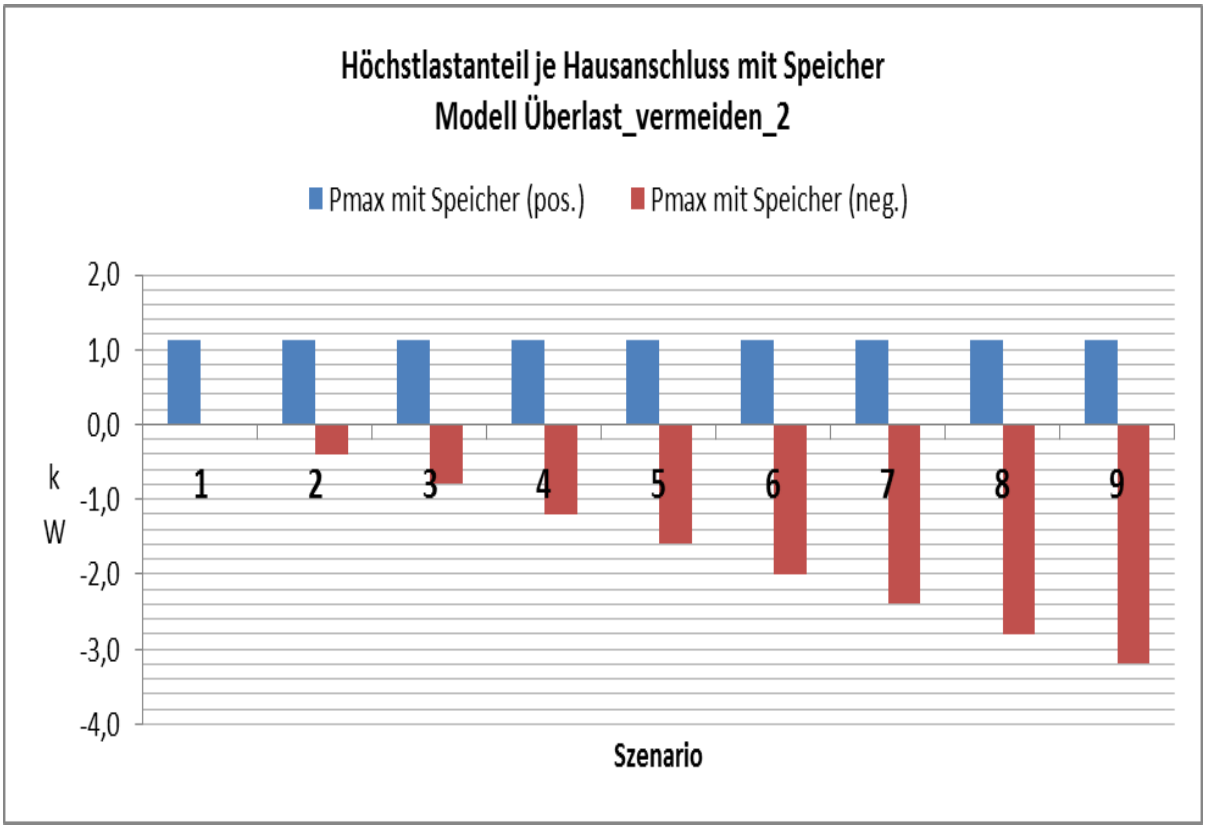

Abbildung 6.62 Modell Überlast_vermeiden 2. Höchstlastanteil je Hausanschluss. Referenznetz 5. 1,2 Wohneinheiten. Ein Hausanschluss mit Speicher und PVA

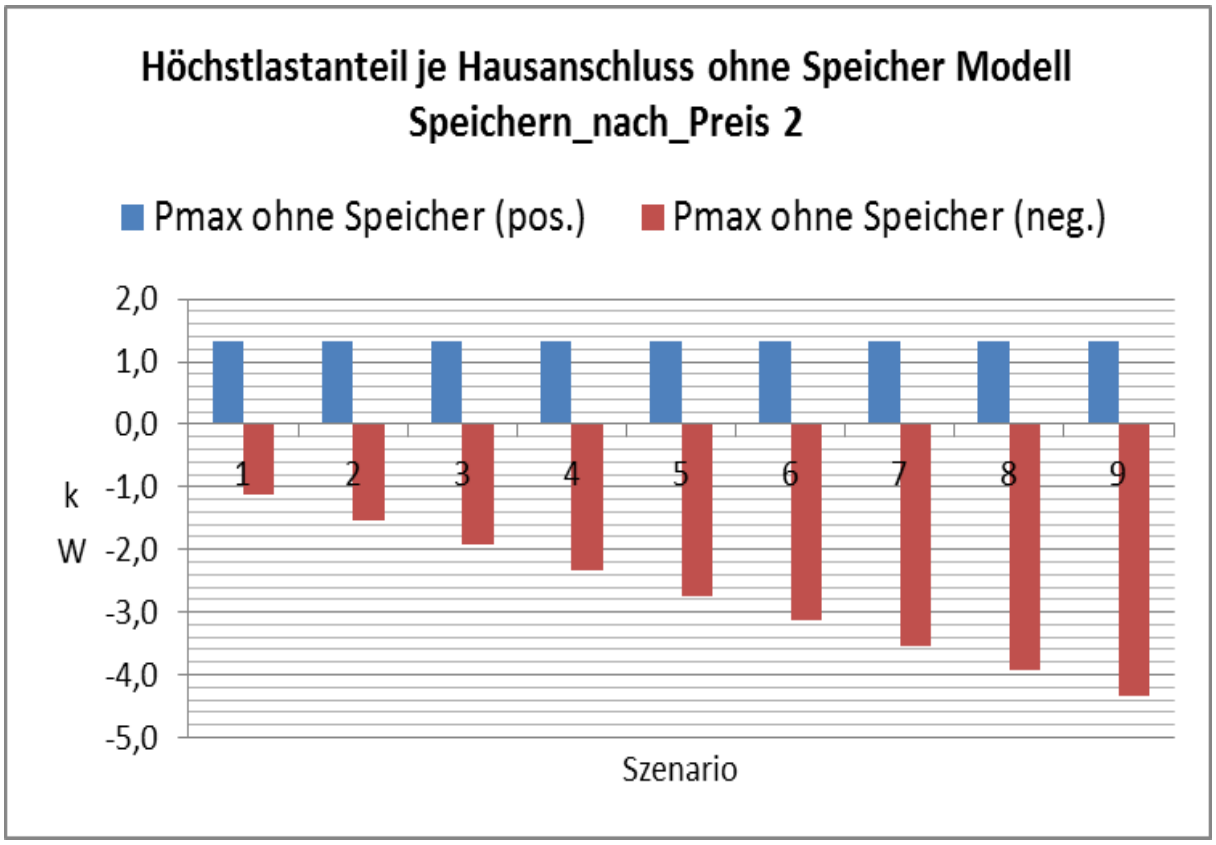

Abbildung 6.63 Modell Speichern_nach_Preis 2. Höchstlastanteil je Hausanschluss. Referenznetz 4. 1,4 Wohneinheiten. Ein Hausanschluss mit Speicher und PVA

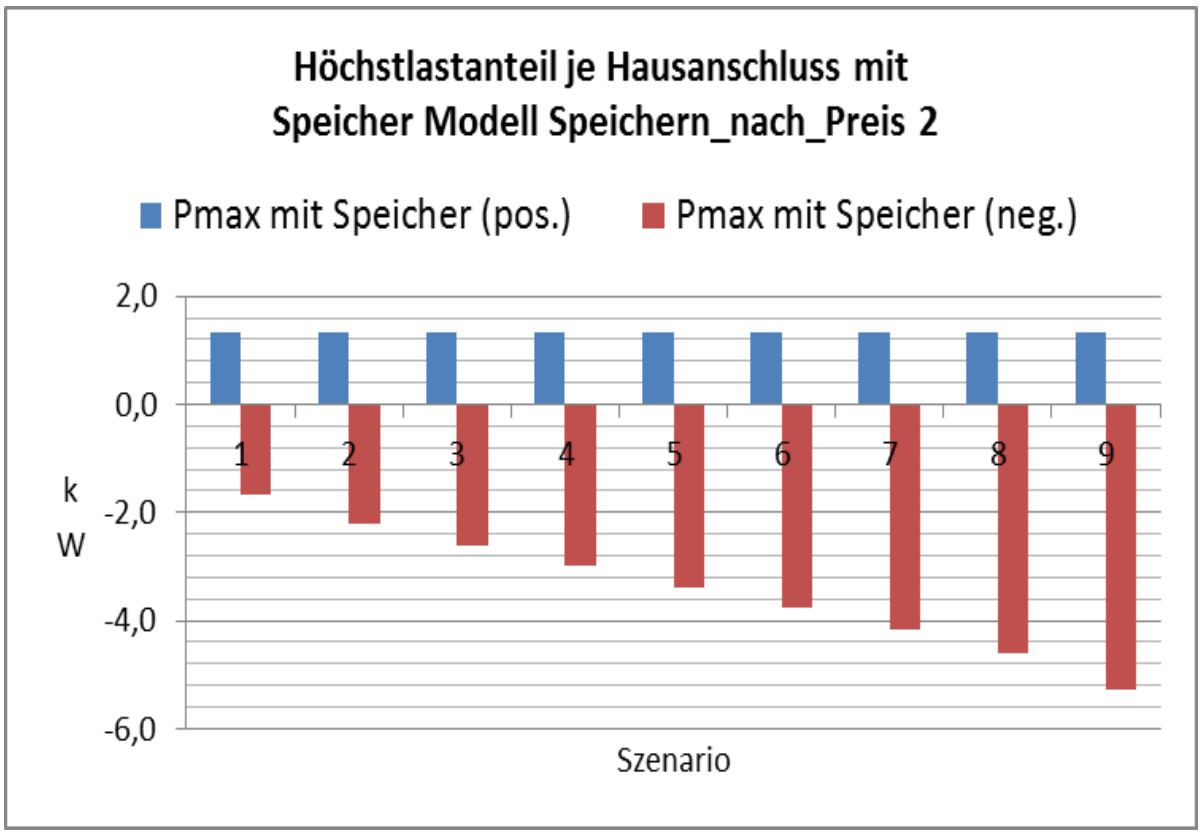

Abbildung 6.64 Modell Speichern_nach_Preis 2. Höchstlastanteil je Hausanschluss. Referenznetz 4 1,4 Wohneinheiten. Ein Hausanschluss mit Speicher und PVA

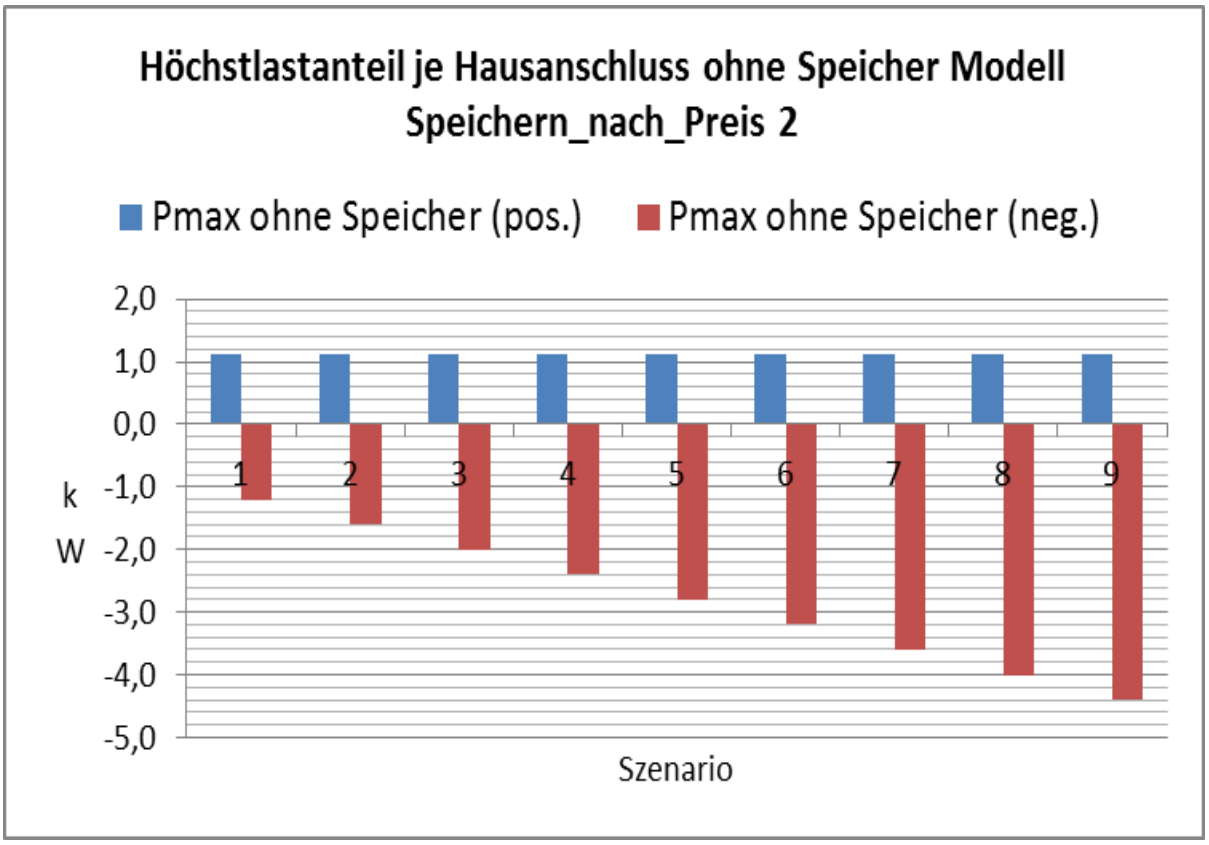

Abbildung 6.65 Modell Speichern_nach_Preis 2. Höchstlastanteil je Hausanschluss. Referenznetz 5. 1,2 Wohneinheiten. Ein Hausanschluss mit Speicher und PVA

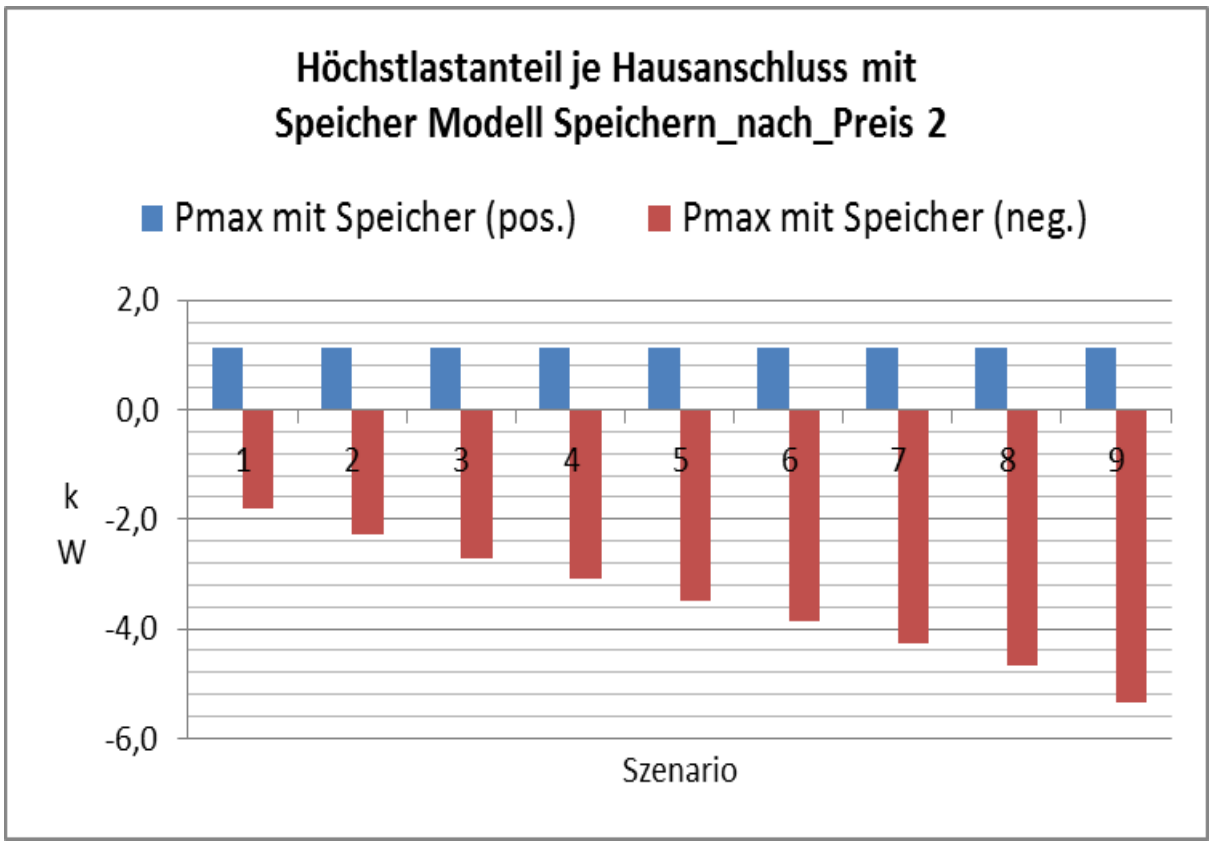

Abbildung 6.66 Modell Speichern_nach_Preis 2. Höchstlastanteil je Hausanschluss. Referenznetz 5. 1,2 Wohneinheiten. Ein Hausanschluss mit Speicher und PVA

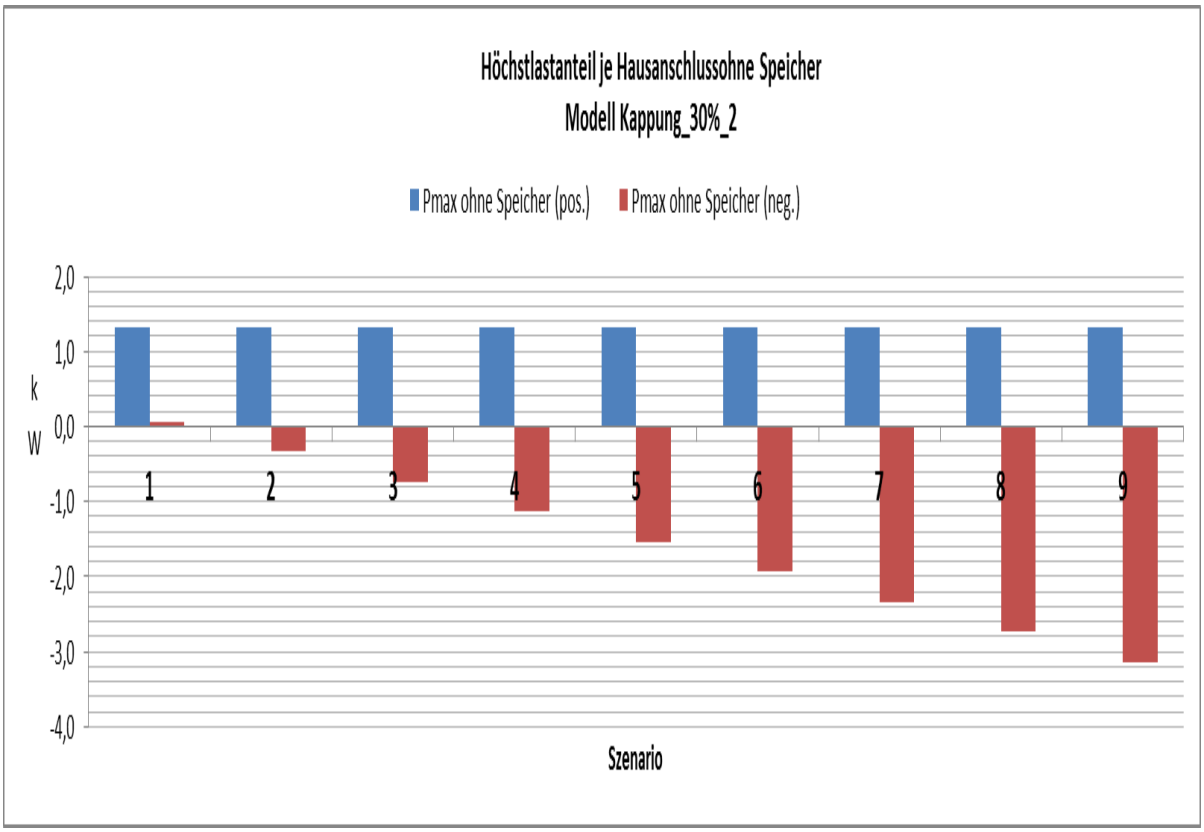

Abbildung 6.67 Modell Kappung_30% 2. Höchstlastanteil je Hausanschluss. Referenznetz 4. 1,4 Wohneinheiten. Ein Hausanschluss mit Speicher und PVA

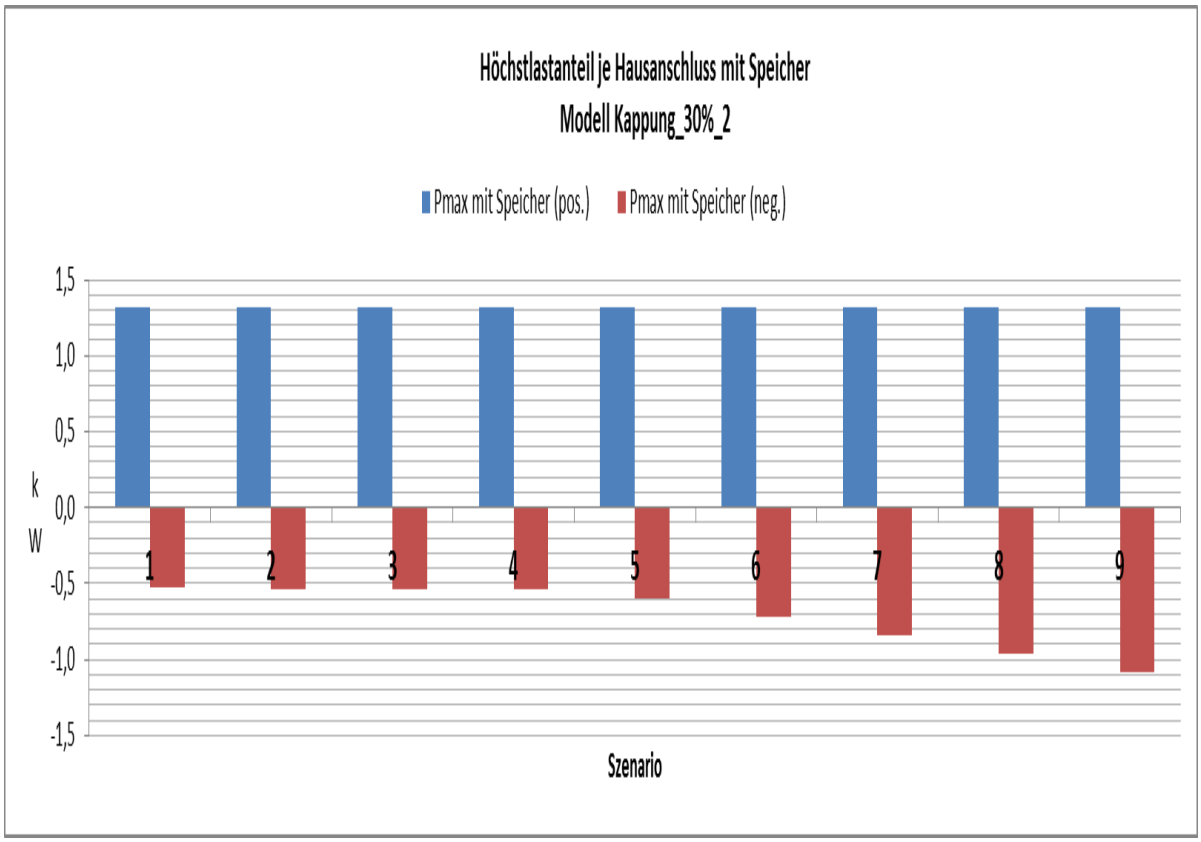

Abbildung 6.68 Modell Kappung_30% 2. Höchstlastanteil je Hausanschluss. Referenznetz 4. 1,4 Wohneinheiten: Ein Hausanschluss mit Speicher und PVA

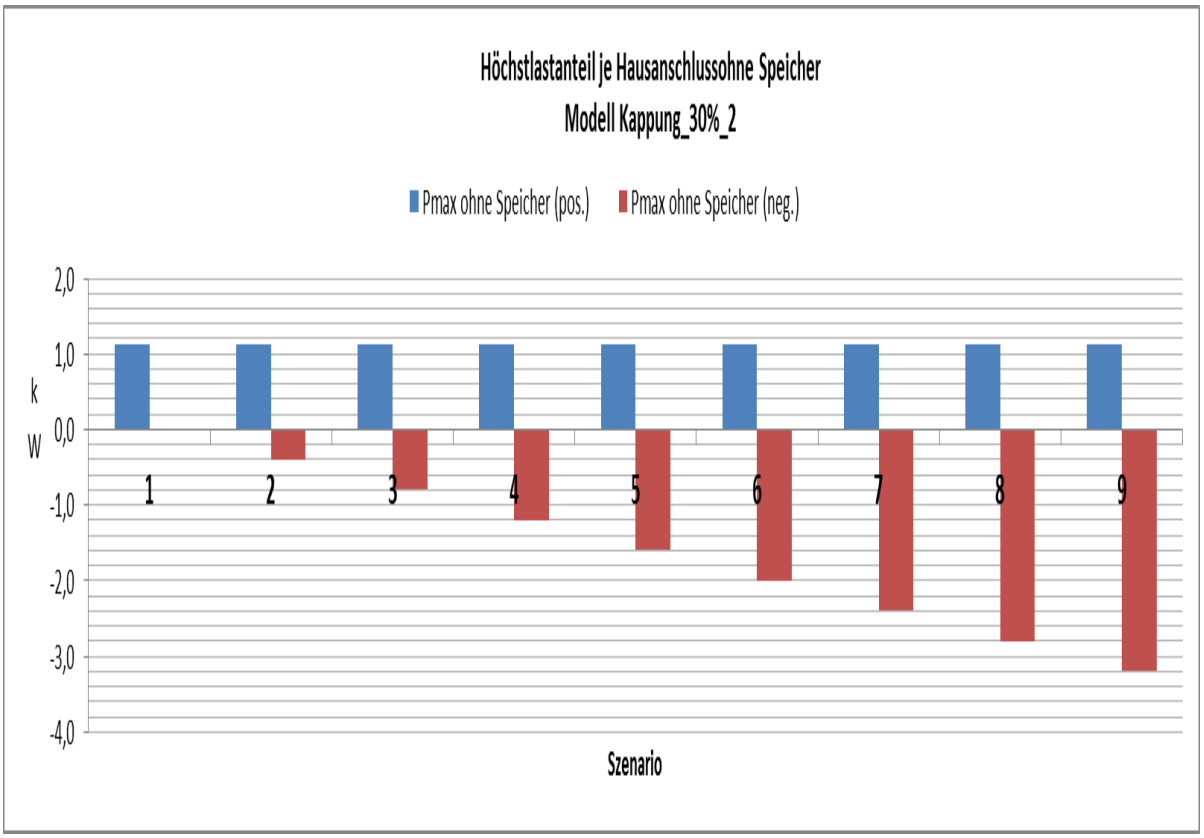

Abbildung 6.69 Modell Kappung_30% 2. Höchstlastanteil je Hausanschluss. Referenznetz 5. 1,2 Wohneinheiten. Ein Hausanschluss mit Speicher und PVA

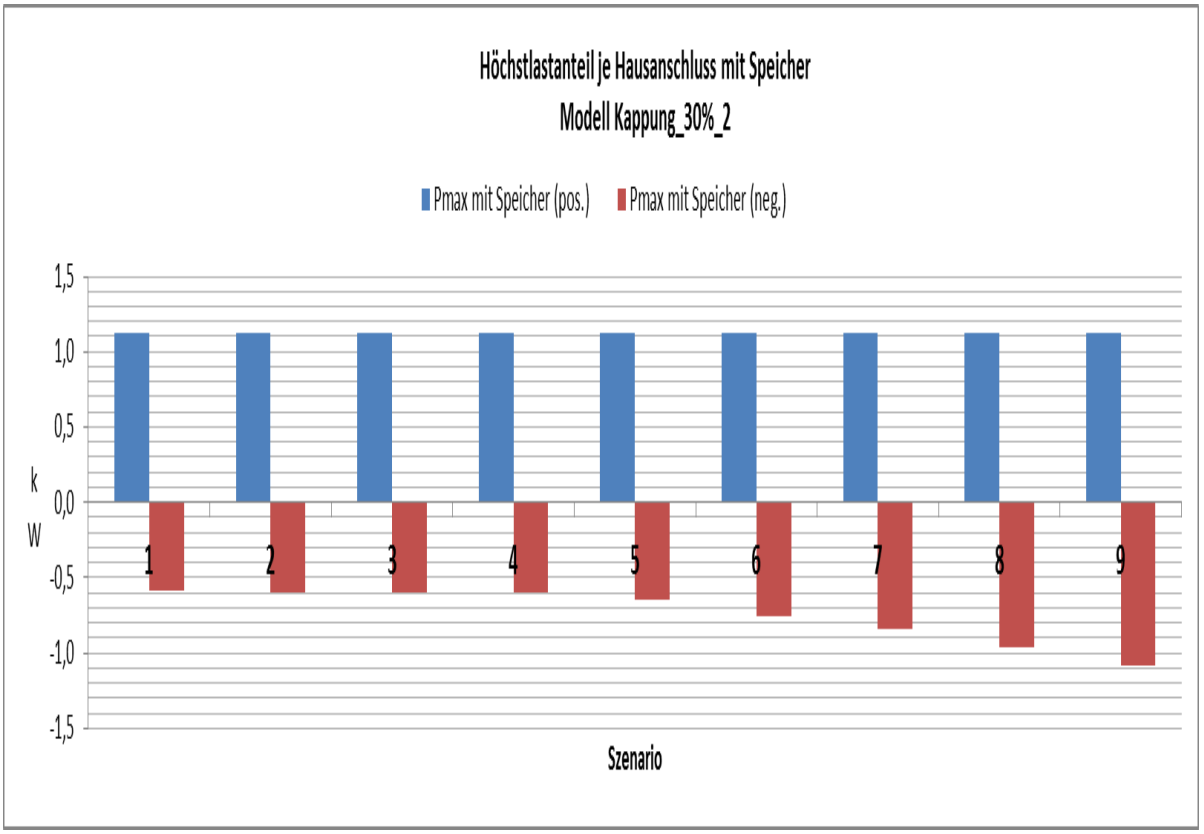

Abbildung 6.70 Modell Kappung_30% 2. Höchstlastanteil je Hausanschluss. Referenznetz 5. 1,2 Wohneinheiten: Ein Hausanschluss mit Speicher und PVA

4.1 Siedlungstyp A Wohnplätze und Streusiedlungen [8.2]

„Wohnplätze und Streusiedlungen liegen im ländlichen Bereich ihre Entstehung geht auf mittelalterliche Ursprünge zurück. Im 10. Und 11. Jahrhundert entstanden vorwiegend kleine Haufendörfer und Einzelhöfe. Es ist ein direkter Bezug zwischen der Wohnbebauung und der landwirtschaftlichen Nutzfläche zu erkennen. Nach Ausgang des Mittelalters wurden bis zur Anlage von Neubauernsiedlungen kaum neue ländliche Siedlungsstrukturen geschaffen [8.1].“ Diese Netzbezirke werden überwiegend mit Freileitungen an das Netz angebunden die Erschließung erfolgt als Strahlennetz mit einseitiger Straßenbelegung. Die Anordnung der Gebäude ist einzeln oder in kleinen Gruppen vorzufinden genutzt werden sie als Wohngebäude mit Landwirtschaftlichem Gewerbe[8.1].

Abbildung 6.71 Siedlungstyp A mit modelliertem Referenznetz.

4.2 Siedlungstyp B Dörfer mit überwiegend Gehöften [8.2]

Dörfer mit überwiegend Gehöften gehören ebenso zu den ländlichen Siedlungsstrukturen und werden meist als Strahlennetz mit einseitiger Straßenbelegung aufgebaut und versorgt. Entlang der Hauptverkehrswege verläuft eine Hauptleitung, in abzweigenden Seitenstraßen gelegene Netznutzer werden über Nebenleitungen versorgt. Je nach Sanierungszustand gibt es eine hohe Diversität des Leitungsmaterials. Die Gebäude sind am Straßennetz ausgerichtet und werden als Wohngebäude und für vorwiegend landwirtschaftliches Gewerbe genutzt.

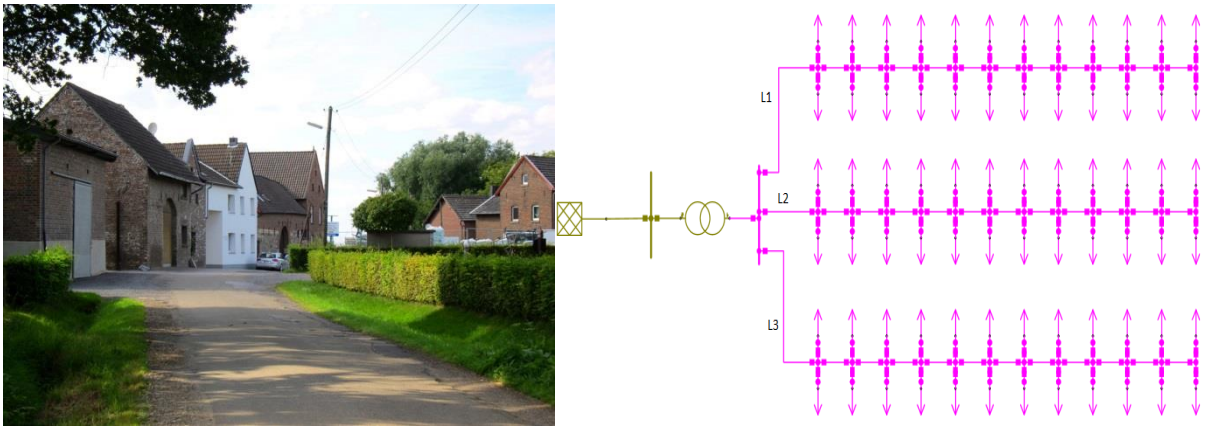

Abbildung 6.72 Siedlungstyp B mit modelliertem Referenznetz.

4.3 Siedlungstyp C Ein- und Zweifamilienhaussiedlung niedriger Dichte [8.2]

Ein- und Zweifamilienhaussiedlungen niedriger Dichte liegen größtenteils in Vorstadtgebieten vor. Diese Netzbezirke sind bis auf wenige Ausnahmen verkabelt (in der Erde verlegt) Leitungsmaterial ist je nach Errichtungs- bzw. Sanierungszustand einheitlich. Die Erschließung des Netzbezirks erfolgt rasterförmig mit einseitiger Straßenbelegung. Es liegt eine vorwiegend parallele Anordnung der Gebäude bei gleicher Bauform vor.

Abbildung 6.73 Siedlungstyp C mit modelliertem Referenznetz.

4.4 Siedlungstyp D Einfamilienhaussiedlung hoher Dichte und Dorfkern [8.2]

Einfamilienhaussiedlungen hoher Dichte mit Dorfkern sind im städtischen Randbereich und in ländlichen Bereich vorzufinden. Diese Netzbezirke sind mit einheitlichem Leitungsmaterial des Errichtungszustandes verkabelt. Die Erschließung erfolgt als kleinmaschig, überwiegend rasterförmig mit einseitiger Straßenbelegung. Die Gebäude werden für Wohnzwecke genutzt mit vereinzelt stillem Gewerbe wie auf dem Bild zu erkennen sind die Gebäude individuell in ihrer Bauform.

Abbildung 6.74 Siedlungstyp D mit modelliertem Referenznetz.

4.5 Siedlungstyp E Reihenhaussiedlung [8.2]

Reihenhaussiedlungen sind in Vorstadtbereichen vorzufinden. Diese Netzbezirke sind mit einheitlichem Leitungsmaterial des Errichtungs- bzw. Sanierungszustandes verkabelt. Die Erschließung erfolgt als kleinmaschig, überwiegend rasterförmig mit einseitiger Straßenbelegung. Die Gebäude werden ausschließlich für Wohnzwecke genutzt. Die Häuserzeilen sind parallel angeordnet.

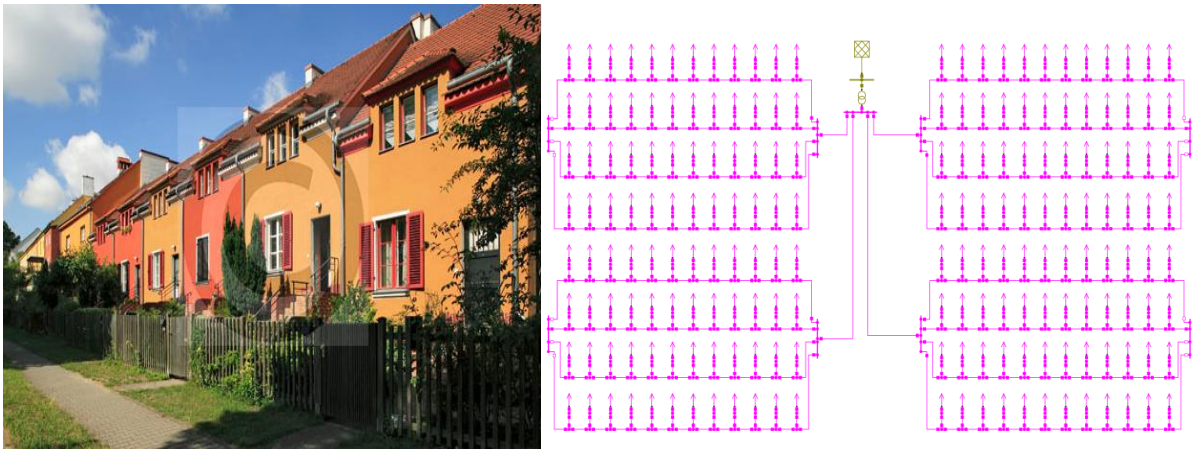

Abbildung 6.75 Siedlungstyp E mit modelliertem Referenznetz.

4.6 Siedlungstyp F Zeilenbebauung mittlerer Dichte [8.2]

Zeilenbebauung mittlerer Dichte kommen im Vorstadtbereich vor. Diese Netzbezirke sind überwiegend mit einheitlichem Leitungsmaterial des Errichtungszustandes verkabelt. Die Erschließung erfolgt über Stiche und Schleifen. Die Gebäude werden ausschließlich für Wohnzwecke genutzt. Die Gebäude sind parallel angeordnet.

Abbildung 6.76 Siedlungstyp F modelliertem Referenznetz.

4.7 Siedlungstyp G Zeilenbebauung hoher Dichte und Hochhäuser [8.2]

Zeilenbebauung hoher Dichte und Hochhäuser kommen am Rand von Groß- und Kleinstädten und oft in neuen Stadtzentren vor. Die Erschließung erfolgt über Stiche und Schleifen. Die Gebäude werden ausschließlich für Wohnzwecke genutzt. Die Gebäude sind parallel angeordnet.

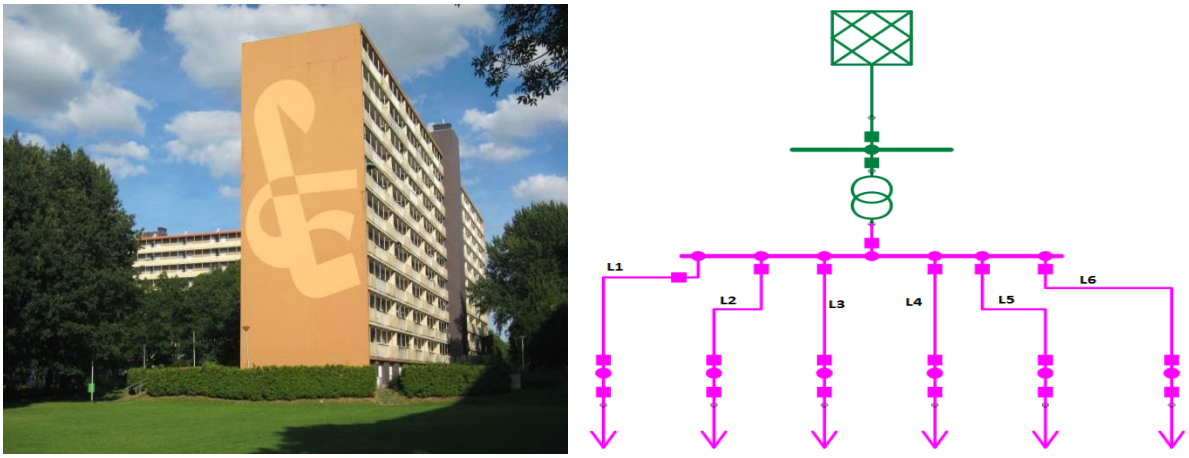

Abbildung 6.77 Siedlungstyp G mit modelliertem Referenznetz.

4.8 Siedlungstyp H Blockbebauung [8.2]

Bockbebauungen liegen vorwiegend in großstädtischen Innenstadtbereich angrenzend an den Stadtkern. Netzbezirke sing verkabelt wobei eine hohe Diversität des Leitungsmaterials vorliegt. Die Erschließung erfolgt rasterförmig mit zweiseitiger Straßenbelegung. Die Gebäude werden zu Wohnzwecke und als Büros genutzt teilweise sind Ladengeschäfte enthalten.

Abbildung 8.78 Siedlungstyp H modelliertem Referenznetz.

4.9 Siedlungstyp I Mittelalterliche Altstadt [8.2]

Wie der Name Altstadt schon vermittelt liegt sie im städtischen Kerngebiet. Netzbezirke sind verkabelt wobei eine hohe Diversität des Leitungsmaterials vorliegt. Die Erschließung erfolgt rasterförmig oft schiefwinklig mit zweiseitiger Straßenbelegung. Die Gebäude werden für Wohnzwecke, Büros und als Ladengeschäfte genutzt. Es liegt eine sehr Dichte verwinkelte Anordnung der Gebäude vor.

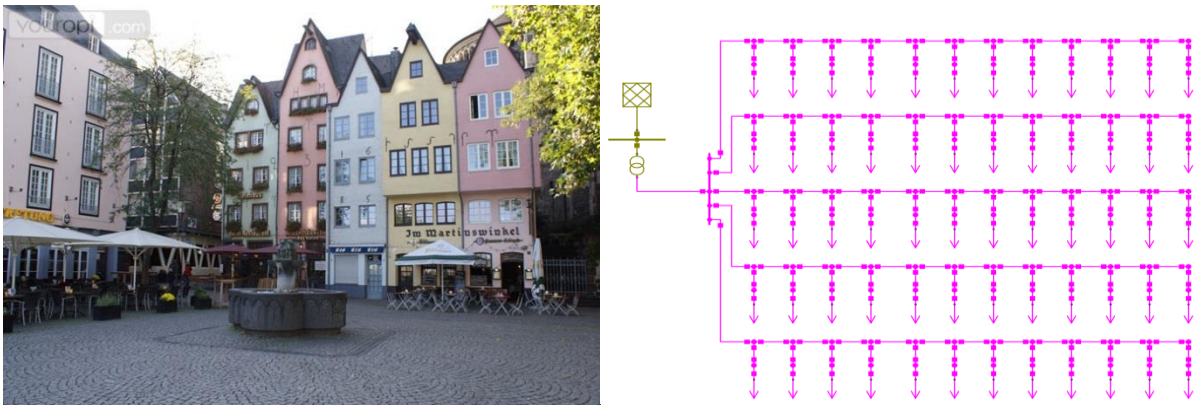

Abbildung 6.79 Siedlungstyp I modelliertem Referenznetz.

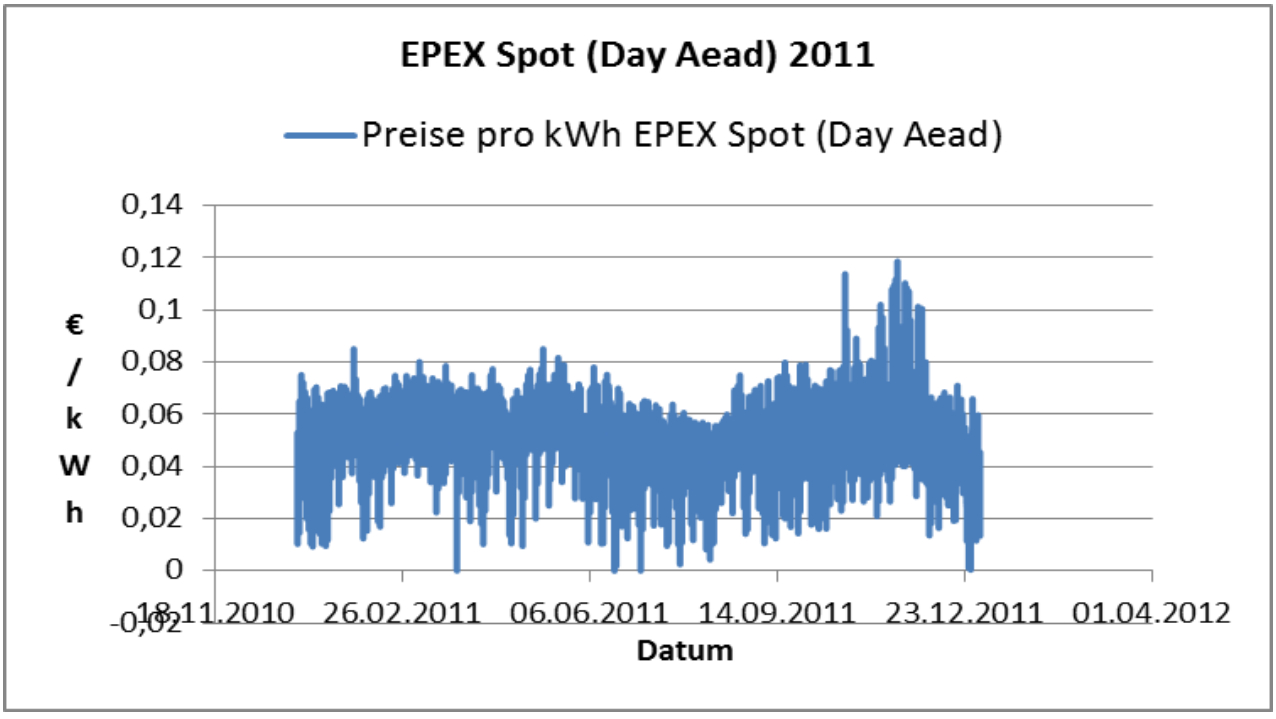

Abbildung 6.80 Preise pro kWh an der EPEX Spot (Day Ahead) über ein Jahr (2011).

7 Quellenverzeichnis

[1.1] Dipl. Ing. Mikro Bodach, Energiespeicher im Niederspannungsnetz zur Integration dezentraler, fluktuierender Energiequellen, Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universität Chemnitz, 16.03.2006, Chemnitz.

[2.1] http://www.next-kraftwerke.de/wissen/strommarkt/spotmarkt-epex-spot

[2.2] Frauenhofer ISE – Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland (28.02.2012)

[2.3] http://www.stromvergleich.de/strompreise (10.04.2013)

[2.4] www.next-kraftwerke.de/wissen/direktvermarktung (28.02.2013)

[2.5] Wie funktionieren virtuelle Kraftwerke. Boris Hänssler. Technology Review. Magazin für Innovation. 2013.

[2.6] http://de.wikipedia.org/wiki/Erneuerbare-Energien-Gesetz (12.04.2013)

[2.7] Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG), 01.01.2013

[2.8] http://www.jm-projektinvest.com/de/photovoltaik/einspeiseverguetung (13.03.2013)

[2.9] Prof. Dr. Eberhard Waffenschmidt, Dezentrale Strukturen elektrischer Netze, Vorlesung zum Master Studium Teil 3, FH – Köln SS 2012,

[2.10] http://www.eonmitte.com/admin/userimages/File/netz2008/Vertraege/Strom/NNV_Variante_2/080901_NNV_Variante_2_Anlage_3.pdf (12.04.23013)

[2.11] http://www.eonmitte.com/admin/userimages/File/netz2008/Vertraege/Strom/NNV_Variante_2/080901_NNV_Variante_2_Anlage_3.pdf (12.04.2013)

[2.12] http://de.wikipedia.org/wiki/Standardlastprofil (12.04.2012)

[2.13] Martin Loedl, Georg Kerber, Porf. Dr. Rolf Wirtmann, Dr. Clemens Hoffmann, Dr. Michael Metzger, Abschätzung des Photovoltaikpotentials auf Dachfächen in Deutschland, TU München, Siemens AG, 11. Symposium Energieinnovation, 10 – 12.2 2010, Graz Autrai.

[2.14] http://www.solaranlagen-portal.de/photovoltaik/preis-solar-kosten.html (12.04.2013)

[3.1] [8.1]

Jörg Scheffler, "Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten", Dissertation, Technische Universität Chemnitz, 18.Juni 2002

[3.2] [8.2]

Kenan Mustafa Demirel, Modellierung von Referenznetzen in der Niederspannungsebene, Diplomarbeit für die Prüfung zum Diplom-Ingenieur, Februar 2013.

[3.3] Dipl.Ing. Georg Kerber, Empfehlung zur Richtlinie zum Anschluss von Erzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz, TU München, 15.05.2009,

[4.1] Dr. Thomas Schlick, Bernhard Hagemann, Michael Kramer, Jens Garrelfs, Alexander Rassmann, Zukunftsfeld Energiespeicher, Marktpotenziale standardisierter Lithium-Ionen-Batteriesysteme, eine gemeinsame Marktstudie des VDMA und Roland Berger, 10/2012.

[4.2] Prof. Dr. Dirk Uwe Sauer, Technologie und Auslegung von Batteriesystemen für die Elektromobilität, FGLA-Kolloquium „Elektromobilität 2010“ Aachen, 15.01.2010

[4.3] Katharina Ertmer, “Einfamilienhaus im Batteriemodus“, Sonne Wind & Wärme, 02/2013.

[5.1] Wolf von Fabeck, Zusammenwirken von Photovoltaik, Windkraft und Energiespeichern. Ein Vorschlag des Solarenergie – Fördervereins SFV, (22.06.2012)

8 Abbildungsverzeichnis

Abbildung [2.1] Seite 10

Abbildung [2.2] Seite 11

Abbildung [2.3] Seite 12

Abbildung [3.1] Quelle [3.1] Seite 13

Abbildung [3.2] Quelle [3.2] Seite 16

Abbildung [4.1] http://de.wikipedia.org/wiki/Ragone-Diagramm (16.04.2013) Seite 18

Abbildung [4.2] Quelle [4.2] Seite 20

Abbildung [4.3] Quelle [4.1] Seite 21

Abbildung [5.1] Seite 21

Abbildung [5.2] Seite 28

Abbildung [5.3] Seite 30

Abbildung [5.4] Seite 30

Abbildung [5.5] Seite 33

Abbildung [5.6] Seite 34

Abbildung [5.7] Seite 35

Abbildung [5.8] Seite 36

Abbildung [5.9] Seite 36

Abbildung [5.10] Seite 37

Abbildung [5.11] Seite 39
Abbildung [5.12] Seite 40
Abbildung [5.13] Seite 41
Abbildung [5.14] Seite 41
Abbildung [5.15] Seite 42
Abbildung [5.16] Seite 42
Abbildung [5.17] Seite 43
Abbildung [5.18] Seite 44
Abbildung [5.19] Seite 45
Abbildung [5.20] Seite 46
Abbildung [5.21] Seite 47
Abbildung [5.22] Seite 49
Abbildung [5.23] Seite 50
Abbildung [5.24] Seite 51
Abbildung [5.25] Seite 51
Abbildung [5.26] Seite 52
Abbildung [5.27] Seite 52
Abbildung [5.28] Seite 53
Abbildung [5.29] Seite 55
Abbildung [5.30] Seite 56
Abbildung [5.31] Seite 57
Abbildung [5.32] Seite 57
Abbildung [5.33] Seite 58
Abbildung [5.34] Seite 58
Abbildung [5.35] Seite 59
Abbildung [5.36] Seite 59
Abbildung [5.37] Seite 60
Abbildung [6.1] Seite 66
Abbildung [6.2] Seite 66
Abbildung [6.3] Seite 67
Abbildung [6.4] Seite 67

Abbildung [6.5] Seite 68
Abbildung [6.6] Seite 68
Abbildung [6.7] Seite 69
Abbildung [6.8] Seite 69
Abbildung [6.9] Seite 70
Abbildung [6.10] Seite 70
Abbildung [6.11] Seite 71
Abbildung [6.12] Seite 71
Abbildung [6.13] Seite 72
Abbildung [6.14] Seite 72
Abbildung [6.15] Seite 73
Abbildung [6.16] Seite 73
Abbildung [6.17] Seite 74
Abbildung [6.18] Seite 74
Abbildung [6.19] Seite 75
Abbildung [6.20] Seite 75
Abbildung [6.21] Seite 76
Abbildung [6.22] Seite 76
Abbildung [6.23] Seite 77
Abbildung [6.24] Seite 77
Abbildung [6.25] Seite 78
Abbildung [6.26] Seite 78
Abbildung [6.27] Seite 79
Abbildung [6.28] Seite 79
Abbildung [6.29] Seite 80
Abbildung [6.30] Seite 80
Abbildung [6.31] Seite 81
Abbildung [6.32] Seite 81
Abbildung [6.33] Seite 82
Abbildung [6.34] Seite 82
Abbildung [6.35] Seite 83

Abbildung [6.36] Seite 84
Abbildung [6.37] Seite 84
Abbildung [6.38] Seite 85
Abbildung [6.39] Seite 85
Abbildung [6.40] Seite 86
Abbildung [6.41] Seite 86
Abbildung [6.42] Seite 87
Abbildung [6.43] Seite 87
Abbildung [6.44] Seite 88
Abbildung [6.45] Seite 88
Abbildung [6.46] Seite 89
Abbildung [6.47] Seite 89
Abbildung [6.49] Seite 90
Abbildung [6.50] Seite 90
Abbildung [6.51] Seite 91
Abbildung [6.52] Seite 91
Abbildung [6.53] Seite 92
Abbildung [6.54] Seite 92
Abbildung [6.55] Seite 93
Abbildung [6.56] Seite 93
Abbildung [6.57] Seite 94
Abbildung [6.58] Seite 94
Abbildung [6.59] Seite 95
Abbildung [6.60] Seite 95
Abbildung [6.61] Seite 96
Abbildung [6.62] Seite 96
Abbildung [6.63] Seite 97
Abbildung [6.64] Seite 97
Abbildung [6.65] Seite 98
Abbildung [6.66] Seite 98
Abbildung [6.67] Seite 99

Abbildung [6.68] Seite 99
Abbildung [6.69] Seite 100
Abbildung [6.70] Seite 100
Abbildung [6.71] Quelle [3.2] Seite 101
Abbildung [6.72] Quelle [3.2] Seite 101
Abbildung [6.73] Quelle [3.2] Seite 102
Abbildung [6.74] Quelle [3.2] Seite 102
Abbildung [6.75] Quelle [3.2] Seite 103
Abbildung [6.76] Quelle [3.2] Seite 103
Abbildung [6.77] Quelle [3.2] Seite 104
Abbildung [6.78] Quelle [3.2] Seite 104
Abbildung [6.79] Quelle [3.2] Seite 105
Abbildung [6.80] Seite 105

9 Tabellenverzeichnis

Tabelle [2.1] http://de.wikipedia.org/wiki/Erneuerbare-Energien-Gesetz#Photovoltaik (01.01.2013) Seite 9
Tabelle [2.2] Seite 11
Tabelle [3.1] Seite17
Tabelle [3.2] Seite17
Tabelle [5.1] Seite23
Tabelle [5.2] Seite23
Tabelle [5.3] Seite37
Tabelle [5.4] Seite43
Tabelle [5.5] Seite47
Tabelle [5.6] Seite53
Tabelle [5.7] Quelle [3.2] Seite61
Tabelle [5.8] Quelle [3.2] Seite61
Tabelle [5.9] Seite61

10 Abkürzungsverzeichnis

PVA	Photovoltaikanlage
PV	Photovoltaik
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
kWp	Kilowattpeak
a	Jahr
h	Stunde