

Murat Gökhan Gökdemir

Konzept für einen inselnetzfähigen innerstädtischen Gebäudekomplex

Masterarbeit

Technische Hochschule Köln,
Cologne Institut for Renewable Energy,

02. November 2019

Betreuer: Prof. Dr. Eberhard Waffenschmidt

Ko-Referent: Dipl. Ing. Pierre Gössl



Cologne Institute for
Renewable Energy

Technology
Arts Sciences
TH Köln

Erklärungen

Name: Murat Gökhan Gökdemir

Matrikel-Nummer: 11096341

Erklärung zum eigenständigen Verfassen

Hiermit erkläre ich an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbständig verfasst habe. Ich habe keine anderen außer den von mir angegebenen Quellen und Hilfsmittel verwendet

Die Arbeit wurde bisher in gleicher oder ähnlicher Form keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegt und auch nicht veröffentlicht.

Köln, 02. November 2019

Murat Gökhan Gökdemir

Erklärung zur Veröffentlichung

Ich bin damit einverstanden, dass meine Abschlussarbeit ausgeliehen werden darf. Sie darf von meinem Betreuer im Internet veröffentlicht werden.

Köln, 02. November 2019

Murat Gökhan Gökdemir

Erklärung zu Bildrechten

Außer den im Folgenden genannten habe ich alle Bilder und Diagramme dieser Abschlussarbeit selbst erstellt.

Die folgenden Bilder sind von anderen Autoren übernommen. Die Autoren sind in meiner Arbeit entsprechend genannt. Sie dürfen aufgrund einer öffentlichen Lizenz veröffentlicht werden.

Abbildung 1: Wandel der Stromübertragung durch die Integration von erneuerbaren Energien

Abbildung 2: Microgrid-Konzept von Berkeley Lab, 2019

Abbildung 3: Photovoltaische Anlagen

Abbildung 4: AC gekoppelte Photovoltaikanlage

Abbildung 5: DC gekoppelte Photovoltaikanlage

Abbildung 6: Arten von Stromspeicher

Abbildung 7: Speichertechnologien im Vergleich

Abbildung 8: Konventionelle Speicherung

Abbildung 9: Netzoptimierte Speicherung

Abbildung 10: Steckerarten zum Aufladen der Elektrofahrzeuge

Abbildung 11: Übergänge zwischen Verbund- und Inselnetzbetrieb eines Teilnetzes

Abbildung 32: Graphische Darstellung TH-Köln

Köln, 02. November 2019

Murat Gökhan Gökdemir

Kurzfassung

Im Rahmen der Energiewende stellt sich die Frage, wie eine elektrische Infrastruktur aus 100% erneuerbaren Energien versorgt werden kann. Durch ein Mikronetz wird ermöglicht, dass durch erneuerbare Energien und Speichersysteme mehrere innerstädtische Gebäudekomplexe autark betrieben werden können.

Diese Arbeit prüft, ob es mit Photovoltaik-Anlagen und Lithium-Ionen-Batterien möglich ist, ein hundertprozentigen Autarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil zu erreichen. Für die Berechnungen werden die Programme Python 3.0 und PV-Sol verwendet. Die Auswertungen haben ergeben, dass mit einer überdimensionierten Photovoltaik-Anlage von 172 kWp und einem Speicher von 150 kWh, für einen Jahresstromverbrauch von 120 MWh in den Sommermonaten von April bis September, ein Autarkiegrad von 100% erreicht werden kann. In den Wintermonaten sinkt der Autarkiegrad dabei auf 40%.

Abstract

In the context of energy system transformation, the question arises as to how an electrical infrastructure can be supplied from 100% renewable energies. A microgrid will enable several inner-city building complexes to be operated independently using renewable energies and storage systems.

This work examines whether it is possible with photovoltaic systems and lithium-ion batteries to achieve a 100% degree of self-sufficiency and self-consumption. The Python 3.0 and PV-Sol programs are used for the calculations. The evaluations have shown that with an oversized photovoltaic system of 172 kWp and a storage capacity of 150 kWh for an annual electricity consumption of 120 MWh in the summer months from April to September, a 100% degree of self-sufficiency can be achieved. In the winter months, the degree of self-sufficiency drops to 40%.

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich allen Danken, die mich bei der Abfassung dieser Arbeit unterstützt haben. Dazu zählen:

Bei Herrn Prof. Dr. Waffenschmidt bedanke ich mich für seine inspirierende Betreuung, seinen guten Ratschlägen und informationsreichen Gesprächen.

Das Unternehmen ZWP Ingenieur-AG, vor allem Herr Gössl, die mir die Masterarbeit in ihrem Unternehmen ermöglicht und mich stets dabei unterstützt haben.

An das „Python Team“, vor allem an Silvan Rummeny, der mich beim Programmieren stets unterstützt hat.

Lukas Hilger, der mir die registrierenden Messungen ermöglicht und es mit mir durchgeführt, sowie ausgewertet hat.

Meine Freundin Deray Metin, die mit Liebe und Ausdauer für mich da war und meine mentale und moralische Stütze war. Die langen Gespräche, Korrekturen, Anmerkungen und Unterstützungen im Alltag waren mir sehr viel wert.

Ein weiteres Dankeschön geht an alle, vor allem Patrick Krettek, der die Ergebnisse und den Inhalt meiner Masterarbeit überprüft hat.

Zu guter Letzt danke ich meinen Eltern, die mir das Studium erst ermöglicht und mich stets unterstützt haben.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	I
Abbildungsverzeichnis	III
Tabellenverzeichnis	V
Abkürzungsverzeichnis	VI
Einheiten	VI
1. Einleitung	1
1.1. Motivation	1
1.2. Zielsetzung	2
1.3. Gliederung der Arbeit	3
2. Grundlagen	4
2.1. Der heutige Betrieb des deutschen Stromnetzes	4
2.2. Mikronetz (Microgrid)	5
2.3. Photovoltaik als private Stromversorger	8
2.4. Speichersysteme	14
2.5. Elektromobilität und Ladestationen	17
2.6. Autarkie und Eigenverbrauch	21
3. Stand der Technik	23
3.1. Projekte	25
4. Material & Methoden	27
4.1. Varianten von Gebäudekomplexen	27
4.2. Messmethoden zur Analyse von Lastprofilen	27
4.3. Simulationsprogramme	29
4.3.1. PV-Sol	29
4.3.2. Python	33
5. Auslegung der Varianten	38
5.1. Verwaltungsgebäude ZWP	38

5.1.1.	Technische Daten	38
5.1.2.	Lastgänge	39
5.1.3.	Vorgehensweise & Dimensionierung	40
5.1.4.	Auswertung	42
5.2.	Verwaltungsgebäude und Wohnsiedlung	49
5.2.1.	Technische Daten	49
5.2.2.	Lastgänge	50
5.2.3.	Vorgehensweise & Dimensionierung	50
5.2.4.	Auswertung	51
5.3.	Technische Hochschule Köln – Campus Deutz	54
5.3.1.	Technische Daten	54
5.3.2.	Lastgänge	55
5.3.3.	Vorgehensweise & Dimensionierung	57
5.3.4.	Auswertung	57
6.	Wirtschaftlichkeit der Variante ZWP	59
7.	Fazit	63
8.	Literaturverzeichnis	65

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Wandel der Stromübertragung durch die Integration von erneuerbaren Energien	5
Abbildung 2: Microgrid-Konzept von Berkeley Lab, 2019	7
Abbildung 3: Photovoltaische Anlagen	9
Abbildung 4: AC gekoppelte Photovoltaikanlage	10
Abbildung 5: DC gekoppelte Photovoltaikanlage	11
Abbildung 6: Arten von Stromspeicher	14
Abbildung 7: Speichertechnologien im Vergleich.....	15
Abbildung 8: Konventionelle Speicherung	16
Abbildung 9: Netzoptimierte Speicherung	16
Abbildung 10: Steckerarten zum Aufladen der Elektrofahrzeuge	19
Abbildung 11: Übergänge zwischen Verbund- und Inselnetzbetrieb eines Teilnetzes	23
Abbildung 12: Messkoffer von Manage me 2go.....	28
Abbildung 13: Auswahl von Anlagenart, Klima und Netz in PV-Sol	30
Abbildung 14: PV-Ertrag bei unterschiedlichen Dachneigungen im Jahr.....	31
Abbildung 15: PV-Ertrag bei unterschiedlichen Ausrichtungen.....	32
Abbildung 16: Flussdiagramm Python-Code	37
Abbildung 17: Graphische Darstellung der ZWP Gebäude	39
Abbildung 18: Referenzwoche gemessener Lastprofile (ZWP)	40
Abbildung 19: Jahreslastprofile der Szenarien (ZWP)	41
Abbildung 20: Referenzwoche der Szenarien-Lastprofile (ZWP).....	41
Abbildung 21: Vergleich der PV-Varianten & Szenarien (ZWP).....	43
Abbildung 22: Vergleich der Speichergößen auf Eigenverbrauch und Autarkiegrad	45
Abbildung 23: Vergleich der Speichergößen bei Szenario 1 und PV-Variante A (ZWP)	46
Abbildung 24: Vergleich der Speichergößen bei Szenario 1 und PV-Variante B (ZWP)	46
Abbildung 25: Vergleich der Speichergößen bei Szenario 2 und PV-Variante A (ZWP)	47
Abbildung 26: Vergleich der Varianten (ZWP) mit Integration von E-Mobilität.....	48
Abbildung 27: Draufsicht - Köln, An der Münze	49

Abbildung 28: Lastprofile der Kombination aus Wohnsiedlung und Verwaltungsgebäude ZWP	50
Abbildung 29: PV-Erzeugung mit Wohnsiedlung und Verwaltungsgebäude ZWP....	51
Abbildung 30: Vergleich der Kombi-Lastprofile mit unterschiedlichen Speichergrößen	52
Abbildung 31: Eigenverbrauch & Autarkiegrad von den Kombi-Lastprofilen mit 150 kWh Speichern	53
Abbildung 32: Graphische Darstellung TH-Köln	54
Abbildung 33: Jahreslastprofil - TH-Köln	56
Abbildung 34: Referenzwoche gemessener Lastprofile (TH-Köln)	56
Abbildung 35: Nutzung der PV-Anlage (TH-Köln).....	57
Abbildung 36: Amortisationszeitraum der Varianten ohne Speicher (ZWP).....	60
Abbildung 37: Amortisationszeitraum der Varianten mit 75 kWh Speicher (ZWP)....	61
Abbildung 38: Vergleich der Varianten bei gesenkten Batteriekosten (ZWP)	62

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Eigenschaften von Solarmodularten	13
Tabelle 2: Typische Werte beim Laden von Elektrofahrzeugen.....	18
Tabelle 3: Ladeinfrastruktur nach Art. 8 EU-Gebäuderichtlinie (EU) 2018/844	20
Tabelle 4: Rechtliche Grundlagen für eichrechtskonforme Ladestationen.....	21
Tabelle 5: Prozentuale PV-Ertrag in Abhängigkeit der Ausrichtung und Neigung	32
Tabelle 6: Technische Daten - ZWP.....	38
Tabelle 7: PV-Varianten für ZWP	42
Tabelle 8: Speichergrößen für ZWP	44
Tabelle 9: Technische Daten Wohnsiedlung	51
Tabelle 10: Technische Daten - TH-Köln.....	55
Tabelle 11: Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad mit unterschiedlichen Speichergrößen (TH-Köln).....	58
Tabelle 12: Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad mit Integration von E-Mobilität (TH-Köln).....	58

Abkürzungsverzeichnis

AC	Wechselspannung
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
CO ²	Kohlenstoffdioxid
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
etc.	et cetera
DC	Gleichspannung
PV	Photovoltaik
RLM	Registrierende Leistungsmessung
SOC	State of charge (Ladezustand)
STC	Standart-Testbedingungen
TGA	Technische Gebäudeausrüstung
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
z.B.	zum Beispiel

Einheiten

%	Prozent
°C	Grad Celcius
A	Ampere
W/m ²	Watt pro Quadratmeter
W	Watt
Wp	Watt-Peak
kVA	Kilo-Volt-Ampere
kW	Kilo-Watt
kWh	Kilo-Wattstunden
TWh	Terra-Watt-Stunden
V	Volt

1. Einleitung

In den letzten 50 Jahren hat sich der Strombedarf in Deutschland sowie auf der ganzen Welt drastisch erhöht. Dies hängt von mehreren Faktoren ab, wie zum Beispiel Wachstum von Industrien, Anzahl und Nutzung von elektrischen Geräten. [1] Deutschland ist der größte Stromverbraucher in Europa und hat laut 2017 einen Stromverbrauch von ca. 530 TWh pro Jahr, mit steigender Tendenz [2]. Die elektrischen Verbraucher werden zwar immer energieeffizienter, aber die Anzahl der Verbraucher steigt. In der Zukunft wird die Elektromobilität eine Hauptrolle spielen, da der Umstieg von fossilen Brennstoffen auf die Elektromobilität gerade erfolgt.

Die Stromerzeugung in Deutschland besteht zum größten Teil mit ca. 60% aus konventionellen Kraftwerken (Stand 2018), wie zum Beispiel aus Kohle-, Gaskraftwerke sowie Kernenergie [3]. Dies führt zu hohen CO²-Emission und Nutzung von endlichen Ressourcen. Kernenergie birgt Risiken und kann weitreichende Folgen verursachen, welche sich in der Vergangenheit ereignet haben. Um den Anstieg von CO²-Emissionen zu verringern bzw. zu stoppen und den Ausstieg von Kernenergie zu realisieren, muss ein starker Wandel bei der Energieerzeugung stattfinden. Dies ist mit dem Umstieg auf 100% erneuerbare Energieerzeuger zu erreichen. Laut Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) zählt zu den erneuerbaren Energien die Nutzung von Wind, Sonne, Wasser, Bioenergie und Umweltwärme zur Erzeugung von elektrischem Strom und Wärme [4].

1.1. Motivation

Mit dem EEG wurden erstmalig im Jahre 2000 Ziele gesetzt, um den Anstieg von CO² zu verringern und den Ausbau von emissionsarmen Erzeugern zu fördern. Auch die Speicherung von Primärenergie (elektr. Strom oder Wärme) wird durch gewisse Maßnahmen gefördert. In den folgenden Jahren wurden die Ziele mehrmals geändert und angepasst. Somit soll laut EEG 2017 der Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch spätestens 2020 mind. 35% betragen [4]. Im Jahr 2030 sollen es mind. 50%, 2040 mind. 65% und 2050 mind. 80% sein [4]. Laut dem Fraunhofer Institut stieg die Stromerzeugung durch erneuerbare Energien von 8,6% (2002) auf 41,1% (2018) drastisch an [3].

Eine Energiewende ist nicht auszuschließen. Der Ausbau von erneuerbaren Energien muss weiterhin stattfinden, aber bei dem Umwandeln des Energiesystems spielt vor allem die Sicherheit und Zuverlässigkeit eine Hauptrolle. Obwohl die erneuerbaren Energiequellen unbegrenzt verfügbar sind, gibt es einige Nachteile, die behoben werden müssen, um die Energiewende sicher gewährleisten zu können.

Zum einen sind diese stark wetterabhängig und somit können örtlich und zeitlich verteilte Erzeugerschwankungen entstehen. Zum anderen werden Lastspitzen erzeugt, z.B. in sonnenreichen Stunden durch PV-Anlagen, welche schwer zu speichern sind. Zudem kann der erzeugte Strom nicht über weite Strecken transportiert werden, da die Ausbreitung und Stabilität der Leitungen nicht gewährleistet werden können. Um z.B. den erzeugten Strom aus den Windkraftanlagen im Norden nach Süden zu transportieren müssen neue Leitungen verlegt werden, die mit einem hohen Zeit- und Kostenaufwand verbunden sind.

Eine Lösung für diese Probleme könnten inselnetzfähige Stromnetze mit Speichersystemen sein. In sogenannten Mikronetze können die einzelnen Gebiete mit inselnetzfähigem Stromnetz miteinander vernetzt werden und beim Bedarf sich gegenseitig mit elektrischem Strom versorgen. [5]

1.2. Zielsetzung

Bei dieser Masterarbeit soll die Umsetzung von inselnetzfähigen Gebäudekomplexen für den elektrischen Strombedarf betrachtet werden. Dies soll an dem Beispiel „Verwaltungsgebäude ZWP-Köln, An der Münze 12-18, 50668 Köln“ untersucht werden. Zudem sollen in Kombination zu dem Verwaltungsgebäude ZWP andere Gebäudekomplexe, wie z.B. eine Wohnsiedlung betrachtet werden. Dabei soll der Fokus auf die Planung, Umsetzung und den Betrieb gelegt werden. Im Rahmen der Umsetzbarkeit soll die Wirtschaftlichkeit berücksichtigt werden. Daher sollen verschiedene Konzepte erstellt und miteinander verglichen werden. Die Konzepte werden sich bei der Erzeugung und Speicherung von elektrischem Strom sowie die Kombination von Gebäudekomplexen unterscheiden. Somit soll festgehalten werden, für welche Gebäudekomplexe mit verschiedenen Lastgängen ein inselnetzfähiges Stromnetz realisierbar ist und ob in Kombination mit verschiedenen Gebäudekomplexen eine bessere Netzautarkie erreicht werden kann. Zudem sollen unterschiedliche Stromerzeuger

und Speicher für elektrischen Strom miteinander verglichen werden. Diese Arbeit soll einen unterstützenden Beitrag zur Entwicklung eines resilienten und nachhaltigen inselnetzfähigen Stromsystems von M. Eng. Silvan Rummeny leisten [5]. Dies soll in einem kleineren Umfang mit unterschiedlichen Gebäudekomplexen geprüft werden.

1.3. Gliederung der Arbeit

Die Masterarbeit ist in sechs Kapitel aufgeteilt. Als erstes wird das Kapitel Grundlagen erläutert. Dabei wird der Fokus auf Mikronetze und deren Komponenten gesetzt. Es werden die Fachbegriffe sowie die Techniken und Komponenten für ein Mikronetz erklärt und aufgezeigt. Anschließend wird der Stand der Technik erläutert. Dabei werden derzeitige Projekte kurz beschrieben. Weiterhin wird in dem Kapitel Material und Methoden die Auswahl der relevanten Varianten für die Gebäudekomplexe, sowie die Bestimmung der Lastgänge beschrieben. Folgend werden die genutzten Programme als Flussdiagramme dargestellt und beschrieben. Im darauffolgenden Kapitel werden die Auslegungen der Varianten, sowie die Ergebnisse dargestellt und beschrieben. Im vorletzten Kapitel wird die Wirtschaftlichkeit berechnet. Zum Schluss werden im Fazit die Ergebnisse der Masterarbeit und die Auswertung des Programms kritisch hinterfragt und ein Ausblick gegeben.

2. Grundlagen

Allessandro Volta baute 1772 die erste Batterie, in der Strom durch eine chemische Reaktion erzeugt wurde. So wurde auch nach ihm die Einheit zur Messung der elektrischen Spannung, nämlich Volt, benannt. André Marie Ampère erforschte den Zusammenhang zwischen Magnetismus und Elektrizität im Jahre 1820. Er ist der Namensgeber für die Einheit des Stroms, Ampere. Mit der industriellen Revolution wurde Elektrizität dann auch im Alltag genutzt, anfangs jedoch nur zur Beleuchtung von Straßen. So wurde es von verschiedenen Wissenschaftlern weiterentwickelt. [6] Der elektrische Strom wird mittlerweile mit unterschiedlichen Methoden, wie z.B. durch Kernenergie, Kohlekraftwerke, diverse erneuerbare Energien, usw. erzeugt und spielt zum jetzigen Zeitpunkt eine immer größere Rolle.

2.1. Der heutige Betrieb des deutschen Stromnetzes

Die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW sind in Deutschland verantwortlich für das Übertragungsnetz zur überregionalen Versorgung und Übertragung im Höchstspannungsbereich. Die Sicherheit der Stromversorgung zu gewährleisten, ist ein gesellschaftlicher Auftrag. Er ist in § 11 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) verankert und lautet: „sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen“ [7]. Konkret bedeutet dies: Als Verantwortliche für ein sicheres und stabiles deutsches Energieversorgungssystem müssen die ÜNB den überregionalen Stromaustausch störungsfrei gewährleisten. Sie müssen dafür sorgen, dass Erzeugung und Verbrauch des Stroms sich jederzeit im Gleichgewicht befindet und damit Systemstabilität sichergestellt ist [8].

Wie in Abbildung 1, links zu sehen ist, werden in der Regel die dezentralen Verbraucher in Verteilnetzen durch ein zentrales und fossil betriebenes Kraftwerk oder Kernenergie in Übertragungsnetzen versorgt. Erneuerbare Energieerzeuger sind hauptsächlich kleinere Anlagen, die dezentral in Verteilnetzen installiert werden. Durch häufigere Erzeugungsüberschüsse dezentraler Anlagen müssen Verteilnetze somit in der Lage sein elektrische Energie fortan bidirektional, statt wie früher nur monodirektional auszutauschen (siehe Abbildung 1, rechts). [9]

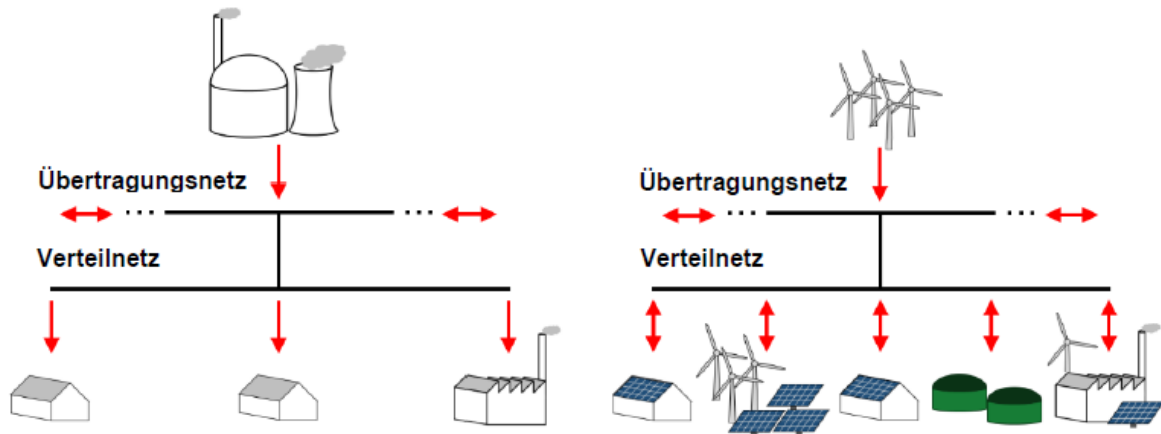


Abbildung 1: Wandel der Stromübertragung durch die Integration von erneuerbaren Energien

Bei dem Ausbau von dezentralen Energieerzeugern müssen drei Aspekte berücksichtigt werden. Dies sind die maximalen Spannungsänderungen an den Leitungsknoten, Strombelastbarkeit der Leitungen am Transformator und die maximale Scheinleistung am Transformator. Nur wenn alle Kriterien erfüllt sind, ist ein stabiles Netz gewährleistet. In Verbraucheranlagen ist nach DIN 18015 Abschnitt 6 ein Spannungsabfall von 3% zulässig. Bei Integration von Erzeugungsanlagen (Erneuerbare Energien) darf die Spannungsänderung $\pm 10\%$ betragen [10]. Dafür werden bei allen Knotenpunkten die Spannungsabfälle ohne Erzeuger und die Spannungsänderungen mit Erzeuger berechnet und gegenübergestellt. Bei allen Knotenpunkten darf diese Spannungsänderung nicht mehr als 10% betragen [10]. Nach DIN VDE 0298-4 sind die Verlegearten und die Strombelastbarkeit von Leitungen beschrieben. Jede Leitung hat bei Vorliegen von bestimmten Charakteristiken, wie z.B. Leitungsquerschnitt, Leitungslänge, Verlegeart usw. eine bestimmte Strombelastbarkeit, die nicht überschritten werden darf. Daher ist bei der Integration von Erzeugungsanlagen darauf zu achten, dass bei Stromeinspeisung ins Netz die Transformatorleistung nicht überschritten wird.

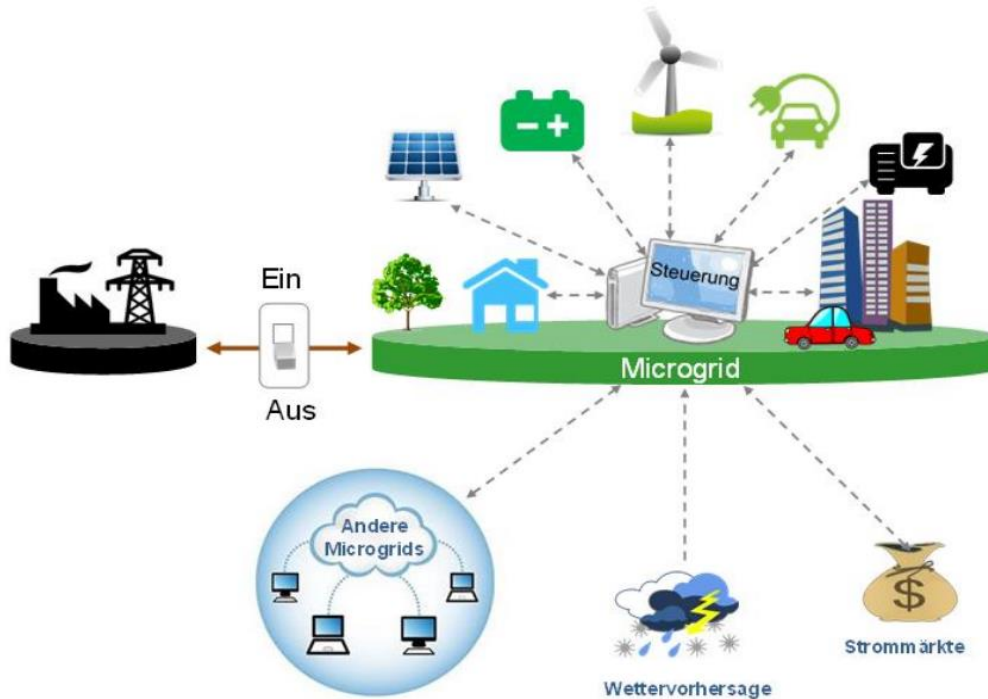
2.2. Mikronetz (Microgrid)

Mikronetze (englisch Micogrids) sind kleine, lokale Energienetze für elektrische und thermische Energien, die die Haushalte und Betriebe versorgen. Sie sind eine Untergruppe der intelligenten Stromnetze und können ihren Energiebedarf selbstständig aus erneuerbaren Energien oder anderen Energieformen decken, wie z.B. Photovoltaik, Biomasse, Wärmepumpen, Windräder etc.

Aufgrund des Klimawandels findet die Energiewende statt, sodass immer mehr Energie aus erneuerbaren Energiequellen erzeugt wird. Um dies zu realisieren, muss das Netz ausgebaut und erweitert werden. Dies ist sehr kosten- und zeitintensiv und in Kürze schwer umsetzbar. Daher spielen auch Microgrids eine wichtige Rolle für die Energiewende. Aber die schwankende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist einer der größten Herausforderungen der Energiewende, da sich die Erzeugung aus Windkraft und Solaranlagen nicht nach dem Stromverbrauch richtet. Daher müssen Gas- oder Kohlekraftwerke runtergeregelt oder Windparks abgeschaltet werden, damit das Netz nicht überlastet wird. Das bedeutet, je mehr erneuerbare Energien ins Netz integriert sind, desto schwankungsanfälliger ist das Netz und desto wichtiger werden Microgrids.

Microgrids können individuell gesteuert werden. Sie berechnen den Verbrauch und können Energie im Bedarfsfall dorthin verlagern, wo sie gerade benötigt wird. Sie erhöhen dadurch die Systemeffizienz, reduzieren Verluste und verbessern die Integration von fluktuierenden Energieformen, wie z.B. Photovoltaik und Wind. Zudem haben sie den Vorteil, dass sie sich vom Stromnetz entkoppeln und für angeschlossene Gebäude oder Gewerbebetriebe weiterhin Strom, Wärme und Kälte produzieren können. Microgrids können aber auch einen Vorteil für lokale Energieversorger darstellen, da diese auch Dienstleistungen an Energieversorger anbieten können. So könnte mit einem Microgrid die überschüssige Energie aus der PV-Anlage automatisch die Batterien des Nachbarn aufladen. Der Strom dabei würde nicht ins Netz eingespeist bzw. vom Netz getrennt werden müssen und könnte somit zum späteren Zeitpunkt wieder benutzt werden. Dies würde bei Leistungsspitzen die Netzschwankungen verhindern. Eine andere Möglichkeit ist die Bereitstellung von Regelenergie, um Netzengpässe zu reduzieren. [11]

In der folgenden Abbildung 2 wird ein Microgrid von Berkeley Lab, 2019 dargestellt. Dies ist kein Inselnetz, sondern ein intelligent kommunizierendes System. Da der überschüssige Strom schon auf der kleinsten lokalen Ebene flexibler und effizienter verwaltet wird. [11]



Copyright Berkeley Lab

Abbildung 2: Microgrid-Konzept von Berkeley Lab, 2019

Ein Microgrid besteht aus mehreren Komponenten, wie z.B. Energieerzeuger, Speichersysteme und diverse Verbraucher für Wohnsiedlungen, Arbeitsstätten, Elektromobilität usw., die in einem lokalen Netz miteinander arbeiten und die nötige Energie hin und her schicken. Die erforderlichen Komponenten für ein Microgrid werden in den folgenden Kapiteln 2.3, 2.4 und 0 näher beschrieben. Um ein Microgrid zu realisieren, wird eine Kommunikations- und Informationstechnologie (Smartgrid) verwendet, um die Lasten und Erzeuger zu koordinieren und somit auf dynamische Veränderungen im Netz reagieren zu können.

Mikronetze stellen im Grunde kleinere Versionen des traditionellen Stromnetzes dar. Dabei werden zwischen drei verschiedene Arten von Mikronetzen unterschieden:

- Isolierte autonome Mikronetze, wie sie z. B. auf Inseln ohne Anbindung an ein Hauptnetz zu finden sind
- Schwach angebundene Mikronetze, wie sie an den Stickleitungen größerer traditioneller Stromnetze oder in Anlagen zu finden sind, die bei Bedarf „vom Netz“ gehen können

- Halbautonome Mikronetze an entlegenen Standorten auf dem Festland wie entlegene Kommunen, Forschungsstationen, Militärbasen und industrielle Liegenschaften

2.3. Photovoltaik als private Stromversorger

In dieser Masterarbeit werden innerstädtische Gebäudekomplexe auf die Inselnetzfähigkeit geprüft. Dabei sollen ausschließlich erneuerbare Energiequellen als Stromerzeuger berücksichtigt werden. Aufgrund des Platzmangels bei innerstädtischen Gebäudekomplexen werden ausschließlich Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) als Stromerzeuger berücksichtigt.

PV-Anlagensysteme können sowohl als netzautarke Anlage (Inselssystem) als auch netzgekoppelte Anlage installiert werden. Bei Inselsystemen wird der solare Energieertrag mit dem Energiebedarf abgestimmt. Da der solare Energieertrag oft zeitlich nicht mit dem Energiebedarf der angeschlossenen Verbraucher übereinstimmt, werden in der Regel zusätzlich Speicher (meist Batterien) eingesetzt. Wenn die PV-Anlage von einer weiteren Stromquelle unterstützt wird, zum Beispiel von einem Wind- oder Dieselgenerator, so wird dies als Photovoltaik-Hybridanlage (siehe Abbildung 3) bezeichnet [12].

Bei netzgekoppelten Anlagen fungiert das öffentliche Stromnetz als Energiespeicher. Gegenwärtig werden weltweit die meisten PV-Anlagen netzgekoppelt betrieben, da eine Anschaffung von Inselanlagen wegen den zusätzlichen Speichern und eventuell einem zusätzlichen Batteriewechselrichter zu kostenintensiv ist. Mittelfristig ist zu erwarten, dass immer mehr Inselssysteme eingesetzt werden, da die Technologien für Batteriesysteme stetig kostengünstiger werden. Für die Zukunft wird prognostiziert, dass die Photovoltaik im Jahr 2050 bis zu einem Drittel der Stromversorgung in Deutschland übernehmen könnte. In der Abbildung 3 werden die unterschiedlichen PV-Anlagensysteme dargestellt [12]. Bei dieser Masterarbeit werden vor allem Inselssysteme mit und ohne Speicher untersucht.

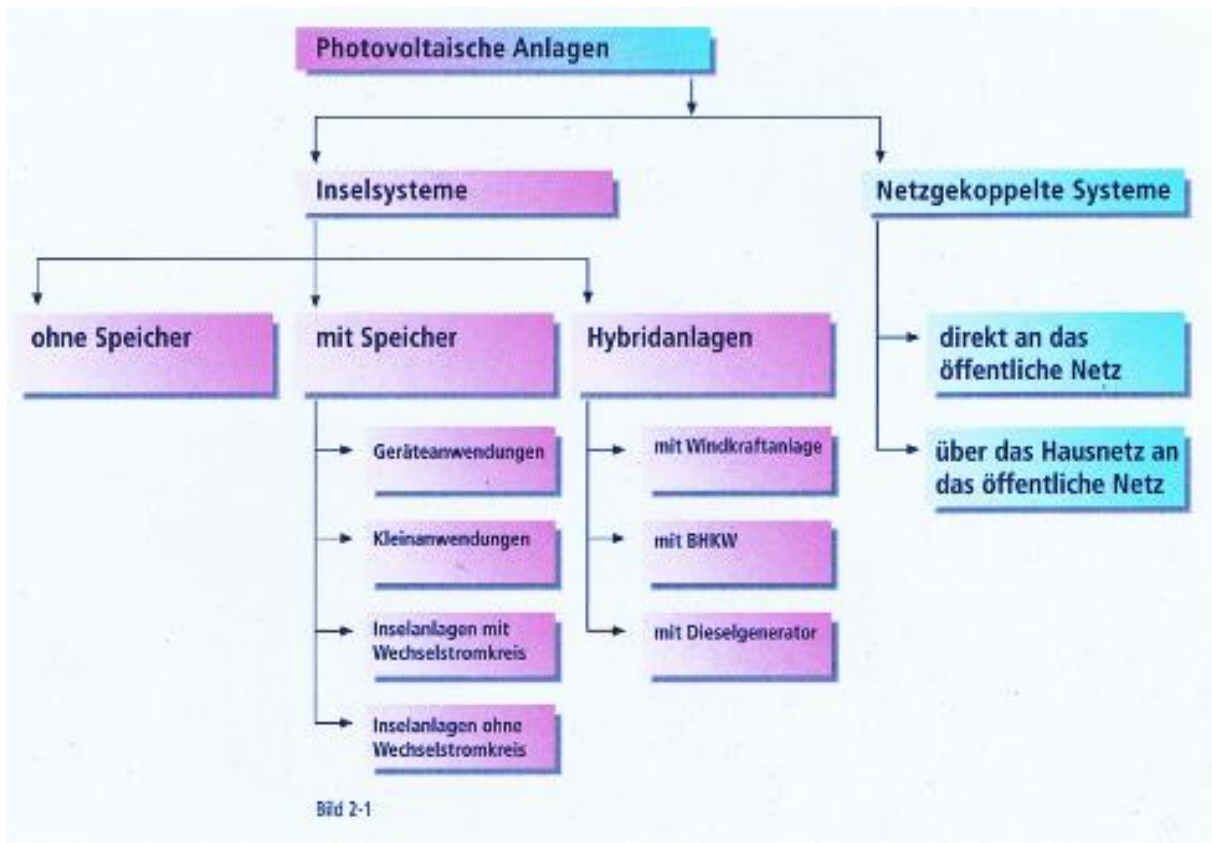


Abbildung 3: Photovoltaische Anlagen

Im Folgenden werden zunächst die unterschiedlichen Systemaufbauten von Inselanlagen beschrieben und graphisch dargestellt. Anschließend werden die verschiedenen Betriebsarten, wie zum Beispiel die Photovoltaikmodule, Speichersysteme (Batterien) und der Wechselrichter erläutert. Der Systemaufbau einer PV-Anlage unterscheidet sich zwischen AC-Kopplung und DC-Kopplung.

AC-Kopplung

Bei AC-Kopplung wird der wechsellspannungsseitig gekoppelte Solarstromspeicher unabhängig von der PV-Anlage installiert und betrieben. Die PV-Anlage und der Batteriespeicher sind jeweils mit einem eigenen Netzwechselrichter an das Stromnetz angeschlossen. Dies macht die AC-Kopplung zu einer besonders einfach nachzurüstenden Lösung für schon bestehende PV-Anlagen. Durch die elektrische Trennung der Systeme muss der Strom, der in der PV-Anlage erzeugt wird, jedoch mehrere Konvertierungsstufen durchlaufen, bevor er in der Batterie gespeichert werden kann. Dies kann zu höheren Umwandlungsverlusten führen. Die Verluste hängen jedoch maßgeblich von den Wirkungsgraden der installierten Geräte ab. In der Abbildung 4 wird der Aufbau einer AC gekoppelten PV-Anlage graphisch dargestellt:

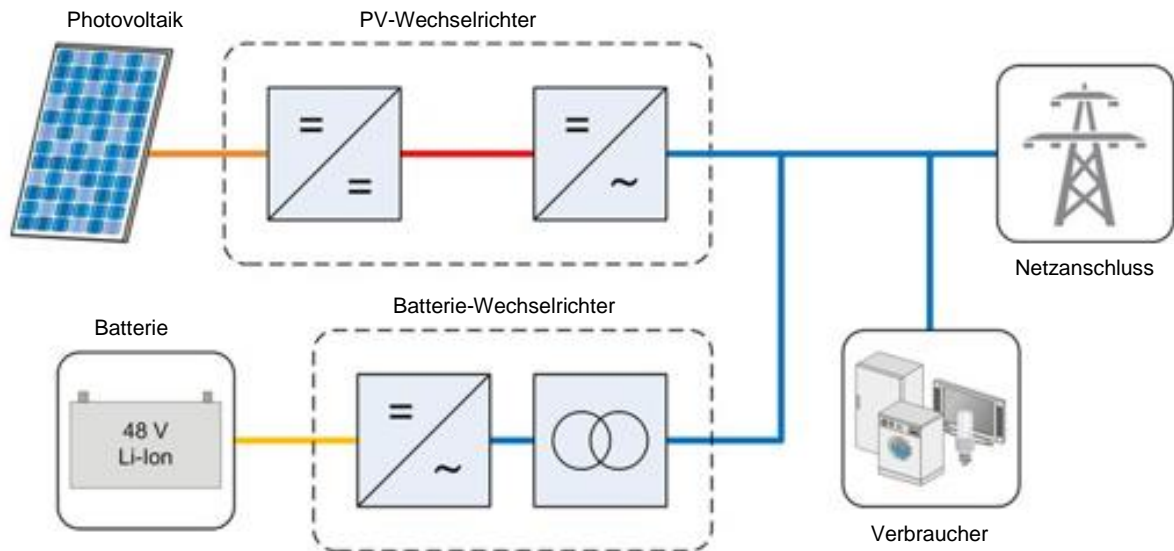


Abbildung 4: AC gekoppelte Photovoltaikanlage

Vor- und Nachteile von wechsellspannungsseitig gekoppelten Solarstromspeichern lassen sich wie folgt zusammenfassen:

Vorteile:

- Hohe Flexibilität
- Einfaches Nachrüsten bestehender Systeme
- Freie Skalierung des Batteriesystems

Nachteile:

- Mehrkosten durch zusätzlichen Wechselrichter
- Größerer Platzbedarf durch zwei separate Systeme
- Tendenziell höhere Umwandlungsverluste

DC-Kopplung

In der Abbildung 5 wird eine DC gekoppelte PV-Anlage dargestellt. Bei gleichspannungsseitig gekoppelten Solarstromspeichern sind die PV-Anlage und der Batteriespeicher über einen gemeinsamen Wechselrichter an das Stromnetz angeschlossen. Dieses DC-gekoppelte System bindet die DC-Leitung zwischen PV-Generator und Wechselrichter. Es lässt sich nachrüsten, doch die Anpassung der Batteriespannung an die äußerst variable PV-Spannung ist regelungstechnisch problematisch und beeinträchtigt die Wandlungseffizienz. Daher muss beachtet werden, dass die PV-Spannung und die Batteriespannungen den gleichen Wert haben. Zudem ist das Laden der Batterie aus dem AC-Netz ausgeschlossen.

Für das Gesamtsystem werden dadurch weniger Komponenten benötigt, was häufig einen Kosten- und Platzvorteil bietet. Darüber hinaus durchläuft der Strom, der in der Solaranlage erzeugt wird, auf dem Weg zum Batteriespeicher insgesamt weniger Umwandlungsstufen. Im Betrieb entstehen somit tendenziell geringere Umwandlungsverluste. Auch hierbei hängen die tatsächlich verlorenen Energiemengen maßgeblich von den Wirkungsgraden der installierten Komponenten ab.

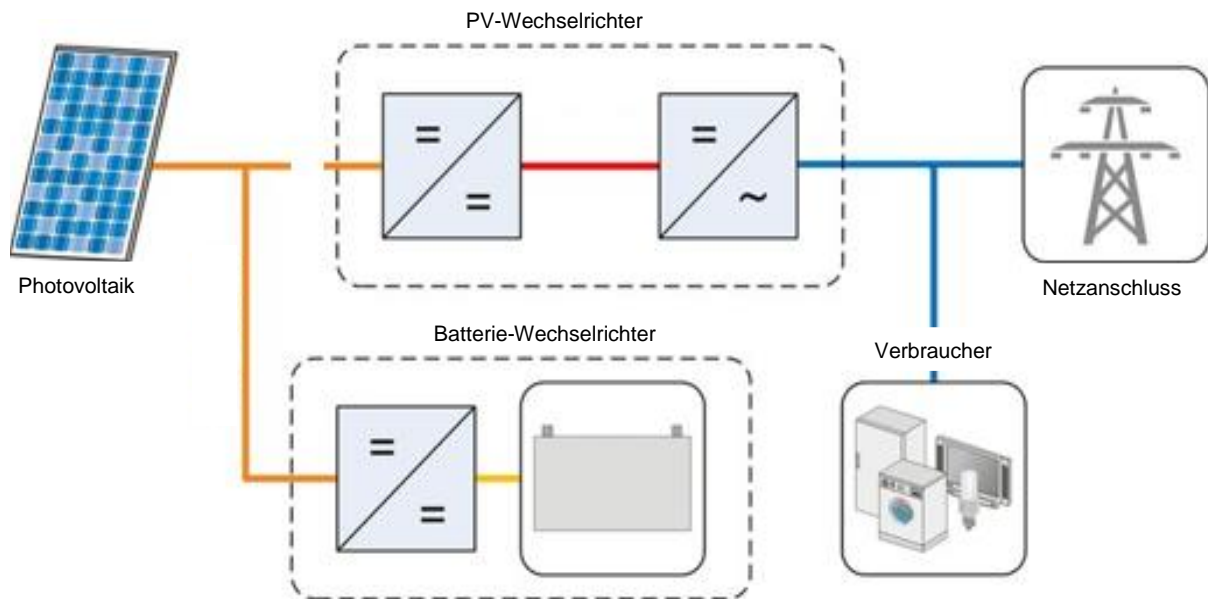


Abbildung 5: DC gekoppelte Photovoltaikanlage

Vor- und Nachteile von gleichspannungsseitig gekoppelten Solarstromspeichern lassen sich wie folgt zusammenfassen:

Vorteile:

- Tendenziell geringere Umwandlungsverluste
- Geringer Platzbedarf des integrierten Systems
- Direkter Anschluss an DC-Verbraucher, wie z.B. Elektroautos mit Gleichstrom

Nachteile:

- Geringe Flexibilität
- Aufwändiges Nachrüsten bestehender Systeme

Photovoltaikmodule

Auch bei Photovoltaikmodulen (PV-Modulen) wird hauptsächlich zwischen drei Arten unterschieden. Dies sind polykristalline Solarzellen, monokristalline Solarzellen und Dünnschichtzellen. Bei der Planung einer Photovoltaikanlage ist der Vergleich der einzelnen Module relevant.

Das Halbleitermaterial bei **polykristallinen Solarzellen** ist Silizium. Silizium wird zur Herstellung der Solarzellen geschmolzen, mit Boratomen „verschmutzt“ (dotiert) und dann in große Blöcke gezogen, wobei verschiedene Gießverfahren angewendet werden. Das Silizium erstarrt dann zu den sogenannten Ingots. Diesen Ingots werden anschließend in Scheiben gesägt, den sogenannten Wafern, und abschließend mit einer Antireflexionsschicht versehen. Dieses Herstellungsverfahren verursacht, dass die Kristalle sich unterschiedlich ausrichten. An den Grenzen der einzelnen Kristalle, den sogenannten Korngrenzen, entstehen Verluste. Daher ist der Wirkungsgrad polykristalliner Solarzellen geringer als der monokristallinen Solarzellen. Jedoch ist die Herstellung preiswerter. [13]

Auch **monokristalline Solarzellen** werden aus dem Halbleiter Silizium hergestellt. Allerdings sorgt ein anderes Herstellungsverfahren dafür, dass sich die Ingots aus einem sogenannten Einkristall bilden. Anschließend werden auch hier die Wafer gesägt. Da es keine unterschiedliche Kristallorientierung gibt, entfallen die Korngrenzen im Wafer und es entstehen weniger Verluste. Damit ist der Wirkungsgrad der monokristallinen Solarzellen höher. Jedoch ist die Fertigung teurer. [13]

Dünnschichtzellen werden anders als mono- oder polykristalline Solarzellen hergestellt. Hier wird ein Trägermaterial mit dem Halbleiter beschichtet. Dünnschichtzellen kommen daher mit sehr wenig Rohstoff aus und sie lassen sich vergleichsweise einfach herstellen. Die Auswahl an Halbleitermaterialien ist groß: Neben Silizium (amorphe Siliziumzellen) kommen auch Galliumarsenid (GaAs), Cadmiumtellurid (CdTe), Kupferindiumselenid (sogenannte CIS-Zellen) oder auch Farbstoffe (Grätzelzelle oder Farbstoffzelle) in Frage. Daher ist der Wirkungsgrad von Dünnschichtmodulen geringer als der von kristallinen Solarzellen. Der Vorteil dabei ist die preiswerte Fertigung, das geringe Gewicht, der geringe Rohstoffbedarf und die höheren Erträge verglichen mit kristallinen Solarzellen. [13]

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Solarmodule und ihre Unterschiede wieder: [13]

Tabelle 1: Eigenschaften von Solarmodularten

	Monokristallin	Polykristallin	Dünnschicht
Wirkungsgrad	14-24%	12-16%	6-13%
Schwachlichtverhalten	Einbußen bei diffusem Licht	Einbußen bei diffusem Licht	Nur geringere Einbußen
Wärmeverhalten	Einbußen bei hohen Temperaturen	Einbußen bei hohen Temperaturen	Nur geringere Einbußen
Kosten	Teurer als Polykristallin und Dünnschicht	Günstiger als Monokristallin	Günstiger als Monokristallin und Polykristallin
Langzeittest	Sehr hohe Leistung, stabil, hohe Lebensdauer	Hohe Leistung, stabil, hohe Lebensdauer	Mittlere Leistung, etwas geringere Lebensdauer
Störanfälligkeit	Sehr gering	Sehr gering	Gering

Ausrichtung der PV-Module

Die Spitzenleistung der PV-Anlagen wird in „Kilowatt-Peak“ (kWp) angegeben, welches die höchstmögliche Leistung bei Standard Testbedingungen (STC) ist. Die Bedingungen für die STC-Werte sind: [14]

- Bestrahlungsstärke von 1.000 W/m², welches einem wolkenlosen Sommertag mit direkter Ausrichtung zur Sonne entspricht
- Modultemperatur von 25 °C
- Air Mass von 1,5 (Die Länge eines Sonnenlichtspektrums entsprechend der Norm IEC 904-3 Teil III)

In Deutschland erzeugt eine Photovoltaikanlage im Jahr ca. 800 bis 1.000 kWh/kWp [14]. Die STC-Werte sind wie oben beschrieben, von mehreren Aspekten abhängig und sind in der Praxis bei wenigen Tagen und Stunden gewährleistet. Daher ist es wichtig die PV-Module im richtigen Winkel und Himmelsrichtung auszurichten. Je nach Standort und Lage können sich die idealen Ausrichtungsbedingungen der PV-Module unterscheiden. Dies wird in Kapitel 4.3.1 berechnet und beschrieben.

2.4. Speichersysteme

Energiespeicher werden allgemein als Systeme definiert, die eine bestimmte Energie aufnehmen und zeitlich verzögert für die Nutzung wieder zur Verfügung stellen. Dabei kann die Energieform in verschiedenen Arten gespeichert und in anderer Energieform wieder abgegeben werden. Im Zuge der Umstellung von fossilen Brennstoffen auf erneuerbare Energieträger muss der Stromüberschuss zwischengespeichert werden, um dies zum späteren Zeitpunkt, z.B. in den Abendstunden wieder zu nutzen. Stromspeicher bieten im Rahmen des Einsatzes erneuerbarer Energien die benötigte Flexibilität zum Ausgleich fluktuierender und nur im begrenzten Umfang planbarer Stromquellen dar. Um ein inselnetzfähiges Netz zu realisieren, spielt der Stromspeicher eine entscheidende Rolle, da die PV-Systeme keine konstante Energie liefern können. Somit dient der Speicher als Ausgleich der sich ergebenden Schwankungen.

Die eingesetzten Stromspeichertechnologien werden nach ihren Eigenschaften und Einsatzgebieten eingeteilt. Wie in Abbildung 6 dargestellt gibt es mechanische, elektrische, chemische und elektrochemische Stromspeicher. Zudem wird zwischen zentralen, dezentralen und mobilen Speichersystemen unterschieden. [15]

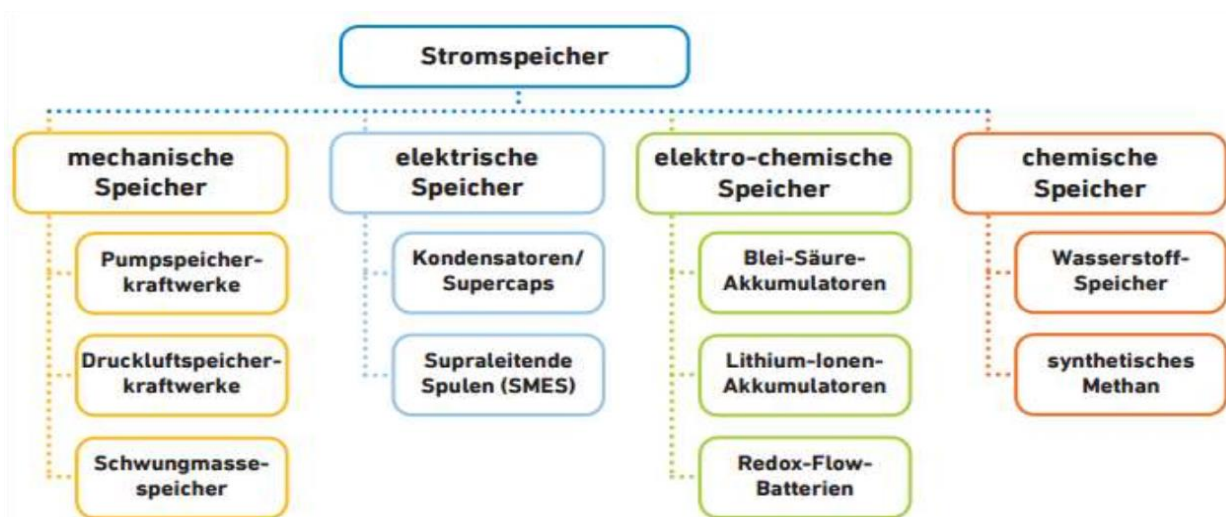


Abbildung 6: Arten von Stromspeicher

Energiespeicher sind auch nach Leistungsgrößen, wie z.B. ihrem Wirkungsgrad unterteilt oder kommen in der Energiewirtschaft als Langzeit- und/oder Kurzzeit-Stromspeicher oder für das Lastmanagement zum Einsatz. In Abbildung 7 werden die Speicherkapazitäten und die Speicherdauer der verschiedenen Technologien dargestellt. Es verdeutlicht die Größenunterschiede der Speicherkapazitäten und die

unterschiedlichen Einsatzmöglichkeiten. Zudem ist deutlich zu erkennen, dass es mehr Speichertechnologien für die Kurzzeitspeicherung als für die Langzeitspeicherung gibt. [15]

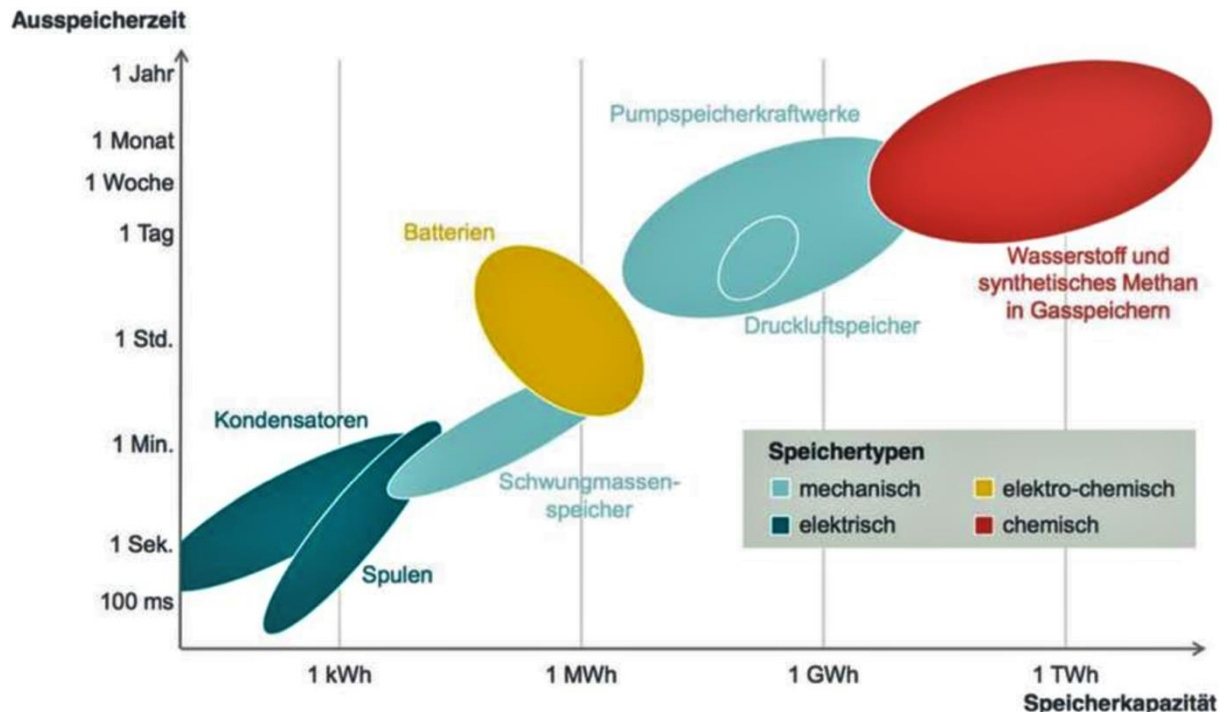


Abbildung 7: Speichertechnologien im Vergleich

Für eine PV-Anlage werden in der Regel Batteriespeichersysteme verwendet. Auf dem Markt verfügbare übliche Batteriespeicher sind vor allem Lithium-Ionen Akkumulatoren, sowie Blei-Akkumulatoren. Darüber hinaus gibt es weitere Arten von Batteriespeichern, wie zum Beispiel Salzwasserbatterien oder auch Redox-Flow-Batterien. Grundsätzlich werden die Batterien über folgende Kenngrößen charakterisiert [15]:

- **Nennkapazität (kWh):** Die Nennkapazität drückt die maximale Energiemenge aus, die in der Batterie theoretisch gespeichert ist. Sie entspricht nicht der Nutzkapazität.
- **Nutzkapazität (kWh):** Die Nutzkapazität ist die im Betrieb tatsächlich zur Verfügung stehende Kapazität unter Berücksichtigung der Entladetiefe und Verluste.
- **Ladeleistung (kW):** Die Ladeleistung beschreibt mit wie viel Leistung (Ladestrom) die Batterie geladen werden kann.
- **Wirkungsgrad:** Der Wirkungsgrad ist das Verhältnis von entnommener zu zugeführter Energie.

- **Lebensdauer, Vollzyklenzahl:** Die Vollzyklenzahl gibt die Anzahl der möglichen Be- und Entladungen des Speichers bis zu einem definierten Verlust der Nutzkapazität (in der Regel 20% bis 30%) an. Die Lebensdauer eines Speichers wird über seine Vollzyklenzahl bestimmt.
- **Entladetiefe:** Die Entladetiefe eines Speichers gibt an, wie stark der Speicher entladen werden kann, ohne die Lebensdauer der Batterie zu verringern.

Die Vollzyklenzahl, Wirkungsgrad und Entladetiefe können bei unterschiedlichen Zelltypen und gleichen Nennkapazitäten variieren. Der Speicherpreis pro Kilowattstunde berücksichtigt diese Unterschiede und macht die Systeme somit besser vergleichbar.

Zudem wird zwischen konventionellen und netzoptimierten Speicherungen unterschieden. Bei konventionellen Speicherungen (siehe Abbildung 8) wird beim PV-Überschuss, d.h. wenn der erzeugte Strom höher ist als der Verbrauch, direkt in den Batterien eingespeichert. Sobald die Batterien voll aufgeladen sind wird der überschüssige Strom direkt ins Netz eingespeist [16]. Somit kann eine Erzeugungsspitze zur Mittagszeit ins Netz eingespeist werden und das Netz ist belastet. Dies kann durch eine netzoptimierte Speicherung (siehe Abbildung 9) verhindert werden. Dabei wird beim PV-Überschuss nicht direkt in den Batterien gespeichert, sondern erst bei einer definierten Überproduktion [16]. Die Batterien laden, wenn viel Strom produziert wird, wie z.B. in den Mittagszeiten. Somit wird das Netz nicht belastet. Durch die netzoptimierte Speicherung kann der Eigenverbrauch und Autarkiegrad erhöht werden. Dies wird in Kapitel 2.6 näher erläutert.

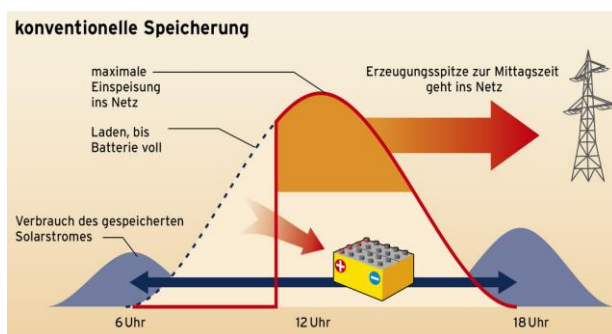


Abbildung 8: Konventionelle Speicherung

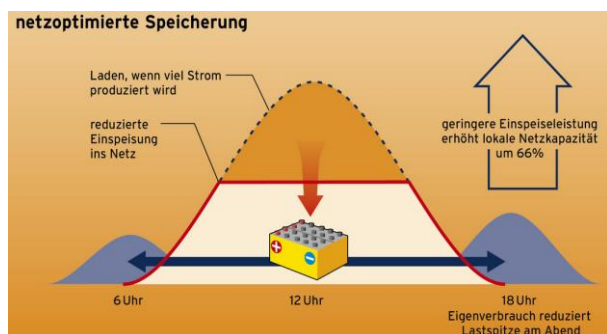


Abbildung 9: Netzoptimierte Speicherung

2.5. Elektromobilität und Ladestationen

Die Bundeskanzlerin Angela Merkel hat vor kurzem beim Autogipfel (November 2019) das Ziel der Bundesregierung erneut bekräftigt, dass bis 2030 mehr als eine Millionen öffentliche Ladepunkte für Elektroautos zur Verfügung stehen werden [17]. Zudem sollen private Ladestellen, wie z.B. Kundenparkplätze, Firmenparkplätze, usw. mehr gefördert werden. Momentan werden die Förderungen von den jeweiligen Bundesländern erteilt. Die Landesregierung von Nordrhein-Westfalen hat das Förderprogramm „progres.nrw“ gegründet [18].

Somit werden alle Privatpersonen, freiberuflich Tätige, Unternehmen, insbesondere kleine und mittlere Unternehmen, sowie Kommunen und kommunale Betriebe mit Sitz in NRW für den Ausbau von Ladestationen und der weiteren Ladeinfrastruktur gefördert. Dabei werden nicht öffentliche (private) Ladepunkte mit 50% der zuwendungsfähigen Ausgaben und maximal 1.000 € pro Ladepunkt gefördert. Für öffentliche Ladepunkte gelten ebenfalls 50% der zuwendungsfähigen Ausgaben, aber dafür werden diese mit maximal 5.000 € pro Ladepunkt gefördert. Die Anträge können bis zum 30. September 2023 gestellt werden. [17]

Durch den Ausbau der Ladepunkte soll auch die Produktion von Elektroautos unterstützt werden. Zudem soll es eine höhere Kaufprämie für Elektroautos geben. Für alle Elektroautos unter 40.000 € soll die Prämie von 4.000 € auf 6.000 € erhöht werden [17]. Das Ziel bis 2030 ist, dass sieben Millionen Elektroautos auf den Straßen fahren. Momentan sind laut Kraftfahrt-Bundesamt 131.000 E-Autos angemeldet und zugelassen [19].

Bei der Planung der Ladeinfrastruktur muss berücksichtigt werden, welche Fahrzeugtypen mit welchen Ladetechnologien und welches Nutzerverhalten zu erwarten sind. Erst daraus können die Anforderungen an die Ladeinfrastruktur abgeleitet werden. Die E-Autos können mit unterschiedlicher Ladeleistung mit Wechselstrom und Gleichstrom aufgeladen werden. Zudem kann die Aufladung einphasig oder dreiphasig erfolgen.

In der folgenden Tabelle 2 sind die elektrisch betriebenen Fahrzeuge mit den jeweiligen typischen Werten für Ladeleistung, Ladestrom und Batteriekapazität aufgelistet.

Tabelle 2: Typische Werte beim Laden von Elektrofahrzeugen

Fahrzeuge	Ladetechnologie	Ladeleistung [kW]	Ladestrom [A]	Batteriekapazität [kWh]	Netzanschluss
Pedelecs, E-Bikes, E-Scooter	AC oder DC	bis 2	bis 8	0,1 – 2,0	AC 1-phasig
Elektro- Motorräder	AC 1-phasig	bis 3	bis 13	1 – 5	AC 1-phasig
Elektrofahrzeuge einschließlich Plug-In-Hybrid Fahrzeuge	AC 1-phasig	bis 3,7	bis 16	5 - 85	AC 1-phasig
	AC 3-phasig	bis 43	bis 63	5 - 85	AC 3-phasig
	DC	bis 250	bis 200	5 - 85	AC 3-phasig

Die in Tabelle 2 aufgelisteten Werte können je nach Fahrzeugkonzept abweichen. Für die erste Generation von Elektrofahrzeugen wird eine DC-Ladeleistung von maximal 80 kW (400 V / 200 A) empfohlen. [20] Dies lässt sich mit einem 3 x 125 A Standard AC-Anschluss (86 kVA) realisieren. Dabei ist die Anschlussleistung der DC-Station größer als die zur Verfügung gestellte Ladeleistung. Obwohl Elektrofahrzeuge mit DC-Ladetechnologie mit höherer Ladeleistung schneller aufgeladen werden können, nutzen die meisten Elektrofahrzeugnutzer eine AC 3-phasig Aufladung. Der Grund dafür ist, dass die meisten Elektrofahrzeuge mit maximal bis zu 22 kW Ladeleistung aufgeladen werden können und eine geringe Batteriekapazität haben. Zudem ist der Aufbau einer DC-Ladestation kostenintensiver als eine AC-Ladestation. Eine 22 kW AC-Ladeleistung lässt sich mit einem 3 x 32 A Standard AC-Anschluss realisieren. [20]

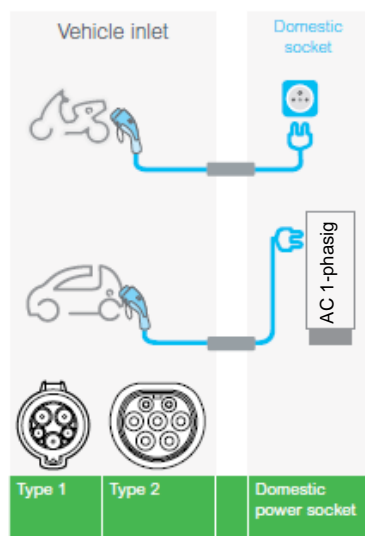
Ladestation und Steckerarten

Eine Ladestation hat im Vergleich zum Laden über eine Steckdose viele Vorteile. Es ist sicherer, schneller und der genutzte Strom kann bei Bedarf verrechnet werden, z.B. mit der Leasinggesellschaft. Die Elektrofahrzeuge besitzen einen starken Akku und werden häufig einige Stunden ununterbrochen aufgeladen. Beim Aufladen über eine Steckdose, würde die Steckdose stark belastet werden. Dies kann dazu führen,

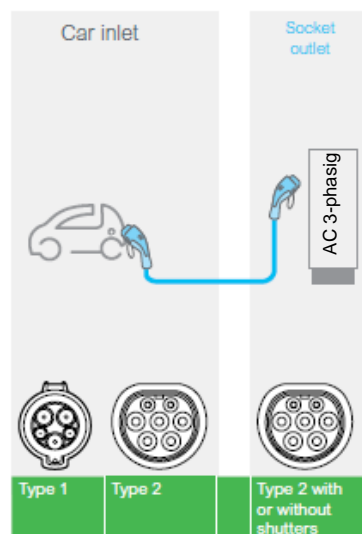
dass die Sicherungen auslösen oder im schlimmsten Fall ein Brand entstehen kann. Zudem würde der Ladevorgang länger dauern, da über eine Steckdose eine begrenzte Leistung (max. 3,7 kW) erreicht werden kann. [21]

Die Ladestationen hingegen sind speziell für die Aufladung von Elektrofahrzeugen ausgelegt. Eine Ladestation kann einen oder mehrere Ladepunkte beinhalten, an denen gleichzeitig jeweils ein Fahrzeug aufgeladen werden kann. Die Ladestationen können als freistehend montierte Ladesäulen oder als wandmontierte „Wallboxen“ installiert werden. Derzeit haben die Elektrofahrzeuge keinen allgemeingültigen Stecker. Wie in Abbildung 10 dargestellt ist, gibt es drei Arten von Aufladungen. Die Aufladungsarten Mode 2 (AC 1-phasig) und Mode 3 (AC 3-phasig) weisen identische Steckerarten des Typs 1 und 2 auf. Die Mode 4 (DC) hingegen kennt lediglich den Typ 2 und zusätzlich die Steckerarten CHAdeMO und Combo 2. Die meisten Elektrofahrzeuge besitzen momentan den Steckerart Typ 2 mit Zusatzkontakt.

Mode 2



Mode 3



Mode 4

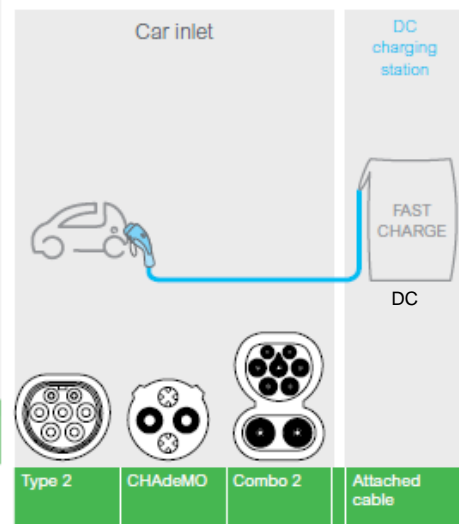


Abbildung 10: Steckerarten zum Aufladen der Elektrofahrzeuge

Normen und Richtlinien

In naher Zukunft sollen sich die Normen und Richtlinien für Elektromobilität ändern. Gemäß Art. 8 Abs. 2 der EU-Gebäuderichtlinie (EU) 2018/844 tragen die Mitgliedsstaaten in Bezug auf neue Nichtwohngebäude und Nichtwohngebäude, die einer größeren Renovierung unterzogen werden, sofern das Gebäude über mehr als zehn

Stellplätze verfügt, dafür Sorge, dass mindestens ein Ladepunkt im Sinne der Richtlinie 2014/94/EU des Europäischen Parlaments und des Rates sowie für mindestens jeden fünften Stellplatz die Leitungsinfrastruktur errichtet werden, um die spätere Errichtung von Ladepunkten für Elektrofahrzeuge zu ermöglichen. In der folgenden Tabelle 3 werden die Voraussetzungen für die zu installierende Ladepunkte aufgelistet [22]. Die Einrichtungen von Schutzmaßnahmen in Garagen, Parkplätzen o.ä. müssen nach VDE 0100-722 durchgeführt werden. Dies gilt bei einer Fläche größer 100 m².

Tabelle 3: Ladeinfrastruktur nach Art. 8 EU-Gebäuderichtlinie (EU) 2018/844

	Wohnbau (Neubau und Wohnbestand der umfangreich saniert wird)	Nicht Wohnbau (Neubau und umfangreiche Sanierung)
Stellplätze > 10	Ist mindestens ein Ladepunkt zu installieren	
	Muss für <u>jeden</u> Stellplatz die Leitungsinfrastruktur (Schutzrohre für Elektrokabel) als Vorbauleistung installiert werden	Ist für jeden fünften Stellplatz die Leitungsinfrastruktur als Vorbauleistung zu installieren (Schutzrohre für Elektrokabel)
Stellplätze > 20		Ladepunktzahl wird von Mitgliedstaaten <u>spätestens</u> bis 01.01.2025 festgelegt
Geltungsbereich	<ul style="list-style-type: none"> • Für Parkplätze innerhalb des Gebäudes, wenn die elektrische Infrastruktur des Gebäudes betroffen ist • Für Parkplätze, die an das Wohngebäude angrenzen und die Sanierung diesen oder dessen elektrische Infrastruktur betrifft 	
Ausnahmen	<ul style="list-style-type: none"> • Erforderliche Leitungsinfrastruktur ist problematisch zu installieren • Kosten für Lade- und Leitungsinstallationen übersteigen 7% der Gesamtkosten einer umfangreichen Sanierung • Öffentliche Gebäude unterliegen der EU-Richtlinie (2014/94/EU) „Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe“ 	

Eichrechtskonformität

Im Allgemeinen wird zwischen eichrechtkonforme und nicht eichrechtkonforme Ladestation unterschieden. Eine Ladestation muss eichrechtskonform ausgeführt werden, sobald eine kWh-genaue Abrechnung erfolgen soll.

Es sind **keine eichrechtskonforme** Ladestation notwendig, wenn:

- die kWh genaue Abrechnung der Wohnung, Büros und Ladepunkte über einen EVU Zähler je Mieter erfolgt
- der Ladepunkt einem festen Mieter zugeordnet ist
- der Ladepunkt eindeutig ein direkten EVU Zähler zugeordnet ist

Es ist eine **eichrechtskonforme** Ladestation notwendig, wenn:

- die kWh genaue Abrechnung pro Ladepunkt gefordert wird
- die Ladestation als Produkt angeboten wird
- der Ladepunkt mehr als einen Nutzer hat
- der Verbrauch in kWh genau abgerechnet wird, sofern der Strom nicht verschenkt wird

Die Definition von Eichrechtskonformität lautet, dass ein Endverbraucher im Stande sein muss, vor und nach dem Ende eines Ladevorgangs den effektiven Messwert eines geeichten Energiezählers - im Fall einer Abrechnung nach kWh - bzw. die exakte Dauer - im Fall einer Abrechnung nach Zeit - eines Ladevorgangs einzusehen. Die rechtlichen Grundlagen für eichrechtskonforme Ladestationen sind im Mess- und Eichgesetz (MessEG), der Mess- und Eichverordnung (MessEV) und in der Preisangabenverordnung (PAngV) festgelegt, die in der folgenden Tabelle 4 aufgelistet ist.

Tabelle 4: Rechtliche Grundlagen für eichrechtskonforme Ladestationen

Preisangabenverordnung (PAngV):

Abrechnung von Verbrauchern, muss pro Mengeneinheit erfolgen. Für Strom gilt kWh als anzuwendende Einheit.

↓ Sobald Messgrößen erfasst werden ist das MessEG anzuwenden

Mess- und Eichgesetz (MessEG):

Legt die Anforderungen an das Inverkehrbringen und die Bereitstellung von Messgeräten auf dem Markt, ihre Verwendung und Eichung sowie über Fertigverpackungen fest

Mess- und Eichverordnung (MessEV):

Einhaltung der Grundprinzipien des Eichrechts:

1. Unmittelbare Nachvollziehbarkeit der Lademenge
2. Messwertgenauigkeit, dazu zählt auch die fehlerfreie und manipulationslose Abrechnung
3. Dauerhafter Nachweis der Lademengen

↓ Technische Umsetzung

Ladeinfrastruktur (LIS):

1. Unmittelbare Nachvollziehbarkeit
2. Messwertgenauigkeit und fehlerfreie und manipulationslose Abrechnung
3. Dauerhafter Nachweis

2.6. Autarkie und Eigenverbrauch

Bei Inselanlagen sind zwei Werte von hoher Bedeutung. Dabei handelt es sich um den Autarkiegrad und den Eigenverbrauch. Die Größe des Autarkiegrades beschreibt prozentual, wie viel des benötigten Stromes selbst erzeugt wird. Bei einem Autarkiegrad von 100% heißt das, dass die Erzeugeranlage die angeschlossenen

Lasten vollständig zu jedem Zeitpunkt mit Strom versorgen kann. Somit könnte sich z.B. ein Haushalt vom Netzbetreiber lösen.

Der Eigenverbrauch beschreibt wie viel Prozent vom selbst erzeugten Strom effektiv von den angeschlossenen Verbrauchern genutzt wird. Bei einem 100 prozentigem Eigenverbrauch würde dies bedeuten, dass der erzeugte Strom komplett genutzt wird und somit keine Stromeinspeisung ins Netz stattfindet.

Im Folgenden werden die allgemeinen Formeln für den Eigenverbrauch und die Autarkie aufgeschrieben:

$$\text{Eigenverbrauch} = \frac{\text{Genutzte Energie aus Erzeugung}}{\text{Erzeugte Energie}}$$

$$\text{Autarkie} = \frac{\text{Genutzte Energie aus Erzeugung}}{\text{Benötigte Gesamtenergie}}$$

Je höher der Eigenverbrauchsanteil ist, desto wirtschaftlicher wird es für den Anlagennutzer (siehe Kapitel 6). Um den Autarkiegrad zu erhöhen, wird ein Speicher benötigt. Damit können die Erzeugung und der Verbrauch zeitlich angepasst werden.

3. Stand der Technik

Ein Inselbetrieb muss laut Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) mit dem Netzbetreiber vereinbart und nach deren Technischen Anschlussbedingungen (TAB) angeschlossen werden. In Abbildung 11 werden die technisch möglichen Verbund- und Inselbetriebe eines Teilnetzes dargestellt. [9]

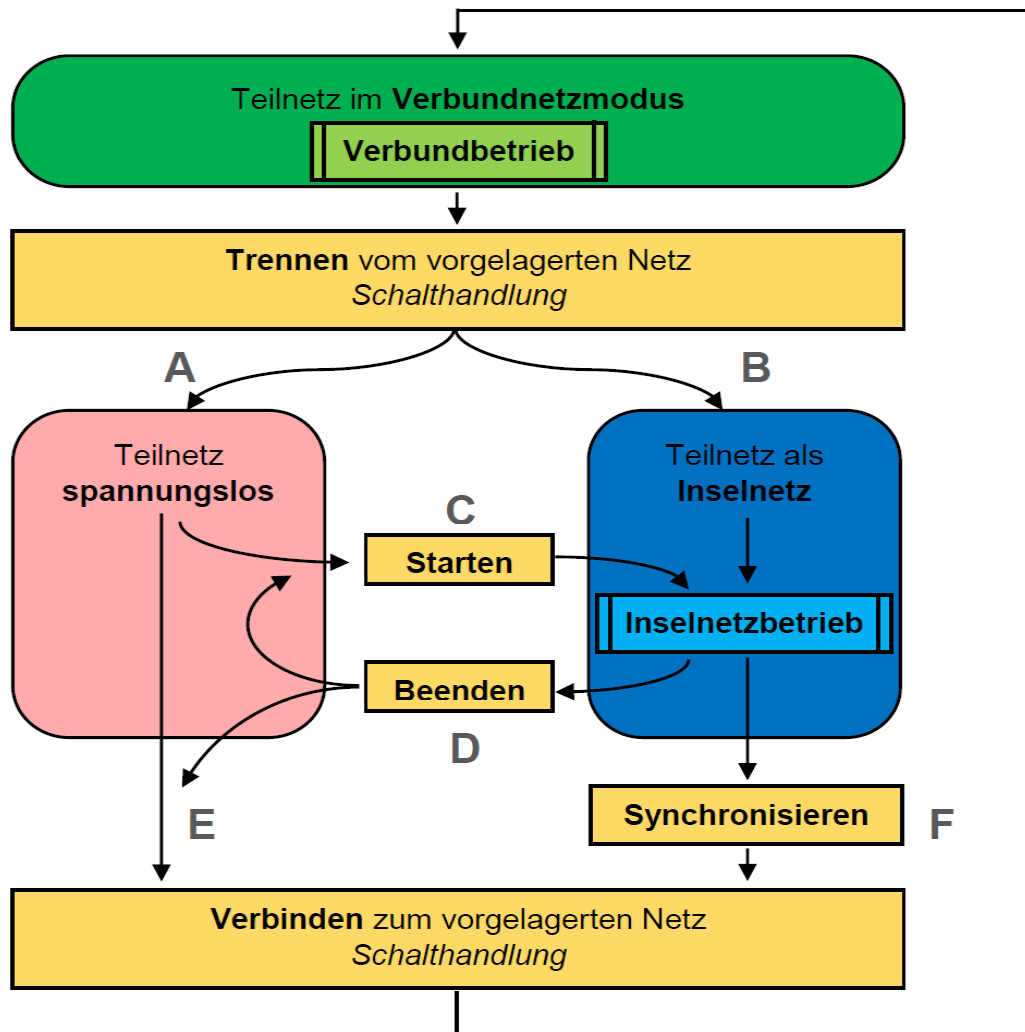


Abbildung 11: Übergänge zwischen Verbund- und Inselnetzbetrieb eines Teilnetzes

Ein Inselbetrieb kann auf zwei Arten hergestellt werden. Die erste Variante ermöglicht, dass das Netz direkt beim Abschalten vom Verbundnetz gehalten wird (siehe Option B). Nach der zweiten Variante wird das Netz abgeschaltet und kontrolliert wiederaufgebaut (siehe Option A → C). Für die Option B müssen Erzeugung und Verbrauch im Teilnetzbetrieb vollständig ausgeglichen sein. Ansonsten können bei der Schalthandlung hohe Lastsprünge auftreten und zu Frequenzänderungen führen. Um dies zu verhindern, werden große und schnellreagierende Leistungskapazitäten benötigt. Damit kann die nötige Spannung und Frequenz für auftretende Wirk- und

Blindleistungsdifferenzen zur Verfügung gestellt werden. Bei Option A → C werden Speicher oder Notstromversorgungen, die sog. schwarzstartfähigen Erzeuger im Inselnetz benötigt, welche ebenfalls die nötige Leistung für das interne Netz bereitstellen können.

Bei einem Inselnetz können auf Grund der höheren Netzstatik bereits kleinere Erzeugungs- und Lastschwankungen zu hohen Frequenzschwankungen führen. Das liegt daran, dass es bei einem Inselnetz im Vergleich zu einem Verbundnetz, weniger Erzeugeranlagen und Stromverbraucher gibt. Dies führt dazu, dass z.B. bei einem Ausfall einer Erzeugungsanlage oder das Ein- und Ausschalten eines größeren Verbrauchers die Verhältnisse von Erzeugung und Verbrauch im Mikronetz stark betrifft. Zudem müssen in der Schutztechnik Kurzschlüsse erkennbar bleiben. Daher muss der Kurzschluss immer überwacht werden und über dem maximal möglichen Betriebsstrom bleiben. Laut VDE-AR N 4105 müssen folgende Kurzschlussstrom-Werte bei einer Erzeugungsanlage angenommen werden: [23]

- Bei Synchrongeneratoren das 8-fache zum Bemessungsstrom
- Bei Asynchrongeneratoren das 6-fache zum Bemessungsstrom
- Bei Generatoren mit Umrichter das 1-fache zum Bemessungsstrom

Aus diesen Gründen kann es bei Inselnetzen zu häufigen Stromausfällen und zu starken Schwankungen von Netzspannung und Netzfrequenz kommen. Um einen Zusammenbruch des Inselbetriebs zu verhindern werden Speicher und schwarzfähige Erzeuger benötigt (Option D → C). Ein Inselnetzbetrieb kann auf zwei Varianten beendet werden. Bei der ersten Variante wird das Inselnetz kontrolliert abgeschaltet (Option D → E). Bei der zweiten Variante wiederum wird das Verbundnetz im Betrieb hinzugeschaltet wird. Dazu muss das Inselnetz zuerst mit dem Verbundnetz synchronisiert werden (Option F). Der Handlungspfad B → F führt zu einer unterbrechungsfreien Stromversorgung zwischen Verbund- und Inselnetz. Über den Handlungspfad A → C → D → E kann ebenfalls ein Inselnetz aufgebaut werden, jedoch mit einer kurzen Stromunterbrechung. Aus diesem Grund sollte der Handlungspfad B → F bevorzugt werden, obwohl es wegen der Synchronisation einen höheren betrieblichen Aufwand erfordert. Zudem kann eine Schalthandlung bei direktem Wechsel zwischen Verbund- und Inselnetz zu transienten Störungen führen. Diese treten

als schnelle, sprunghafte Änderungen der Eingangsgröße auf und erfordern somit eine schnelle Regelung von Frequenz und Spannung. Die Transienten können durch Einschalten im Nulldurchgang mit speziellen Thyristoren vermieden werden, die bei hohen Leistungen sehr teuer werden können. Als Alternative können die Transienten im Inselnetz kompensiert werden. Dafür wird eine Generator-Statik als Regelkennlinie für einen stabilen Betrieb verwendet, welches die Leistung linear zur Frequenzänderung regelt.

3.1. Projekte

Im Folgenden Kapitel wird der jetzige Stand zur Umsetzung inselnetzfähiger Stromnetze anhand einiger Projekte näher erläutert.

Haffhus im Seebad Ueckermünde

Das Haffhus ist ein großes Hotel im ländlichen Gebiet Seebad Ueckermünde. Im Jahr 2017 beschloss die Hotellerie den Spa-Bereich zu vergrößern. Währenddessen wurde auch die komplette Energieversorgung erneuert. Durch den Umbau ist die gesamte Hotelanlage stromautark geworden und funktioniert ohne Netzanschluss im Inselnetzbetrieb. Für die Stromversorgung wurde eine Solaranlage mit 118 kWp Leistung auf insgesamt fünf Dachflächen installiert. Zudem wurden ein BHKW, ein Batteriespeichersystem und eine Wärmepumpe installiert. Den Wärmebedarf deckt das BHKW, das gleichzeitig auch Strom produziert. Die Wärmepumpe wird hauptsächlich in den Sommermonaten für die Umwandlung des Solarstroms in Wärme genutzt. Der Batteriespeicher stellt das 50 Hz Netz für die Hotelanlage sicher. Es funktioniert mit zwei Batterien mit je 100 kW Leistung aus Lithium-Ionen-Batterien von Samsung und Industriewechselrichtern aus der Maschinenfabrik Rheinhausen. Das neue Ziel der Hoteliers ist die Hotelanlage wärmeautark zu errichten. [24]

Wasserturm in Radolfzell

Der 34 m hohe Wasserturm wurde im Jahre 2017 in ein Nullenergiehotel verwandelt. Die Energieversorgung erfolgt über 1.000 PV-Module, 54 m² Solarthermiemodule und einer kleinen Windkraftanlage mit 5,5 kW installierter Leistung auf dem Dach, sowie einer Wärmepumpe im Keller. Durch energieeffiziente Verbraucher und Dämmung der Gebäude ist der Energiebedarf so gering wie möglich gehalten worden.

Die thermischen Solarkollektoren sind an einen Wärmespeicher gekoppelt und decken rund 45% des Heizbedarfs sowie 80% des Warmwasserbedarfs. Der restliche Energiebedarf wird mit einer Wasser-Wasser-Wärmepumpe gedeckt. Die Gebäudetechnik verbraucht 31 kW/m² im Jahr an Strom, welches 45% des erzeugten Stroms entspricht. Dennoch wird kein 100% Autarkiegrad für Strom- und Wärmebedarf erreicht. Dafür müsste die Speicherkapazität drastisch erhöht werden. [24]

Spargelhof im nordrhein-westfälischen Meerbusch

In der Sommerzeit beginnt die Erntezeit und somit steigt auch der Stromverbrauch. Das empfindliche Gemüse muss kühl gelagert werden und dies verbraucht viel Strom. Um die immer steigenden Stromkosten zu senken, lies der Hofbesitzer Markus Fenken eine 45,36 kWp PV-Anlage mit Stromspeicher installieren. Für die PV-Anlage wurden auf dem flachen Dach mit 10° Neigung 168 PV-Module mit je 270 Wp (Eco Line P60/270W FS35) in Ost-Westausrichtung installiert. Als Speicher wurde ein 52 kWh Bleistromspeicher von Powertrust installiert. Der Vorteil der Bleistromspeicher ist, dass diese nicht als Gefahrgut gelten und somit der Transport sowie die Installation einfacher erfolgt. Zudem können die Speicher Vielseitig eingesetzt werden, wie z.B. für Windkraftanlagen und BHKW und bis zu maximal auf 100 kWh erweitert werden. Momentan liegt der Eigenverbrauch des erzeugten Stroms mit Speicher bei rund 80%. Durch Vergrößerung der PV-Anlage und Erhöhung der Speicherkapazität ist auch ein hoher Autarkiegrad erreichbar. [24]

Erweiterung zu den bestehenden Projekten

Bei den bisherigen Projekten bleibt es unklar wie ein Inselnetzfähiges Stromnetz umgesetzt wird. Zudem sind die genannten Projekte in ländlichen Gebieten und haben eine große Fläche für Erzeugungsanlagen zur Verfügung. Außerdem ist der Stromverbrauch durch Sanierungsmaßnahmen vermindert worden. Aus diesem Grund möchte ich mich in meiner Arbeit auf die Inselnetzfähigkeit von innerstädtischen Gebäudekomplexen fokussieren. Die Herausforderung dabei ist, dass die Gebäude dicht besiedelt sind und wenig Fläche für Erzeugungsanlagen, wie z.B. PV-Anlagen bieten. Daher werden auch Kombinationen von unterschiedlichen Gebäudekomplexen berücksichtigt, um so ein kleines Microgrid (Inselnetz) aufzubauen.

4. Material & Methoden

In dieser Arbeit werden verschiedene Varianten von innerstädtischen Gebäudekomplexen auf ihre Inselnetzfähigkeit geprüft. Dafür werden zunächst die Lastgänge ermittelt. Anschließend werden mit dem Programm PV-Sol die PV-Leistungen sowie die PV-Erträge bestimmt. Die Lastgangs- sowie Erzeugungsprofile werden in das Programm Python 3.0 importiert. In diesem Programm werden verschiedene Szenarien für die Inselnetzfähigkeit ermittelt. Dabei werden unterschiedliche Speicherkapazitäten und Ladeinfrastrukturen für Elektrofahrzeuge berücksichtigt. Zudem werden verschiedene Kombinationen von Gebäudekomplexen auf ihren Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad geprüft. In den folgenden Unterkapiteln werden die einzelnen Methoden beschrieben. Zudem werden Strukturen von den genutzten Programmen graphisch dargestellt sowie der Ablauf erläutert.

4.1. Varianten von Gebäudekomplexen

In der Masterarbeit werden unterschiedliche Arten von Gebäudekomplexen auf ihre Inselnetzfähigkeit hin betrachtet. Dabei werden das Verwaltungsgebäude ZWP in Köln, die neu geplanten Gebäude der technischen Hochschule Köln in Köln-Deutz und eine innerstädtische Wohnsiedlung in Köln berücksichtigt. Die drei Varianten werden so gewählt, dass die Gebäudekomplexe zu unterschiedlichen Zeiten mit verschiedenen Lastgängen in Betrieb sind. Die Varianten können im Programm Python 3.0 (siehe Kapitel 4.3.1) beliebig erweitert werden. Zudem können die Varianten untereinander in Kombination verglichen werden.

4.2. Messmethoden zur Analyse von Lastprofilen

Profile sind Leistung- oder Energiewerte als Funktion der Zeit, d.h. dass der Verbrauch bzw. Einspeisung von Haushalten, Gewerben usw. in Abhängigkeit von Zeit dargestellt werden. Dabei wird zwischen zwei Klassifizierungen von Lastprofilen unterschieden. Dies sind gemessene reale Lastprofile oder berechnete synthetische Lastprofile.

Ab einer hohen Anzahl von Haushalten, Gewerben können die synthetischen Lastprofile, die sog. Standard-Lastprofile verwendet werden. In diesem Fall werden normierte Kurven dargestellt, die über das Jahr geschätzte Verhaltensweise und Last-

gänge annehmen. Solche Standardlastprofile gibt es z.B. vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW). Die Profile gibt unterschiedlichste Bereiche für ein Sommer- und Wintertag in 15 Minutenwerten (siehe CD-Anlage: „Standardisierte Lastprofile von BDEW“). [25]

Die realen Lastprofile können entweder ermittelt werden, indem Einzelverbraucher aufgelistet und in einem bestimmten Zeitraum gemessen werden. Oder zum anderen werden registrierende Leistungsmessungen (RLM) durchgeführt. Die RLM sind elektronische Zähler, welche laut den Technischen Anschlussbedingungen des Netzbetreibers (TAB) bei Kunden mit einem Jahresstromverbrauch von mehr als 100 MWh elektrische Energie beansprucht werden können (siehe CD-Anlage: „TAB Niederspannung, Mittelspannung“). Dabei entspricht eine Messperiode einem Leistungsmittelwert von 15 Minuten. Diese registrierten Werte werden in regelmäßigen Abständen an den Verteil- bzw. Netzbetreiber weitergeleitet. Dies kann entweder direkt über die Stromleitung, über das Mobilfunknetz oder einen Internetanschluss übermittelt werden.

Für diese Arbeit werden sowohl reale Lastprofile, sowie synthetische Lastprofile verwendet. Für die Technische Hochschule Köln gibt es bereits registrierende Leistungsmessungen von 2013 bis 2017, die vom Netzbetreiber Rheinische NetzGesellschaft mbH zur Verfügung gestellt werden. Für das Verwaltungsgebäude ZWP Ingenieur-AG wurde eine zweiwöchige Messung in dem Zeitraum von 03.07 bis 15.07 mit dem Messkoffer von manage mE 2go (siehe Abbildung 12) durchgeführt. Der Messkoffer wird von der Technischen Hochschule Köln bereitgestellt und die Messungen werden mit Hilfe von M. Sc. Lukas Hilger durchgeführt [26]. Hierbei werden sechs unterschiedliche Lastgänge gemessen. Die Lastprofile sind:



Abbildung 12: Messkoffer von Manage me 2go

1. Erdgeschoss
2. Kälte/Wärmepumpe
3. Alle Geschosse
4. Erdgeschoss-Anbau
5. Externe Vermieter
6. Gesamtverbrauch am Transformator

Anschließend werden diese Lastgänge in 15 Minutenwerten auf ein Jahr prognostiziert. Für die Wohnsiedlung werden unterschiedliche Standardlastprofile von BDEW genutzt, da keine realen Messwerte vorhanden sind.

4.3. Simulationsprogramme

Für die Masterarbeit werden zwei Simulationsprogramme verwendet. Das zu erstellende Planungstool wird in der Python-Umgebung programmiert. Python bietet eine Vielzahl an nützlichen Paketen. Dabei wird das Zusatzprogramm Spyder 3.0 verwendet [27]. Für die PV-Auslegung und Ermittlung der Leistungen sowie Erträge wird das Programm PV-Sol Premium 2018 von Valentin Software GmbH verwendet [28]. Die von PV-Sol ermittelten Werte werden in Spyder integriert. In den folgenden zwei Unterkapiteln werden die Auslegungen und Programmierungen in den beiden Simulationsprogrammen beschrieben.

4.3.1. PV-Sol

Das Programm ermöglicht eine detaillierte Simulation der Photovoltaikanlage zur Ermittlung von Energieertrag, Stromeigenverbrauch sowie Wirtschaftlichkeit. Für das PV-Sol Programm werden zunächst einige Parameterbestimmungen für die Simulation benötigt. Als Inbetriebnahme der Anlage wird der 01.01.2020 angenommen. Anschließend erfolgt die Auswahl von Anlagenart, Klima und Netz (siehe Abbildung 13) [28]. Als Anlagenart kann zwischen netzautarker und netzgekoppelter PV-Anlage mit elektrischen Verbrauchern und Speichersystemen gewählt werden. Zur Ermittlung der Klimadaten wird der genaue Standort der Anlage in das Programm eingefügt. Dieser greift auf vorhandene Wetterdaten zurück. In dieser Simulation werden Klimadaten von 1981-2010 verwendet. Somit beträgt die Jahressumme der Globalstrahlung für den Standort in Köln 1.018 kWh/m². Anschließend wird das Netz ausgewählt. In dieser Masterarbeit wird ausschließlich dreiphasiges AC-Netz angewendet. Zudem kann im Programm eine 3D-Planung erstellt werden, die im Kapitel 5.1 ausgeführt ist.

Anlagenart, Klima und Netz

Anlagenart

Netzautarke PV-Anlage

Planungsart

3D-Planung verwenden

Klimadaten

Land: Deutschland Standort: Köln

Breitengrad	50° 56' 30"	Jahressumme der Globalstrahlung	1018 kWh/m ²
Längengrad	6° 57' 38"	Jahresmittel der Temperatur	10 °C
Zeitzone	UTC+1	Simulationsparameter	
Zeitraum	1981 - 2010		
Auflösung	Stündlich		

AC-Netz

Eingeben

Spannung (N-L1)	230 V
Anzahl Phasen	3-phasig
cos φ	1

Abbildung 13: Auswahl von Anlagenart, Klima und Netz in PV-Sol

Im nächsten Schritt können die Verbräuche bestimmt werden. Die Verbräuche können als Lastgänge in 1, 5, 10, 15, 30 oder 60 Minuten Werte ins Programm als CSV-Datei importiert werden. Falls keine Lastgänge vorhanden sind, kann aus dem Programm ein passendes Lastprofil gewählt werden. Diese sind Standardlastprofile des BDEW für z.B. Haushalte, Gewerbe oder Landwirtschaft. Zudem können die Standardlastprofile individuell angepasst werden. Anschließend werden die PV-Module aus dem Katalog gewählt. Im Programm sind weit über 100 verschiedene Marken und deren Modelle vorhanden. Zudem können die PV-Module auch individuell bestimmt und bearbeitet werden. Als PV-Modul wird das Modell SPR-MAX3-400 von dem Unternehmen SunPower gewählt [29]. Die Module haben folgende technische Merkmale:

- Nennleistung: 400 Wp
- Zellentyp: Monokristallin
- Nennspannung: 65,8 V
- Wirkungsgrad: 21,6%
- Leerlaufspannung: 75,6 V
- Stecksystem: MC4
- Leistungstoleranz: -0 bis +5%
- Abmessung: 1.690 x 1.046 x 40 mm

Es sind Monokristalline PV-Module mit hoher Nennleistung und Wirkungsgrad. Nach Auswahl der Module wird im selben Schritt die Anzahl der Module, die Neigung sowie die Ausrichtung ausgewählt. Wie bereits im Kapitel 2.3 beschrieben, sind die STC-Werte schwer zu erreichen. Daher muss zunächst die optimale Neigung und Ausrichtung der PV-Module an dem Standort bestimmt werden. In Abbildung 14 sind die Jahreserträge bei einer 10 kWp PV-Anlage mit unterschiedlichen Dachneigungen am Standort Köln dargestellt. Es ist deutlich zu erkennen, dass die monatlichen Erträge bei großen Dachneigungen von 40° bis 60° in den Sommermonaten geringer sind. Dafür sind die Erträge in den Wintermonaten höher. Bei Dachneigungen von 10° bis 30° ist es dabei Gegenteil.

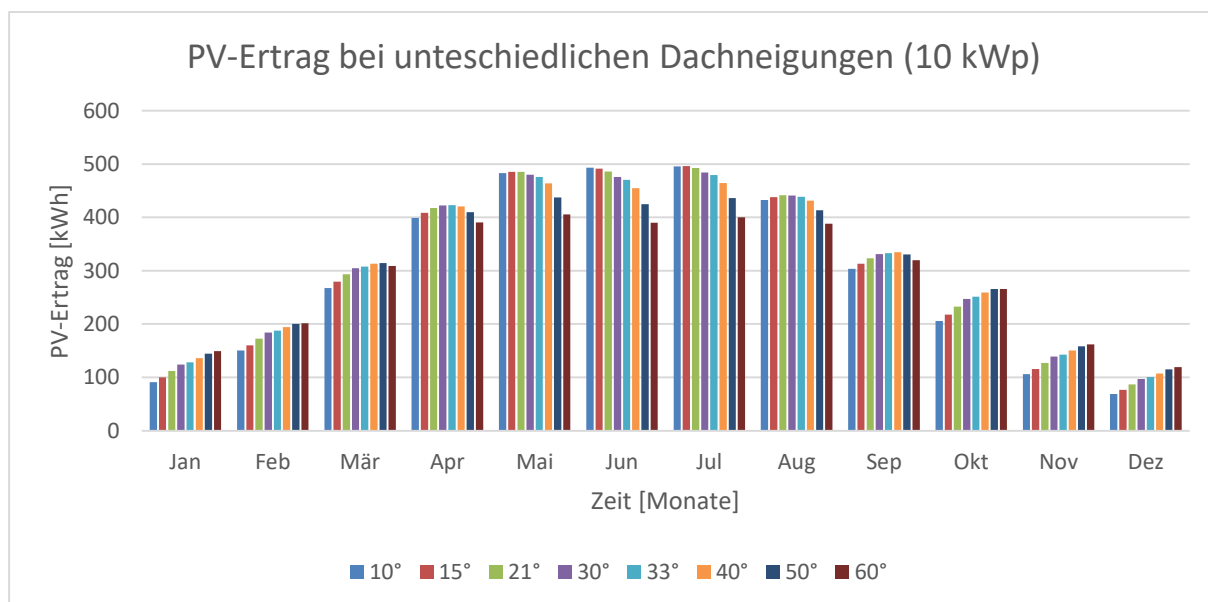


Abbildung 14: PV-Ertrag bei unterschiedlichen Dachneigungen im Jahr

In der Abbildung 15 werden die Süd-, Ost-, West sowie eine Kombination aus Ost-Westausrichtungen gegenübergestellt. Um dies besser zu vergleichen werden für alle Ausrichtungen die gleiche Anzahl von PV-Modulen (10 kWp) und der gleiche Tag (1. Juli) gewählt. Hierbei ist deutlich zu erkennen, dass die Südausrichtung in der Mittagszeit einen hohen Ertrag erzielt. Die Ostausrichtung hat einen Ertrag von ca. 5:00-17:00 Uhr, wobei die Westausrichtung ab ca. 7:00-21:00 Uhr Strom erzeugt. Die Kombination aus West-Ostausrichtung hat das breiteste Spektrum (von 5:00-21:00 Uhr), aber dafür ein schmaleres Spektrum in der Mittagszeit.

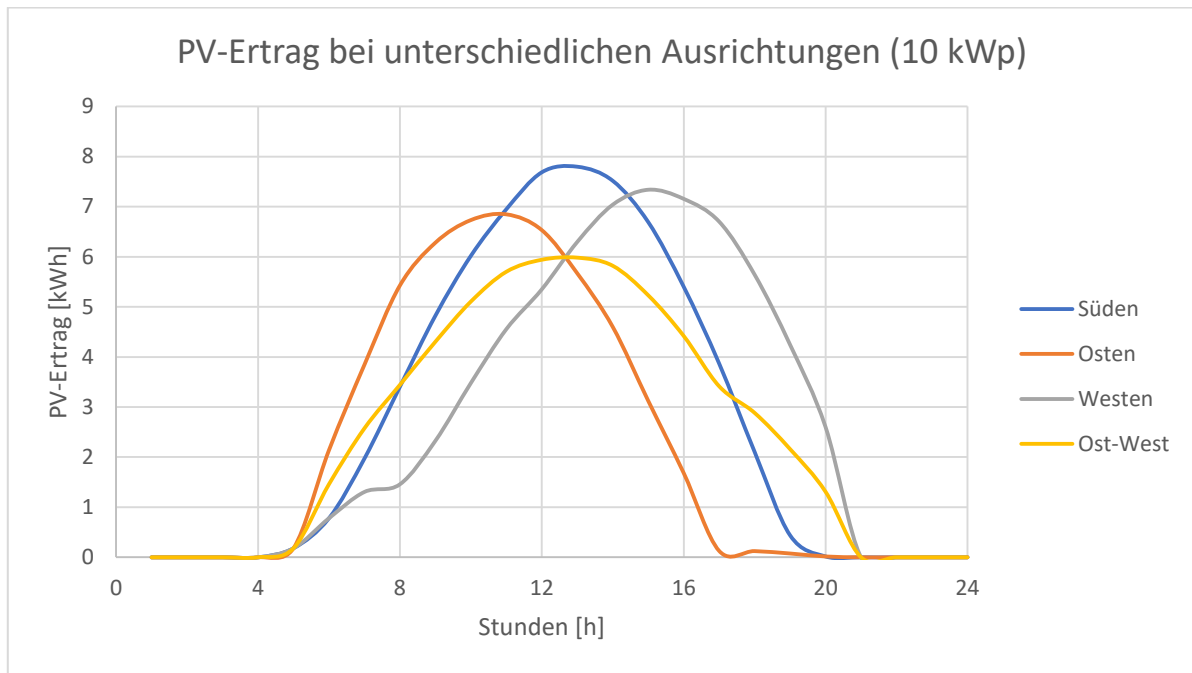


Abbildung 15: PV-Ertrag bei unterschiedlichen Ausrichtungen

Laut den Berechnungen ist der PV-Ertrag in Deutschland am Standort Köln in Südausrichtung bei einem Winkel von 33° am höchsten (siehe Tabelle 5). Außerdem ist festzustellen, dass die PV-Erträge in Südausrichtung bei einer Dachneigung von 20° bis 50° kaum einen Unterschied ausmachen. Bei Ost/West Ausrichtung bringt eine niedrige Neigung von 10° bis 30° den höchsten Ertrag. Daraus folgt, dass bei entsprechenden Dachneigungen eine Installation für eine Aufständigung nicht notwendig ist. Der Unterschied liegt lediglich bei 2-3%. Die Berechnungen für die Abbildung 14 und Abbildung 15 wird als CD-Anlage: „Vergleich PV-Module_Neigung & Ausrichtung“ eingefügt.

Tabelle 5: Prozentuale PV-Ertrag in Abhängigkeit der Ausrichtung und Neigung

		Ausrichtung			
		Süd	Ost	West	Ost/West
Dachneigung [°]	10	94%	80%	82%	86%
	15	96%	80%	82%	85%
	21	98%	77%	81%	85%
	30	100%	75%	80%	82%
	33	100%	74%	79%	81%
	40	100%	72%	77%	79%
	50	98%	70%	75%	75%
	60	94%	68%	72%	70%

Nach Auswahl der PV-Module wird ein passender Wechselrichter aus dem Katalog bestimmt. Je nach Verschaltung kann die Anzahl der Typ des Wechselrichters variieren. Anschließend werden die Kabelverluste, sowie verschattete PV-Module prozen-

tual bestimmt. Im letzten Schritt findet die Simulation statt und die Ergebnisse können als CSV-Datei gespeichert werden.

4.3.2. Python

Python ist eine universelle, üblicherweise interpretierte höhere Programmiersprache, welche mehrere Programmierparadigmen, wie z.B. die objektorientierte, die aspektorientierte und die funktionale Programmierung unterstützt. Der verwendete Code wird mit Python 3 im Compiler „Spyder“ geschrieben. In dieser Programmiersprache ist es möglich Skripte, Rechenlösungen sowie komplexe Funktionen zu erstellen. Somit können zu den Funktionen auch Klassen und Objekte erstellt werden.

Der Compiler Spyder ermöglicht es den notwendigen Code zu schreiben und auch direkt auszuführen. Als Berechnungsgrundlage für das Python Programm werden „Comma-separated values“ Dateien benötigt. Diese Dateien werden mithilfe von Excel als CSV-Datei erstellt und bilden vereinfachte Tabellen von Werten. Es werden insgesamt zwei Excel-Dateien erstellt.

Der Python Code ist in zwei Dateien aufgeteilt. In der Datei „operation.py“ werden alle nötigen Berechnungen durchgeführt. Zudem wird eine weitere Datei „config.py“ erstellt, um alle variablen Werte sowie Auswahl der Excel-Dateien einzutragen. Im Folgenden wird zunächst die Datei „config.py“ beschrieben.

```
""" Murat Gökhan Gökdemir, 17.11.2019, Vers. 1.0
```

```
    Technische Hochschule Köln
```

```
    Masterthesis:
```

```
    Konzept für einen inselnetzfähigen innerstädtischen Gebäudekomplex
```

```
"""
```

```
from operation import Operator
```

```
from datetime import datetime
```

Für die Hausbatterien und Autobatterien wird eine Excel-Datei „battery storage.csv“ (siehe CD-Anlage: „battery storage“ aufgelistet. Aus dieser Excel-Tabelle können beliebig viele Batterien ausgewählt und ins Programm importiert werden. Für die Auswahl der Hausbatterien muss lediglich der Name aus der Excel-Tabelle eingetragen werden.

```
# Choice of house batteries
```

```
battery_zwp = Operator.import_battery(file_name="battery storage.csv", name="C")
battery_zwp.storage_type = "house"
```

```
# Choice of house batteries (for example a second house battery)
```

```
battery_b = Operator.import_battery(file_name="battery storage.csv", name="B")
battery_b.storage_type = "house"
```

Bei den Autobatterien muss ebenfalls der Name ausgewählt werden. Zusätzlich kann die anfängliche Ladung „initial_charge“ prozentual bestimmt werden. Somit sind die gewählten Elektrofahrzeuge immer bei unterschiedlichen Anfangswerten.

```
# Choice of car battery
```

```
battery_car1 = Operator.import_battery(file_name="battery storage.csv",
name="car1", initial_charge=0.35)
battery_car1.storage_type = "car"
```

```
# Choice of car battery (for example a second car battery)
```

```
battery_tesla = Operator.import_battery(file_name="battery storage.csv",
name="tesla", initial_charge=0.5)
battery_tesla.storage_type = "car"
```

Nach Auswahl der Batterien wird der „operator“ ausgewählt. In dem „operator“ werden aus der zweiten Excel-Datei „profile.csv“ die Profile für Lasten und Erzeugungswerte einer Jahresberechnung in 15-minütiger Auflösung eingelesen. Die gemessenen und berechneten Lasten werden als positive Werte und die ermittelten PV-Profile aus dem Programm PV_Sol als negative Werte eingetragen. Alle Lastprofile fangen mit „load_...“ und alle PV-Profile mit „pv_...“ an. Anschließend können unterschiedliche Anzahlen von Elektrofahrzeugen für Werkstage (Montag bis Freitag) und Wochenendtage (Samstag bis Sonntag) eingetragen werden. Dabei bedeutet „False“ Wochenendtage und „True“ Wochentage. Zudem wird die Uhrzeit für die Aufladung von Elektrofahrzeugen eingetragen, die variabel eingetragen werden kann.

```
# Operator ZWP
```

```
operator = Operator(name="ZWP", device=battery_zwp)
operator.importcsv(file_name="profile.csv")
```

```
# Add car battery to Operator ZWP
```

```
operator.add_car(car=battery_car1, amount=2, only_workdays=False) # Too on
weekend
```

```
operator.add_car(car=battery_car1, amount=8, only_workdays=True) # 2 + 8 = 10
cars on workdays
```

```
operator.add_car(car=battery_tesla, amount=1, only_workdays=False)
```

```
result = operator.period_of_self_sufficiency(loadstr="load_ZWP", pvstr="pv_ZWP",
      load_car_time=12, force_load_car_time=14, output=True)
```

Im letzten Schritt sollen die Berechnungen in einer CSV-Datei gespeichert werden. Das Format der Datei ist Name-Jahr.Monat.Tag_Stunden.Minuten.Sekunden. Dies verhindert eine Verdopplung der gespeicherten Dateien.

```
# Export as CSV-File
```

```
operator.exportcsv(result, "ZWP-
{}.csv".format(datetime.now().strftime("%Y.%m.%d_%H.%M.%S")))
```

In der zweiten Datei „operation.py“ werden alle Werte aus der Datei „config.py“ importiert und die Berechnungen durchgeführt. Der programmierte Code wird in der Abbildung 16 zusammengefasst und dargestellt. Die gesamte Datei der Quellcode wird als CD-Anlage: Pythoncode abgegeben.

Als erstes werden die Profile der Lasten und Erzeugungen importiert und zusammennaddiert. Aus der Summe wird zu jedem Zeitpunkt, alle 15-Minuten, die Residuallast „*P_residualload (t)*“ berechnet. Wenn dieser Wert ≥ 0 ist, ist die Last größer als die Erzeugung. Hierbei wird zunächst geprüft, ob die Hausbatterie den Bedarf decken kann. Dies wird wie gefolgt in drei Schritten ermittelt. Im ersten Schritt wird geprüft, ob die Leistung „*p_nom*“ der Hausbatterie ausreicht. Da die Werte in 15-Minutenschritten sind, wird dieser durch 60/15 (vier) „*self.step_time*“ geteilt. Falls dies der Fall ist, wird im zweiten Schritt die nötige Residuallast mit den Verlusten „*self.house_battery. efficiency_dispatch*“ berechnet. Die Verluste sind ebenfalls in der CSV-Datei von „*battery storage*“ vorhanden und können verändert werden. Für die Berechnungen werden Verluste von $\pm 5\%$ angenommen. Die Verluste hängen von Batterietyp, Leitungsart sowie Leitungslänge ab. Anschließend wird im letzten Schritt die nötige Leistung bis zu dem minimalen Ladezustand, den sogenannten SOC-Wert

aus der Hausbatterie entnommen. Dafür wird der SOC-Wert von dem aktuellen Ladezustand subtrahiert und anschließend mit der Batteriekapazität multipliziert.

```
battery_load = min(
    self.house_battery.p_nom / self.step_time,
    p_residualload / self.house_battery. efficiency_dispatch,
    (self.house_battery.state_of_charge_t - self.house_battery.min_SOC) *
    self.house_battery.capacity)
```

Nach den Berechnungen wird eine neue Residuallast berechnet. Dabei wird die erste Residuallast gleich der verfügbaren Leistung der Batterie gesetzt. Wenn die neu berechnete Residuallast gleich 0 ist, bedeutet dies, dass die nötige Last aus den Batterien gedeckt wird und die Schleife fängt mit dem nächsten Zeitwert von vorne an. Falls die Berechnung ungleich 0 ist, wird die benötigte Leistung aus dem Netz entnommen. Dies wird im Programm als positiver „*P_grid (t)*“ Wert zu dem jeweiligen Zeitpunkt notiert und auch hier beginnt die Schleife mit dem nächsten Zeitwert von vorne an.

Falls bei der neuen Schleife die Residuallast ≤ 0 ist, ist die Erzeugung größer als die nötige Last und ein PV-Überschuss ist vorhanden. Der Überschuss wird in drei Varianten in den Hausbatterien, Autobatterien oder ins Netz eingespeist. Die drei Varianten werden in drei Zeiten aufgeteilt. Diese Zeiten sind im Programm „*config.py*“ variabel veränderbar. In diesem Beispiel wird für das Verwaltungsgebäude ZWP bei einem PV-Überschuss bis 12:00 Uhr zunächst die Hausbatterie, dann die Autobatterien aufgeladen. Von 12:00-14:00 Uhr werden erst die Autobatterien und dann die Hausbatterien aufgeladen. Ab 14:00 Uhr werden weiterhin zunächst die Autobatterien aufgeladen, aber in diesem Fall wird mit voller Leistung aufgeladen, d.h. falls der PV-Überschuss nicht ausreicht wird die restliche Leistung vom Netz entnommen. So ist gewährleistet, dass die Autos bis zum späten Nachmittag voll aufgeladen sind und der Eigenverbrauch der PV-Leistung maximiert wird. Bei voller Aufladung der Batterien wird in allen Fällen die restliche Leistung ins Netz eingespeist und als negative Werte in „*P_grid*“ eingetragen. Anschließend beginnt die Schleife von vorne.

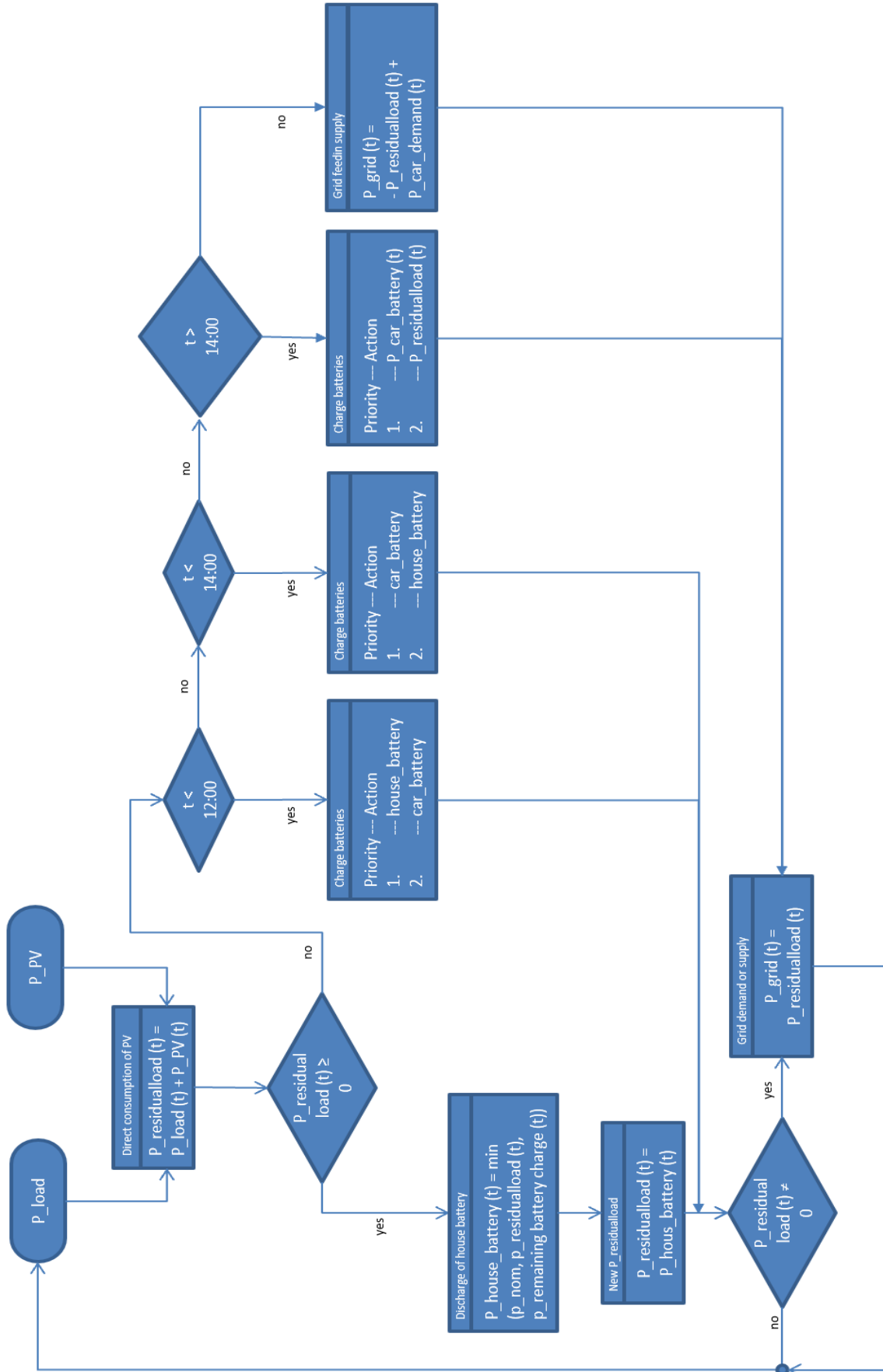


Abbildung 16: Flussdiagramm Python-Code

5. Auslegung der Varianten

In diesem Kapitel werden für drei verschiedene Varianten von Gebäudekomplexen eine PV-Anlage mit Speichersystem ausgelegt. Zudem werden die Ladestationen in Betracht gezogen und ausgelegt. Schließlich werden alle Varianten einzeln und in Kombination ausgewertet.

5.1. Verwaltungsgebäude ZWP

5.1.1. Technische Daten

Bei der ersten Variante handelt es sich um ein Verwaltungsgebäude ZWP Ingenieur-AG in Köln. Das Gebäude besitzt insgesamt fünf Etagen, wovon drei Etagen (UG, EG und 3. OG) von der ZWP Ingenieur-AG und zwei Etagen (1. OG & 2. OG) von einem externen Unternehmen gemietet sind. Zudem steht eine Tiefgarage mit ca. 20 Parkplätzen zur Verfügung. Im Folgenden werden die technischen Daten der zur Verfügung stehenden Dachflächen (siehe Tabelle 6) und eine graphische Darstellung des Gebäudes (siehe Abbildung 17) abgebildet.

Tabelle 6: Technische Daten - ZWP

Nr.	Dachfläche [m ²]	Ausrichtung	Dachneigung [°]	Anzahl der PV- Module	Installierte Leistung [kWp]
1	80	Süden	21,5	50	20
2	200	Westen	21,5	120	48
3	200	Osten	21,5	120	48
4	120	Süden (Flachdach)	33	50	20

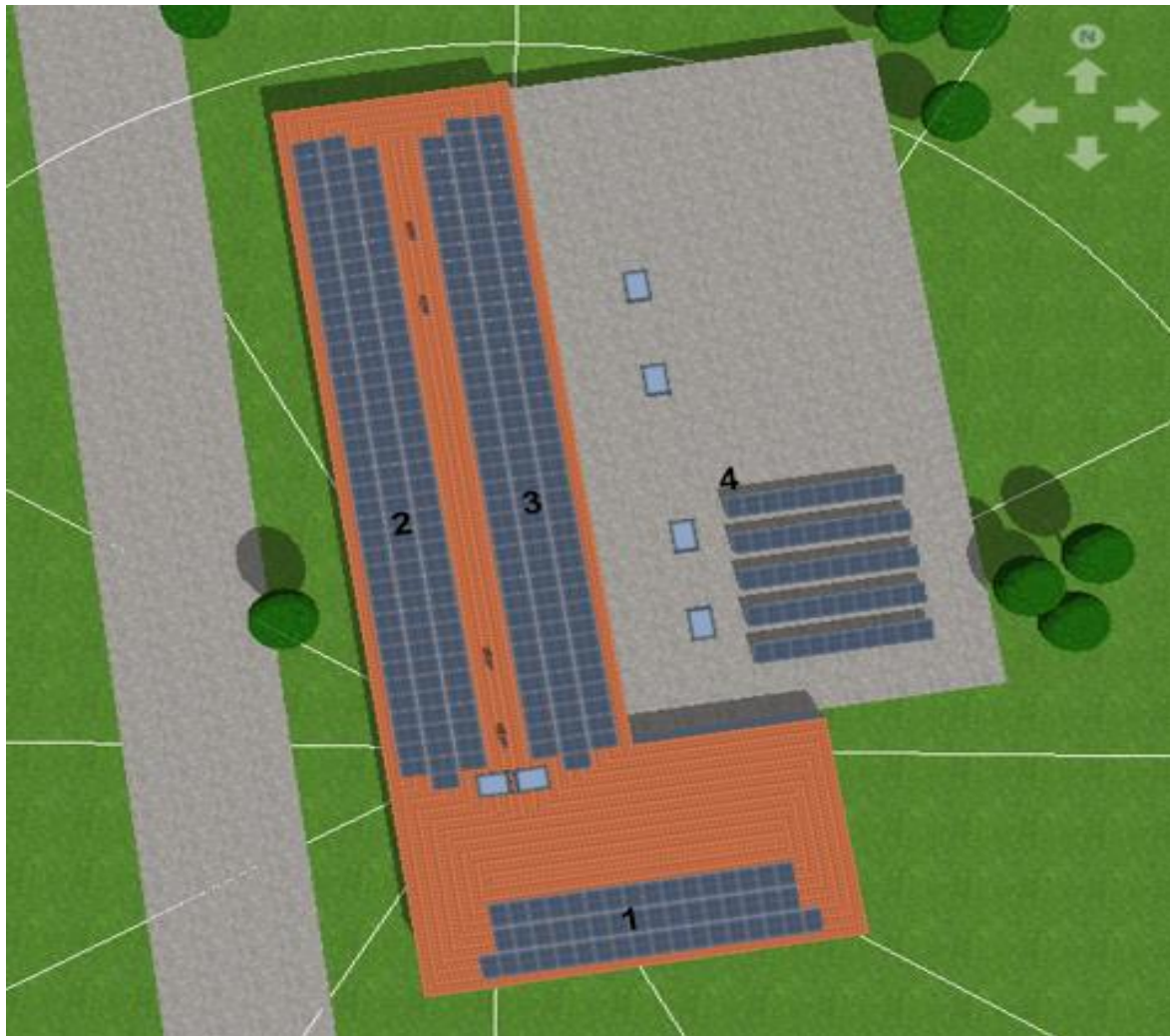


Abbildung 17: Graphische Darstellung der ZWP Gebäude

5.1.2. Lastgänge

Zur Bestimmung der Lastprofile werden sechs verschiedene Lastprofile (siehe Kapitel 4.2) gemessen. Anschließend wird aus den gemessenen Werten eine Referenzwoche erstellt (siehe Abbildung 18 & Anlage CD: Messdatenauswertung ZWP). Hierbei ist deutlich zu erkennen, dass die gesamte Trafoleistung (in Gelb) eine maximale Spitze von ca. 80 kVA beträgt und die Grundlast dabei ungefähr bei 30 kVA liegt. Zudem wird deutlich, dass die Last vom Serverraum (in Hellblau) konstant bei 20 kVA liegt und den höchsten Verbrauch hat. Somit beträgt die Grundlast für die Büroflächen ca. 10 kVA. Der Verbrauch im Erdgeschoss (in Dunkelblau) ist im Gegensatz zu den anderen Geschossen am höchsten, da es eine Grundlast von ca. 1,5 kVA und eine Spitzenlast von 25 kVA erreicht. Das erstellte Exceltool wird als CD-Anlage: „Lastprofile ZWP“ abgegeben.

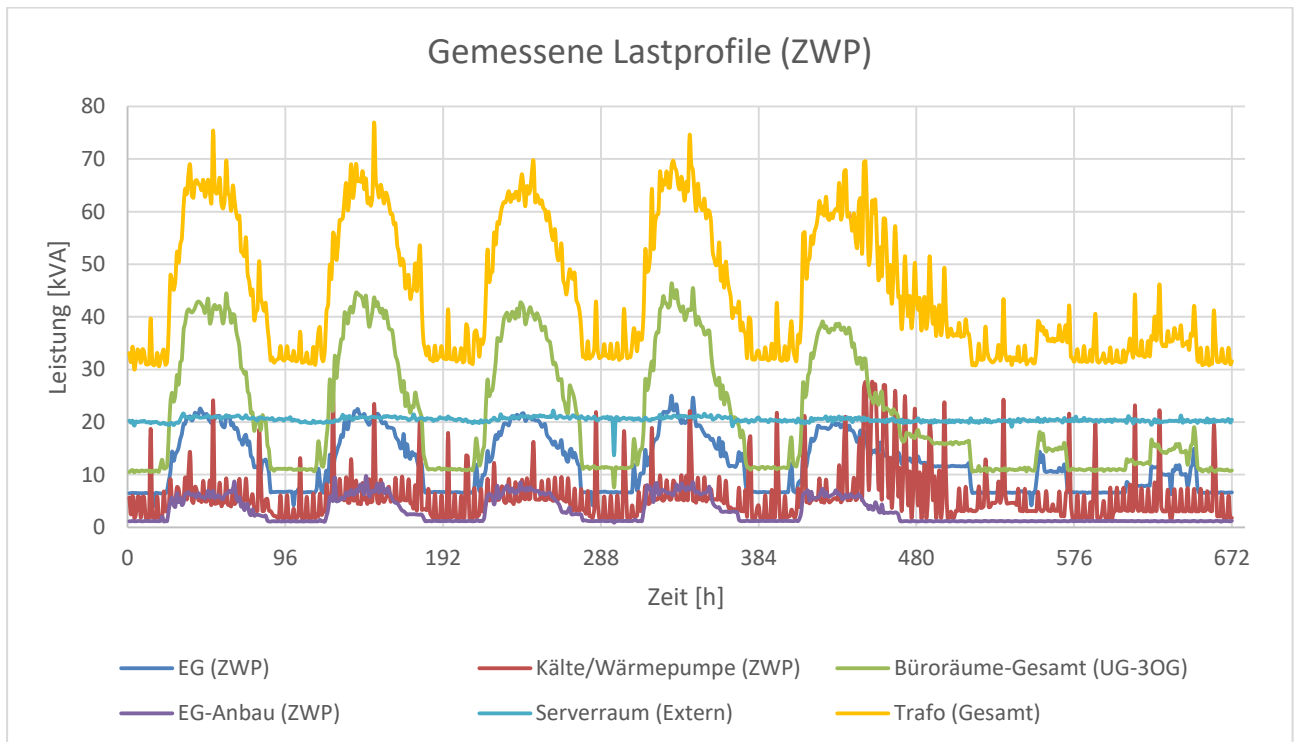


Abbildung 18: Referenzwoche gemessener Lastprofile (ZWP)

5.1.3. Vorgehensweise & Dimensionierung

Für die Auslegung der PV-Anlage und Bestimmung der Speichergroße werden aus den gemessenen Lastprofilen drei neue Szenarien erstellt und eine Referenzwoche in Abbildung 20 dargestellt. Die Szenarien unterteilen sich in die verschiedenen Mietverhältnisse. Bei Szenario 1 wird als eigener Mieter der gesamte Verbrauch der ZWP-Büroflächen ohne technische Gebäudeausrüstung (TGA), bei Szenario 2 wird als gemeinsamer Mieter der Verbrauch von allen Büroflächen-ZWP & Extern ohne TGA und bei Szenario 3 wird über den Vermieter der Gesamtverbrauch berücksichtigt. Im Gesamtverbrauch sind alle Büroflächen, sowie die TGA wie z.B. der Serverraum und die Kälte-/Wärmepumpe vorhanden.

In Abbildung 19 wird das Jahreslastprofil in Monaten dargestellt. Es ist deutlich zu erkennen, dass der Gesamtverbrauch in den Sommermonaten niedriger ist als in den Wintermonaten. Der Grund dafür ist, dass die Wärmepumpe in den Wintermonaten stärker in Betrieb ist. Bei Szenario 1 und 2 sind Verbräuche zwischen den Sommer- und Wintermonaten annähernd gleich.

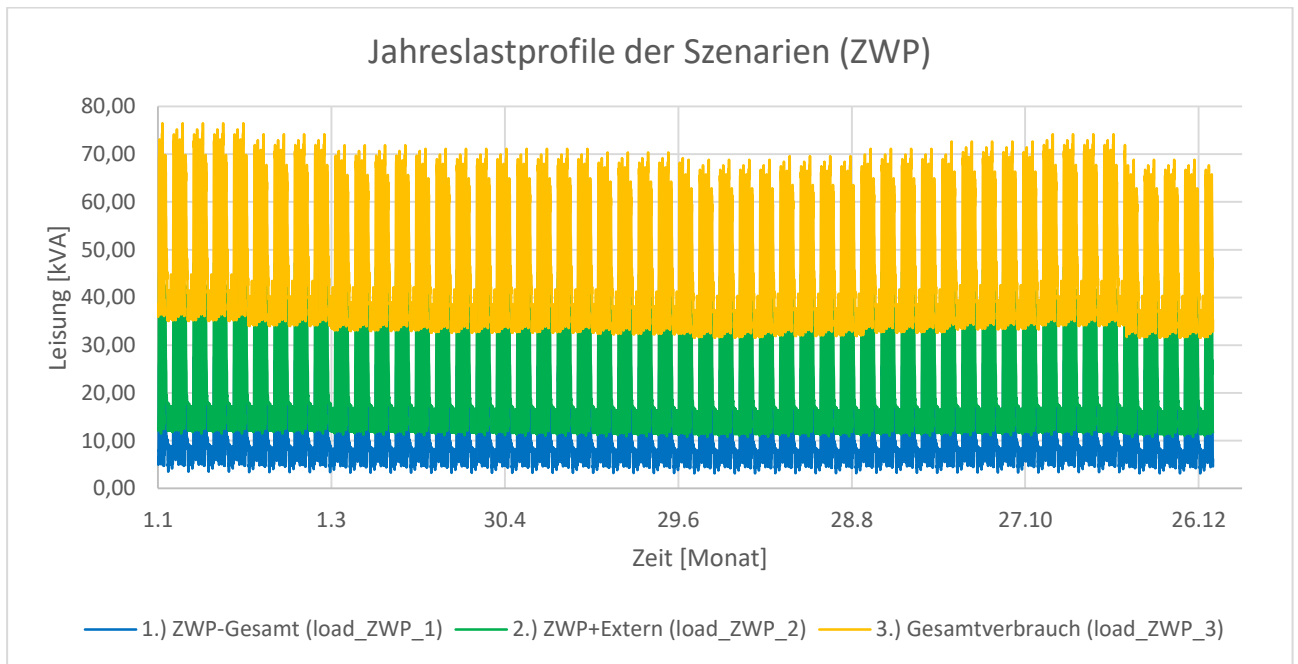


Abbildung 19: Jahreslastprofile der Szenarien (ZWP)

Aus dem Jahreslastprofil wird eine Referenzwoche (siehe Abbildung 20) erstellt. Hier ist klar erkennbar, dass die Grundlast der Büroflächen im Gegensatz zu der Grundlast des Gesamtverbrauchs niedrig ist. Die Differenz von Szenario 3 und 2 ist die Last des Serverraums sowie der Kälte-/Wärmepumpe, welches den höchsten Verbrauch hat. Die Berechnungen werden als CD-Anlage: „Szenarien-Lastprofile ZWP“ eingefügt.

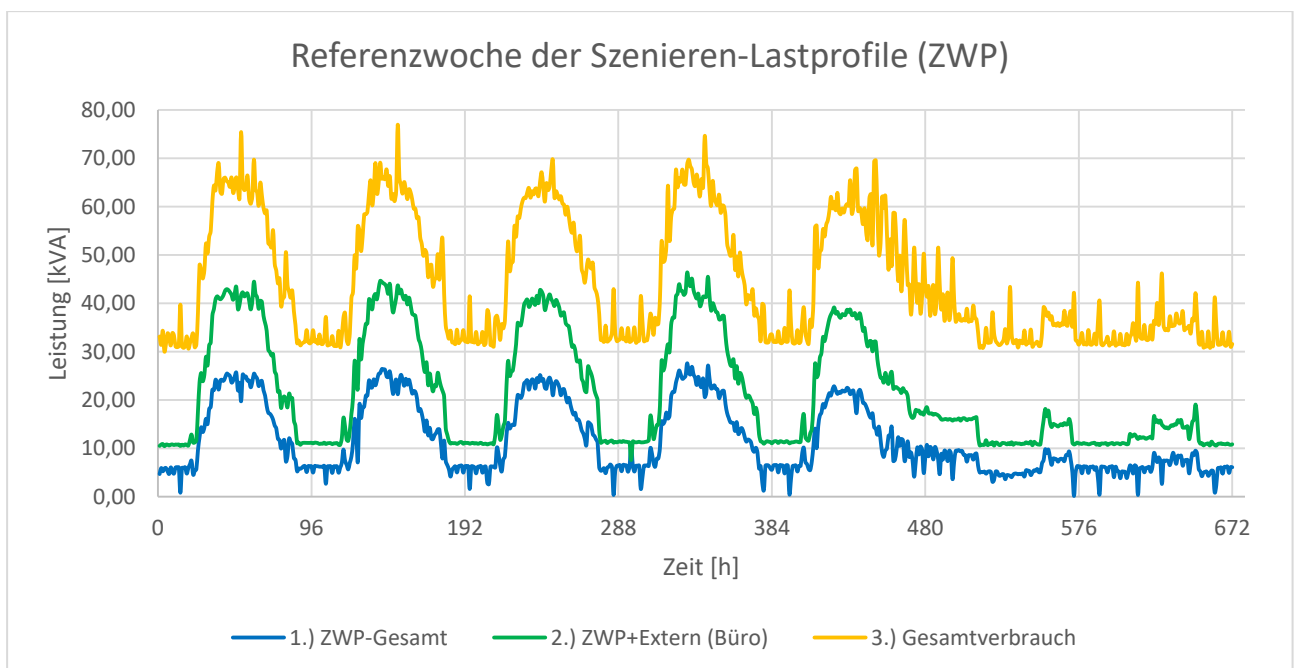


Abbildung 20: Referenzwoche der Szenarien-Lastprofile (ZWP)

Zunächst werden fünf verschiedene Varianten für die PV-Anlage bestimmt. Bei Variante A wird die gesamte Dachfläche genutzt. Bei Variante B, C und D werden die PV-Module von der Dachfläche aus West- und Ostseite schrittweise um 30 verringert. In Variante E werden ausschließlich PV-Module in Südausrichtung gewählt. Die Varianten werden in Tabelle 7 aufgelistet.

Tabelle 7: PV-Varianten für ZWP

Variante A [Modulanzahl]	Variante B [Modulanzahl]	Variante C [Modulanzahl]	Variante D [Modulanzahl]	Variante E [Modulanzahl]
50x Süd	50x Süd	50x Süd	50x Süd	50x Süd
120x Ost	90x Ost	60x Ost	30x Ost	
120x West	90x West	60x West	30x West	
50x Süd(Flach)				50x Süd(Flach)
136 kWp	92 kWp	68 kWp	44 kWp	40 kWp

Anschließend werden für die fünf Varianten und drei Szenarien der Lastprofile eine PV-Anlage ohne Speichersystem sowie ohne Ladeinfrastruktur ausgelegt. Hieraus soll ermittelt werden, welche PV-Variante für welches Lastprofil geeignet ist. Zudem kann dadurch im Vorfeld bestimmt werden, ob ein Speichersystem von Bedeutung ist. Im nächsten Schritt soll in die gewählten PV-Anlagen ein Speichersystem integriert werden. Dabei werden verschiedene Größen von Speichersystemen miteinander verglichen, um zu sehen wie sehr der Eigenverbrauch und der Autarkiegrad sich ändern. Im letzten Schritt werden zu den PV-Anlagen mit Speichersystemen ein Ladeprofil für Elektrofahrzeuge eingefügt und die Ergebnisse erneut auf Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad geprüft.

5.1.4. Auswertung

Im ersten Schritt werden die fünf PV-Varianten mit den drei Szenarien-Lastgängen miteinander verglichen (siehe Abbildung 21). Dafür wird eine Referenzwoche im Sommer gewählt, da die PV-Erträge dann am höchsten sind. Für die bessere Ansicht werden die Szenarien-Lastgänge in größerer Linienstärke abgebildet.

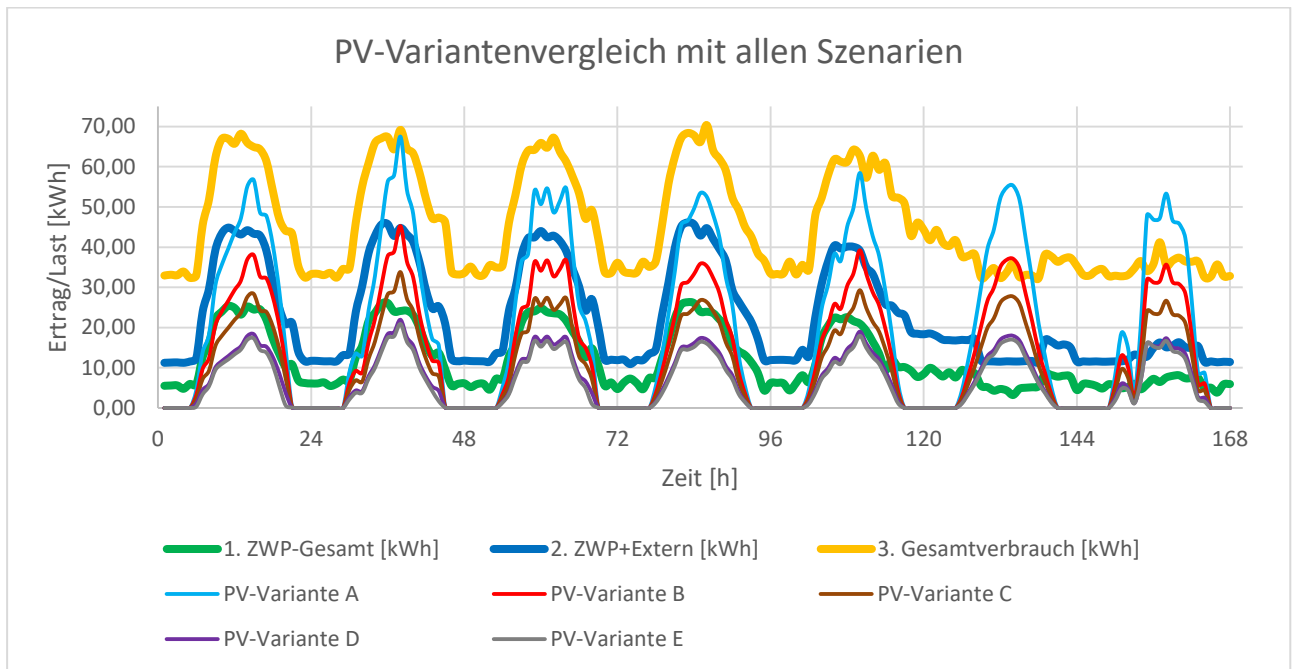


Abbildung 21: Vergleich der PV-Varianten & Szenarien (ZWP)

Es ist deutlich zu erkennen, dass keine PV-Variante für Szenario 3 (Gesamtverbrauch in Dunkelgelb) in den Wochentagen ausreicht. Somit wäre zwar der Eigenverbrauch hoch, aber der Autarkiegrad niedrig. Zudem bringt ein Speichersystem kaum einen Vorteil, da lediglich an den Wochenendtagen bzw. an den Tagen mit weniger Stromverbrauch ein geringer PV-Stromüberschuss herrscht, um dies zu speichern. Aus diesem Grund wird im nächsten Schritt für Szenario 3 kein Speichersystem ausgelegt.

Der Stromverbrauch von Szenario 2 für die Büroflächen von ZWP und des externen Unternehmens (in Dunkelblau) könnte nur durch die PV-Variante A gedeckt werden. Die PV-Variante A erzeugt in den Mittagszeiten einen PV-Stromüberschuss, welches entweder in Speicher geladen und in den Abendstunden benutzt werden oder direkt für die Aufladung von Elektrofahrzeugen verwendet werden können. Daher wird bei Szenario 2 nur die PV-Variante A mit einem Speichersystem im nächsten Schritt berücksichtigt.

Szenario 1 (Büroflächen ZWP in Dunkelgrün) hat den geringsten Stromverbrauch. Dennoch würden die PV-Varianten D und E den Stromverbrauch nicht decken können, da der PV-Ertrag zu niedrig ist. Bei PV-Variante C ist der Ertrag fast ebenso hoch wie der Stromverbrauch. Somit ist der Eigenverbrauch zwar hoch, aber auch

hier wäre der Autarkiegrad niedrig, da in den Morgen- und Abendstunden kein PV-Strom zur Verfügung steht und ein Netzbezug stattfinden muss. Ein Speichersystem würde in diesem Fall den Autarkiegrad nicht erhöhen, weil kein PV-Stromüberschuss erzielt wird. Die PV-Varianten A und B erzielen in den Mittagsstunden einen hohen PV-Stromüberschuss, die für Speichersysteme bzw. Elektrofahrzeuge geeignet wären. Im nächsten Schritt werden bei Szenario 1 die PV-Varianten A und B mit einem Speichersystem weiter geprüft.

In Schritt 2 werden für die gewählten PV-Varianten und Szenarien unterschiedliche Speichergrößen gewählt. Die Speicher sind Lithium-Ionen-Batterien von Varta [30]. Es werden folgende Speichergrößen auf Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad geprüft (siehe Tabelle 8).

Tabelle 8: Speichergrößen für ZWP

Speichergröße [kWh]	Nennleistung [kW]	Ladeleistung [kW]	Entladeleistung [kW]	Minimaler SOC [%]	Maximaler SOC [%]	Nennspannung [V]
10	4	3,52	3,52	0	100	22,4
25	4	8	16	0	100	22,4
50	4	16,8	16,8	0	100	22,4
75	36	36	36	10	100	51,8
100	4	33,6	33,6	0	100	22,4
150	36	36	36	10	100	51,8
225	36	36	36	10	100	51,8
300	80	80	80	10	100	51,8

Die Speicher werden für das Szenario 1 mit PV-Variante A und B und für das Szenario 2 mit PV-Variante A ausgelegt. In der Abbildung 22 werden die unterschiedlichen Speichergrößen bei den bestimmten Szenarien und PV-Varianten auf Eigenverbrauch (EV in der Abbildung 22) und Autarkiegrad (AG in der Abbildung 22) geprüft. Die Berechnungen haben ergeben, dass bei Szenario 1 mit PV-Variante A (in Grün) der Unterschied zwischen Autarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil minimal ist. Die Werte liegen zwischen 48% - 70%. Bei Szenario 1 mit PV-Variante B (in Rot) sowie bei Szenario 2 mit PV-Variante A (in Blau) ist der Eigenverbrauchsanteil deutlich höher als der Autarkiegrad. Bei allen Varianten und Szenarien erhöht sich der Eigenverbrauch und Autarkiegrad bis zu einer Speichergröße von 75 kWh. Zwischen 75 - 100 kWh ist eine Sättigung zu sehen. Erst bei 150 kWh erhöhen sich die Werte erneut und bei allen Speichern größer 150 kWh ist wieder eine Sättigung erkennbar. Daraus lässt sich schließen, dass bei allen Varianten ein Speicher größer 150 kWh

unwirtschaftlich ist, da der Anstieg von Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad geringfügig ist. Daher werden im weiteren Verlauf nur Speichergrößen von 10 - 100 kWh berücksichtigt.

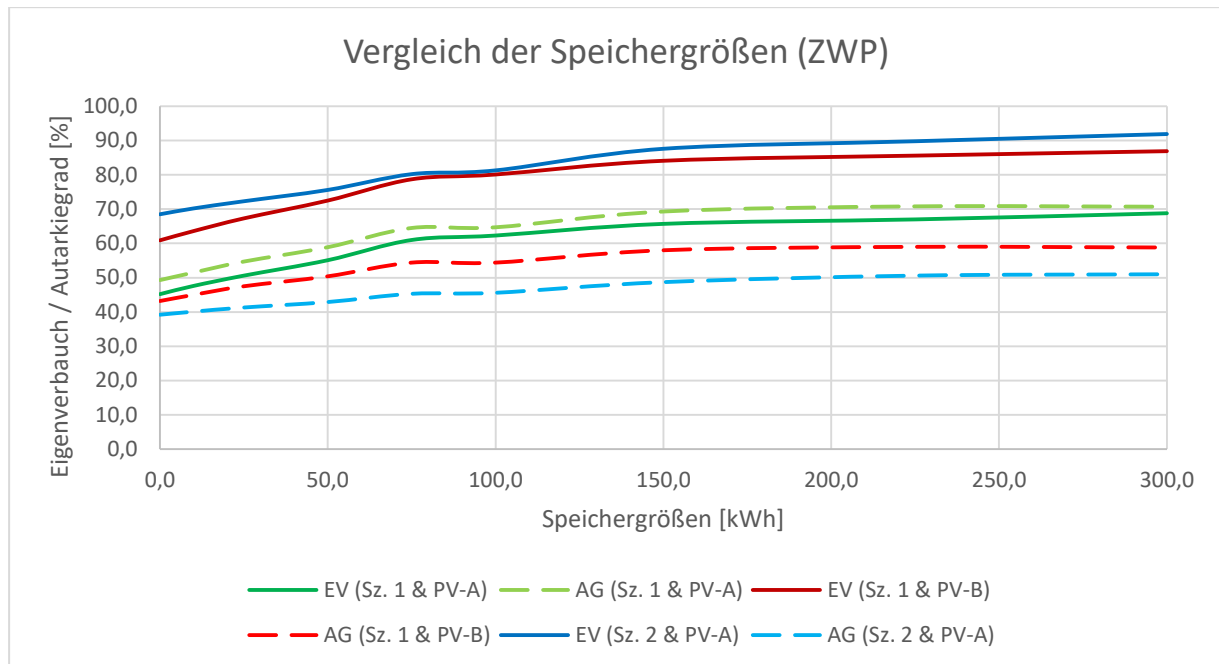


Abbildung 22: Vergleich der Speichergrößen auf Eigenverbrauch und Autarkiegrad

Die Abbildung 22 stellt den gemittelten jährlichen Werten von Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad dar. Aus diesen Werten kann kein Rückschluss darauf gezogen werden, ob die untersuchten Szenarien und Varianten einen hundertprozentigen Autarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil erreichen bzw. an welchen Tagen oder Monaten das Verwaltungsgebäude inselnetzfähig wird. Um dies darzustellen werden die drei untersuchten Szenarien und Varianten jeweils in Monaten geprüft (siehe Abbildung 23, Abbildung 24 und Abbildung 25).

In Abbildung 23 ist das Szenario 1 mit PV-Variante A und in Abbildung 24 das Szenario 1 mit PV-Variante B dargestellt. In beiden Fällen ist zu sehen, dass in den Sommermonaten der Autarkiegrad ziemlich hoch und in den Wintermonaten niedrig ist. Bei Szenario 1 ist die PV-Variante B besser ausgelegt, da der Eigenverbrauchsanteil höher ist als bei PV-Variante A. Hingegen werden bei PV-Variante A minimal höhere Autarkiegrade erzielt. Zudem ist deutlich erkennbar, dass bei den Speichergrößen 75 kWh und 100 kWh ähnliche Werte erreicht werden.

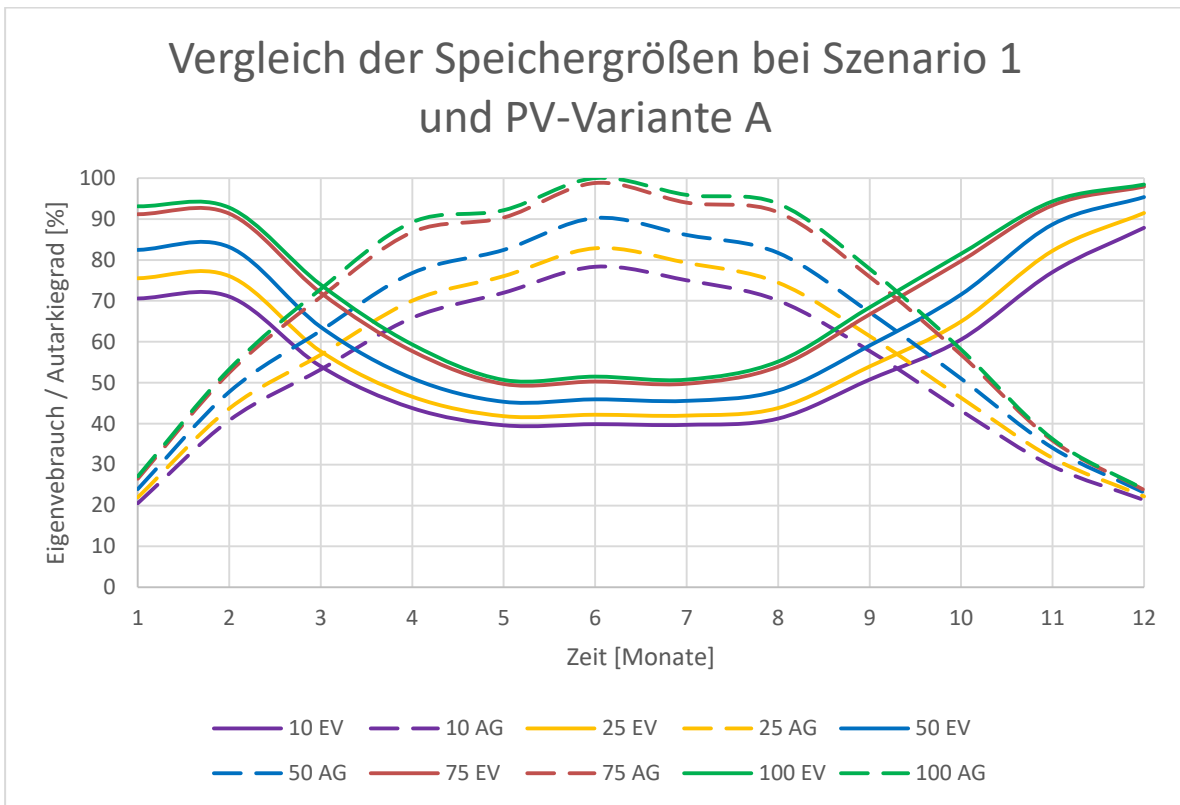


Abbildung 23: Vergleich der Speichergrößen bei Szenario 1 und PV-Variante A (ZWP)

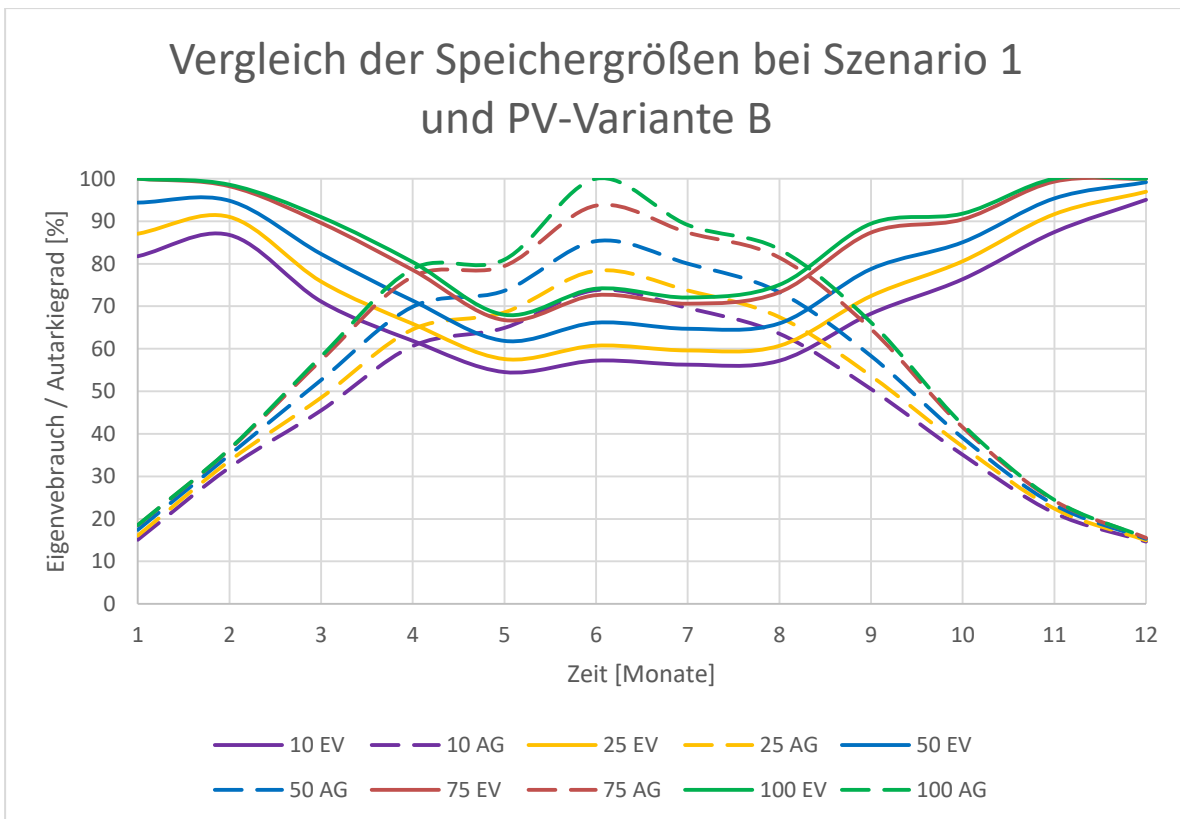


Abbildung 24: Vergleich der Speichergrößen bei Szenario 1 und PV-Variante B (ZWP)

Bei Szenario 2 und PV Variante A (siehe Abbildung 25) wird in den Sommermonaten ein Autarkiegrad von 60% - 80% erreicht. In den Wintermonaten hingegen liegen die Werte unter 30%. Der Eigenverbrauchsanteil liegt bei allen Speichergrößen über 60%, der in den Wintermonaten sogar 100% erreicht. Auch hier sind die Werte bei 75 kWh und 100 kWh Speicher ähnlich.

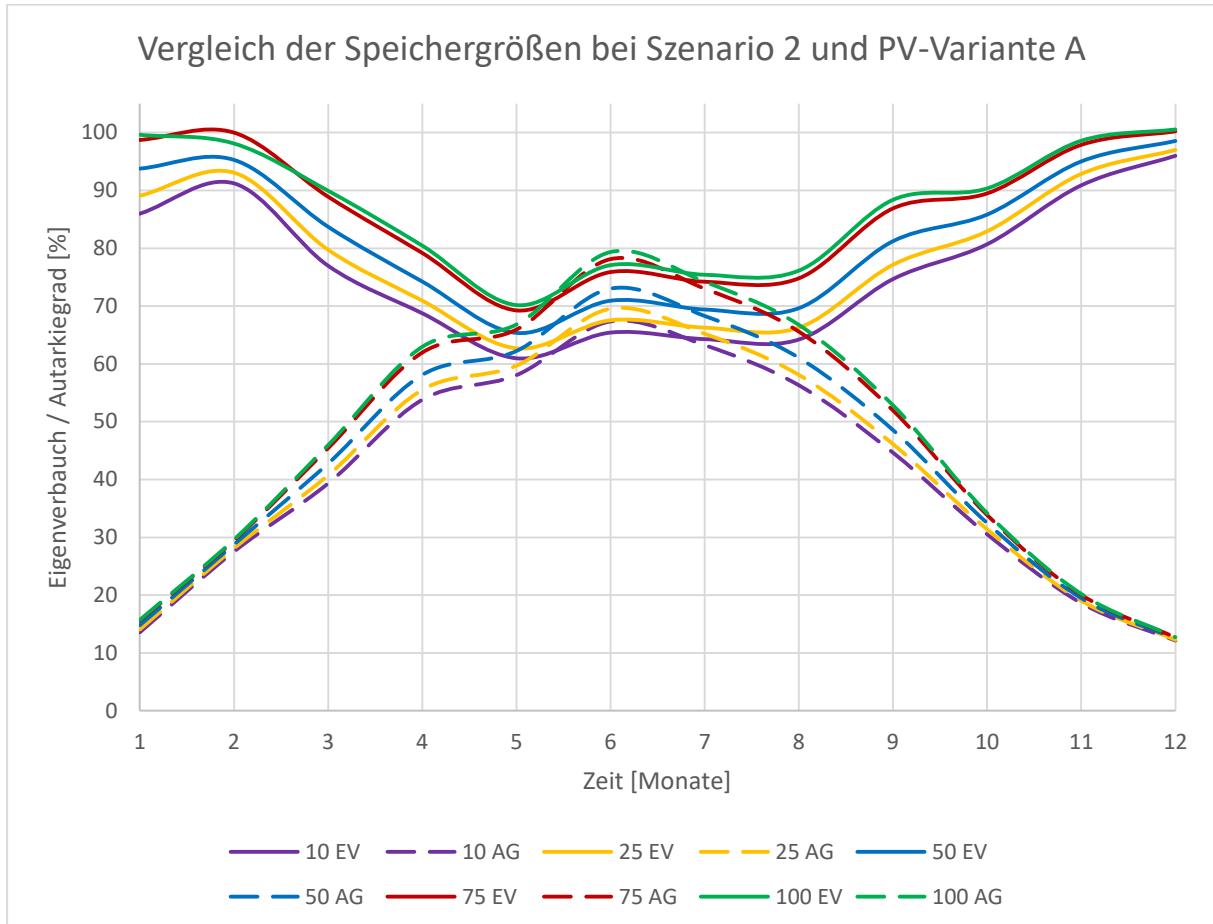


Abbildung 25: Vergleich der Speichergrößen bei Szenario 2 und PV-Variante A (ZWP)

Die Auswertungen haben ergeben, dass bei allen drei Varianten der Speicher mit 75 kWh am wirtschaftlichsten wäre, da im Vergleich ein 100 kWh Speicher minimal höhere Autarkiegrade und Eigenverbrauchsanteile erreicht. Aus diesem Grund wird in Schritt 3 nur der 75 kWh Speicher berücksichtigt.

In Abbildung 26 werden die drei Varianten mit unterschiedlicher Anzahl von Elektrofahrzeugen auf Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad geprüft. Als Elektrofahrzeug wird ein Model mit 33 kWh Batteriekapazität und 7,8 kW Ladeleistung gewählt. Der Ladezeitraum wird auf die Arbeitszeiten der Mitarbeiter zwischen 8:00-16:00 Uhr angepasst. Die Aufladung der Elektrofahrzeuge kann dadurch optimiert werden, dass

diese erst bei PV-Überschuss aufgeladen werden. Somit wird die PV-Anlage mehr selbst genutzt und der Eigenverbrauchsanteil erhöht. In Abbildung 26 ist zu sehen, dass bei allen PV-Varianten mit höherer Anzahl von Elektrofahrzeugen der Eigenverbrauchsanteil (durchgehende Linien) ansteigt. Zudem ist zu erkennen, dass der Eigenverbrauchsanteil prozentual steiler steigt als der Autarkiegrad (gestrichelte Linien) sinkt. Das hängt damit zusammen, dass die Elektrofahrzeuge als Verbraucher ins Programm eingetragen werden. Die Elektrofahrzeuge werden in erster Linie aus der PV-Anlage geladen und bei Bedarf vom Netz bezogen.

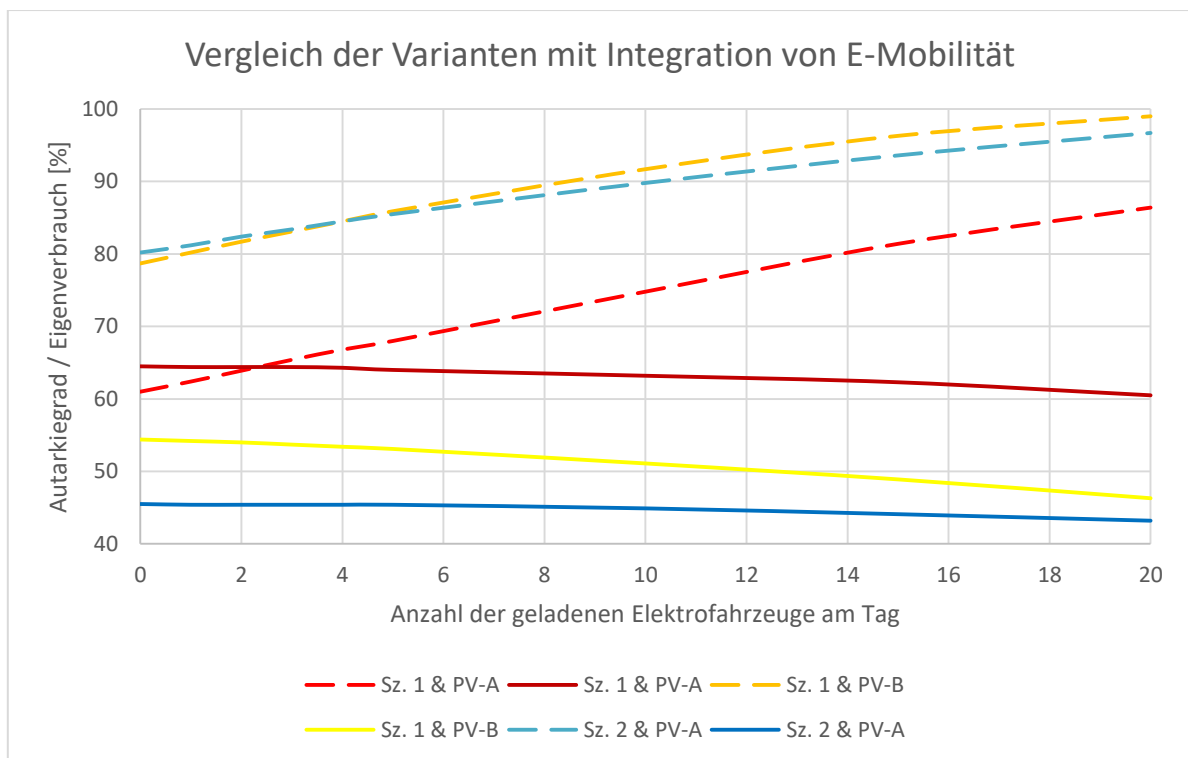


Abbildung 26: Vergleich der Varianten (ZWP) mit Integration von E-Mobilität

Die ganzen Berechnungen werden als CD-Anlage: „Auswertungen ZWP“ abgegeben.

5.2. Verwaltungsgebäude und Wohnsiedlung

5.2.1. Technische Daten

In diesem Abschnitt werden das Verwaltungsgebäude ZWP und sechs Wohngebäuden in der Umgebung in Kombination gesetzt (siehe Abbildung 27). Der Grund dafür ist, dass durch eine höhere PV-Leistung sowie Speicherkapazität ein höherer Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad zu erwarten sind.

In Abbildung 27 werden die verfügbaren Dachflächen für PV-Anlagen (in Gelb) aus „Google Maps“ und durch eine Besichtigung bestimmt.



Abbildung 27: Draufsicht - Köln, An der Münze

5.2.2. Lastgänge

Für die Wohnungen werden Standard-Lastprofile von BDEW (siehe Kapitel 4.2) ausgewählt, da keine Messwerte vorhanden sind. Zudem werden die drei Lastprofile (Szenario 1, 2 und 3) von dem Verwaltungsgebäude ZWP dazugerechnet. Somit werden drei neue Lastprofile (Kombi 1, 2 und 3) erstellt. Die Abbildung 28 stellt eine Referenzwoche dar (siehe CD-Anlage: „Lastgangberechnung Kombi“).

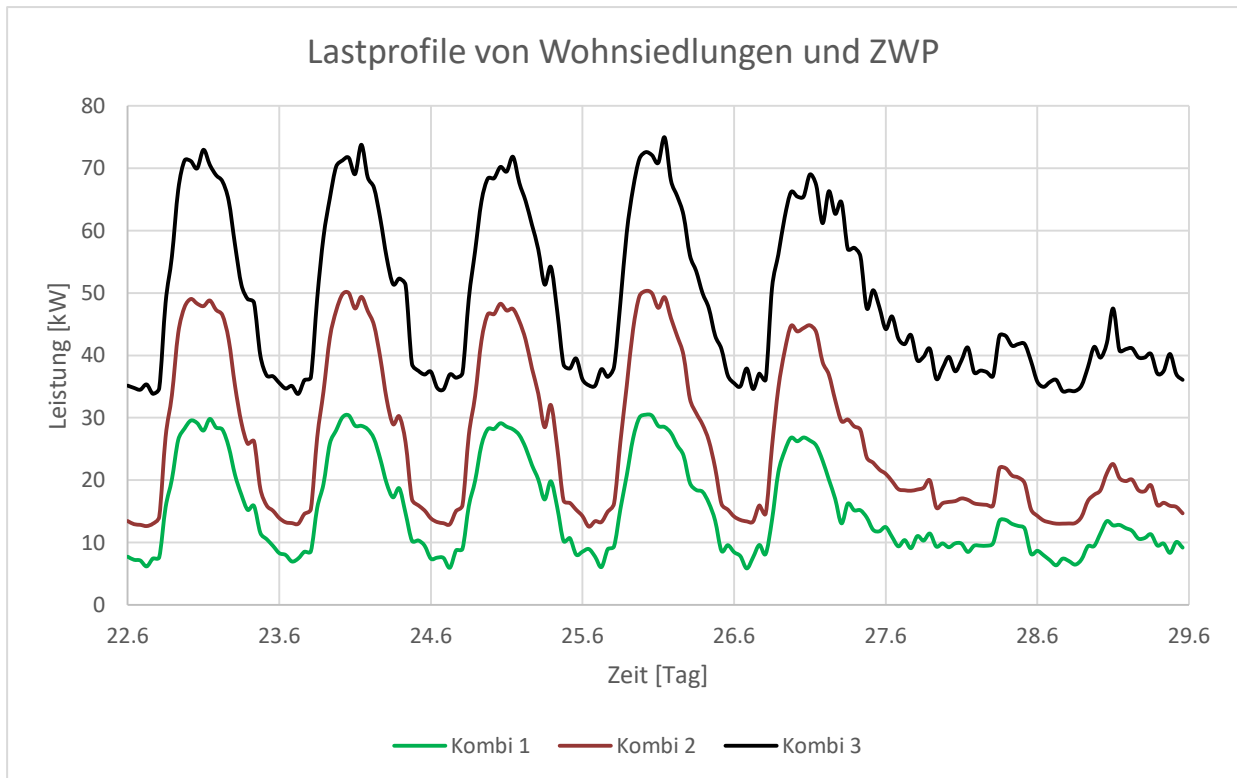


Abbildung 28: Lastprofile der Kombination aus Wohnsiedlung und Verwaltungsgebäude ZWP

5.2.3. Vorgehensweise & Dimensionierung

Zu der PV-Variante A (siehe Kapitel 5.1.3) werden zusätzlich auf allen gewählten Dachflächen der Wohngebäude eine PV-Anlage ausgelegt. Dabei sind nahezu alle Dachflächen in Ost/West Ausrichtung. Nach Abzug von Dachfenstern, Schornstein oder sonstiges wird insgesamt eine verfügbare Dachfläche von 735 m² berechnet. In der Tabelle 9 werden zu den verfügbaren Dachflächen die mögliche PV-Modulanzahl und die daraus folgende PV-Leistung pro Wohngebäude aufgelistet. Dies entspricht einer zusätzlichen PV-Leistung von 172 kWp. Somit ergibt sich mit der PV-Variante A (Verwaltungsgebäude ZWP mit 136 kWp) eine PV-Leistung von insgesamt 308 kWp.

Tabelle 9: Technische Daten Wohnsiedlung

Wohngebäude	Verfügbare Dachfläche [m ²]	Modulanzahl	PV-Leistung [kWp]
1	150	84	33,6
2	100	60	24
3	105	62	24,8
4	180	105	42
5	110	64	25,6
6	90	55	22
Gesamt	735	430	172

Anschließend wird im zweiten Schritt mit unterschiedlichen Speichergrößen geprüft, wie sich der Eigenverbrauchsanteil und der Autarkiegrad ändern.

5.2.4. Auswertung

Die Ergebnisse zeigen, dass durch die zusätzlichen PV-Anlagen für alle Kombi-Lastprofile in den Mittagszeiten ein PV-Überschuss erreicht wird (siehe Abbildung 29). Zudem ist erkennbar, dass der PV-Überschuss deutlich größer ist als der Verbrauch. Daher werden im nächsten Schritt größere Speichersysteme untereinander verglichen.

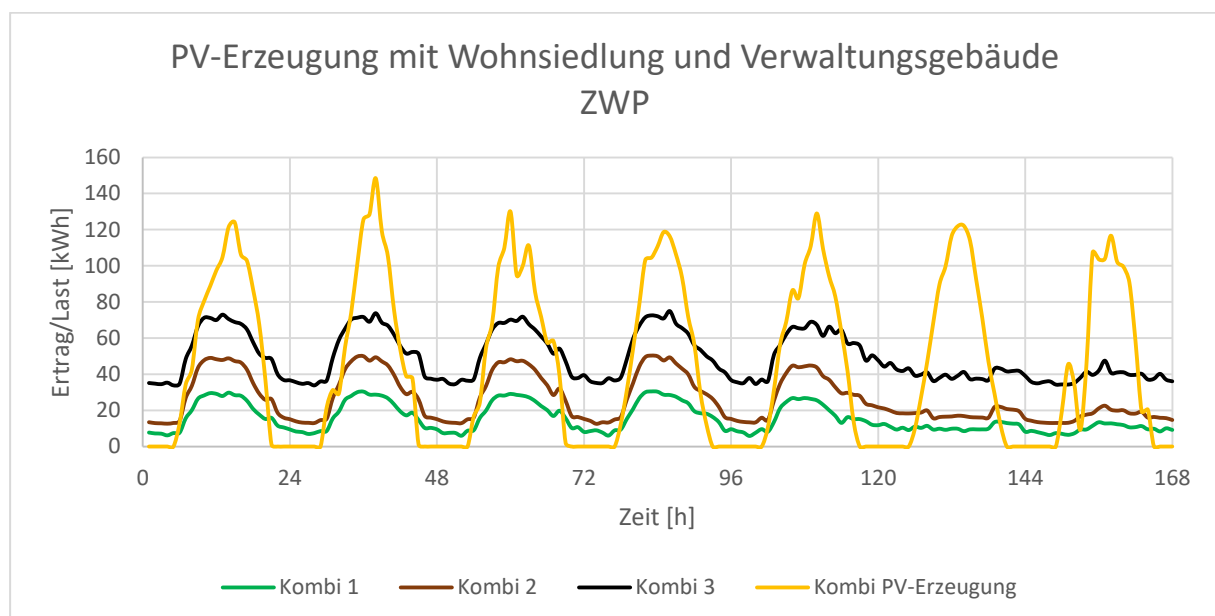


Abbildung 29: PV-Erzeugung mit Wohnsiedlung und Verwaltungsgebäude ZWP

In Abbildung 30 werden zu den gesamten PV-Anlagen unterschiedliche Speichergrößen (75-450 kWh) auf Autarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil geprüft. Es ist

deutlich zu sehen, dass durch die höhere PV-Erzeugung der Eigenverbrauchsanteil im Vergleich zu Abbildung 22 niedriger ist. In allen Varianten ist zu erkennen, dass der Autarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil bis zu einer Speichergröße von 150 kWh steiler steigt als größere Speicher. Darum wird im Weiteren nur die Speichergröße 150 kWh geprüft.

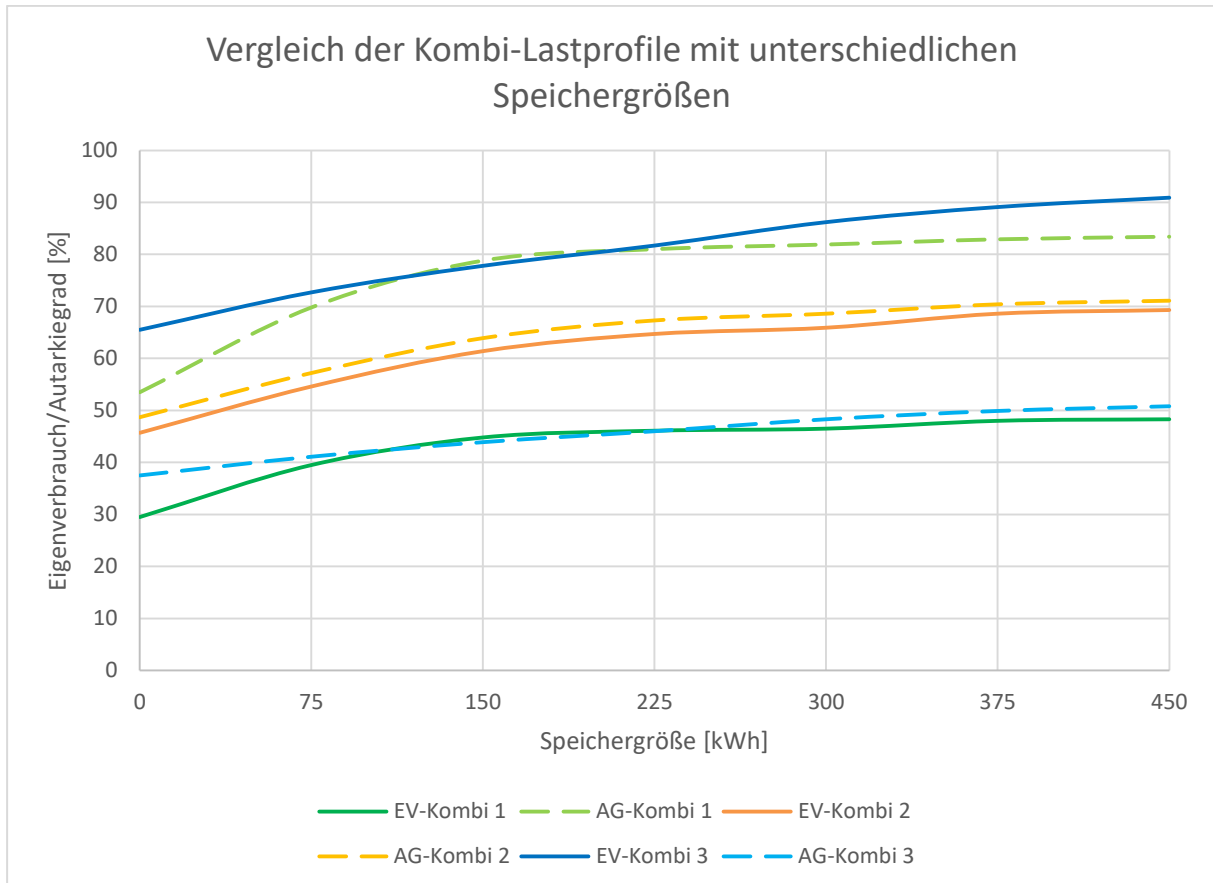


Abbildung 30: Vergleich der Kombi-Lastprofile mit unterschiedlichen Speichergrößen

In Abbildung 31 werden die monatlichen Veränderungen von Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad für alle Kombi-Lastprofile mit 150 kWh Speicher dargestellt. Das Lastprofil Kombi 1 erreicht dabei die höchsten Autarkiegrade, sodass in den Sommermonaten April bis August überwiegend ein hundertprozentiger Autarkiegrad erreicht wird. Damit zusammen, dass der Verbrauch im Gegensatz zur Erzeugung sehr niedrig ist und die Batterien bei einem PV-Überschuss vollgeladen werden können. Aus diesem Grund wird in denselben Sommermonaten ein dreißigprozentiger Eigenverbrauchsanteil erreicht. Darüber hinaus ist bei den Kombi-Lastprofilen 2 und 3 deutlich zu sehen, dass bei höheren Stromverbräuchen der Autarkiegrad niedriger ist, aber dafür der Eigenverbrauchsanteil höher.

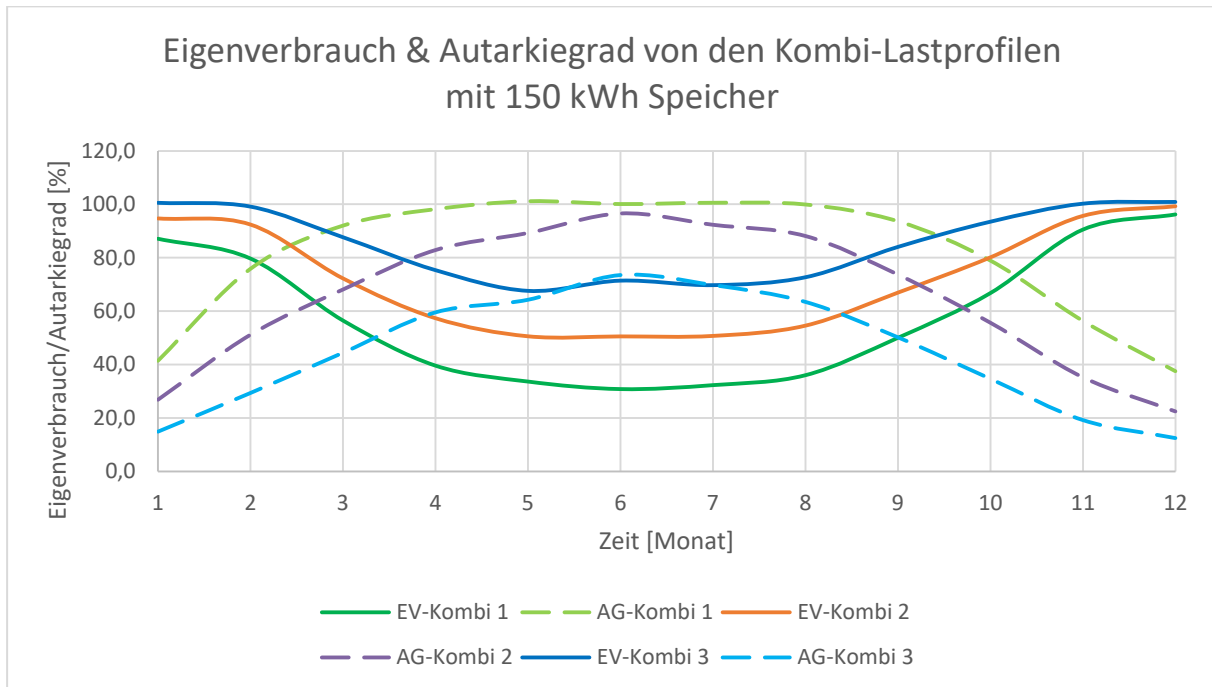


Abbildung 31: Eigenverbrauch & Autarkiegrad von den Kombi-Lastprofilen mit 150 kWh Speichern

Die Berechnungen werden als CD-Anlage: „Vergleich der Kombi-Varianten“ abgegeben.

5.3. Technische Hochschule Köln – Campus Deutz

5.3.1. Technische Daten

Der Standort Deutz der Technische Hochschule Köln (TH-Köln) mit dem Ingenieurwissenschaftlichen Zentrum (IWZ) soll umfassend modernisiert und ersetzt werden. Diese Modernisierung und Erweiterung gliedert sich in drei Bauphasen, die die einzelnen Bauabschnitte sowie die jeweils notwendigen Infrastrukturmaßnahmen der Medienversorgung umfassen. Für die Auslegung werden Unterlagen von BLB NRW, Deerns Deutschland GmbH sowie Rheinische NetzGesellschaft mbH verwendet.

Die einzelnen Bauabschnitte werden in der Abbildung 32 graphisch dargestellt [31]. Die Bauphase 1 beinhaltet die Bauabschnitte A (Institutsgebäude) und B (Hörsaalzentrum), die Bauphase 2 die Abschnitte C, D (Institutsgebäude) und E (Mensa) und Bauphase 3 den Bauabschnitt G+H (Institutsgebäude). Von den Bestandsgebäuden soll im neuen Konzept lediglich die Bibliothek und der sogenannte Altbau (beides in Rot) in den neuen Campus eingebunden werden. Die Gelben Markierungen stellen die Flächen für die PV-Anlagen dar.

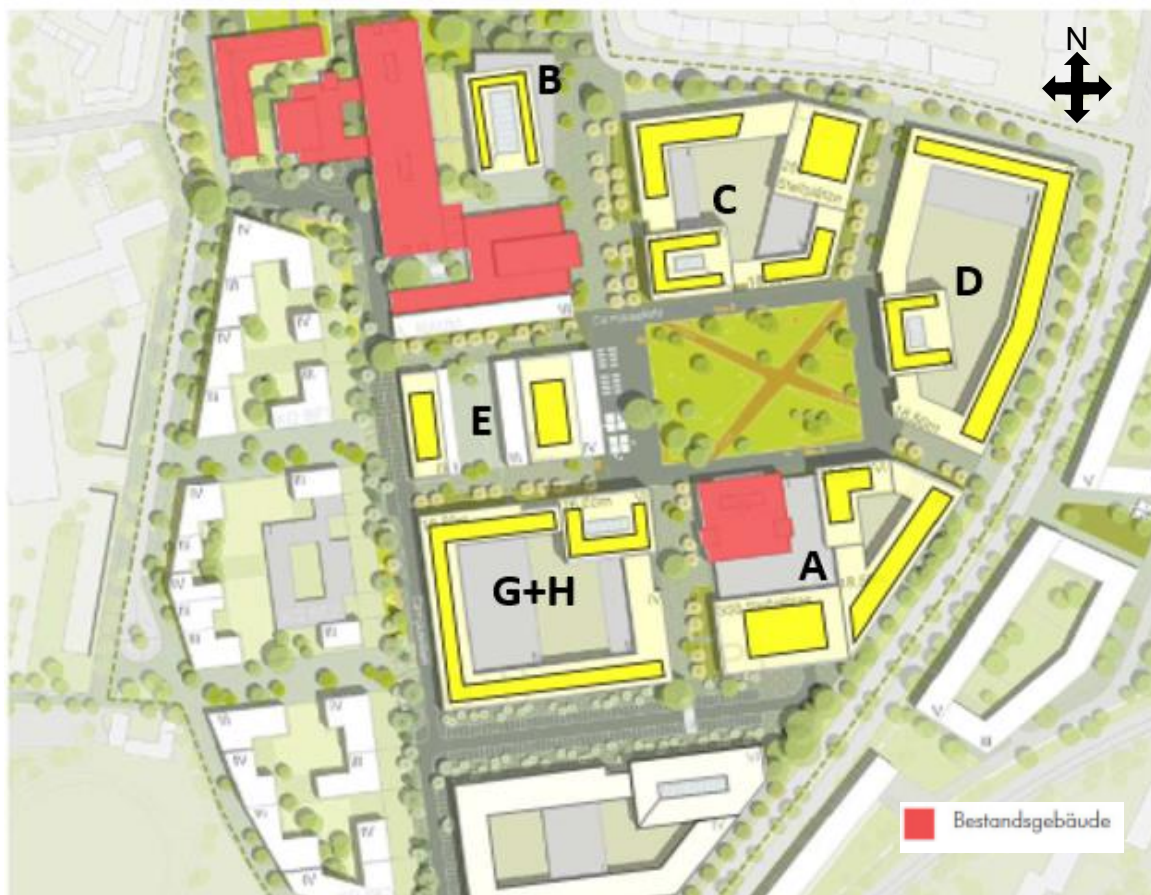


Abbildung 32: Graphische Darstellung TH-Köln

Für die Versorgung der PV-Flächen (siehe Abbildung 32 in Gelb) werden 40% der nutzbaren Dachflächen angenommen. Die übrigen 60% sind technischen Anlagen oder anderen Installationen vorbehalten. Zudem ist eine Dachbegrünung geplant, die ebenfalls einen Teil der freien Dachflächen belegen soll. Die Dachflächen in der Innenhofanlage werden aufgrund von Verschattungen vernachlässigt. Zudem werden für die Bestandsgebäude keine PV-Anlagen geplant. In der Tabelle 10 werden die Dachflächen pro Gebäude und die dadurch zur Verfügung stehende PV-Leistung, sowie der zu erzielende Jahresertrag aufgelistet.

Tabelle 10: Technische Daten - TH-Köln

Bauabschnitt/ Gebäude	Dachfläche Gesamt [m²]	Dachfläche PV- Module [m²]	Installierte Leis- tung [kWp]	Jahresertrag [kWh/a]
BA 1				
Gebäude A	4.480	1.700	170	144.500
Gebäude B	1.000	400	40	34.000
BA 2				
Gebäude C	4.920	1.900	190	161.500
Gebäude D	5.120	2.000	200	170.000
Gebäude E	1.730	600	60	51.000
BA 3				
Gebäude G+H	5.230	2.000	200	170.000
Summe	22.480	8.600	860	731.000

Die Auslegung der PV-Module soll in Ost-West-Ausrichtung mit 10° Neigung installiert werden. In Ost-West-Ausrichtung können auf dem Flachdach mehr PV-Module als in Süd-Ausrichtung aufgeständert und somit ein höherer Ertrag erzielt werden. Die Unterlagen werden als CD-Anlage: „Masterplan“ und „Energiekonzept Deerns“ abgegeben, welche nicht öffentlich weitergeleitet werden dürfen.

5.3.2. Lastgänge

Das Profil für den Verbrauch wird durch die registrierende Messung (siehe Kapitel 4.2) ermittelt. Dafür wird das Profil aus dem Jahr 2017 angenommen. In der Abbildung 33 wird das Jahresprofil dargestellt (siehe CD-Anlage: „Lastprofile TH-Köln“). Die Grundlast beträgt ca. 350 kW und es erreicht eine Spitzenlast von ca. 1.600 kW. Zudem ist deutlich erkennbar, dass sich der Verbrauch in den Semesterferien zwi-

schen Februar und März sowie zwischen August und September bis zu 1/3 verringert.

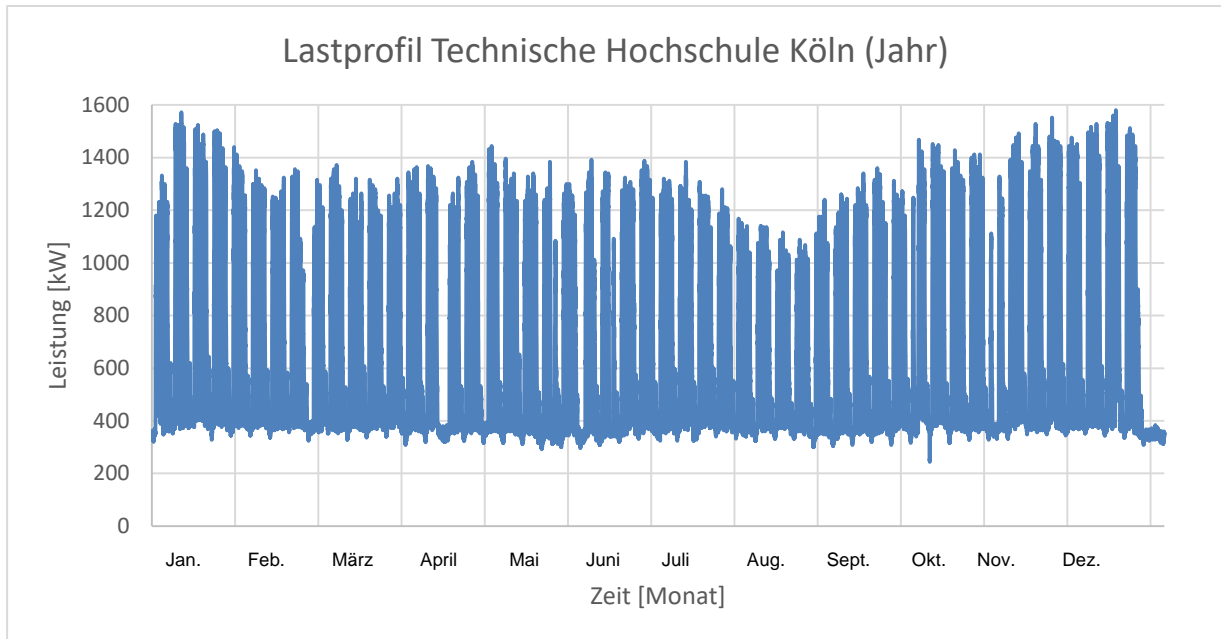


Abbildung 33: Jahreslastprofil - TH-Köln

In Abbildung 34 wird das Lastprofil einer Referenzwoche im Juli erstellt. Hierbei ist zu erkennen, dass sich der Verbrauch in den Vorlesungstagen (Montag bis Freitag) ähnelt. Am Samstag verringert sich der Verbrauch drastisch und am Sonntag wird nur die Grundlast benötigt.

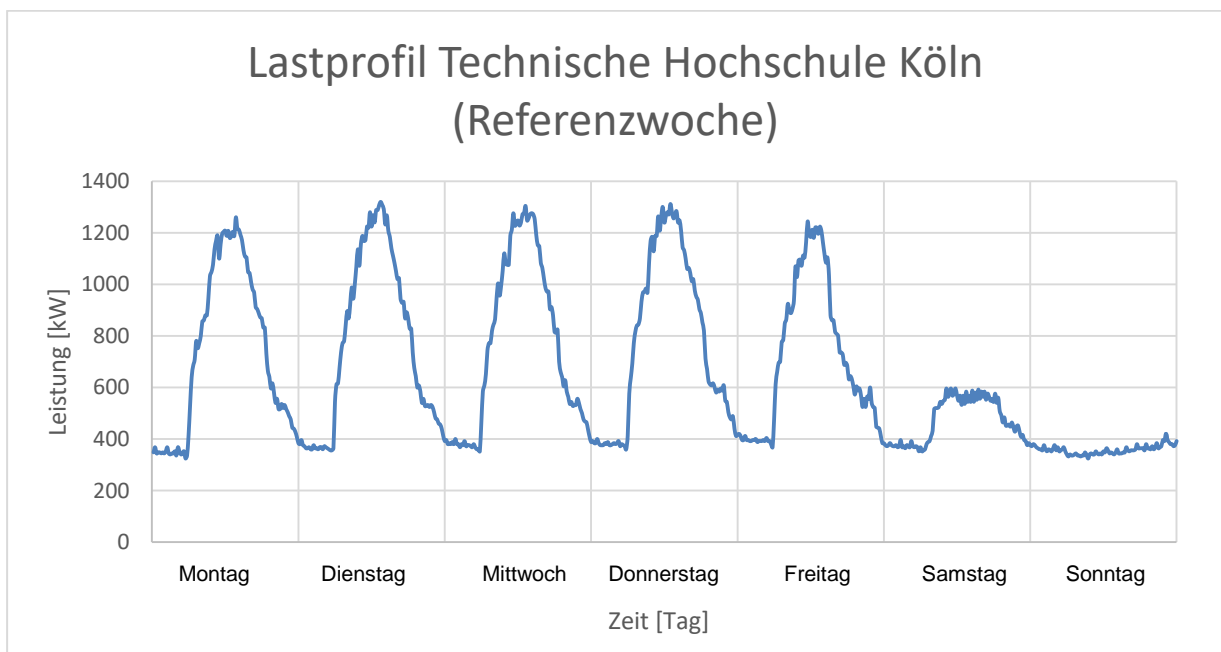


Abbildung 34: Referenzwoche gemessener Lastprofile (TH-Köln)

5.3.3. Vorgehensweise & Dimensionierung

Für die PV-Anlage werden alle zur Verfügung stehenden Dachflächen genutzt. Bei der ersten Variante werden ausschließlich PV-Module ausgelegt. Anhand der Ergebnisse soll in Variante 2 ein passendes Speichersystem bestimmt werden. Dafür werden drei unterschiedlich große Speichersysteme ausgelegt und auf Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad geprüft. Anschließend soll in Variante 3 die Elektromobilität berücksichtigt werden.

5.3.4. Auswertung

Die Auswertungen haben ergeben, dass die erzeugte PV-Generatorenergie zum größten Teil direkt für den Eigenverbrauch genutzt wird (siehe Abbildung 35). Dabei liegt der Eigenverbrauchsanteil des erzeugten PV-Stroms bei 91,8% und der Autarkiegrad bei 23,7% (siehe Tabelle 11). Weiterhin ist zu erkennen, dass lediglich in den Sommermonaten eine geringe Netzeinspeisung stattfindet.

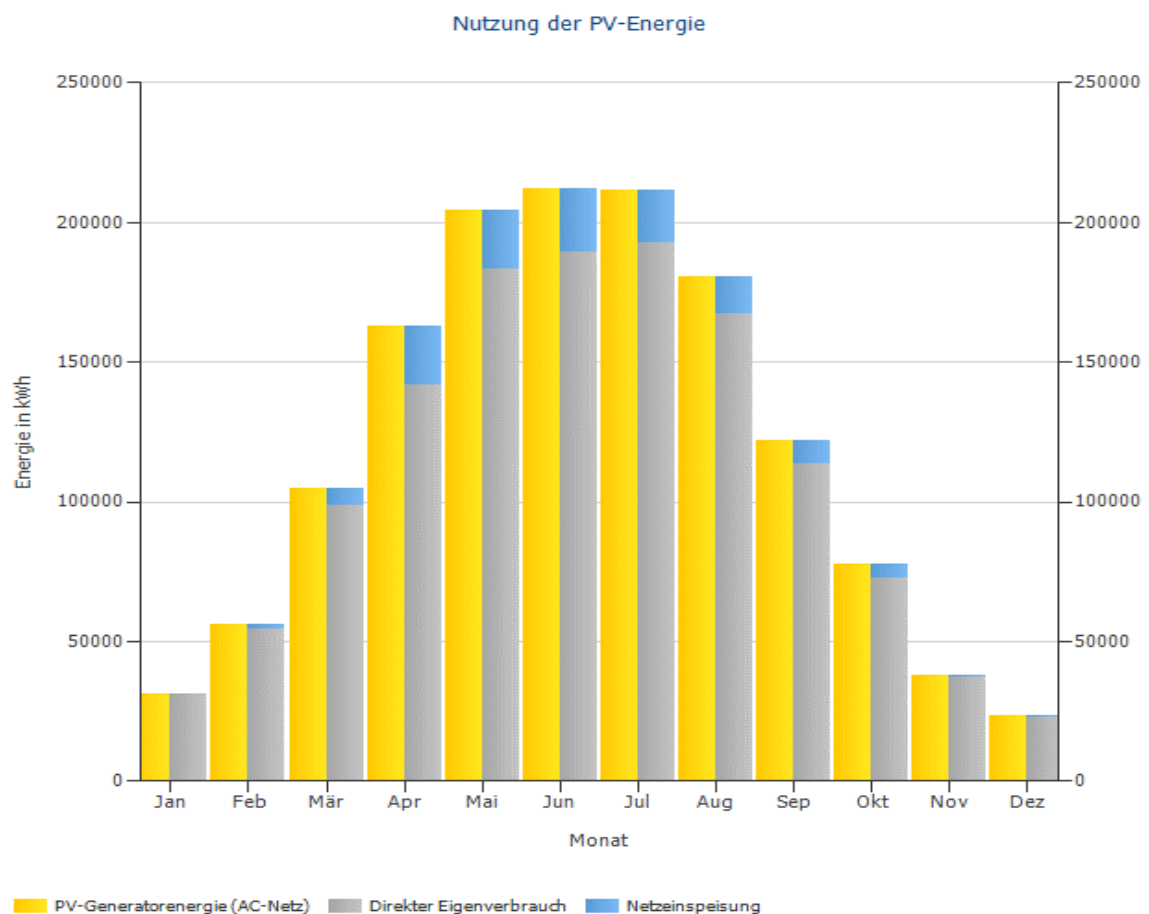


Abbildung 35: Nutzung der PV-Anlage (TH-Köln)

Die geringe Netzeinspeisung und somit die mögliche Speicherung des PV-Überschusses sind nur in den Sommermonaten möglich. Die Berechnungen haben ergeben, dass sich auch bei einer Auswahl von großen Speichern der Eigenverbrauchsanteil und der Autarkiegrad nur um 1% - 2% erhöht (siehe Tabelle 11). Da die Investitionskosten für ein größeres Speichersystem höher sind, wird ein Speichersystem nicht empfohlen und nicht weiter berücksichtigt.

Tabelle 11: Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad mit unterschiedlichen Speichergößen (TH-Köln)

Speichergöße [kWh]	Eigenverbrauchsanteil [%]	Autarkiegrad [%]
Ohne Speicher	91,8	23,7
150	92,6	23,9
300	93,3	24,1
450	93,9	24,3

Der Eigenverbrauchsanteil könnte jedoch mit Integration von E-Mobilität erhöht werden. In der Tabelle 12 werden unterschiedliche Anzahlen und Modelle von Elektrofahrzeugen auf Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad geprüft. Auch hierbei wird eine PV-optimierte Ladung eingestellt. Somit steigt der Eigenverbrauchsanteil mit erhöhter Anzahl von Elektrofahrzeugen. Die Ergebnisse zeigen auch, dass der Autarkiegrad sich kaum ändert, weil der Verbrauch der Elektrofahrzeuge im Gegensatz zum Gesamtverbrauch des TH-Kölns prozentual einen kleinen Teil ausmacht.

Tabelle 12: Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad mit Integration von E-Mobilität (TH-Köln)

Anzahl der Elektrofahrzeuge	Eigenverbrauch [%]	Autarkiegrad [%]
0	91,8	23,8
10	92,5	23,8
20	93,3	23,8
40	94	23,8
60	95	23,8
80	95,5	23,7
100	96,2	23,6

Die Auswertungen als CD-Anlage: „Auswertungen TH-Köln“ abgegeben.

6. Wirtschaftlichkeit der Variante ZWP

Bei der Wirtschaftlichkeit wird der Amortisationszeitraum der ausgelegten Varianten für das Verwaltungsgebäude ZWP berechnet. Für die Berechnungen werden die Anschaffungskosten, sowie die laufenden Kosten für die gesamte PV-Anlage in dem Betrachtungszeitraum berücksichtigt. Die Anschaffungskosten ergeben sich aus den Kosten für das PV-Modul, für den Wechselrichter, für Unterbau, Kabel, Unterkonstruktion und Montage. Dafür wird ein spezifischer Wert von 1.450 €/kWp angenommen und mit der PV-Anlagengröße multipliziert [32]. Für PV-Anlagen mit Speichersystem wird zusätzlich ein spezifischer Wert von 1.500 €/kWh gewählt und mit der Batteriekapazität multipliziert [33]. Bei den laufenden Kosten handelt es sich um jährliche Wartungs-, Instandhaltungs- und Versicherungskosten, die mit 1,5% der Investitionskosten angenommen werden [34]. Nach Bestimmung der Kosten werden die Einnahmen berechnet. Durch den Eigenverbrauchsanteil wird der Strom durch die PV-Anlage genutzt, statt sie aus dem öffentlichen Netz zu beziehen. Um die Ersparnisse zu ermitteln, wird der Strompreis von 0,272 €/kWh (Stromkostenabrechnung ZWP) und mit einer Strompreissteigerung von 2% angenommen [35]. Eine weitere Einnahmequelle ist die Einspeisung von überschüssigem Strom ins öffentliche Netz. Die Bundesnetzagentur veröffentlicht grundsätzlich quartalweise die geltenden Fördersätze für PV-Anlagen. Dabei unterscheidet sich die Einspeisevergütung zwischen drei PV-Anlagengrößen (bis 10, bis 40 und bis 100 kWp) und den Monat der Inbetriebnahme der PV-Anlage. Für die Inbetriebnahme wird Januar 2020 und als Einspeisevergütung 7,54 €cent gewählt [36]. Die Einspeisevergütung wird auf 20 Jahre festgelegt, welche auch als Betrachtungszeitraum angenommen wird. Zudem wird eine jährliche Inflationsrate von 1,5% in Deutschland prognostiziert [37]. Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen sind in der CD-Anlage: „Wirtschaftlichkeitsberechnungen ZWP“ zu finden.

In Abbildung 36 werden die drei Varianten ohne Speicher im Hinblick auf ihre Amortisationszeit geprüft. Die PV-Variante A hat deutlich höhere Investitionskosten als die PV-Variante B. Dennoch amortisiert sich die PV-Variante A bei beiden Szenarien schneller. Dies hängt damit zusammen, dass die Einsparungen durch den Eigenverbrauch höher sind. Zu dem ist bei Szenario 2 und PV-Variante A zu erkennen, dass es sich im Vergleich zu den anderen Varianten schneller amortisiert und im Betrachtungszeitraum die höchsten Einnahmen erzielt. Der Amortisationszeitraum für Szenario 1 mit PV-Variante A beträgt 11 Jahre, für Szenario 1 mit PV-Variante B 12 Jahre und für Szenario 2 mit PV-Variante A ca. 9 Jahre.

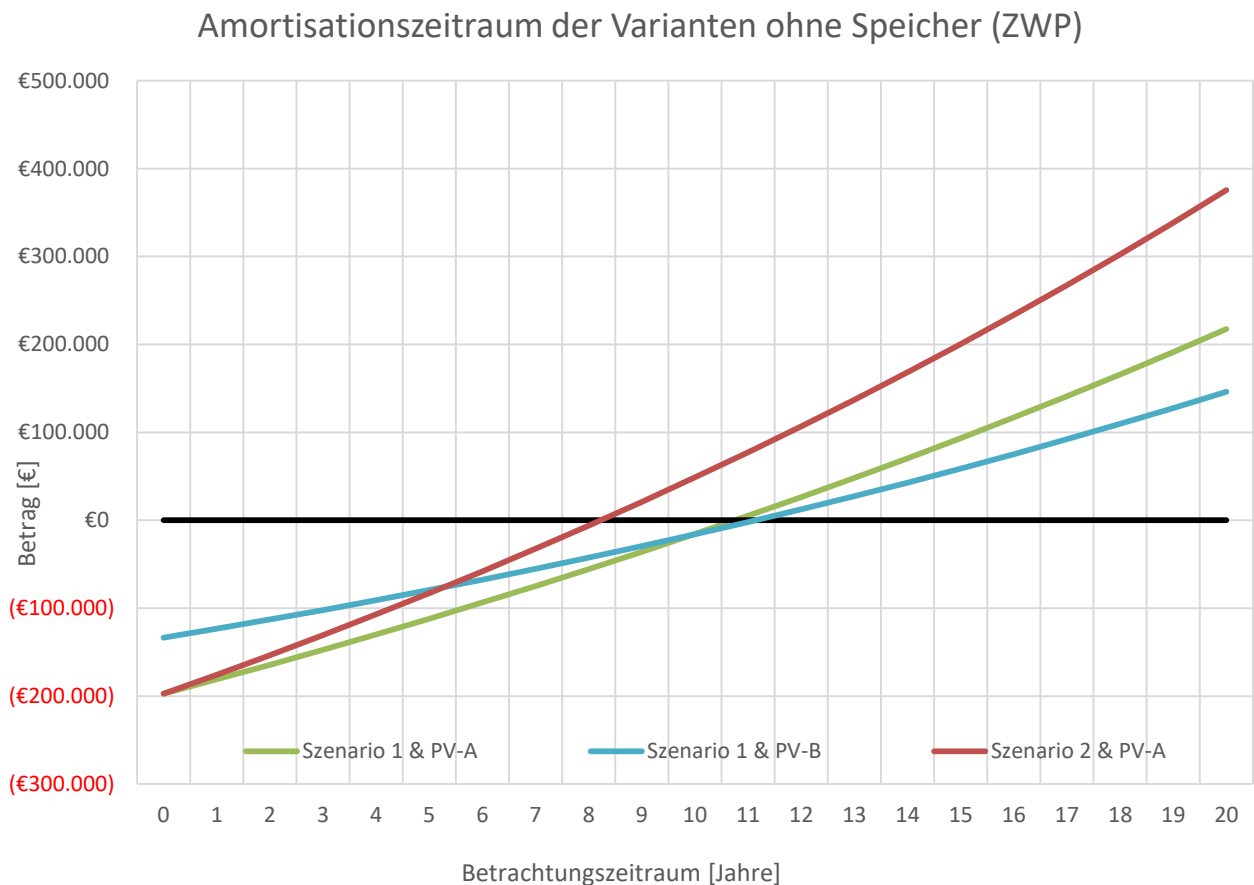


Abbildung 36: Amortisationszeitraum der Varianten ohne Speicher (ZWP)

In Abbildung 37 werden die Varianten zusätzlich mit 75 kWh Speicher (siehe Kapitel 5.1.3) betrachtet. Dadurch erhöhen sich die Beschaffungskosten. Zudem wird im Betrachtungszeitraum berücksichtigt, dass die Lithium-Ionen-Batterien einmal erneuert werden. Dies wird an dem Knick nach 9-10 Jahren verdeutlicht. Obwohl durch die Batterien die Eigenverbrauchsanteile steigen, ist der Amortisationszeitraum deutlich länger als ohne Speichersysteme. Dies hängt von den kostenintensiven Batteriespeichern (1.600 €/kWh) ab. Der Amortisationszeitraum für Szenario 1 mit PV-Variante A beträgt 17 Jahre, für Szenario 1 mit PV-Variante B ca. 18,5 Jahre und für Szenario 2 mit PV-Variante A ca. 14,5 Jahre. Somit verlängert sich der Amortisationszeitraum bei allen Varianten um 5-6 Jahre.

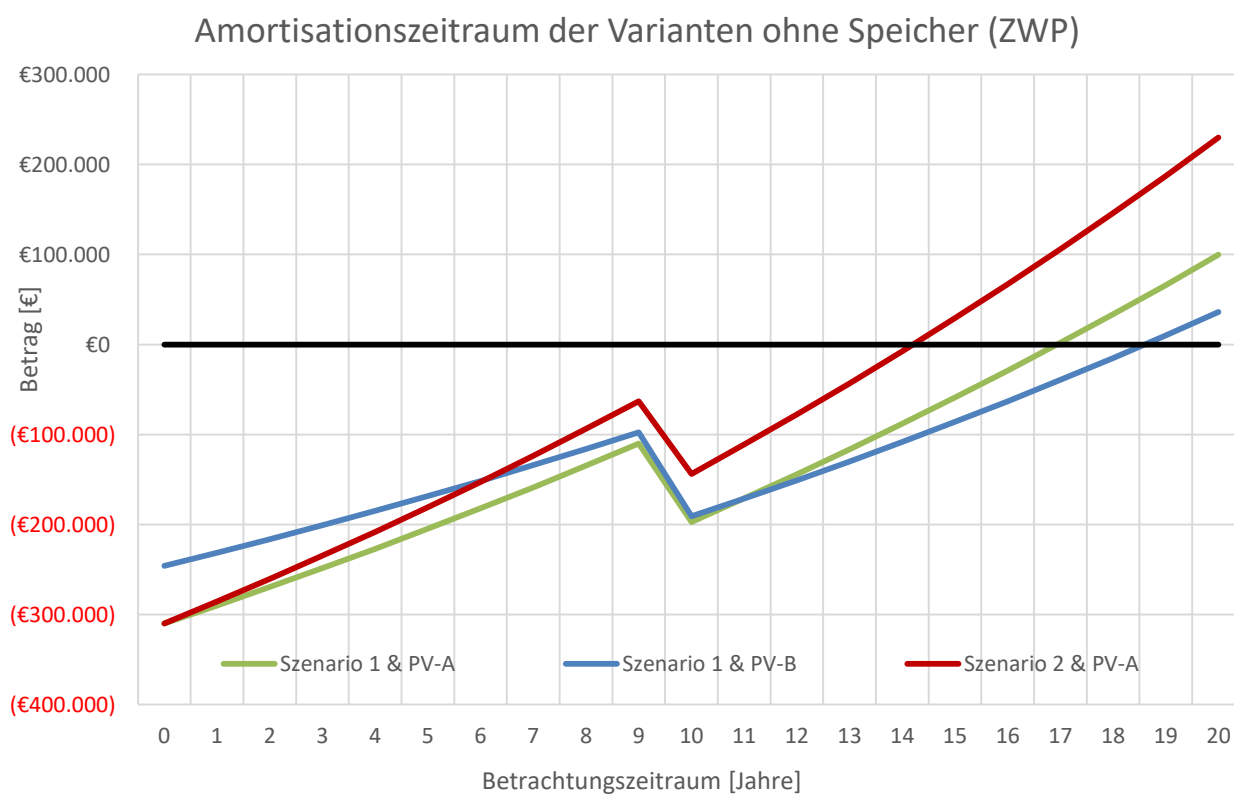


Abbildung 37: Amortisationszeitraum der Varianten mit 75 kWh Speicher (ZWP)

In Abb. 34 wird geprüft, wann dieselbe Amortisationszeit bei PV-Anlagen mit Speichersystem und PV-Anlagen ohne Speichersystem unter Berücksichtigung der Batteriekosten erreicht wird. Die Berechnungen haben ergeben, dass bei allen Varianten der PV-Anlagen mit Speichersystem, die Batteriekosten auf ca. $\frac{1}{4}$ (350-360 €/kWh) gesenkt werden müssen.

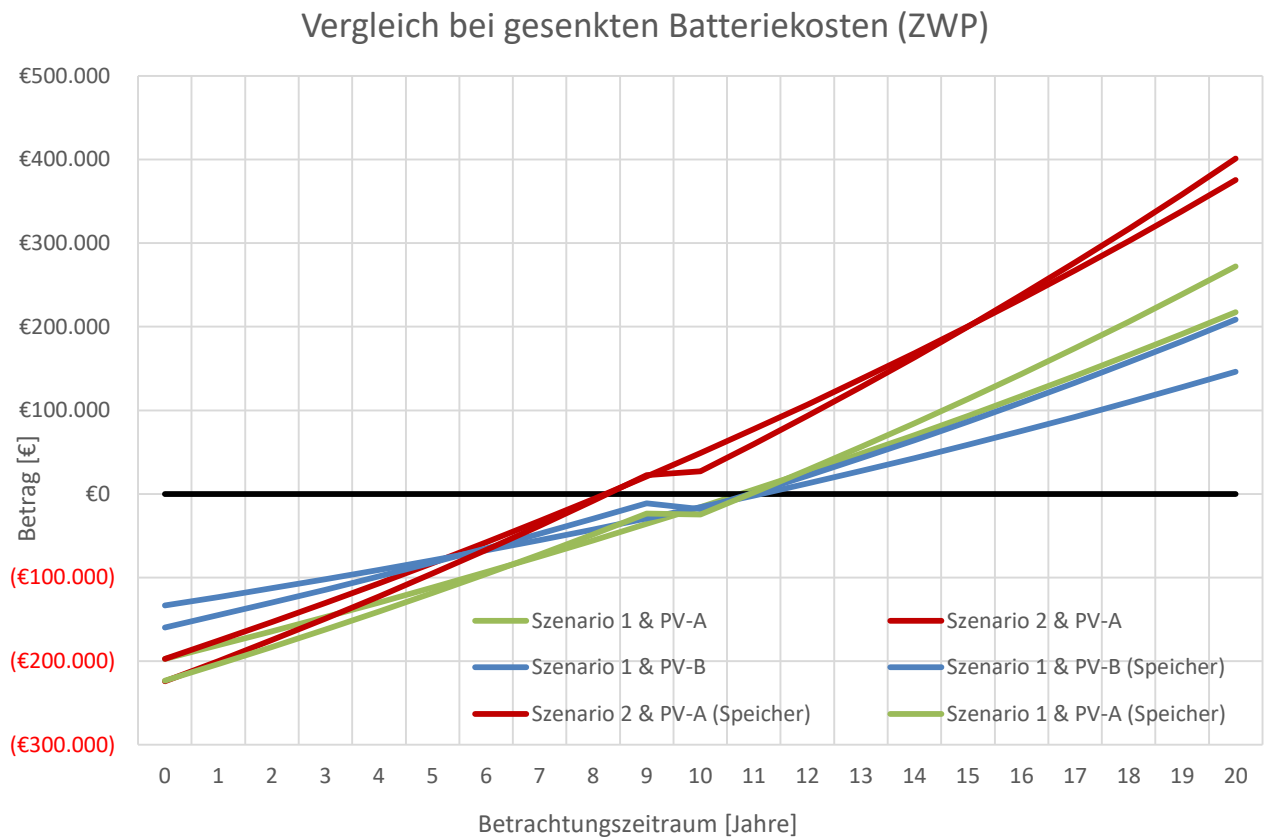


Abbildung 38: Vergleich der Varianten bei gesenkten Batteriekosten (ZWP)

7. Fazit

Die Auswertungen haben ergeben, dass bei einzelnen Gebäudekomplexen der Stromverbrauch und die für eine PV-Anlage zur Verfügung stehende Dachfläche eine essenzielle Rolle spielen. Je höher der Stromverbrauch ist, desto mehr Fläche wird für eine PV-Anlage benötigt, um den Autarkiegrad zu erhöhen.

In allen untersuchten Varianten wird in den Wintermonaten ein hoher Eigenverbrauchsanteil erreicht. Das hängt damit zusammen, dass die PV-Erzeugung im Winter gering ist und durch den höheren Stromverbrauch die PV-Erzeugung vollständig selbst genutzt wird. In den Sommermonaten erreicht die PV-Erzeugung sein Maximum, dadurch sinkt zwar der Eigenverbrauchsanteil, aber dafür steigt der Autarkiegrad.

Ein Speichersystem wird erst bei einem PV-Überschuss relevant, welches in den häufigsten Fällen in den Sommermonaten über die Mittagszeit stattfindet. Falls der PV-Überschuss wie im Beispiel PV-Variante A und PV-Variante B (siehe Kapitel 5.1.3) groß genug ist, kann ein Speichersystem bestimmt werden. Dafür müssen im Vorfeld verschiedene Speichergrößen miteinander auf Autarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil verglichen werden. Die Ergebnisse haben gezeigt, dass sich der Autarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil bis zu einer bestimmten Speichergröße erhöhen lässt. Noch größere Speichersysteme wären unwirtschaftlich.

Die Integration von Elektromobilität mit PV-Optimierung erhöht den Eigenverbrauchsanteil (siehe Kapitel Abbildung 26), denn beim PV-Überschuss wird nicht ins öffentliche Netz eingespeist, sondern die Elektroautos werden geladen.

Für die Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage spielt die Höhe des Eigenverbrauchsanteils eine wichtige Rolle, da die Einspeisevergütungen deutlich niedriger sind als die Stromkosten aus dem Netz. Wie in Abbildung 36 zu sehen, können die PV-Anlagen sich in 9 – 12 Jahre amortisieren. PV-Anlagen, die mit Speichersystemen unterstützt werden, sind bei der Anschaffung deutlich kostenintensiver und müssen im Betrachtungszeitraum von 20 Jahren mindestens einmal erneuert werden. Der Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad steigt zwar, aber durch die hohen Kosten amortisiert es sich deutlich später. Es dauert ca. 5-6 Jahre länger als bei PV-Anlagen ohne Speicher. Die Speichersysteme wären erst dann wirtschaftlich, wenn die Kosten auf ca. $\frac{1}{4}$ (350-360 €/kWh) sinken würden.

In dieser Arbeit wurden ausschließlich PV-Anlagen mit Speichersystemen auf ihre Inselnetzfähigkeit geprüft. Die Ergebnisse haben gezeigt, dass es nicht möglich ist durchgehend in einem Jahr einen hundertprozentigen Eigenverbrauchsanteil und gleichzeitig Autarkiegrad zu erreichen. Es kann in den Sommermonaten von April – August ein hundertprozentiger Autarkiegrad erreicht werden, welches in den Wintermonaten jedoch auf 40% sinkt (siehe Abbildung 31). Allenfalls müsste die PV-Anlage überdimensioniert und ein großes Speichersystem ausgelegt werden, um auch 100% Autarkiegrad zu ermöglichen. Dies ist durch den Platzmangel auf den Dachflächen von innerstädtischen Gebäuden nicht möglich.

Um ein inselnetzfähiges Mikronetz für innerstädtische Gebäudekomplexe zu errichten, müssten zu der PV-Anlage weitere erneuerbare Energieerzeuger installiert werden. Dies könnte eventuell durch große Windkraftanlagen oder Bioenergie aus der Umgebung erfolgen.

8. Literaturverzeichnis

- [1] Lifestrom, „Stromverbrauch früher, heute und in Zukunft,“ 09 01 2019. [Online]. Available: <https://www.lifestrom.de/magazin/stromverbrauch-frueher-heute-und-in-zukunft>. [Zugriff am 20 09 2019].
- [2] Statista, „Nettostromverbrauch in Deutschland in den Jahren 1991 bis 2018,“ 2019. [Online]. Available: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/164149/umfrage/netto-stromverbrauch-in-deutschland-seit-1999/>. [Zugriff am 20 09 2019].
- [3] Fraunhofer ISE, „Energy Charts,“ 03 07 2019. [Online]. Available: <https://www.energy-charts.de/>. [Zugriff am 22 09 2019].
- [4] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Das Erneuerbare-Energien-Gesetz,“ 2019. [Online]. Available: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Dossier/eeg.html?cms_docId=71802. [Zugriff am 20 09 2019].
- [5] M. E. S. Rummeny, „Machbarkeit, Umsetzung und Betrieb von inselnetzfähigen Stromnetzen,“ Technische Hochschule Köln, 2018.
- [6] „Chip Digital GmbH,“ 2019. [Online]. Available: https://praxistipps.chip.de/seit-wann-gibt-es-strom-die-kurze-geschichte-der-elektrifizierung_102258. [Zugriff am 01 10 2019].
- [7] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, „Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (EnWG) § 11 Betrieb von Energieversorgung,“ 2019. [Online]. Available: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/__11.html. [Zugriff am 25 09 2019].
- [8] „Energiewirtschaftsgesetz - EnWG,“ 13 05 2019 . [Online]. Available: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/EnWG.pdf. [Zugriff am 10 10 2019].
- [9] Silvan Rummeny, „Autarker Notbetrieb des Stromnetzes einer Gemeinde mit Erneuerbaren Energien,“ Köln, 2016.
- [10] P. D. E. Waffenschmidt, *Vorlesung: "Stromnetze für Erneuerbare Energien"*, Technische Hochschule Köln , 2018.
- [11] „Berkeley Lab,“ 2019. [Online]. Available: <https://building-microgrid.lbl.gov/about->

-
- microgrids. [Zugriff am 05 10 2019].
- [12] R. H. u. C. Hemmerle, Photovoltaische Anlagen, Köln: DGS, LV Berlin Brandenburg e.V., Berlin, 2016.
- [13] Prof. Dr. Ulf Blieske, „Vorlesungsskript Photovoltaik,“ Köln, 2016.
- [14] „Photovoltaik.org,“ 2019. [Online]. Available: <https://www.photovoltaik.org/wissen/kwp>. [Zugriff am 04 10 2019].
- [15] Deutscher Bundestag, „Entwicklung der Stromspeicherkapazitäten in Deutschland,“ 2017. [Online]. Available: <https://www.bundestag.de/resource/blob/496062/759f6162c9fb845aa0ba7d51ce1264f1/wd-8-083-16-pdf-data.pdf>. [Zugriff am 20 10 2019].
- [16] BSW Solar, „Batteriespeicher - ein sinnvolles Element der Energiewende,“ 01 2013. [Online]. Available: https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/Speicherstudie2013_Summary.pdf. [Zugriff am 10 10 2019].
- [17] „Zeit-Online,“ 04 11 2019. [Online]. Available: <https://www.zeit.de/wirtschaft/2019-11/elektromobilitaet-angela-merkel-ausbau-ladestationen-autogipfel>. [Zugriff am 06 11 2019].
- [18] B. Arnsberg, „progres.nrw Programmbereich Emissionsarme Mobilität,“ 2019. [Online]. Available: https://www.bezreg-arnsberg.nrw.de/themen/p/progres_nrw_emissionsarme_mobilitaet/index.php. [Zugriff am 11 10 2019].
- [19] „Kraftfahrt Bundesamt,“ 2019. [Online]. Available: https://www.kba.de/DE/Home/home_node.html. [Zugriff am 06 11 2019].
- [20] S. E. GmbH, *Vortrag über E-Mobilität*, Köln, 2019.
- [21] „Alfen N.V.,“ 2019. [Online]. Available: <https://alfen.com/de/vorteile-unserer-ladestationen/warum-eine-ladestation>. [Zugriff am 20 10 2019].
- [22] EU Gebäuderichtlinie, *Artikel 8 EU-Gebäuderichtlinie (EU) 2018/844*, Europa, 2018.
- [23] V.-A.-N.-. 4105, *Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - "Technische Mindestanforderungen für den Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*, 2018.
- [24] P. F. & M. Jakobi, „Gewerbestrom,“ *Photovoltaik: Solartechnik für Installateure*,

Planer, Architekten, 07 08 2019.

- [25] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 01 01 2017. [Online]. Available: <https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom/>. [Zugriff am 10 10 2019].
- [26] M. Sc. Lukas Hilger - Technische Hochschule Köln, *Messkoffer Manage me 2gi*, Köln, 2019.
- [27] Python, „Python 3.0 Release,“ 2019. [Online]. Available: <https://www.python.org/download/releases/3.0/>. [Zugriff am 01 06 2019].
- [28] Valenrin Software, „PV*Sol,“ 2019. [Online]. Available: <https://www.valentin-software.com/produkte/photovoltaik/55/pvsol>. [Zugriff am 01 06 2019].
- [29] Sunpower AG, „Sunpower Mexeon Solarmodule,“ 2019. [Online]. Available: <https://www.sunpower.de/de/solarmodul-produkte/sunpower-maxeon-solarmodule>. [Zugriff am 10 09 2019].
- [30] Varta AG, „Varta Energiespeicher,“ 2019. [Online]. Available: <https://www.varta-storage.com/produkte/energiespeicher/>. [Zugriff am 20 10 2019].
- [31] Deerns Deutschland GmbH, „Energiekonzept TH-Köln,“ 2018.
- [32] S. Finke, „PhotovoltaikSolarstrom,“ 2019. [Online]. Available: <https://photovoltaiksolarstrom.com/photovoltaik-kosten/#anschaffung>. [Zugriff am 10 11 2019].
- [33] Energie Experten, „Technik & Kosten von Solarbatterien,“ 2017. [Online]. Available: <https://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/solarenergie/solarbatterie.html>. [Zugriff am 10 11 2019].
- [34] Stefan Finke, „PhotovoltaikSolarstrom,“ 10 11 2019. [Online]. Available: <https://photovoltaiksolarstrom.com/photovoltaik-kosten/#laufende>. [Zugriff am 11 2019].
- [35] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., „BDEW-Stromspreisanalyse Juli 2019,“ 23 07 2019. [Online]. Available: https://www.bdew.de/media/documents/190723_BDEW-Stromspreisanalyse_Juli-2019.pdf. [Zugriff am 10 11 2019].
- [36] Bundesnetzagentur, „Bundesnetzagentur,“ 31 10 2019. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Regi

sterdaten/EEG_Registerdaten_node.html. [Zugriff am 10 11 2019].

[37] Statista, „Inflationsrate in Deutschland von 2008 bis 2018 und Prognose bis 2021,“ 2019. [Online]. Available:

<https://de.statista.com/statistik/daten/studie/5851/umfrage/prognose-zur-entwicklung-der-inflationsrate-in-deutschland/>. [Zugriff am 10 11 2019].

[38] „Solarladen.de,“ [Online]. Available: <http://www.solarladen.de/tst-pv-produkte/module>. [Zugriff am 8 Dezember 2016].

|