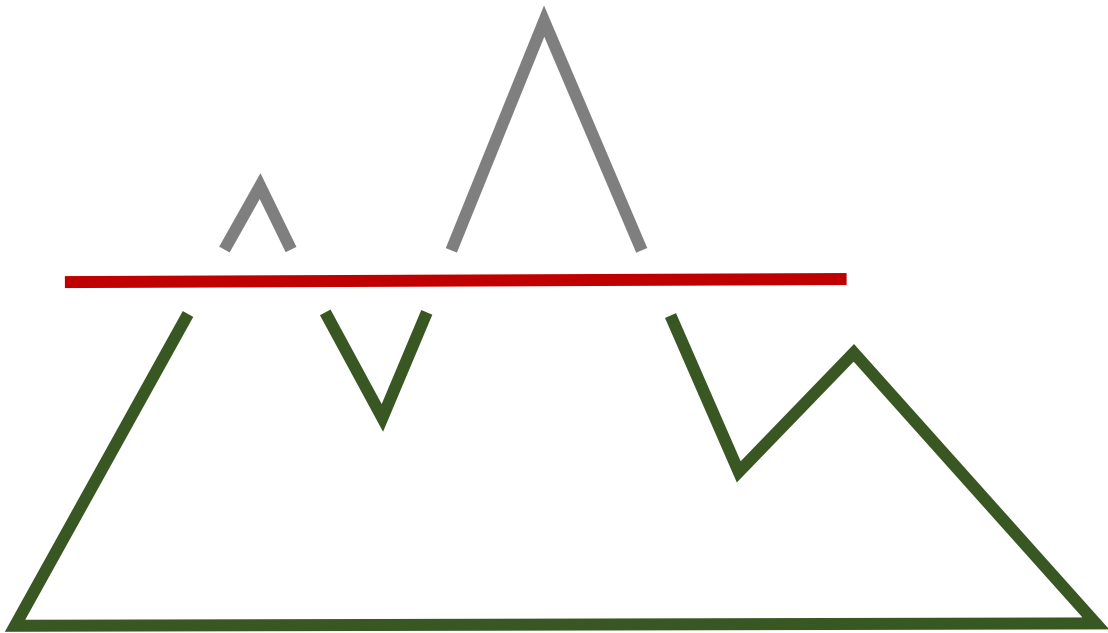


Hauptbericht der Studie:

Peak-Shaving mit Photovoltaik und Batterie-
Business-Case für Aargauer Industrieunternehmen



Impressum

Datum: 08.07.2022

Ort: Windisch

Autoren:

Stefan Roth

Franco Cavalloni

Adresse Autoren:

Fachhochschule Nordwestschweiz

Hochschule für Technik

Institut für Biomasse und Ressourceneffizienz

Klosterzelgstrasse 2

5210 Windisch

Adresse Auftraggeber:



KANTON AARGAU

Abteilung Energie

Energiewirtschaft

Entfelderstrasse 22

5001 Aarau

Departement

Bau, Verkehr und Umwelt

Management Summary

Industriekunden am Mittel- und Hochspannungsanschluss wird netzseitig und je nach Energielieferant energieseitig neben dem Arbeits- ebenfalls ein Leistungspreis verrechnet. Der Leistungspreis wird monatlich jeweils für die höchste Netzbezugsleistung verrechnet. Treten nun punktuell hohe Leistungsspitzen auf, führt dies zu substantziellen Kosten. Innovative Industriebetriebe mit in der Regel geeigneten Dächern und Fassaden zur Solarstromerzeugung eröffnet die Eigenverbrauchsregelung deshalb nicht nur die Möglichkeit einer Optimierung der Energiebeschaffung, sondern mit einer zusätzlichen Batterie auch eine Reduktion der Leistungskosten.

Das Ziel dieses Syntheseberichtes ist, aus den durchgeführten Einzeluntersuchungen allgemeingültige Erkenntnisse zur Rentabilität von PV-Anlagen mit Batteriespeichern abzuleiten. Für die Analyse entwickelte die FHNW in Zusammenarbeit mit der Abteilung Energie des Departements Bau, Verkehr und Umwelt des Kantons Aargau ein Berechnungstool zur Grobauslegung der Hauptkomponenten (Photovoltaik-Anlage, Batteriespeicher) des Systems und zur Abschätzung des Kosteneinsparungspotentials durch Peak-Shaving für acht verschiedene Aargauer Industrieunternehmen. In diesem Bericht werden die Erkenntnisse aus den acht Studien zusammengefasst und interpretiert.

Grundsätzlich hat die Tarifstruktur einen wesentlichen Einfluss auf den Business-Case und je höher der Leistungstarif ist, desto mehr lohnt sich Peak-Shaving.

Durch ausführliche Vergleiche der Studienergebnisse konnten relevante Kenngrößen in Bezug auf die Anschaffung einer PV-Anlage ermittelt werden. In der Praxis besteht die Schwierigkeit, dass es pro Monat mit hoher Wahrscheinlichkeit einen stark bewölkten Tag gibt, so dass die Lastspitzenreduktion durch die PV-Anlage ohne zusätzlichen Batteriespeicher gering ausfällt. Der Solarstromanteil¹ zeigt die Dimensionierung der PV-Anlage auf und weist einen direkten Zusammenhang mit dem Eigenverbrauchsgrad aus. Bei einem typischen taglastigen Verbrauchsprofil und einem Solarstromanteil von 1 liegt der Eigenverbrauchsgrad bei ca. 50 %. Dabei muss berücksichtigt werden, dass der spezifische Lastgang einen hohen Einfluss auf den resultierenden Eigenverbrauchsgrad hat. Bezüglich Tarifstruktur ist das Verhältnis von Rückspeisevergütung (RV) zum Hochtarif (HT) relevant. Je tiefer das Verhältnis von RV zu HT ist, desto höher ist der Wert des Eigenverbrauchs. Ein tiefes Verhältnis von RV zu HT hat einen positiven Einfluss auf den Business-Case der PV-Anlage.

Die Erkenntnisse aus den acht Studien umfassen relevante Kenngrößen in Bezug auf die Anschaffung eines Batteriespeichers für Peak-Shaving bei vorhandener PV-Anlage. Das Verhältnis der mittleren monatlich höchsten Lastspitzen zu der mittleren Grundlast zeigt auf, ob ein Potenzial für Peak-Shaving vorhanden ist. Dabei kann der Netzbezug oder der effektive Verbrauch zur Berechnung der Lastspitzen und der Grundlast verwendet werden. Im Falle von Peak-Shaving ist das Verhältnis des effektiven Verbrauchs aussagekräftiger als das Verhältnis des Netzbezugs, obwohl dieser abgerechnet wird. Je höher das Verhältnis von den Lastspitzen zur Grundlast ist, desto grösser ist die Reduktion der monatlichen Lastspitze pro kWh Kapazität. Unternehmen, welche deutlich über dem Durchschnitt liegen, haben ein Potential für Peak-Shaving. Grundsätzlich haben ein hohes Verhältnis von Lastspitzen zu Grundlast und ein hoher Leistungstarif einen positiven Einfluss auf den Business-Case. Batteriespeicher (Stand 2021) sind bei guten Voraussetzungen ab einer Kostendegression von 40 % rentabel, bei sehr guten Voraussetzungen ab 20 %.

In den nächsten Jahren wird eine Zunahme von Nachfrage und Angebot von Batteriespeichern erwartet. Der Haupttreiber dürfte dabei die Elektromobilität sein. In der Schweiz wird eine Kostendegression von 30 % für Speichersysteme von 10 bis 14 kWh im privaten Bereich von 2020 bis 2030 erwartet. Für industrielle Anwendungen mit grösseren Kapazitäten könnte die Degression etwas höher ausfallen.

¹ Verhältnis der installierten PV-Leistung zum Jahresverbrauch bei 1000 Volllaststunden pro Jahr [kWp/MWh/a]

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	5
2	Methodik.....	6
2.1	Unternehmensakquise	6
2.2	Peak-Shaving	7
2.2.1	Photovoltaik Anlage	7
2.2.2	Batteriespeicher	8
2.2.3	Risiko Peak-Shaving.....	8
2.3	Investitionskosten und Business-Case	10
2.3.1	Photovoltaik Anlage	10
2.3.2	Batteriespeicher	11
3	Simulationsprogramm Peak-Shaving	13
3.1	Beschreibung.....	13
3.2	Analyse des Lastgangs	14
3.3	Simulation Peak-Shaving	14
3.4	Logik	14
3.4.1	Simulation Prioritäten	14
3.4.2	Simulation Transferpreise	15
4	Entwicklung Batteriespeicher.....	16
4.1	Zusammenfassung Studien	16
4.2	Fazit	17
5	Erkenntnisse aus den Studien	18
5.1	Allgemeine Übersicht	18
5.2	PV-Anlage	20
5.3	Batteriespeicher	23
5.4	Diskussion.....	28
6	Fazit	29
7	Literaturverzeichnis.....	31
8	Anhang A: Details Simulationsprogramm	32
8.1	Beschreibung.....	32
8.2	Aufbau	33
8.2.1	Analyse	33
8.2.2	Simulation.....	34
8.3	Eingabe	36
9	Anhang B: Kundenberichte.....	36

1 Einleitung

Industriekunden am Mittel- und Hochspannungsanschluss wird netzseitig und je nach Energielieferant energieseitig neben dem Arbeits- ebenfalls ein Leistungspreis verrechnet. Der Leistungspreis wird monatlich jeweils für die höchste Netzbezugsleistung verrechnet. Treten nun punktuell hohe Leistungsspitzen auf, führt dies zu substantiellen Kosten. Innovative Industriebetriebe mit in der Regel geeigneten Hallen zur Solarstromerzeugung eröffnet die Eigenverbrauchsregelung deshalb nicht nur die Möglichkeit einer Optimierung der Energiebeschaffung, sondern mit einer zusätzlichen Batterie auch eine Reduktion der Leistungskosten.

Die FHNW entwickelt in Zusammenarbeit mit der Abteilung Energie des Departements Bau, Verkehr und Umwelt des Kantons Aargau ein Berechnungstool zur Grobauslegung der Hauptkomponenten (Photovoltaik-Anlage, Batteriespeicher) des Systems und zur Abschätzung des Kosteneinsparungspotentials durch Peak-Shaving. Peak-Shaving heisst Reduktion der Leistungsspitzen, welche vom Netz bezogen werden. Dazu wurde für mehrere Industrieunternehmen je eine Studie erstellt, in welcher der Business-Case berechnet und analysiert wurde. Um den Business-Case für unterschiedliche Systemkonfigurationen zu berechnen, werden viertelstündliche Energie- und Leistungsbilanzen erstellt, monetär bewertet und anschliessend über ein Kalenderjahr aggregiert. Daraus resultieren die optimale Systemauslegung sowie die für einen Investitionsentscheid notwendigen betriebswirtschaftlichen Kennzahlen. Die Erkenntnisse aus den Studien unterschiedlicher Industrieunternehmen werden in diesem Schlussbericht zusammengefasst.

Das Ziel der Studien «Peak-Shaving mit Photovoltaik und Batterie» war, eine spezifische Entscheidungsgrundlage für unterschiedliche Aargauer Industrieunternehmen zu liefern. Das Ziel dieses Syntheseberichtes ist, allgemeine Voraussetzungen für die Rentabilität einer PV-Anlage und eines Batteriespeichers zu definieren. Dafür werden die Erkenntnisse aus den acht Studien zusammengefasst und interpretiert. Es werden Zusammenhänge zwischen den Haupteinflussgrössen gesucht. Die Haupteinflussgrössen sind die technisch-ökonomischen Kennwerte von PV-Anlage und Batteriespeicher, die Energieliefertarife mit Arbeits- und Leistungskomponente, die Energierückspeisetarife, sowie das Verbraucherlastprofil. Durch Vergleiche der Haupteinflussgrössen der acht Studien Teilnehmern wird abgeschätzt, ob es sich um allgemein gültige Zusammenhänge handelt. Aus diesen Zusammenhängen werden die allgemeinen Voraussetzungen abgeleitet, welche sich positiv auf die Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage und eines Batteriespeichers auswirken.

Aus Vertraulichkeitsgründen werden die einzelnen Unternehmen anonymisiert, damit durch die vorliegenden Daten keine Rückschlüsse auf die Studienteilnehmer möglich sind.

2 Methodik

2.1 Unternehmensakquise

Als erster Schritt werden Unternehmen, welche sich für die Studie eignen kontaktiert. Dazu wird ein Informationsschreiben zu der Studie verfasst und bekanntgegeben, welche Voraussetzungen für die Teilnahme wünschenswert sind. Hier wird auf diese Voraussetzungen näher eingegangen:

Verbrauch >100 MWh/a

In dieser Studie wurden Unternehmen angeschaut, die ihre Elektrizität am freien Markt beschaffen können und nicht aufgrund fehlender Marktöffnung an Monopolpreise gebunden sind. Dies sind in der Schweiz Kunden mit einem jährlichen Bezug von über 100 MWh.

Leistungskomponente

Ab Mittelspannung belieferte Kunden bezahlen für die Netznutzung einen Arbeit- und einen Leistungspreis. Die Leistungskomponente ist die ökonomische Begründung für das betriebliche Peak-Shaving.

Rechnungen 2-3 Jahre

Die Rechnungen des Energielieferanten geben Rückschluss auf die Tarifstruktur und sind ein Bestandteil der Analyse zur Verifizierung des Lastgangs.

¼ h-Lastgangdaten mind. 1 Jahr

Grundlage für die gesamte Analyse und die Simulation ist der Lastgang in einer ¼ h-Auflösung von einem kompletten Jahr. Durch zusätzliche Jahre können die Resultate des aktuellen Jahres verifiziert werden.

Geeignete Flächen für eine PV-Anlage

Die Dimensionierung und Berechnung des Business-Cases für eine PV-Anlage ist Bestandteil der Studie. Die Studienteilnehmer sollten geeignete Dachflächen aufweisen. Falls schon eine PV-Anlage vorhanden ist, kann eine Erweiterung untersucht werden.

Lastmanagement

Da Lastmanagement ein erster Schritt für Peak-Shaving ist, sind Informationen über integriertes Lastmanagement zielführend.

Fläche für Batteriespeicher

Vorhandene Flächen für das Aufstellen eines Batteriespeichers (innen oder aussen) müssen vorhanden sein oder bereitgestellt werden können.

Voraussetzung	U1	U2	U3	U4	U5	U6	U7	U8
Verbrauch >100 MWh/a	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Leistungskomponente	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Rechnungen 2-3 Jahre	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
¼ h-Lastgangdaten mind. 1 Jahr	Nein, 1 Monat ergänzt	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Best. PV-Anlage	Ja	Ja	Ja	Nein	Nein	Ja	Nein	Nein
Geeignete Fläche für PV-Anlage	Nein	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Lastmanagement	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Fläche für Batteriespeicher	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja

Tabelle 1: Voraussetzungen der in der Studie berücksichtigten Unternehmen

Die meisten Voraussetzungen werden von allen Studienteilnehmern erfüllt. Eine Ausnahme ist U1, dessen Lastgang-Daten ergänzt wurden und bei dem keine freie Fläche für eine neue PV-Anlage verfügbar war.

2.2 Peak-Shaving

In diesem Kapitel werden allgemeine Grundlagen zu Peak-Shaving mit PV-Anlage und Batteriespeicher erläutert und die Preisstruktur für Batteriespeichersysteme aufgezeigt.

Peak-Shaving ist für Unternehmen mit einem Leistungstarif eine effektive Möglichkeit, Kosten zu sparen. Dies geschieht prioritär mittels eines Managements der flexiblen Lasten. Sind diese Möglichkeiten ausgeschöpft, kann ein Batteriespeicher weitere Spitzen abfangen und somit den Lastgang glätten. Dies reduziert die maximal bezogene Leistung pro Monat und somit die Belastung für das Stromnetz. Typischerweise wird mit einem Tagesspeicher gearbeitet. Der Speicher wird über Nacht geladen und steht am Morgen für die Lastspitzenreduktion bereit. Eine PV-Anlage hilft nur in sehr geringem Umfang, die Lastspitzen zu reduzieren, ihr Beitrag ist primär die durch Eigenverbrauch reduzierte Energiebeschaffung aus dem Stromnetz.

Das Ziel dieser Untersuchung ist, eine möglichst hohe Lastspitzenreduktion zu erzielen. Auf den ersten Blick würde der Speicher optimalerweise jeden Tag ganz entladen werden. Dies ist im Peak-Shaving-Betrieb nicht möglich, da sichergestellt werden muss, dass auch am Abend noch Spitzen geglättet werden können. Das Bereithalten dieser Kapazität hat Priorität. Ansonsten hat das Peak-Shaving keine Wirkung, da jeden Monat die höchste Lastspitze abgerechnet wird. In dieser Studie wird berechnet, welche Kombinationen von PV-Anlagen- und Batteriespeichergrossen einen positiven Business-Case ergeben. Da die Speicherpreise heute noch relativ hoch sind, wird der Einfluss einer zu erwartenden Kostendegression auf den Business-Case untersucht.

2.2.1 Photovoltaik Anlage

Eine PV-Anlage produziert in erster Näherung proportional zur auf die Modulebene einfallenden Globalstrahlung elektrische Energie. Betriebswirtschaftlich optimal wird die Energie direkt verbraucht, dies mit entsprechendem Einfluss auf den Residuallastverlauf. Dieser Einfluss ist in Abbildung 1 beispielhaft dargestellt.

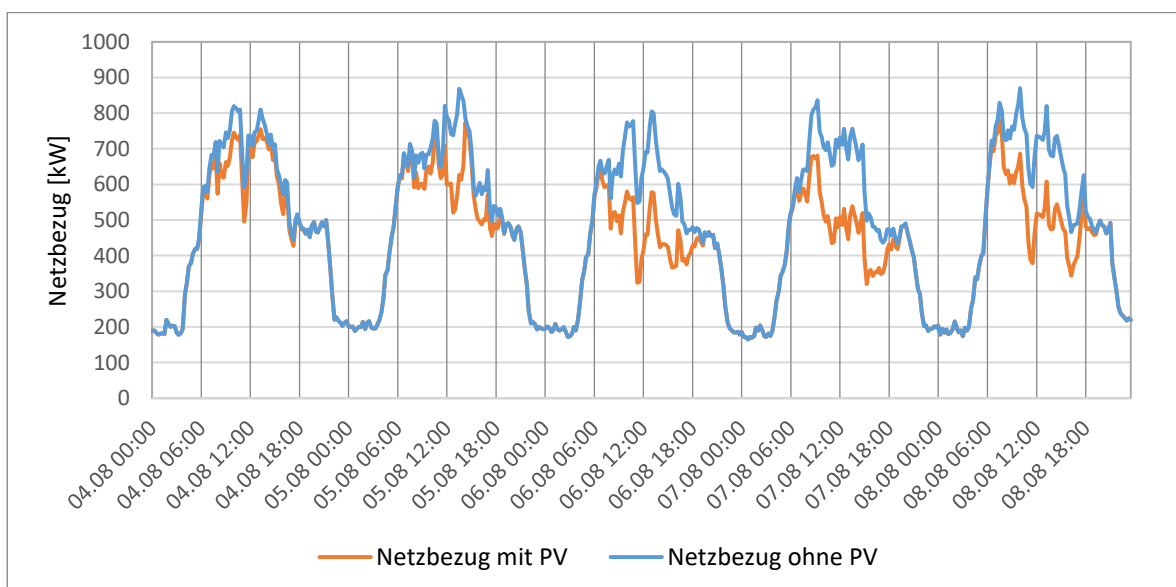


Abbildung 1: Beispielhafte Darstellung der Auswirkung von PV auf den Lastgang

Der Effekt der PV-Anlage ist, dass die Last an sonnigen Tagen über die Tagesmitte reduziert wird und damit die Lastspitzen morgens und abends von einem Speicher abgefangen werden sollten. Somit können die Lastspitzen theoretisch weiter reduziert werden. In der Praxis besteht die Schwierigkeit, dass es pro

Monat mit hoher Wahrscheinlichkeit mindestens einen stark bewölkten Tag gibt, so dass der Einfluss der PV-Anlage auf die monatlichen Leistungspreise ohne zusätzlichen Batteriespeicher gering ausfällt.

2.2.2 Batteriespeicher

Die Priorität des Speichereinsatzes liegt beim Peak-Shaving. Daneben wird er zur Erhöhung des Eigenverbrauchs eingesetzt, wenn Lastspitzen ausgeschlossen werden können. Dies ist in der Regel an Wochenenden und Feiertagen der Fall.

Um die höchste Lastspitze monatlich effektiv mit einem Speicher zu reduzieren, muss zu Beginn des Monats eine Lastgrenze (Peak-Shaving-Grenze) definiert werden. Diese Grenze orientiert sich an Erfahrungswerten des Lastverlaufs und an der Speicherkapazität. Mit der Batterie muss für jeden Tag genügend Energie und Leistung bereitgestellt werden, um alle Lastspitzen eines Tages auf diese Grenze zu reduzieren. Falls der Speicher nicht mit PV-Überschuss geladen wurde, wird er in der Nacht aus dem Netz geladen, damit er bereits am Morgen bereit ist, hohe Lastspitzen abzufangen. In Abbildung 2 ist beispielhaft ein Wochenverlauf dargestellt.

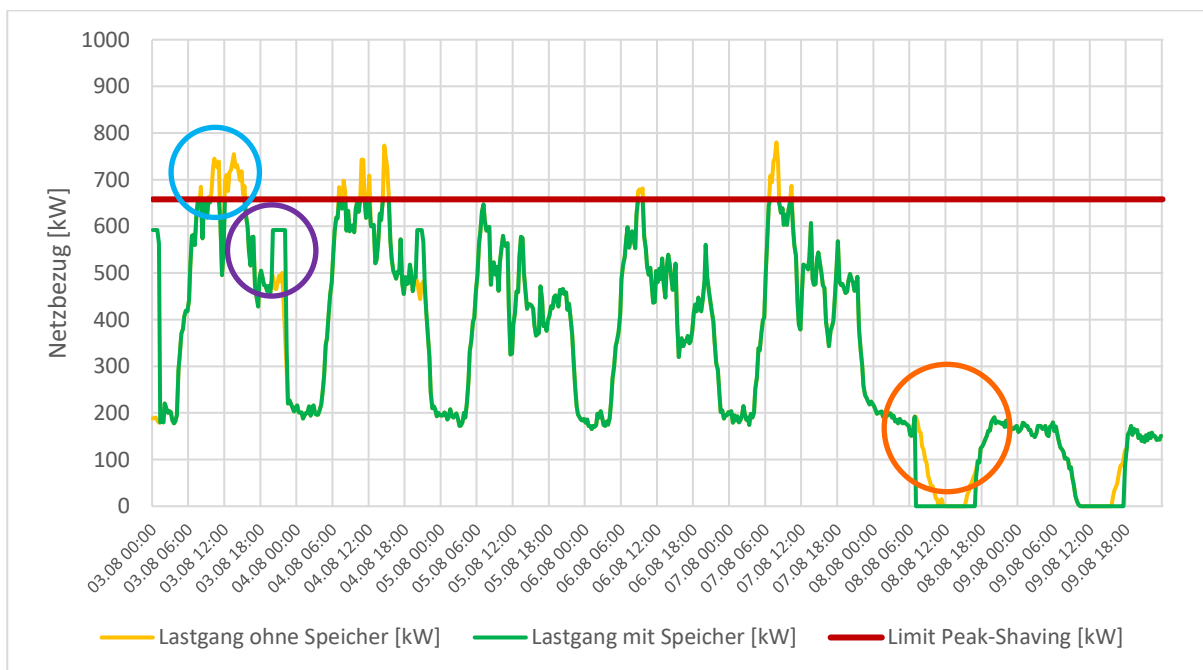


Abbildung 2: Beispielhafte Darstellung der Funktionsweise von Peak-Shaving mit einem Batteriespeicher (blau: Lastspitzenreduktion, violett: Speicher laden, orange: Eigenverbrauchserhöhung)

Am ersten Tag ist, in Blau hervorgehoben, die Lastspitzenreduktion markiert. In der Nacht wird der Speicher geladen. Dies ist eine Lasterhöhung und hier violett markiert. Am Wochenende wird, orange markiert, der Eigenverbrauch der PV-Anlage erhöht.

Die Schwierigkeit beim Peak-Shaving ist, die definierte Grenze über den ganzen Monat nicht zu überschreiten. Falls die grossen Verbraucher keine zeitliche Flexibilität im Einsatz aufweisen, keine umfassende Überwachung vorhanden ist oder keine Prozessoptimierung durchgeführt wurde, können unvorhersehbare Lastspitzen auftreten. Um die Wahrscheinlichkeit für die Einhaltung der Grenze zu erhöhen, kann die angestrebte Lastreduktion verkleinert werden, damit für unvorhersehbare Ereignisse eine Reserve im Speicher vorhanden ist.

2.2.3 Risiko Peak-Shaving

Im Betrieb ist es schwierig, eine Prognose für den ganzen Monat für den Lastgang zu treffen. Das Peak-Shaving ist davon abhängig, welche Lastgrenze für den Monat festgelegt wird. Wenn die Erfahrungswerte eines Jahres für ein neues Jahr verwendet werden, sind diese Werte mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht mehr zutreffend. Wenn versucht wird, eine Peak-Shaving-Grenze einzuhalten, welche an diesem Tag nicht

eingehalten werden kann, ist der Speicher leer, bevor alle Spitzen dieses Tages abgefangen wurden. So hat das Einhalten der Grenze auf den Rest des Monats keinen Einfluss – es zählt in der Abrechnung nur die höchste Leistung des Monats. In Abbildung 3 ist ein Fall violett dargestellt, bei welchem der Speicher zu früh leer ist, weil die Peak-Shaving Grenze zu tief gewählt wurde. Die Lastspitzenreduktion ist somit für diesen Monat viel geringer als geplant.

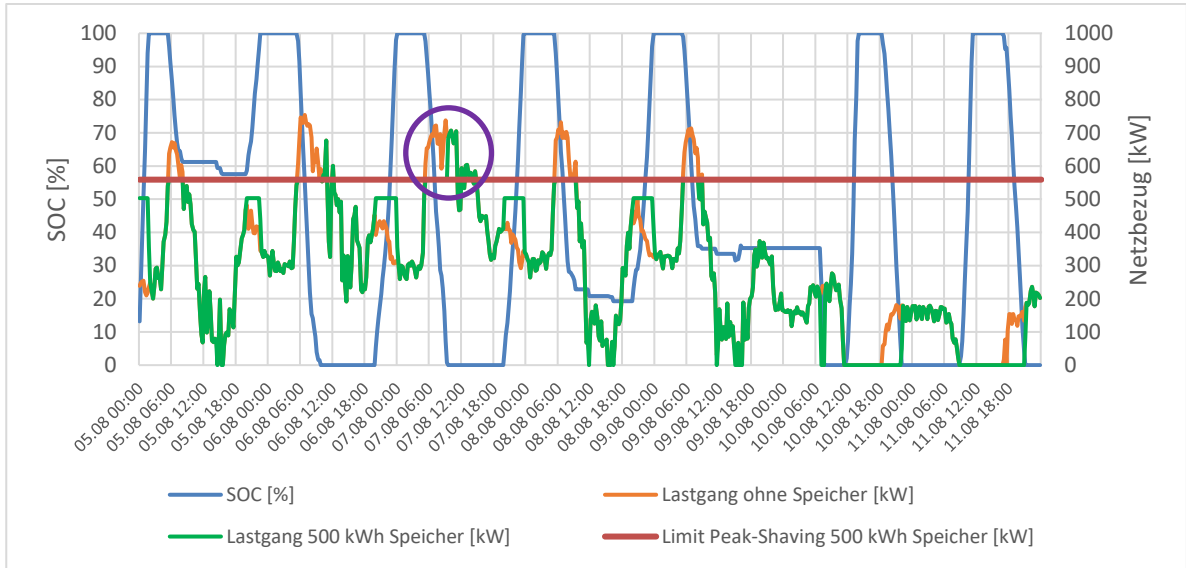


Abbildung 3: Beispielhaftes Risiko Peak-Shaving, ohne Marge

Dies ist ein Risiko beim Peak-Shaving. Aus diesem Grund wurde eine Marge definiert, mit dieser das Risiko vermindert wird und die Peak-Shaving-Grenze mit höherer Wahrscheinlichkeit eingehalten wird. Die Marge reduziert die maximal mögliche Lastspitzenreduktion der entsprechenden Speicherkapazität um einen prozentualen Anteil. In Abbildung 4 ist die jährliche Lastspitzenreduktion mit unterschiedlichen Margen dargestellt.

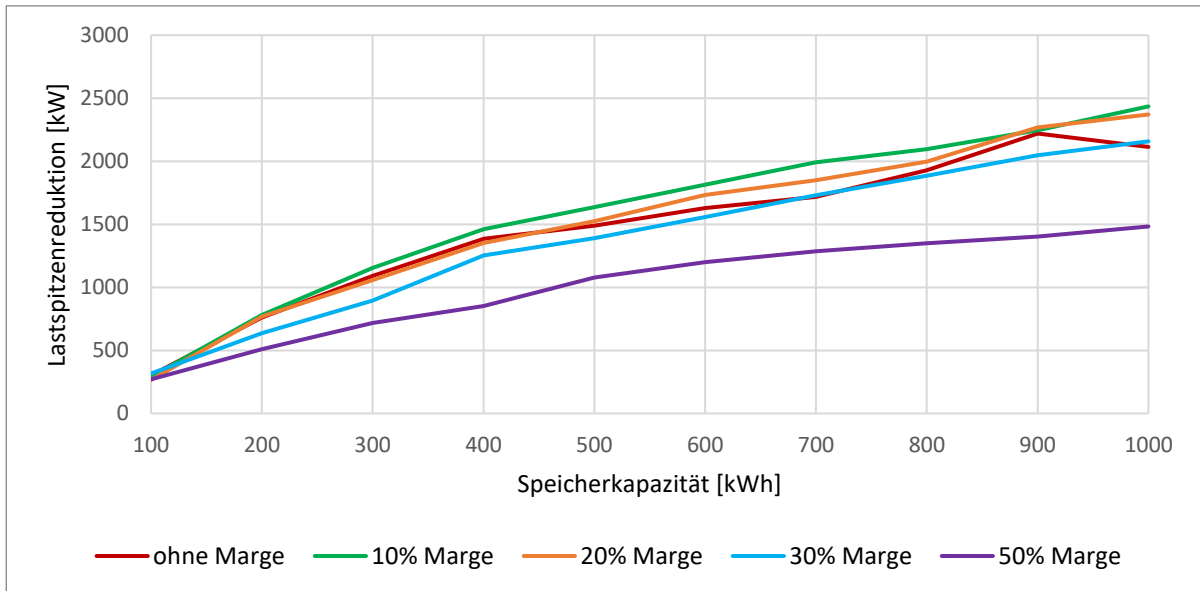


Abbildung 4: beispielhafte jährliche Lastspitzenreduktion, Einfluss der Marge

Es gibt offensichtlich einen Trade-off zwischen Kapazitätsreserve und Überschreitung der vorgegebenen Leistungsbegrenzung. Eine 10 %-Marge gegenüber der theoretisch möglichen Leistungsreduktion aus Vergangenheitsdaten erzielt in diesem Fall die höchste Lastspitzenreduktion für die meisten Batteriegößen. Aus diesem Grund wird für die Resultate aus der Simulation mit einer Marge von 10 % gerechnet.

2.3 Investitionskosten und Business-Case

In diesem Kapitel werden die zugrunde liegenden Daten der Investitionskosten und der Business-Case Berechnung für die PV-Anlage und den Batteriespeichers erläutert.

Die Investitionskosten für den Business-Case werden als Jahreskosten über die Annuität (a) berechnet. Dazu werden noch die jährlichen Unterhaltskosten BU berücksichtigt.

$$\text{Jahreskosten} = \text{Capex} \times a + \text{BU} \quad \text{Formel 2-1}$$

Die Annuität a wird basierend auf dem kalkulatorischen Zinssatz z und der Nutzungsdauer N bestimmt.

$$a = \frac{z \times (1+z)^N}{(1+z)^N - 1} \quad \text{Formel 2-2}$$

	PV-Anlage	Batteriespeicher
Zinssatz z	3.5 %	3.5 %
Nutzungsdauer N	25 Jahre	15 Jahre

Tabelle 2: hinterlegte Zahlen zur Berechnung der Annuität (Zinssatz nach WACC²)

Die Investitionskosten (Capex) werden für die PV-Anlage und den Batteriespeicher getrennt berechnet.

2.3.1 Photovoltaik Anlage

Für die PV-Anlage werden die Investitionskosten anhand der Peakleistung P_{peak} [kWp] und den spezifischen Kosten C_{spec} [CHF/kWp] berechnet.

$$\text{Capex}_{\text{PV}} = P_{\text{peak}} \times C_{\text{spec}} \quad \text{Formel 2-3}$$

Die spezifischen Kosten variieren je nach Peak-Leistung. Die zugrundeliegenden Werte und Berechnungen werden im Folgenden erläutert und stützen sich auf die Erkenntnisse der Preisbeobachtungsstudie PV 2020. In der folgenden Abbildung sind die spezifischen Kosten pro kWp abhängig von der Anlagengrösse von über 3'000 Datensätzen dargestellt.³

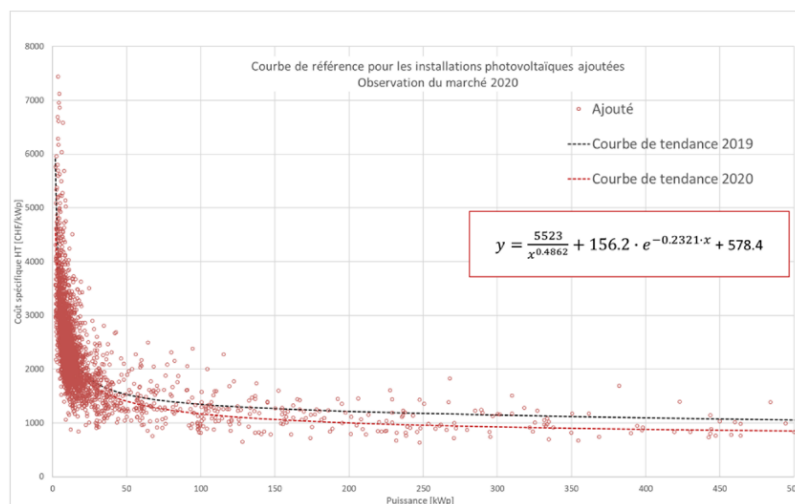


Abbildung 5: spezifischen Kosten pro kWp abhängig von der Anlagengrösse

Die spezifischen Kosten pro kWp ergeben sich somit aus der folgenden Funktion:

² [WACC – Kalkulatorischer Zinssatz gemäss Art. 13 Abs. 3 Bst. b der Stromversorgungsverordnung \(StromVV\) \(admin.ch\)](#) 3.83 % für 2022

³ G. Leguay: «Photovoltaikmarkt: Preisbeobachtungsstudie 2020», Energieschweiz, 2021

$$C_{spec} = \frac{5523}{P_{peak}^{0.4862}} + 156.2 \times e^{-0.2321 \times P_{peak}} + 578.4 \text{ CHF/kWp}$$

Formel 2-4

2.3.2 Batteriespeicher

Durch einen Austausch mit Axpo Grid AG⁴ und der Speicherherstellerin Intilion GmbH⁵ konnte eine realistische Preisstruktur für Batteriespeicher in die Simulation integriert werden. Die Analyse im Größenbereich von 100 kWh bis 2 MWh erfolgte anhand der Batteriespeicher der Intilion GmbH. Ein sogenannter Scalebloc kann aus einzelnen Modulen skaliert werden. Er enthält neben dem eigentlichen Batteriespeicher ein Feuerwarn- und Löschsystem, einen Wasser- und Staubschutz, Schutz vor Überspannung und Schutz der Batterie. Der Hersteller gibt eine Lebensdauer von 15 Jahren an. Das Speichersystem Scalebloc ist durch die Verwendung in der Schweiz, speziell im Peak-Shaving Bereich, repräsentativ für die Simulation und Berechnung des Business-Cases. In der Tabelle 3 sind die ermittelten und abgeschätzten Daten, die durch Literaturrecherche⁶ und weitere Erfahrungswerte gestützt werden und für die aktuelle Situation als repräsentativ betrachtet werden dürfen, dargestellt.

Module	Speicherkapazität	Modulkosten	Installation und Netzan-schluss	Unterhaltskosten	CAPEX	Spezifische Kosten
Anzahl	kWh	CHF	CHF	CHF/a	CHF	CHF/kWh
1	68	60'000	13'750	738	73'750	1085
2	136	118'000	19'375	1374	137'375	1010
4	272	225'000	30'063	2551	255'063	938
8	544	400'000	49'000	4490	449'000	825
16	1088	600'000	77'500	6775	677'500	623

Tabelle 3: Capex und Opex Speichersysteme (Quelle: Axpo und Intilion, 2021)

Aus den Daten in Tabelle 3 wurde eine Funktion für den Capex gebildet. Diese ist in Abbildung 6 dargestellt.

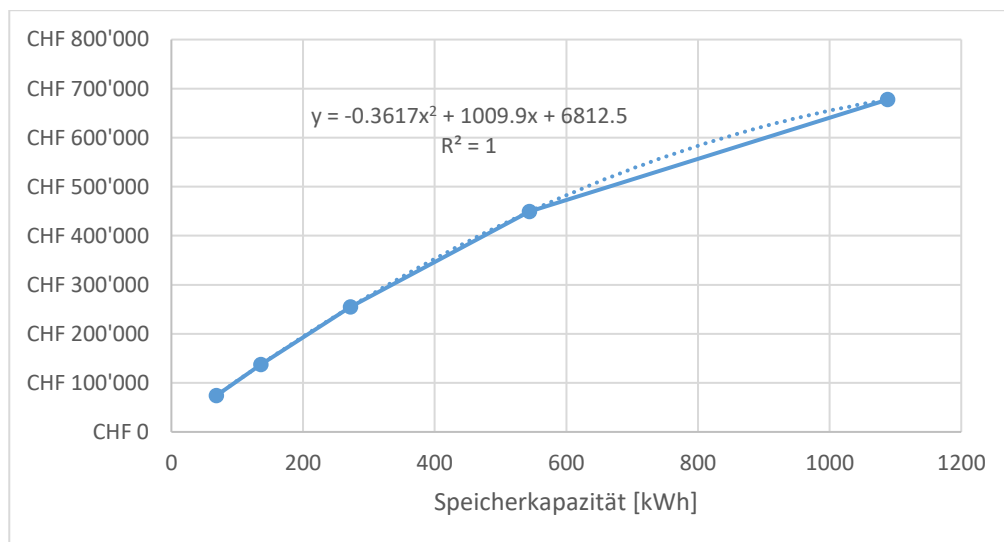


Abbildung 6: Funktion Capex Batteriespeicher (2021)

⁴ O. Ciprietti: Persönliche Auskünfte von Omar Ciprietti, Axpo, 2021

⁵ F. Suellwald: Persönliche Auskünfte von Frederik Suellwald, Intilion, 2021

⁶Energieschweiz: «stationäre Batteriespeicher in Gebäuden», 2018

Für den Batteriespeicher werden die spezifischen Investitionskosten anhand der ermittelten Funktion gebildet, wobei E_{kWh} die nutzbare Speicherkapazität in kWh ist.

$$Capex_{BS} = -0.3617 \times E_{kWh}^2 + 1009.9 \times E_{kWh} + 6812.5 \text{ CHF/kWh} \quad \text{Formel 2-5}$$

3 Simulationsprogramm Peak-Shaving

In diesem Kapitel wird das von der FHNW entwickelte Berechnungsprogramm für die Simulation erläutert.

3.1 Beschreibung

Das Simulationsprogramm wurde in Python mithilfe des Interpreters PyCharm geschrieben. In einem Hauptskript werden die Parameter und einzulesenden Dateien definiert. Durch Ausführen diese Hauptskripts startet das ganze Programm und durchläuft die 35'040 Zeitschritte des abgebildeten Jahres.

In Abbildung 7 ist die Gesamtstruktur des Programms dargestellt.

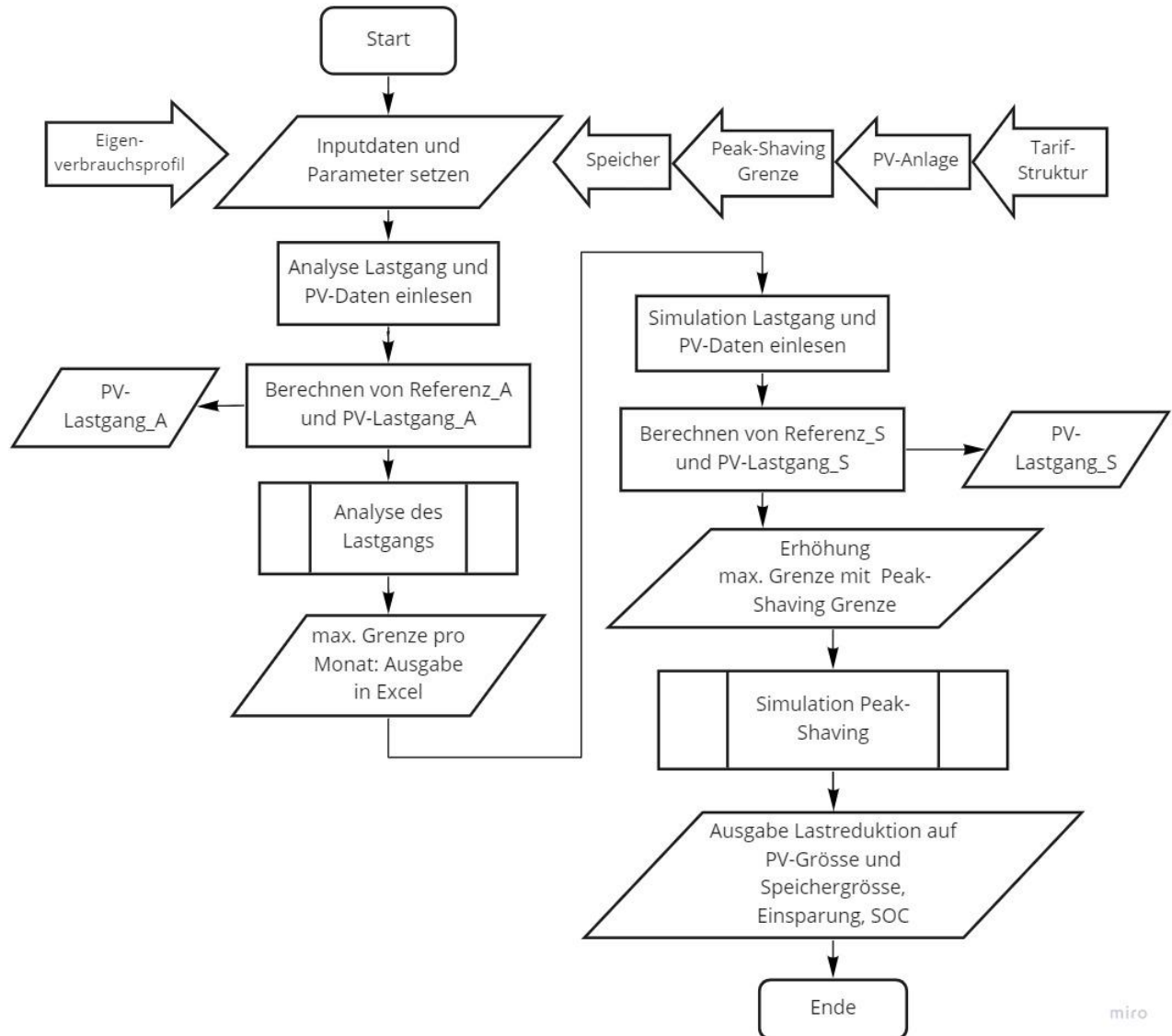


Abbildung 7: Programmstruktur Hauptskript

Das Programm wird in zwei Abschnitte geteilt. Als erstes wird der aktuelle Lastgang eines Jahres analysiert. Anschliessend wird mit den Erfahrungswerten aus der Analyse eine viertelstündliche Peak-Shaving-Simulation durchgeführt, welche reale Abweichungen verschiedener Lastgänge berücksichtigt. Die Resultate werden in Excel ausgegeben und umfassen die energetischen sowie finanziellen Kennzahlen der entsprechenden Variante. Die Resultate werden immer auf ein Jahr gerechnet und zusammengefasst im Business-Case.

3.2 Analyse des Lastgangs

Die Analyse umfasst eine Abschätzung, ob der Fokus der Simulation auf Peak-Shaving oder Eigenverbrauch liegt. Zudem wird das Potenzial durch Peak-Shaving ermittelt. Dafür wird für diverse Speichergrößen die maximal mögliche Lastreduktion pro Tag und anschliessend pro Monat bestimmt. Diese Lastreduktion ist jedoch auch abhängig von der PV-Anlagen Grösse. Um diese miteinzubeziehen, wird jeweils ein neuer Lastgang mit einer vorgegebenen PV-Anlage berechnet. Falls das Unternehmen schon eine bestehende PV-Anlage in Betrieb hat, wird zuerst der Referenz-Lastgang berechnet, indem der Eigenverbrauch der bestehenden PV-Anlage addiert wird und anschliessend mit einer neuen PV-Anlage ein neuer Eigenverbrauch bestimmt und vom Referenz-Lastgang abgezogen wird, um den PV-Lastgang zu erhalten. Der Überschuss vom Eigenverbrauch wird als Rückspeiseenergie berechnet. Die Resultate aus der Analyse sind die monatlichen Leistungs-Limiten für Peak-Shaving als Erfahrungswert in Abhängigkeit von der Speichergrösse und PV-Anlagen Grösse.

3.3 Simulation Peak-Shaving

In der Simulation werden die Daten aus der Analyse als Erfahrungswerte eingelesen. Für ein ausgewähltes Jahr wird in viertelstündlichen Schritten das Peak-Shaving und die Eigenverbrauchserhöhung berechnet. Für die PV-Anlage wird die Produktion, das Peak-Shaving, die Rückspeisung und die Eigenverbrauchserhöhung berechnet. Für den Speicher kann vorab definiert werden, ob nur Peak-Shaving oder dazu der Eigenverbrauch aus der PV-Anlage erhöht wird. Um den Business-Case von PV und Speicher trotzdem isoliert zu berechnen, wurden Transferpreise festgelegt, diese sind in Abschnitt 3.4.2 erläutert.

Für jedes 15min-Intervall wird der Ladestand des Speichers kontrolliert und, falls dieser nicht voll ist, abgeklärt, ob er geladen werden kann. Er kann geladen werden, falls die Last tiefer als die entsprechende Peak-Shaving Grenze ist und diese Grenze mit dem Laden aus dem Netz nicht überschritten wird. Für das Laden hat Überschuss aus der PV-Anlage die höchste Priorität und es wird versucht, den Speicher nicht vorab mit Netzstrom zu füllen, bevor er mit PV Überschuss geladen werden könnte. Aus diesem Grund wird am Wochenende möglichst nicht mit Netzstrom geladen. Falls trotzdem notwendig, wird nur in der Niedertarifzeit geladen. In der Nacht auf Montag wird sichergestellt, dass der Speicher vollgeladen wird.

Nachdem kontrolliert wurde, ob der Speicher geladen werden kann, wird für den 15 Min Intervall untersucht, ob die Last die Peak-Shaving-Grenze überschreitet oder ob der Eigenverbrauch erhöht werden kann. Falls die Peak-Shaving-Grenze überschritten ist, werden die Lastspitzen reduziert, soweit es der Ladestand des Speichers zulässt. Bei der Eigenverbrauchserhöhung wird untersucht, ob der Eigenverbrauch zu Zeiten des Hoch- oder Niedertarifs stattgefunden hat.

Zum Schluss wird für jeden Monat die höchste Lastspitze ermittelt und die Lastspitzenreduktion zum Fall ohne PV und/oder ohne Speicher berechnet. Aus den Einsparungen durch die Lastspitzenreduktion und die Eigenverbrauchserhöhung wird der Business-Case berechnet. Die Eigenverbrauchserhöhung durch den Speicher wird um den bezogenen PV Überschuss mit dem Rückspeisetarif vermindert. Somit sind die beiden Business-Cases eigenständig.

3.4 Logik

In diesem Abschnitt wird die der Simulation hinterlegte Logik erläutert.

3.4.1 Simulation Prioritäten

In der Simulation werden in Echtzeit für jeden Messpunkt in 15 Minuten-Schritten die Speicher- und PV-Anlagen-Bewirtschaftung berechnet. Für die Entscheidungen werden Prioritäten gesetzt.

1. Priorität	Eigenverbrauch durch PV-Anlage
2. Priorität	Peak-Shaving durch Speicher
3. Priorität	Eigenverbrauchserhöhung durch Speicher

Tabelle 4: Prioritäten der Simulation

4 Entwicklung Batteriespeicher

Aufgrund der aktuell hohen Kosten für Batteriespeicher wurde die Entwicklung der Kosten untersucht. Es wurde dabei nur die Entwicklung der Lithium-Ionen-Batterien berücksichtigt. Es wurden aktuelle Studien untersucht, welche eine Prognose für die Kostenentwicklung von Batteriespeichern aufzeigen.

4.1 Zusammenfassung Studien

Produktion von Batteriespeichern

In einer Studie vom Fraunhofer Institut des Jahres 2020 über Batterien für Elektroautos wird auf die rasante Entwicklung der E-Mobilität und derer Hauptspeichersystem Lithium-Ionen-Batterien eingegangen. Es werden dabei 12 zentrale Fragen zu der Batterie-Wertschöpfungskette beantwortet. Eine Frage heisst «Welche Faktoren sind für eine wettbewerbsfähige Zellfertigung wichtig?». Da diese Frage auch für die Kostenentwicklung von Batteriespeicher interessant ist, werden hier die wichtigen Aussagen zusammengefasst.

Bis 2030 wird der Markt der E-Mobilität stark ausgebaut werden und somit auch die Produktion von Lithium-Ionen-Batterien. In diesen knapp 10 Jahren wird eine Produktionskapazität von rund 500 bis 600 GWh pro Jahr allein in Europa erwartet, wobei die Hälfte von asiatischen Zellherstellern produziert wird. Der Anteil der Materialkosten bei einer Batterie zelle wird stark steigen, wogegen die restlichen Kostenstellen durch Effizienz Steigerung sinken werden. Dies deutet auf eine deutliche Kostendegression der Batteriespeicher in den kommenden Jahren hin.⁷

Kostenentwicklung von Batteriespeichern, berechnet

In einer Präsentation des Fraunhofer Institutes des Jahres 2020 für das Strommarkttreffen stationärer Speicher in Berlin wurde eine Kostenentwicklung Prognose für stationäre Batteriespeicher aufgezeigt. Dabei wird hervorgehoben, dass durch die Zunahme des Produktionsvolumens für die E-Mobilität die Kostendegression der Batteriespeicher angetrieben wird. Die Prognose zu der Entwicklung zu spezifischen Batteriesystemkosten wurde mittels Erfahrungskurven der einzelnen Komponenten mit Lernraten berechnet. Dabei wird von einem kompletten Speichersystem mit 240 MWh und 60 MW ausgegangen. Die Lernraten für die Komponenten sind: 30% für Batteriezellen, 20% für das Batteriemodul und 10% für die Systemsteuerung und Energieumwandlung.

Die untersuchten Batteriesysteme sind: NCA (Lithium-Nickel-Cobalt-Aluminium, E-Mobilität (Tesla)), NMC (Lithium-Nickel-Mangan-Cobalt, E-Mobilität), LFP (Lithium-Eisen-Phosphat, Notstrom), LBA (Blei-Säure). Der ausgewählte Batteriespeicher für das Peak-Shaving ist eine LFP-Batterie. In Abbildung 9 ist die berechnete Kostendegression pro kWh dargestellt.

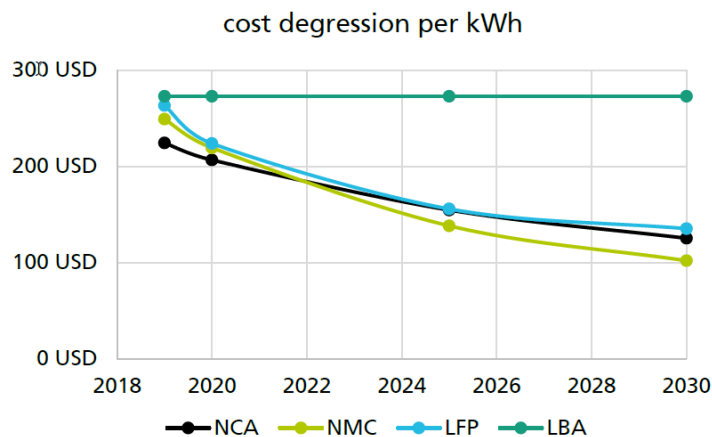


Abbildung 9: Kostendegression unterschiedlicher Batteriesysteme

⁷ A. Thielmann: «Batterien für Elektroautos: Faktencheck und Handlungsbedarf», Fraunhofer ISI Bericht, 2020

Aus der Abbildung ist ersichtlich, dass von 2021 bis 2030 die Kosten für Batteriespeicher um bis zu 50% pro kWh sinken können. Wobei für die LFP-Batterie die niedrigste Kostendegression von etwa 30% prognostiziert wird.⁸

Kostenentwicklung von Solarspeichern

In einer Studie vom BFE aus dem Jahr 2020 wird werden Solarspeicher für Haushalte bis 14 kWh untersucht. Für die Kostenentwicklung wurden unterschiedliche internationale Prognosen miteinbezogen und mit Annahmen auf die Schweiz abgewandelt. Es wurde angenommen, dass die Preise für Installation und Administration konstant bleiben. Die Kostenreduktion und Effizienzsteigerung findet entlang der gesamten Wertschöpfungskette von Solarbatterien statt. In Abbildung 10 sind die Kostenreduktionspotenziale der verschiedenen Komponenten dargestellt.

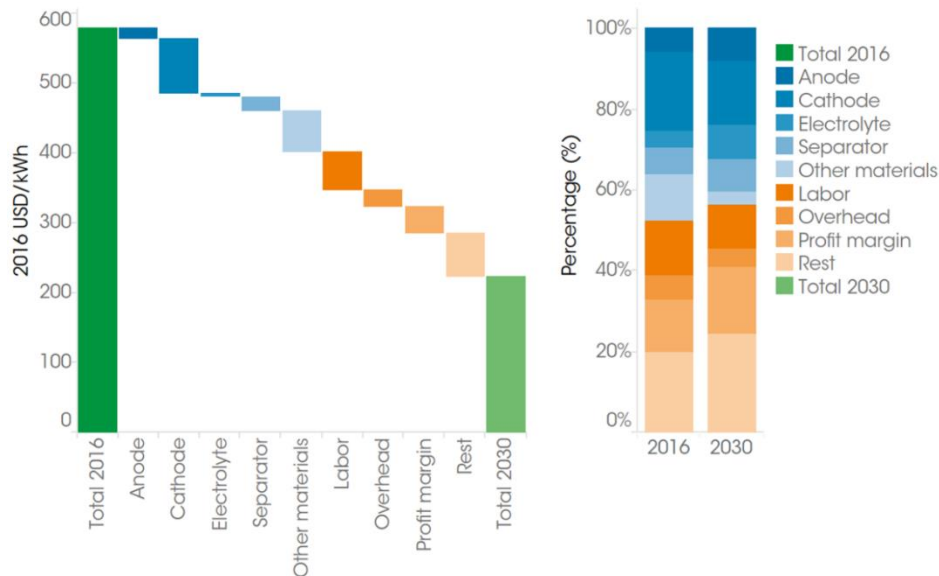


Abbildung 10: Anteile der Kostendegression von 2016 bis 2030 bei Solarspeichern

In der Studie wird prognostiziert, dass die Kosten von kompletten Speichersystemen von 2020 bis 2030 international um 40% und in der Schweiz um 30% sinken sollten. Dabei wird ein Endkundenpreis von 800 SFR/kWh für 10-14 kWh in 2030 erwartet.⁹

4.2 Fazit

Durch den Ausbau von E-Mobilität und weiteren batteriebetriebenen Technologien ist eine Zunahme beim Bedarf und somit auch der Produktion von Batteriespeicher, vor allem Lithium-Ionen-Batterien, zu erwarten. Nach den untersuchten Studien führt dies zu einer Degression der spezifischen Kosten für die Batterien. IM Bereich der Solarbatterien für Haushalte wird eine Senkung von ca. 30% bis 2030 erwartet. Als Grundlage wurden Daten bis und mit 2016 verwendet. Die Degression für grosse Speicher dürfte in einem ähnlichen Bereich sein, weil für die Lithium Ionen Technologie unabhängig von der Kapazität der Batterie dieselben Grundelemente benötigt werden. Dies ist die einzige Studie, welche explizit auf die Kostendegression in der Schweiz Bezug nimmt. Die Abhängigkeit von kritischen Rohstoffen wird zunehmen, dies könnte auf Seiten der Materialkosten zu einer Kostenzunahme führen. Dies restlichen Kostenstellen werden durch die Produktionssteigerung deutlich abnehmen. Die endgültige Auswirkung auf die Endkundenkosten ist deshalb nicht möglich abzuschätzen.

⁸ J. F. Georg: «KOSTENENTWICKLUNGSPROGNOSE STATIONÄRER BATTERIESPEICHERTYPEN», Fraunhofer ISI Präsentation, 2020

⁹ Dr. S. Perch-Nielsen: «Solarbatterien für Privatkunden Eine Marktstudie», Energieschweiz, Bundesamt für Energie BFE, 2020

5 Erkenntnisse aus den Studien

Hier werden die Erkenntnisse aus den 8 Kundenberichten dargestellt und erläutert.

5.1 Allgemeine Übersicht

Übersicht der wichtigen Zahlen aller Studienteilnehmer

Bez.	Jahresverbrauch	Mittlere Last	Mittlere Lastspitze	Hochtarif	Niedertarif	Rüchspeisevergütung	Leistungsstarif
[-]	[MWh/a]	[kW/a]	[kW/a]	[CHF/kWh]	[CHF/kWh]	[CHF/kWh]	[CHF/kW]
U1	248	28	79	0.1296	0.1076	0.0610	8.2
U2	2'896	331	943	0.1181	0.1181	0.0650	7.0
U3	383	44	152	0.1073	0.1043	0.0580	6.5
U4	1'262	144	615	0.1200	0.0990	0.0490	8.2
U5	2'284	260	723	0.1138	0.1053	0.0510	5.4
U6	22'060	2'511	4'902	0.1120	0.1050	0.0450	3.0
U7	646	74	270	0.1316	0.1196	0.0570	7.5
U8	1'051	120	446	0.1079	0.1015	0.0560	7.8

Tabelle 5: Übersicht der Kennzahlen der Unternehmen

Die energetisch relevante Grösse eines Unternehmens widerspiegelt sich im Jahresverbrauch. In Abbildung 11 ist der Vergleich des Jahresverbrauchs der Studienteilnehmer dargestellt. Unternehmen 6 (U6) hat einen höheren Verbrauch als im Diagramm ersichtlich, nämlich 22'060 MWh/a.

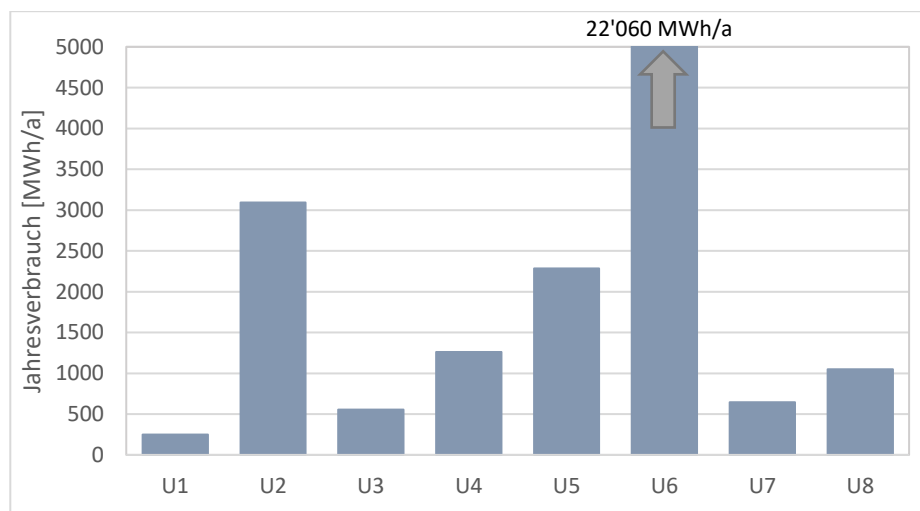


Abbildung 11: Jahresverbrauch in MWh pro Jahr (U6 ist abgeschnitten)

Die Studienteilnehmer befinden sich bezüglich Jahresverbrauch im Bereich von 248 MWh bis 22'060 MWh pro Jahr. Dadurch ist ein breites Spektrum von Unternehmensarten abgedeckt.

Eine weitere wichtige Grösse für die Charakterisierung eines Unternehmens sind die monatlichen Lastspitzen und die mittlere Grundlast. Hohe Spitzen im Lastgang sind der Hauptgrund, um Peak-Shaving zu betreiben. In Abbildung 12 sind die mittleren monatlichen Lastspitzen und die mittlere Grundlast Netzbezug dargestellt. Das Unternehmen 6 ist nicht vollständig dargestellt, die mittlere Grundlast wäre bei 2511 kW und die mittlere Lastspitze bei 4902.

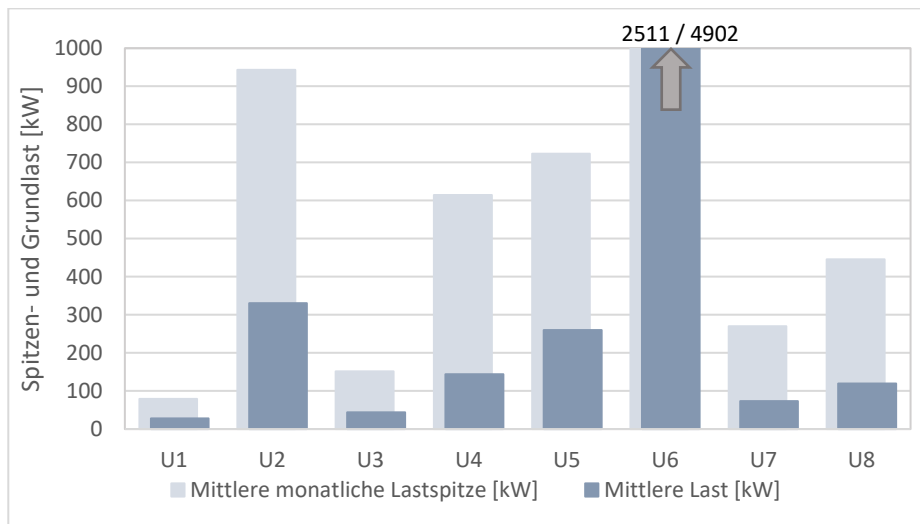


Abbildung 12: mittlere monatliche Lastspitzen und mittlere Last Netzbezug

Die gemittelte monatlich höchste Lastspitze ist die Säule in grau und die mittlere Grundlast ist in Dunkelblau dargestellt. Diese Werte zeigen, ob das Unternehmen einen eher flachen Lastgang oder einen mit hohen Spitzen hat. Das Unternehmen 4 hat viermal grössere Lastspitzen als die Grundlast, währenddessen das Unternehmen 6 nur doppelt so hohe Lastspitzen hat wie die Grundlast.

In Abbildung 13 ist die Tarifstruktur der einzelnen Unternehmen dargestellt.

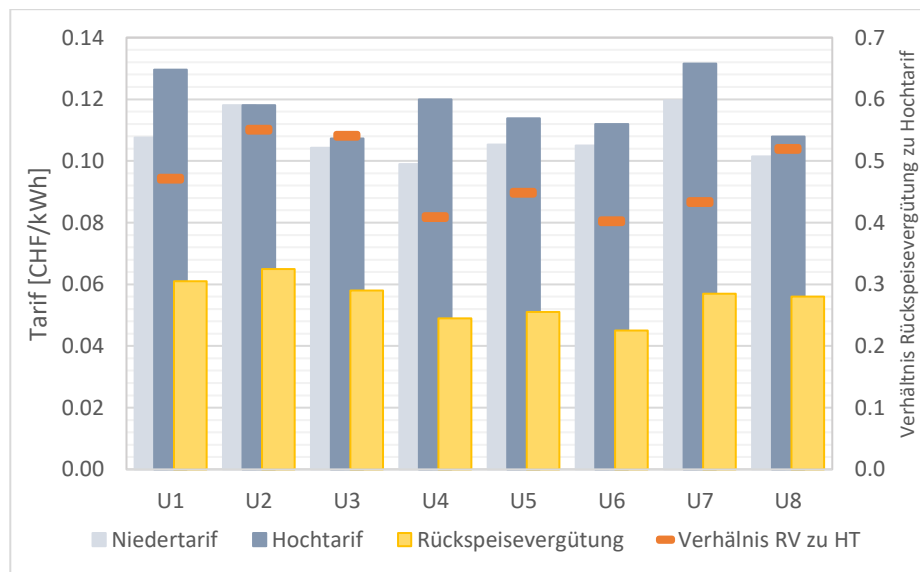


Abbildung 13: Tarifstruktur

Die Tarifstruktur hat einen wesentlichen Einfluss auf die resultierenden Business-Cases. Die Hochtarife befinden sich zwischen 0.132 und 0.107 CHF/kWh. Der Hochtarif fällt meistens zu den Produktionszeiten der PV-Anlage an und ist der Wert des Eigenverbrauchs. Die Rückspeisevergütung befindet sich zwischen 0.065 und 0.045 CHF/kWh. Der PV-Überschuss hat diesen Verkaufswert. Die Eigenverbrauchserhöhung durch den Batteriespeicher hat den Wert der Differenz von Hochtarif und Rückspeisevergütung. Das Verhältnis von Rückspeisevergütung und Hochtarif reicht von 0.4 bis 0.55. Je tiefer dieses Verhältnis ist, desto mehr lohnt sich der Eigenverbrauch gegenüber der Netzeinspeisung für die PV-Anlage.

In Abbildung 14 ist der Leistungstarif der einzelnen Unternehmen dargestellt.

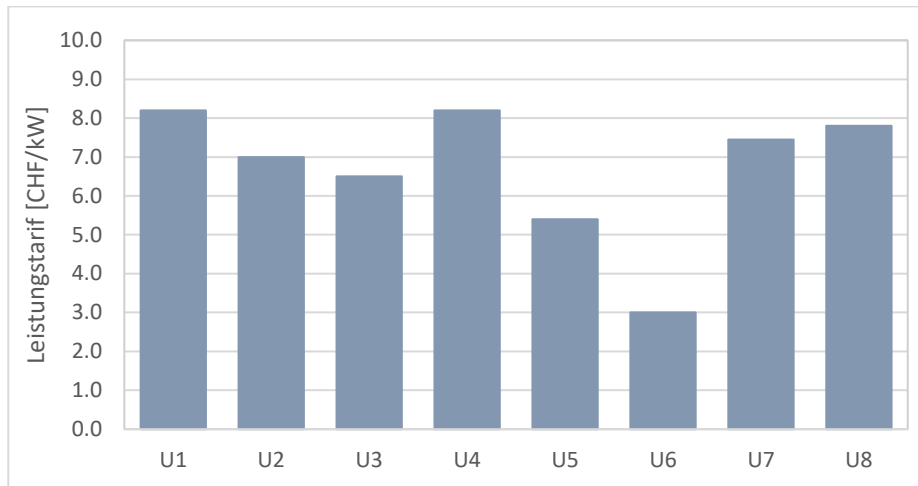


Abbildung 14: Leistungstarif

Der Leistungstarif befindet sich zwischen 5.4 und 8.2 CHF/kWh mit einer Ausnahme von 3 CHF/kWh für Unternehmen 6. Je höher der Leistungstarif, desto mehr lohnt sich Peak-Shaving.

5.2 PV-Anlage

In diesem Abschnitt werden die Erkenntnisse bezüglich einer PV-Anlage für Industrieunternehmen aufgezeigt. Der Farbverlauf (ab Abbildung 15) der Unternehmen deutet auf den Business-Case hin. Je dunkler, desto besser ist der Business-Case im direkten Vergleich.

In Abbildung 16 ist die neu installierte Leistung des entsprechenden Unternehmens gegen die Jahresproduktion der PV-Anlage eingetragen.

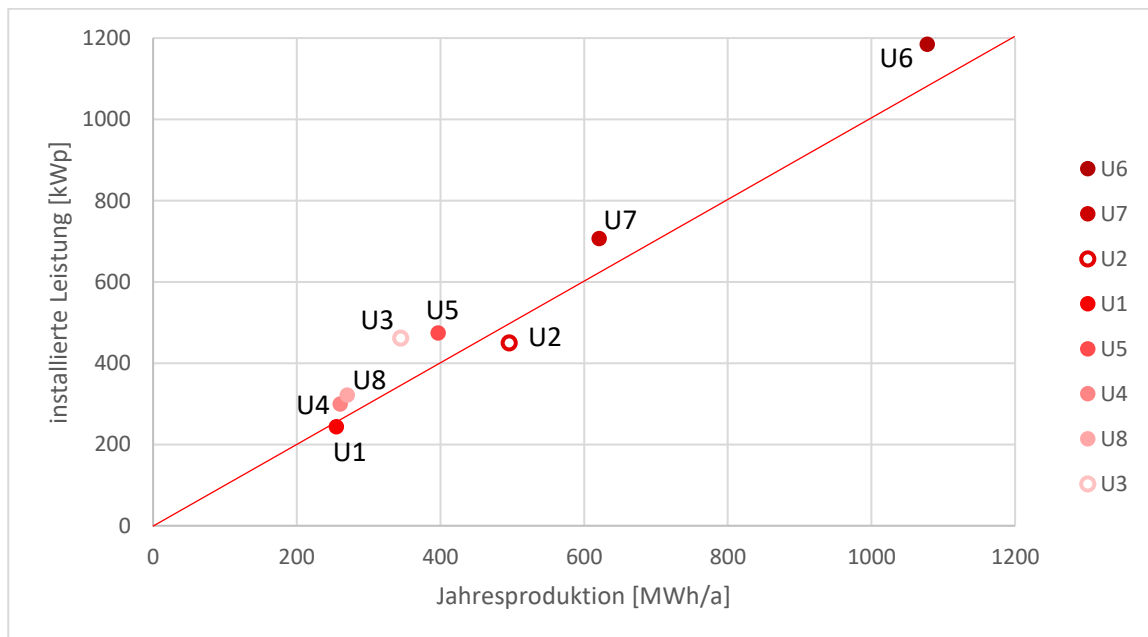


Abbildung 15: installierte Leistung und Jahresproduktion (Bei U2 und U6 wurde die bestehende PV-Anlage nicht berücksichtigt)

Die Grösse der PV-Anlagen reicht von 244 kW_p bis 1175 kW_p. Bei der roten Linie ist die Produktion der PV-Anlage 1000 Volllaststunden. U3 und U6 haben die grösste Abweichung von den 1'000 Jahresvolllaststunden. U3 hat ein Dach mit Nord-Ausrichtung und U6 hat eine PV-Fassade mit 75 kW_p.

In Abbildung 16 ist die gesamte installierte Leistung der PV-Anlage dem Jahresverbrauch gegenübergestellt. Dieses Verhältnis bildet die Kennzahl Solarstromanteil. Für die Unternehmen 2 und 3 wurde die bestehende PV-Anlage mitberücksichtigt. Für das Unternehmen 6 wurden zur Darstellung beide Grössen um Faktor 10 reduziert, das Verhältnis bleibt das gleiche.

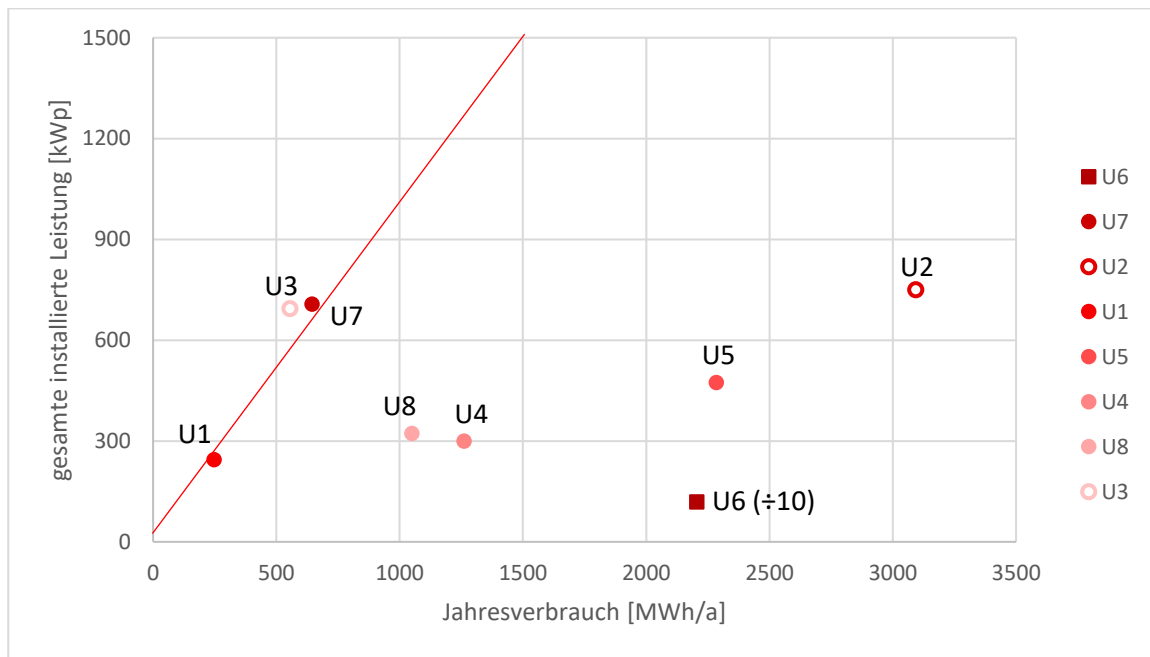


Abbildung 16: gesamte installierte Leistung und Jahresverbrauch (Bei U2 und U6 wurde die bestehende PV-Anlage berücksichtigt)

Bei der roten Linie ist die Produktion der PV-Anlage mit 1'000 Volllaststunden gleich hoch wie der Jahresverbrauch des Unternehmens. Der Solarstromanteil ist eine übliche Kennzahl für die Auslegung einer PV-Anlage und hat einen direkten Einfluss auf den Eigenverbrauchsgrad.

In Abbildung 17 ist der Zusammenhang zwischen dem Eigenverbrauchsgrad und dem Solarstromanteil dargestellt.

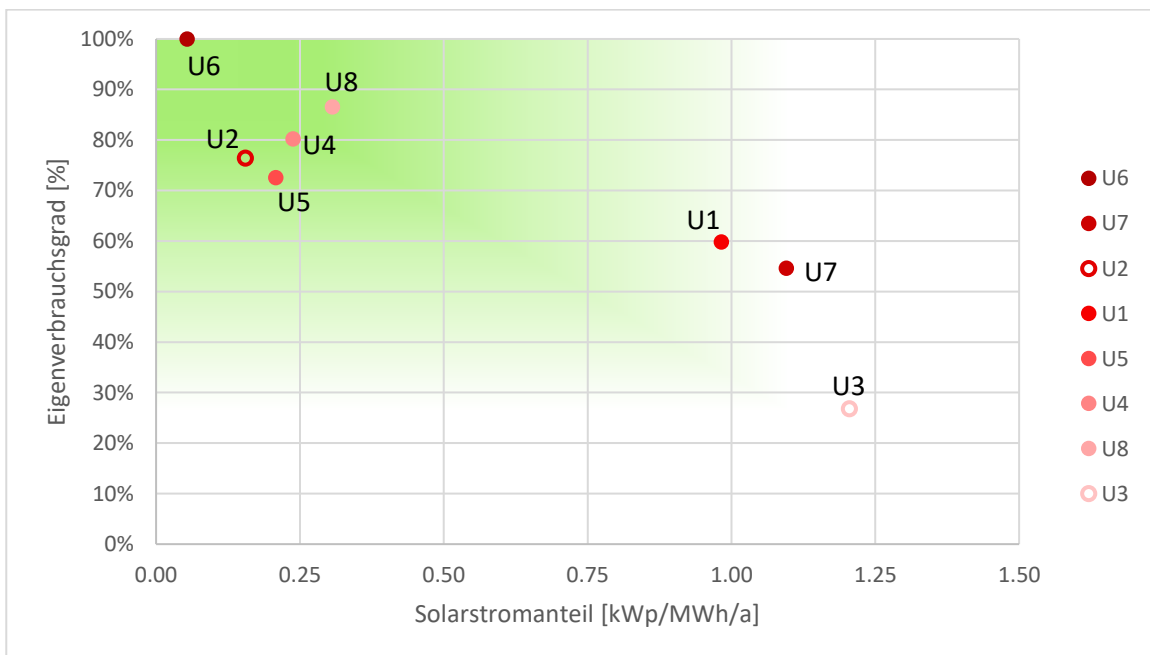


Abbildung 17: Eigenverbrauchsgrad und Solarstromanteil (Bei U2 und U6 wurde die bestehende PV-Anlage nicht berücksichtigt)

Im grünen Bereich wird ein hoher Eigenverbrauchsgrad erwartet aufgrund tiefem Solarstromanteil. Unternehmen 1 und 7 weisen trotz grosser Anlage im Vergleich zum Verbrauch einen relativ hohen Eigenverbrauch auf, welcher zu einem positiven Business-Case führt. Der Grund dafür liegt in einem Lastprofil, welches zu Produktionszeiten der PV-Anlage einen erhöhten Verbrauch aufweist. Unternehmen 3 hatte bereits eine bestehende PV-Anlage, mit einem Solarstromanteil von 0.5. Die Erweiterung dieser PV-Anlage führte zu einem Solarstromanteil von 1.21 und einem tiefen Eigenverbrauchsgrad von 27%. Dadurch

ist das Lastprofil zu Produktionszeiten bereits reduziert. Dies führt wiederum zu einem negativen Business-Case.

In Abbildung 18 ist der Solarstromanteil dem Verhältnis von Rückspeisevergütung zu Hochtarif gegenübergestellt.

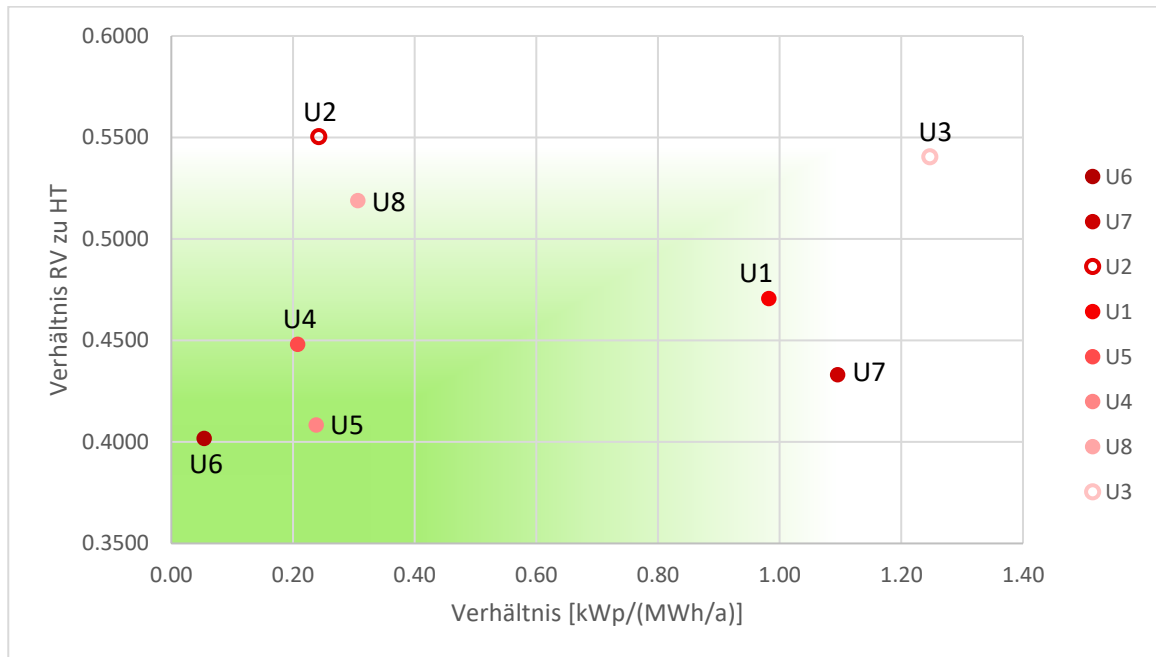


Abbildung 18: Verhältnis RV/HT zu Solarstromanteil

Es wird erwartet, dass ein tiefer Solarstromanteil und ein tiefes Verhältnis von Rückspeisungstarif zu Hochtarif einen positiven Einfluss auf den Business-Case haben. Wie vorher gezeigt, führt ein tiefer Solarstromanteil zu einem hohen Eigenverbrauchsgrad. Bei einem hohen Eigenverbrauchsgrad generiert ein tiefes Verhältnis von RV zu HT mehr Einnahmen.

In Tabelle 6 sind die wichtigsten Kennzahlen der PV-Anlage von den untersuchten Unternehmen dargestellt.

Bez.	Jahresverbrauch	Best. PV	PV-Anlage	Eigenverbrauch	Eigenverbrauchsgrad	Peak-Shaving	Solarstromanteil	Business-Case
[-]	[MWh/a]	[kW _p]	[kW _p]	[kWh/a]	[%]	[kW/a]	[kWp/MWh/a]	[CHF/a]
U1	248	0	244	152'502	60	208	0.98	10'473
U2	2'896	300	450	378'752	76	322	0.24	16'442
U3	383	231	462	92'307	27	104	1.21	-2'820
U4	1'262	0	300	209'020	80	195	0.24	9'329
U5	2'284	0	474	288'006	73	104	0.21	10'077
U6	22'060	0	1'185	1'077'937	100	3'281	0.06	60'234
U7	646	0	707	339'158	55	181	1.09	21'235
U8	1'051	0	322	233'878	87	234	0.31	8'214

Tabelle 6: Übersicht Kennzahlen der Unternehmen bezüglich der PV-Anlage

Durch die Studien der acht Unternehmen konnte gezeigt werden, dass der Eigenverbrauch die wichtigste Grösse für die Rentabilität einer PV-Anlage ist. Der Jahresverbrauch von über 100 MWh pro Jahr der untersuchten Unternehmen ist ein Grund für die durchschnittlich hohen Eigenverbrauchsgrade. Es wurde gezeigt, dass der Solarstromanteil, das Verhältnis von installierter Leistung zum Jahresverbrauch, einen direkten Zusammenhang mit dem Eigenverbrauchsgrad aufweist. Somit kann der Solarstromanteil für eine erste Abschätzung benutzt werden. Durch einen tiefen Solarstromanteil ist die Wahrscheinlichkeit hoch, den produzierten Strom direkt zu verbrauchen.

Allerdings bedeutet dies, dass geeignete Dachflächen möglicherweise nur teilweise mit PV belegt werden, was aus energiewirtschaftlicher Sicht zu vermeiden ist. Hier ist allenfalls die Politik gefordert, mit Anreizen gegenzusteuern. Eine weitere Möglichkeit, um den Eigenverbrauchsgrad zu erhöhen ist die Umsetzung eines ZEV im Industriebereich.

Der höchste Business-Case wird durch ein zukünftiges Szenario mit 10-fachem Verbrauch von Unternehmen 6 erzielt, dabei ist der Solarstromanteil 0.06 und der Eigenverbrauchsgrad 100%. Die Ausnahme von Unternehmen 3 beruht auf einem Lastgang, welcher bereits durch eine bestehende PV-Anlage zu Produktionszeiten reduziert wurde. Deshalb fällt der Eigenverbrauch trotz Jahresverbrauch von fast 400 MWh mit 27 % sehr tief aus und führt schlussendlich zu einem negativen Business-Case.

5.3 Batteriespeicher

In diesem Abschnitt werden die Erkenntnisse bezüglich eines Batteriespeichers für Industrieunternehmen aufgezeigt. Der Farbverlauf der Unternehmen deutet auf den Business-Case hin. Je heller desto schlechter ist der Business-Case im direkten Vergleich. Als Referenz Batteriespeicher wurde 136 kWh gewählt, weil diese Grösse bei den meisten Unternehmen einer Dimensionierung nahe dem wirtschaftlichen Optimum entspricht.

In Abbildung 19 ist die mittlere monatliche Lastspitze der mittleren Grundlast des Netzbezuges gegenübergestellt. Das Unternehmen 6 wurde für die Betrachtung um Faktor 10 verkleinert. Das Verhältnis bleibt das gleiche.

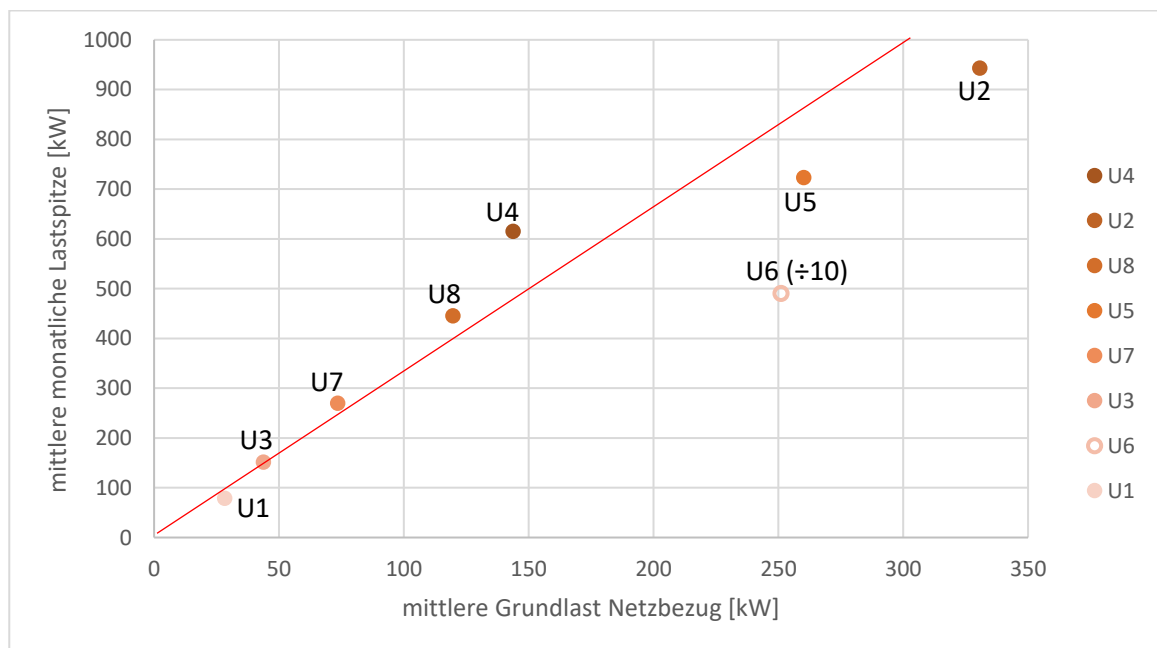


Abbildung 19: mittlere monatliche Lastspitze und mittlere Grundlast Netzbezug

Es wird erwartet, dass je höher das Verhältnis von den Lastspitzen zu der Grundlast ist, desto grösser ist die Reduktion der monatlichen Lastspitze pro kWh Kapazität. Die rote Linie steht für das durchschnittliche Verhältnis von 3.2. Ein höheres Verhältnis deutet auf Potenzial für Peak-Shaving hin. Das Unternehmen 4 weist mit 4.3 das höchste Verhältnis auf. Das Unternehmen 6 weist mit 2.0 das tiefste Verhältnis auf. Ein Grund für dieses tiefe Verhältnis von U6 ist bereits umgesetztes Lastmanagement, wodurch die Lastspitzen zu einem grossen Teil schon reduziert wurden.

Für das Verhältnis von Lastspitzen zur Grundlast kann anstatt des Netzbezugs auch der effektive Verbrauch betrachtet werden. Im Falle einer grossen PV-Anlage, in Abbildung 16 beschrieben, wird die mittlere Grundlast im Vergleich zu der höchsten Lastspitze pro Monat unterschätzt. Die PV-Anlage vermindert den Netzbezug deutlich, jedoch über einen Monat unterschiedlich. Die höchste Lastspitze pro Monat wird

inkonsistent und nicht regelmässig vermindert. Es gibt Monate pro Jahr in denen die höchste Lastspitze durch die PV-Anlage nicht reduziert wird. Für die Abrechnung der Lastspitze wird ein Monat als Ganzes betrachtet, es ist wahrscheinlich, dass ein Tag pro Monat ohne PV-Produktion ins Gewicht fällt. Ein Tag ohne PV-Produktion und hohen Lastspitzen wird mit dem Verhältnis von Netzbezug nicht ausgedrückt. Der effektive Verbrauch bringt das Verhältnis von Lastspitzen zu Grundlast der relevanten Tage für Peak-Shaving eher zum Ausdruck, vor allem im Falle einer grossen PV-Anlage, das heisst mit Verhältnis installierter Leistung zum Jahresverbrauch um 1 oder höher.

Für die Evaluierung eines Unternehmens auf Eignung für Peak-Shaving werden in Abbildung 20 beide Verhältnisse verglichen.

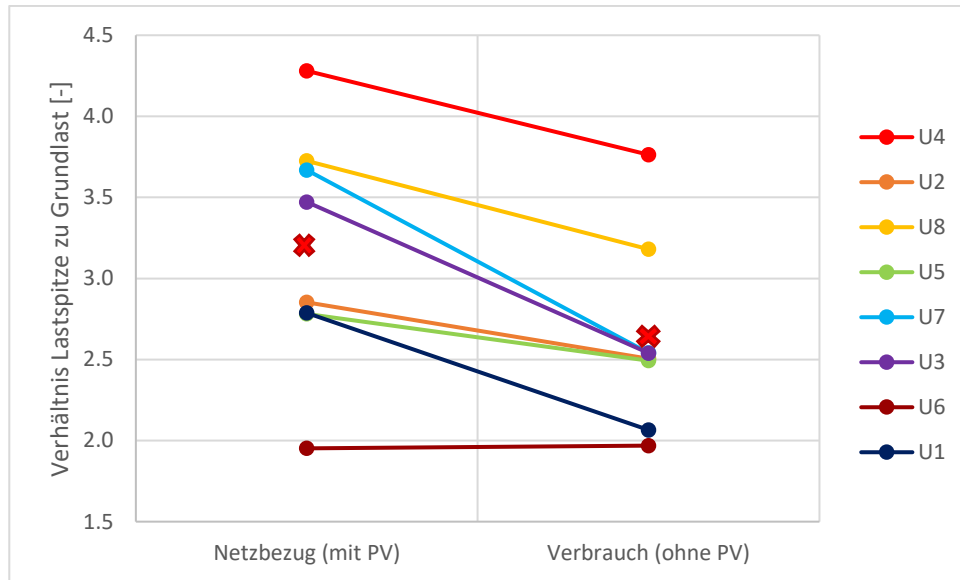


Abbildung 20: Vergleich Verhältnis Lastspitzen zu Grundlast mit Netzbezug und effektiver Verbrauch

Das rote Kreuz kennzeichnet den Durchschnittswert beider Verhältnisse. Beim Verhältnis Lastspitze zu mittlerem Netzbezug ist der Mittelwert 3.2 und beim Verhältnis Lastspitze zu mittlerem Verbrauch 2.6. Unternehmen, welche in beiden Fällen deutlich über dem Durchschnitt liegen, haben ein Potenzial für Peak-Shaving. Die Unternehmen, welche beim Verhältnis vom effektiven Verbrauch über dem Durchschnitt liegen tun dies auch beim Verhältnis Netzbezug, aber nicht umgekehrt. Für weitere Betrachtungen wird das Verhältnis mit der mittleren Grundlast des effektiven Verbrauchs verwendet, weil in diesem Fall die eindeutigen Potenziale klarer ersichtlich sind.

In Abbildung 21 ist das eingeführte Verhältnis von den Lastspitzen zu der Grundlast Verbrauch dem Leistungstarif gegenübergestellt.

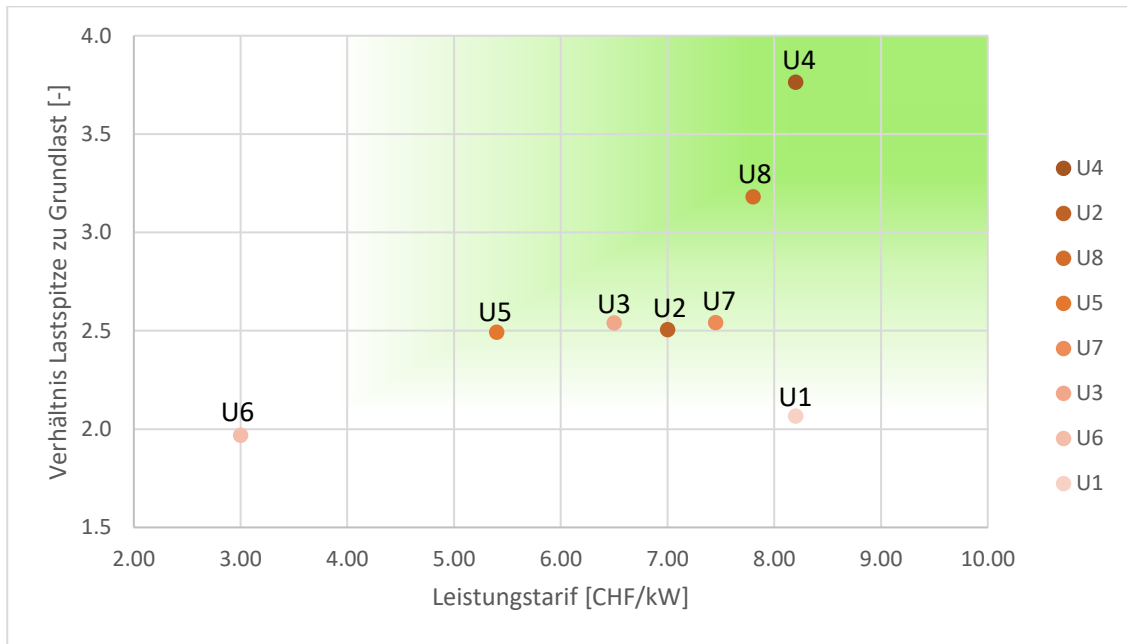


Abbildung 21 Verhältnis Lastspitzen/Grundlast Verbrauch und Leistungstarif

Es wird erwartet, dass ein hohes Verhältnis von Lastspitzen zu Grundlast und einem hohen Leistungstarif einen positiven Einfluss auf den Business-Case hat. Im Bereich vom Verhältnis 2.5 sind die Unterschiede der Business-Cases auf den spezifischen Lastgang und den Referenz Batteriespeicher zurückzuführen. Der Verlauf der Business-Cases bezieht sich auf einen 136 kWh Speicher. Für Unternehmen 2 und 5 ist dies ein eher kleiner Speicher währenddessen für U3 und U7 diese Kapazität tendenziell gross ist.

Um den Einfluss der Batteriespeicherkapazität auf das Peak-Shaving-Potenzial zu verstehen, ist in Abbildung 22 die Umsetzung des Peak-Shaving-Potenzials, das heisst die maximal mögliche Lastreduktion, relativ zur Speicherkapazität dargestellt.

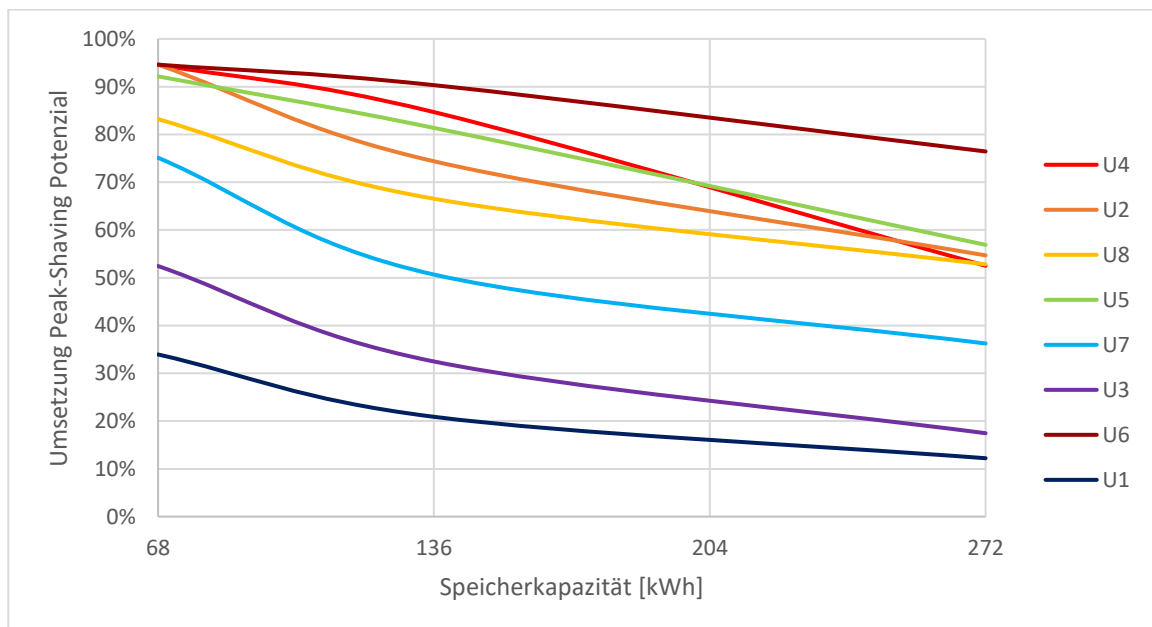


Abbildung 22: Umsetzung des Peak-Shaving Potenzials für Speicherkapazitäten von 68 kWh bis 272 kWh

Der Trend zeigt auf, dass gewisse Unternehmen auch bei einem 68 kWh Speicher relativ wenig vom maximalen Peak-Shaving-Potenzial ausnutzen können. U1 hat ein tiefes Verhältnis von Lastspitzen zu der Grundlast. U3 und U7 haben ein durchschnittliches Verhältnis von Lastspitzen zu Grundlast. Für diese Unternehmen müsste die Speicherkapazität noch deutlich kleiner gewählt werden. Der Verlauf in Abbildung

22 ist zudem auf die Unternehmensgrösse, durch den Jahresverbrauch repräsentiert, zurückzuführen. Diese 3 Unternehmen haben einen Jahresverbrauch deutlich unter 1'000 MWh/a, wie in Abbildung 11 dargestellt.

In Abbildung 23 ist die jährliche Lastreduktion mit einem 136 kWh Speicher dem Verhältnis Lastspitze zu Grundlast gegenübergestellt.

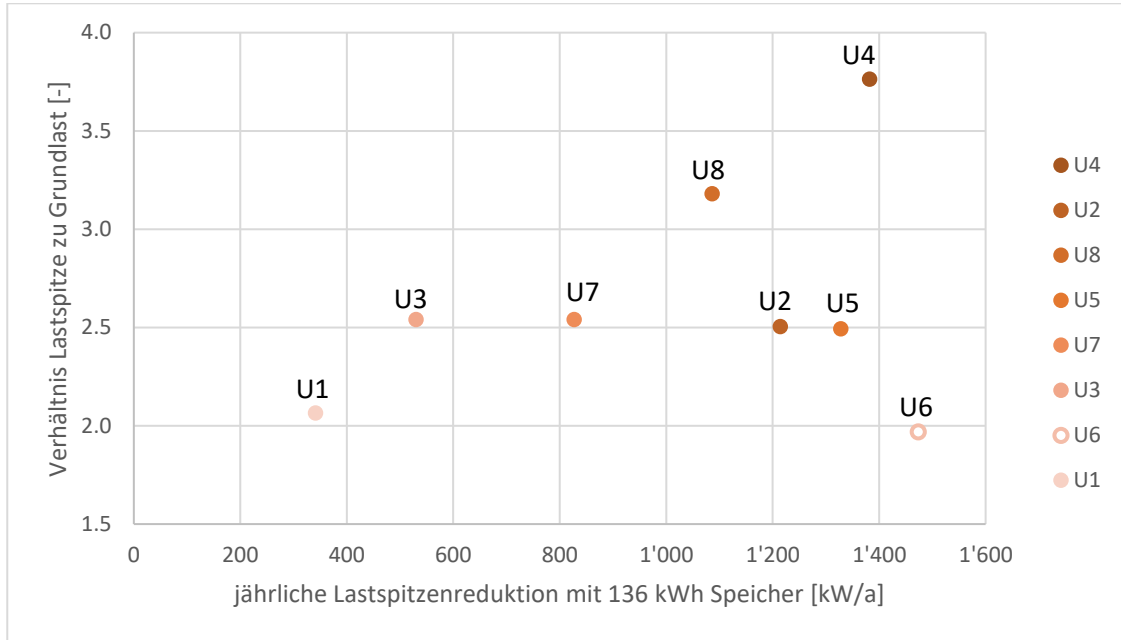


Abbildung 23 Verhältnis Lastspitze/Grundlast und jährliche Lastspitzenreduktion mit 136 kWh Speicher

Es wird erwartet, dass ein überdurchschnittliches Verhältnis von Lastspitze zu Grundlast zu einer hohen Lastreduktion führt. U6 hat trotz tiefem Verhältnis die höchste Lastreduktion mit einem 136 kWh Speicher. Dies liegt eindeutig an dem um Faktor 10 vergrösserten Lastgang, die Lastspitzen wurden somit auch um Faktor 10 vergrössert.

Um den Einfluss der Tarifstruktur abzuschätzen, wurde eine Parametervariation des Leistungspreises und des Arbeitspreises, welcher Hochtarif, Niedertarif und Rückspeisvergütung umfasst, durchgeführt. Die Parametervariation ist in Abbildung 24 dargestellt.

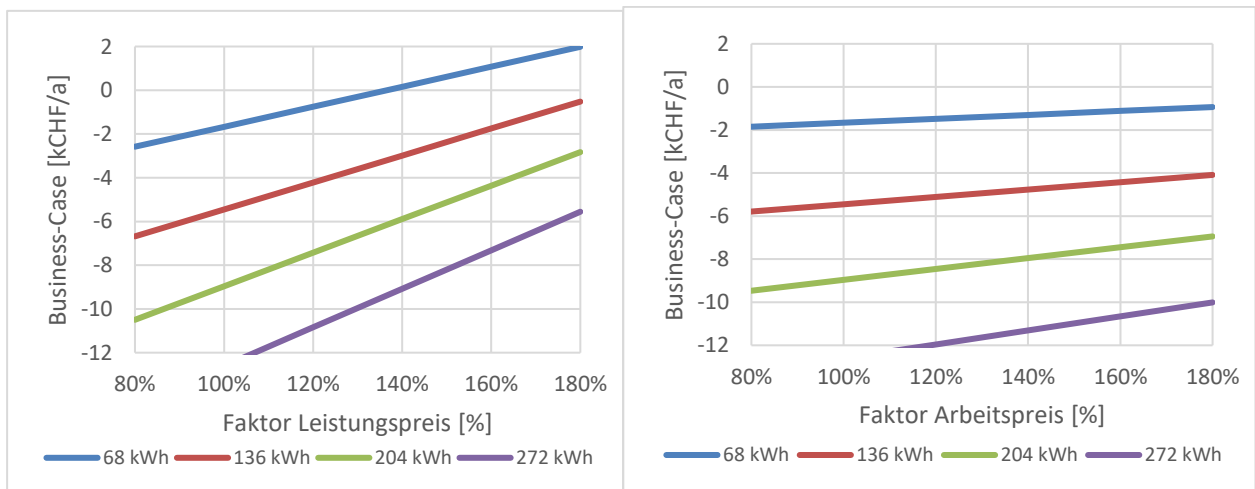


Abbildung 24: Parametervariation Leistungspreis und Arbeitspreis (Hochtarif, Niedertarif und Rückspeisvergütung) bei U7

Wie erwartet, ist der Einfluss auf den Business-Case des Batteriespeichers durch Leistungspreises höher als durch den Arbeitspreis. Die Energiepreise unterliegen derzeit einer grossen Volatilität.

Kommt der Leistungspreis im Falle von U7 auf ein Niveau von über 10.43 CHF/kW zu liegen, so kann sich mit den aktuellen Speicherkosten ein positiver Business-Case ergeben. Der Einfluss vom Arbeitspreis ist gering. Einerseits, weil die Eigenverbrauchserhöhung ein kleiner Teil der Einnahmen ausmacht und andererseits, weil Eigenverbrauchserhöhung durch den Batteriespeicher nur von der Differenz von Hoch-/Niedertarif zur Rückspeisevergütung profitiert.

In Tabelle 7: sind Kenngrößen und die nötige Kostendegression für einen positiven Business-Case dargestellt.

Bez.	Leistungstarif	Peak-Shaving 136 kWh Speicher	Business-Case mit 136 kWh Speicher	Kostendegression positive BC
[-]	[CHF/kW]	[kW/a]	[CHF/a]	[%]
U1	8.20	341	-10'082	70
U2	7.00	1'214	-3'661	40
U3	6.50	530	-7'797	60
U4	8.20	1'382	-1'029	10
U5	5.40	1'328	-4'957	40
U6	3.00	1'474	-8'898	70
U7	7.45	827	-5'449	50
U8	7.80	1'086	-4'171	40

Tabelle 7: Kenngrößen der Unternehmen n bezüglich des Batteriespeicher

Der Business-Case ergibt sich aus der jährlichen Lastspitzenreduktion und dem Leistungstarif. Falls beides hoch ist, kann wie im Falle von U4 mit den aktuellen Speicherkosten beinahe ein positiver Business-Case erzielt werden.

In Abbildung 25 ist die nötige Kostendegression für einen positiven Business-Case zum Verhältnis Lastspitze zu Grundlast dargestellt. Die Kostendegression bezieht sich auf die gesamten Speicherkosten und auf die Speicherkapazität, welche zuerst den Break-even erreicht.

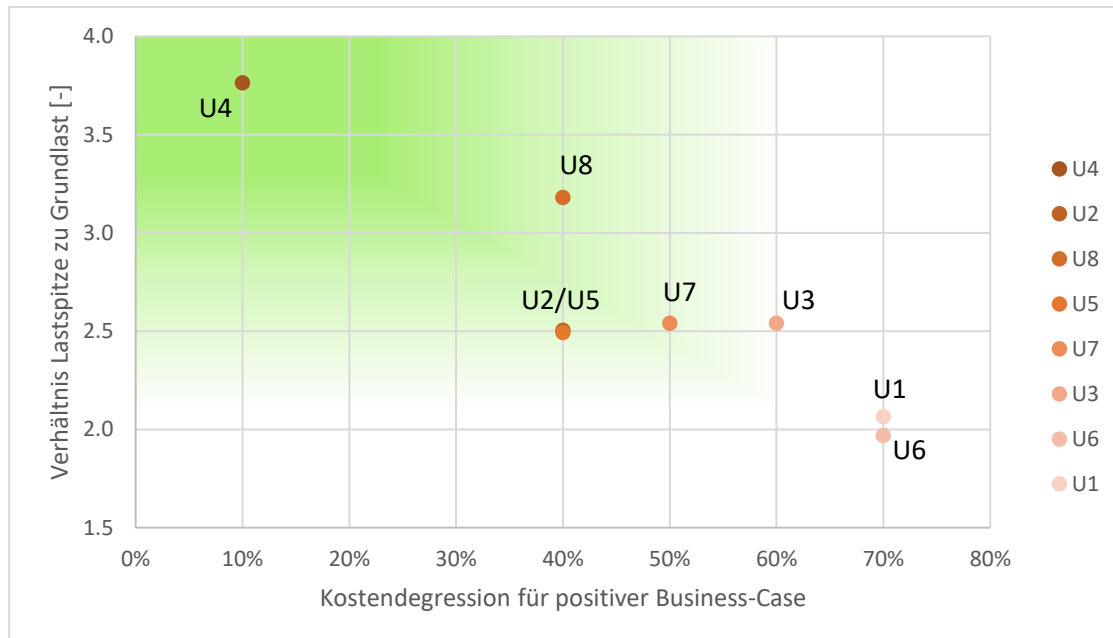


Abbildung 25: Verhältnis Lastspitze/Grundlast und Kostendegression für einen positiven Business-Case

Bei einem hohen Verhältnis von Lastspitzen zu Grundlast wird eine tiefe nötige Kostendegression erwartet. Bei Unternehmen 2 trifft dies sehr gut zu, wobei der Leistungstarif von 8.2 CHF/kW ebenfalls dazu beiträgt. Die Unternehmen im Mittelfeld unterscheiden sich durch Leistungstarif, Jahresverbrauch und Charakteristik des Lastgangs. Diese Parameter haben auch einen Einfluss darauf, ab welcher Kostendegression sich ein positiver Business-Case ergibt. Die Unternehmen, welche eine hohe Kostendegression von 60

% oder höher benötigen, um einen positiven Business-Case zu erreichen, gilt es näher zu betrachten. U3 hat eine sehr grosse PV-Anlage im Verhältnis zum Jahresverbrauch mit 1.21 kWp pro MWh/a, einen tiefen Leistungstarif mit 6.5 CHF/kW. U1 und U6 haben mit ca. 2 ein tiefes Verhältnis von Leistungsspitzen zu Grundlast, wobei U6 zudem noch den tiefsten Leistungstarif mit 3 CHF/kW aufweist.

Durch die Studien der acht Unternehmen konnten wichtige Kenngrößen ermittelt werden, welche einen Hinweis auf das Potenzial für Peak-Shaving geben. Durch das Verhältnis von den über das Jahr gemittelten monatlichen Lastspitzen und der über das Jahr gemittelten Last kann eine Spreizung ermittelt werden. Dieses Verhältnis kann mit dem Netzbezug oder mit dem effektiven Verbrauch berechnet werden. Falls beide Verhältnisse deutlich über dem Durchschnitt liegen, ist ein Potenzial für wirtschaftliches Peak-Shaving vorhanden. Es wurde nachgewiesen, dass durch das Verhältnis der Spreizung vorab abgeschätzt werden kann, ob sich Peak-Shaving mit einem Batteriespeicher lohnen könnte. Eine weitere wichtige Grösse ist selbstredend der Leistungstarif. Je höher dieser ist, desto eher ist das Peak-Shaving durch einen Batteriespeicher rentabel.

5.4 Diskussion

In diesem Abschnitt werden die Resultate evaluiert und interpretiert.

Durch die unterschiedlichen Unternehmensgrößen ist ein direkter Vergleich erschwert. Die Grösse eines Unternehmens richtet sich in diesen Studien nach dem Jahresverbrauch.

Bei der Analyse einer PV-Anlage sind 7 von 8 Business-Cases deutlich positiv. Die kleinste PV-Anlage hat eine Grösse von 244 kWp. Das heisst, alle PV-Anlage befinden sich einem Bereich, in dem die Kosten pro kWp nicht gross variieren. Ein Unternehmen erzielte einen negativen Business-Case für die PV-Anlage. Dies ist auf einen tiefen Eigenverbrauchsgrad von 23% zurückzuführen. Dieser resultiert, weil bereits eine bestehende PV-Anlage vorhanden ist und deswegen der Lastgang zu Produktionszeiten schon reduziert ist. Das Verhältnis von installierter Leistung zu Jahresverbrauch gibt wiederum einen Hinweis auf den resultierenden Eigenverbrauchsgrad. Bei einem Verhältnis bis zu ca. 1 ist ein Eigenverbrauchsgrad über 50% zu erwarten. Ein tiefes Verhältnis von Rückspeisung zu Hochtarif wirkt sich zudem positiv auf den Business-Case aus, weil der Eigenverbrauch verhältnismässig wertvoller ist als der verkaufte Strom.

Ein hohes Verhältnis von installierter Leistung zu Jahresverbrauch hat Einfluss auf das Verhältnis von Lastspitzen zu Grundlast, welches, um das Potenzial für Peak-Shaving zu ermitteln, verwendet wird. Eine verhältnismässig grosse PV-Anlage vermindert den mittleren Netzbezug über das Jahr erheblich. Im Gegensatz dazu bleiben die Lastspitzen des Netzbezuges beinahe unverändert. Dies führt dazu, dass das Verhältnis von Lastspitzen zu Grundlast für die Ermittlung des Peak-Shaving Potenzials beim Netzbezug überschätzt wird. Für das Peak-Shaving ist interessant, wie hoch die Lastspitzen sind, bevor die Last im grundlastähnlichen Bereich ist. Wenn anstatt des Netzbezuges der effektive Verbrauch für das Verhältnis verwendet wird, werden nicht genau die Lastspitzen und die Grundlast verwendet, die für das Peak-Shaving relevant sind, aber das Verhältnis ist aussagekräftiger.

Die Ausnutzung des Peak-Shaving Potenzials durch einen Batteriespeicher zeigt auf, ob die entsprechende Speicherkapazität über- oder unterdimensioniert ist. Die für die Studie hinterlegten Batteriespeicher haben eine C-Rate von 1, das heisst sie können pro kWh ein kW liefern. Das heisst ein 68 kWh Speicher kann die monatliche Lastspitze um maximal 68 kW reduzieren. Falls nur 50% dieser Reduktion erreicht wird, wird bereits im grundlastähnlichen Bereich reduziert und der Speicher ist demzufolge überdimensioniert. Falls beinahe 100% der Reduktion erreicht wird, ist der Speicher wahrscheinlich unterdimensioniert.

Es ist anzumerken, dass bei dieser Betrachtung spezifischer Speicherkapazitäten im Vergleich untereinander grössere Unternehmen einen Vorteil haben. Dies ist im Vergleich von U1 und U6 ersichtlich. Beide Unternehmen haben ein ähnliches Verhältnis von Lastspitzen zu Grundlast, bei der Umsetzung des Peak-Shaving Potenzials ist der Unterschied bei der gleichen Speicherkapazität jedoch sehr gross.

6 Fazit

Die Erkenntnisse aus den Studien von acht Aargauer Industrieunternehmen sind hier zusammengefasst. Die Erkenntnisse beziehen sich auf Industrieunternehmen mit einem Jahresverbrauch von über 100 MWh pro Jahr.

PV-Anlage

- Für die untersuchten Industrieunternehmen lohnt sich eine PV-Anlage in jedem Fall, in den untersuchten Fällen jeweils am besten die maximal mögliche Dachfläche (Ausnahme ist ein Unternehmen mit einer bereits bestehenden PV-Anlage).
- Die PV-Anlage hat einen geringen Einfluss auf den Business-Case des Batteriespeichers für die Anwendung Peak-Shaving (da der Speicher auch im Niedertarif aus dem Netz geladen werden kann).

Der Solarstromanteil, das Verhältnis der installierten Leistung zum Jahresverbrauch, zeigt auf, wie die Dimensionierung der PV-Anlage ist und weist einen direkten Zusammenhang mit dem Eigenverbrauchsgrad auf. Ein Solarstromanteil über 1 kWp/(MWh/a) führt typischerweise zu einem tiefen Eigenverbrauchsgrad. Bei einem typischen Verbrauchsprofil, welches über den Tag mehr verbraucht als in der Nacht, und einem Solarstromanteil von 1 kWp/(MWh/a) liegt der Eigenverbrauchsgrad bei ca. 50 %. Grundsätzlich sollte für einen positiven Business-Case sollte der Eigenverbrauchsgrad mindestens bei ca. 50% liegen. Dabei muss berücksichtigt werden, dass der spezifische Lastgang einen hohen Einfluss auf den resultierenden Eigenverbrauchsgrad hat. Bezüglich der Tarifstruktur ist das Verhältnis von Rückspeisevergütung zum Hochtarif relevant. Je tiefer das Verhältnis von RV zu HT ist, desto höher ist der Wert des Eigenverbrauchs. Ein tiefes Verhältnis von RV zu HT hat einen positiven Einfluss auf den Business-Case der PV-Anlage.

Bei den aktuellen Rückspeisevergütungen wird aus betriebswirtschaftlicher Sicht empfohlen, die PV-Anlage so zu dimensionieren, dass der Solarstromanteil unter 1 kWp/(MWh/a) resultiert, obwohl das energiewirtschaftlich möglicherweise suboptimal ist. Dabei ist der spezifische Lastgang entscheidend. Liegt ein Profil vor, welches um Mittag den maximalen Verbrauch aufweist, kann der Solarstromanteil auch über 1 liegen.

Batteriespeicher

- Für Batteriespeicher sind die aktuellen Kosten zu hoch, damit sich ein positiver Business-Case ergeben würde.
- Batteriespeicher sind bei guten Voraussetzungen ab einer Kostendegression von 40 % rentabel, bei sehr guten Voraussetzungen ab 20 %.
- Bei ungeeigneten Voraussetzungen jedoch ist ein Batteriespeicher erst ab einer Kostendegression von ca. 70 % rentabel

Das Verhältnis der mittleren monatlichen Lastspitzen zu der mittleren Grundlast zeigt auf, ob ein Potenzial für Peak-Shaving vorhanden ist. Dabei kann der Netzbezug oder der effektive Verbrauch zur Berechnung der Lastspitzen und der Grundlast verwendet werden. Für Peak-Shaving konnte gezeigt werden, dass der effektive Verbrauch aussagekräftiger als der Netzbezug ist. Beim Peak-Shaving zählt nur ein Tag pro Monat, der mit der höchsten Spitze. Die höchsten Spitzen pro Monat treten eher an einem Tag auf, wenn die PV-Anlage gerade nicht produziert. Das durchschnittliche Verhältnis der Studienteilnehmer ist 2.6. Ein Verhältnis über 3 deutet auf ein deutliches Potenzial hin. Grundsätzlich haben ein hohes Verhältnis von Lastspitzen zu Grundlast und ein hoher Leistungstarif einen positiven Einfluss auf den Business-Case. Unternehmen mit guten Voraussetzungen für Peak-Shaving weisen bei einer Speicherkapazität von 136 kWh ab einer Kostendegression von 40 % einen positiven Business-Case auf.

In den nächsten Jahren wird eine Zunahme beim Bedarf und in der Produktion von Batteriespeicher erwartet. Der Haupttreiber dürfte dabei die Elektromobilität sein. In der Schweiz wird eine Kostendegression

von 30 % für Speichersysteme 10 bis 14 kWh im privaten Bereich von 2020 bis 2030 erwartet. Für industrielle Anwendungen mit grösseren Kapazitäten könnte die Degression etwas höher sein.

Eine Erhöhung der Stromkosten hat für die PV-Anlage in jedem Fall eine Verbesserung des Business-Cases zur Folge. Für den Batteriespeicher ist jedoch nur der Leistungstarif relevant. Eine Erhöhung der restlichen Tarife hat einen kleinen Einfluss. Bei der Eigenverbrauchserhöhung könnte der Strom ohne einen Speicher verkauft werden. Deswegen profitiert der Speicher nur von der Differenz des Hoch- oder Niedertarifs zu der Rückspeisvergütung.

7 Literaturverzeichnis

[1]	G. Leguay: «Photovoltaikmarkt: Preisbeobachtungsstudie 2020», Energieschweiz, 2021
[2]	O. Ciprietti: Persönliche Auskünfte von Omar Ciprietti, Axpo, 2021
[3]	F. Suellwald: Persönliche Auskünfte von Frederik Suellwald, Intilion, 2021
[4]	Energieschweiz: «stationäre Batteriespeicher in Gebäuden», 2018
[5]	A. Thielmann: «Batterien für Elektroautos: Faktencheck und Handlungsbedarf», Fraunhofer ISI Bericht, 2020
[6]	J. F. Georg: «KOSTENENTWICKLUNGSPROGNOSE STATIONÄRER BATTERIESPEICHERTYPEN», Fraunhofer ISI Präsentation, 2020
[7]	Dr. S. Perch-Nielsen: «Solarbatterien für Privatkunden Eine Marktstudie», Energieschweiz, Bundesamt für Energie BFE, 2020

8 Anhang A: Details Simulationsprogramm

In diesem Kapitel werden die Details des Berechnungsprogramm für die Simulation erläutert.

8.1 Beschreibung

Das Simulationsprogramm wurde in Python mithilfe des Interpreters PyCharm geschrieben. In einem Hauptskript werden die Parameter und einzulesenden Dateien definiert. Durch Ausführen diese Hauptskripts startet das ganze Programm und läuft bis es fertig ist.

In Abbildung 7 ist die Gesamtstruktur des Programms dargestellt.

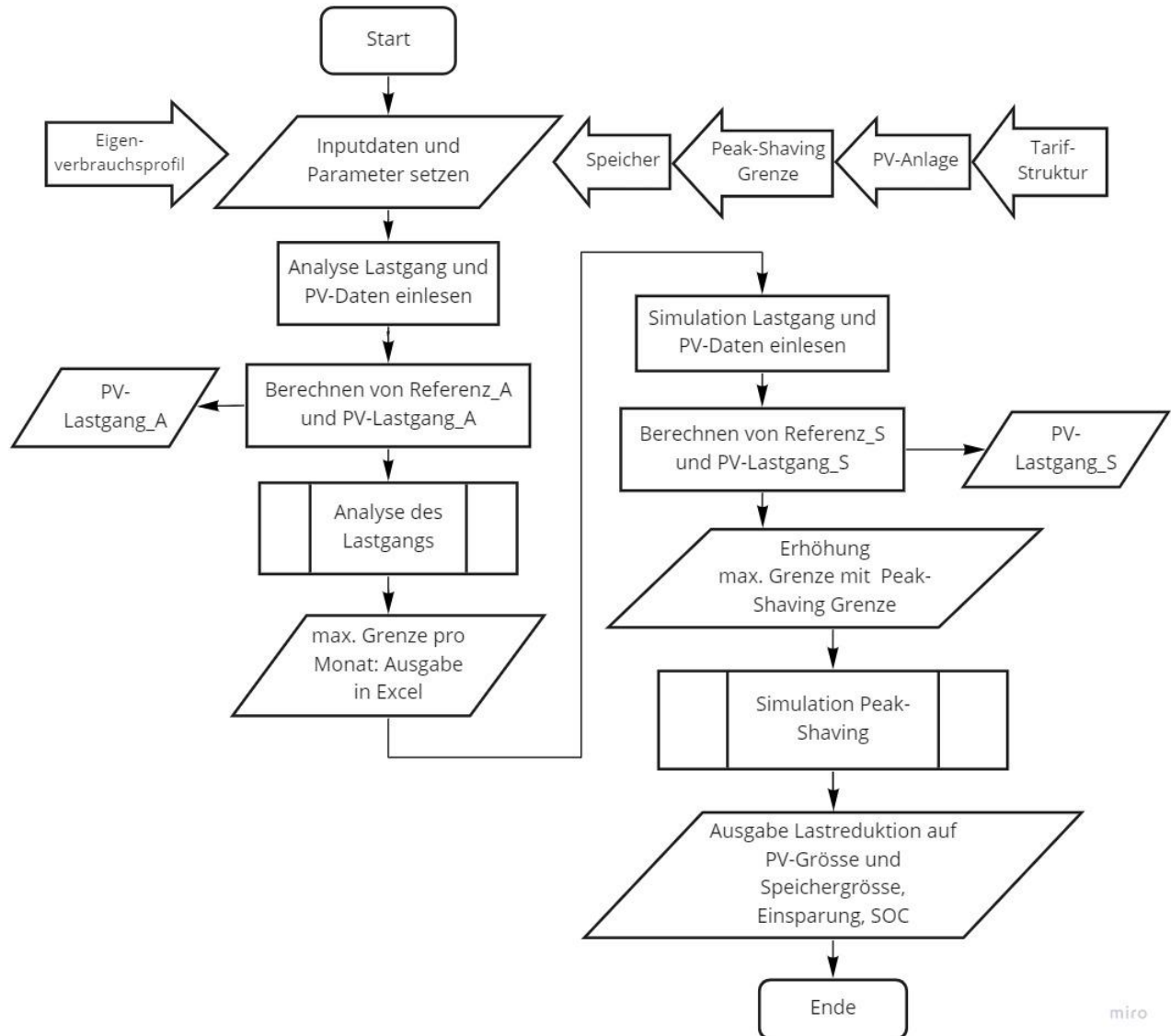


Abbildung 26: Programmstruktur Hauptskript

Lastgänge

Im Verlauf des Programms werden unterschiedliche Lastgänge berechnet. Für die Analyse wird ein Jahres Lastgang eingelesen. Der Referenz_A Lastgang ist der Lastgang ohne eine PV-Anlage, falls eine vorhanden war, wird diese herausgerechnet. Der PV-Lastgang_A ist der Lastgang mit der gewünschten PV-Anlagen Leistung berechnet. Für die Simulation werden auch zwei Lastgänge gerechnet. Die Lastgänge für die Analyse und die für die Simulation können von einem unterschiedlichen Jahr sein.

Das Programm wird in zwei Abschnitte geteilt. Als erstes wird der aktuelle Lastgang eines Jahres analysiert. Anschliessend wird mit den Erfahrungswerten aus der Analyse eine viertelstündliche Peak-Shaving-Simulation durchgeführt, welche reale Abweichungen verschiedener Lastgänge berücksichtigt.

8.2 Aufbau

In diesem Abschnitt wird der Aufbau der beiden Unterprogramme detailliert beschrieben.

8.2.1 Analyse

Die Analyse umfasst eine Abschätzung, ob der Fokus der Simulation auf Peak-Shaving oder Eigenverbrauch liegt. Zudem wird das Potenzial durch Peak-Shaving ermittelt. Dafür wird für diverse Speichergrößen die maximal mögliche Lastreduktion pro Tag und anschliessend pro Monat bestimmt. Diese Lastreduktion ist jedoch auch abhängig von der PV-Anlagen Grösse. Um diese miteinzubeziehen, wird jeweils ein neuer Lastgang mit einer vorgegebenen PV-Anlage berechnet. Falls das Unternehmen schon eine bestehende PV-Anlage in Betrieb hat, wird zuerst der Referenz-Lastgang berechnet, indem der Eigenverbrauch der bestehenden PV-Anlage addiert wird und anschliessend mit einer neuen PV-Anlage ein neuer Eigenverbrauch bestimmt und vom Referenz-Lastgang abgezogen wird, um den PV-Lastgang zu erhalten. Der Überschuss vom Eigenverbrauch wird als Rückspeiseenergie berechnet. Die Resultate aus der Analyse sind die monatlichen Leistungs-Limiten für Peak-Shaving als Erfahrungswert in Abhängigkeit von der Speichergrösse und PV-Anlagen Grösse.

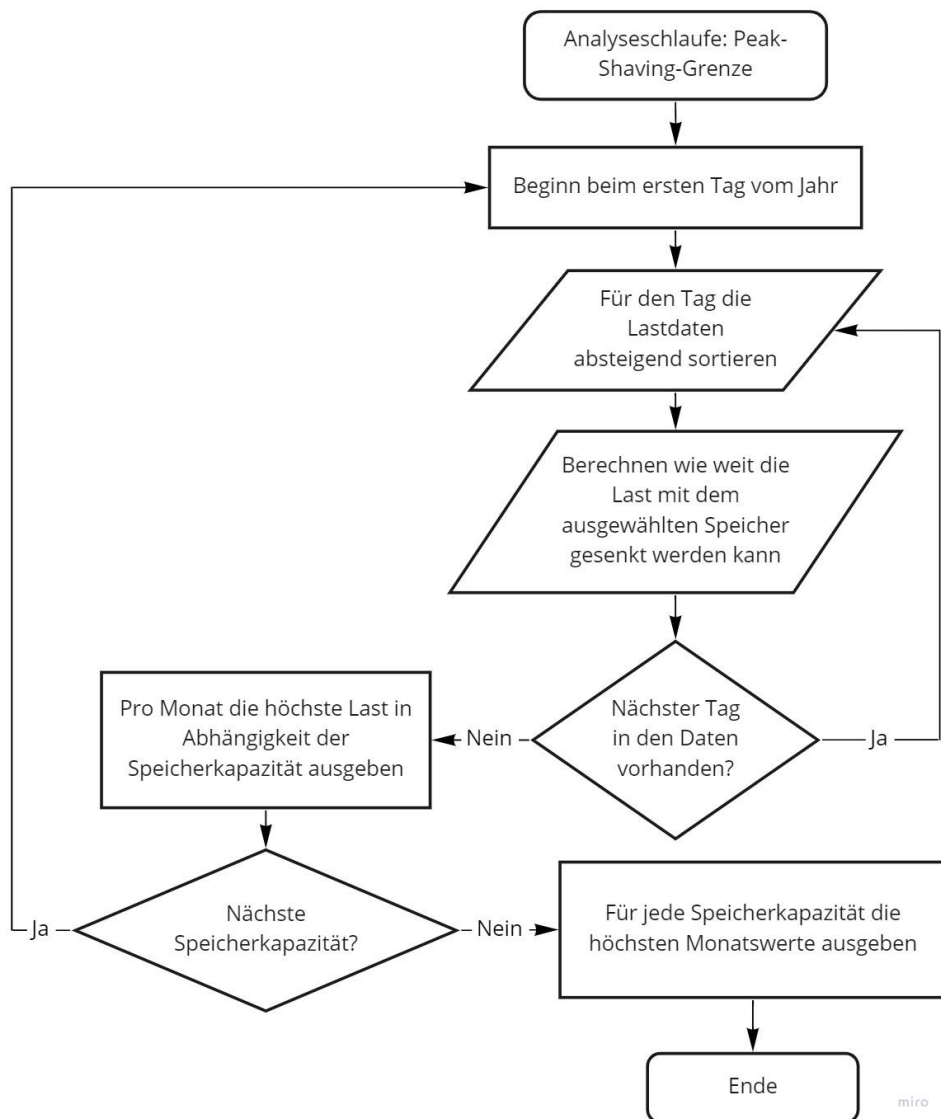


Abbildung 27: Programmstruktur Analyseskript

1. PV_Lastgang_A und Speichergrößen einlesen. Der PV_Lastgang_A wird mit der neuen PV-Anlage berechnet.
2. Leistungen nach Datum (Tage) sortieren.

3. Pro Tag die maximale Leistung (15min-Mittelwert) finden und die Differenz zur zweithöchsten Leistung des entsprechenden Tages von der Speicherkapazität als Energie (Leistungsmittelwert pro 15min/4) abziehen, anschliessend von den beiden höchsten Leistungen die Differenz zur zweithöchsten Leistung als Energie abziehen, dieses Muster wiederholen, bis die Summe der abgezogenen Leistungen pro Tag (in Energie umgerechnet) die Speicherkapazität übersteigt.
4. Wiederholen für jeden Tag im Jahr.
5. Ausgeben (oder ausgehen von) der höchsten Leistung pro Monat, die erreicht wurde, nach Abzug der Energien.
6. Wiederholen für mehrere Speicherkapazitäten.

Maximale Lastreduktion pro Speichergrösse als Resultat.

8.2.2 Simulation

In der Simulation werden die Daten aus der Analyse als Erfahrungswerte eingelesen. Für ein ausgewähltes Jahr wird in viertelstündlichen Schritten das Peak-Shaving und die Eigenverbrauchserhöhung berechnet. Für die PV-Anlage wird die Produktion, das Peak-Shaving, die Rückspeisung und die Eigenverbrauchserhöhung berechnet. Für den Speicher kann vorab definiert werden, ob nur Peak-Shaving oder dazu der Eigenverbrauch aus der PV-Anlage erhöht wird. Um den Business-Case von PV und Speicher trotzdem isoliert zu berechnen, wurden Transferpreise festgelegt, diese sind in Abschnitt 7.6.1 erläutert.

Für jeden 15min Intervall wird der Ladestand des Speichers kontrolliert und, falls er nicht voll ist, abgeklärt, ob er geladen werden kann. Er kann geladen werden, falls die Last tiefer als die entsprechende Peak-Shaving Grenze ist und diese Grenze mit dem Laden aus dem Netz nicht überschritten wird. Für das Laden hat Überschuss aus der PV-Anlage die höchste Priorität und es wird versucht, den Speicher nicht vorab mit Netzstrom zu füllen, bevor er mit PV Überschuss geladen werden könnte. Aus diesem Grund wird am Wochenende nicht mit Netzstrom geladen. Es wird nur mit Niedertarif geladen. In der Nacht auf Montag wird sichergestellt, dass der Speicher voll ist.

Nachdem kontrolliert wurde, ob der Speicher geladen werden kann, wird für den 15 Min Intervall untersucht, ob die Last die Peak-Shaving-Grenze überschreitet oder ob der Eigenverbrauch erhöht werden kann. Falls die Peak-Shaving-Grenze überschritten ist, werden die Lastspitzen reduziert, soweit es der Ladestand des Speichers zulässt. Bei der Eigenverbrauchserhöhung wird untersucht, ob der Eigenverbrauch zu Zeiten des Hoch- oder Niedertarifs stattgefunden hat.

Zum Schluss wird für jeden Monat die höchste Lastspitze ermittelt und die Lastspitzenreduktion zum Fall ohne PV und/oder ohne Speicher berechnet. Aus den Einsparungen durch die Lastspitzenreduktion und die Eigenverbrauchserhöhung wird der Business-Case berechnet. Die Eigenverbrauchserhöhung durch den Speicher wird um den bezogenen PV Überschuss mit dem Rückspeisetarif vermindert. Somit sind die beiden Business-Cases eigenständig.

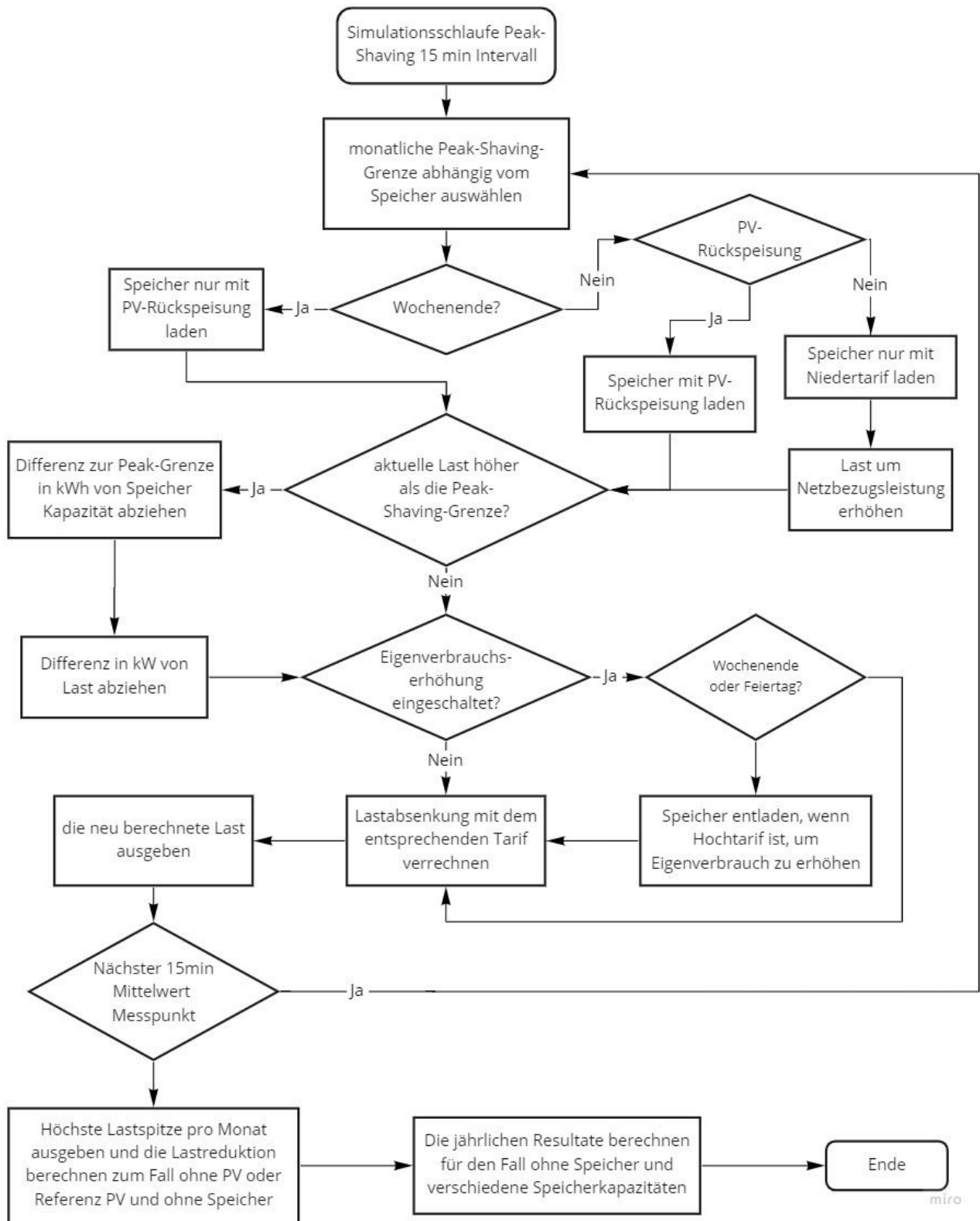


Abbildung 28: Programmstruktur Simulationsskript

1. Alle Input Daten einlesen. Als Lastgang kann ein unterschiedlicher als in die Analyse eingelesen werden.
2. Die aus der Analyse ermittelten monatlichen Lastreduktionen durch einen Speicher werden, falls ausgewählt, mit einer Sicherheitsmarge reduziert, um bei einem unerwarteten Tagesverlauf nicht den Speicher zu entleeren, bevor die letzte Leistungsspitze kommt, welche höher als die vorgegebene Lastreduktionsgrenze ist.

- Die Berechnungsschleife der Simulation berechnet für jeden 15 Minuten-Messpunkt die Reduktionsmöglichkeit für den Lastgang mit der PV-Anlage und dem Speicher und regelt den Ladezustand des Speichers. Zudem wird die Einsparung durch Peak-Shaving und Eigenverbrauch berechnet.

Laden des Speichers:

Der Speicher wird geladen, wenn zu diesem Zeitpunkt die Last unter der definierten Peak-Shaving Grenze ist und der Speicher nicht voll ist. Falls Überschussstrom aus der PV-Anlage vorhanden ist, wird mit diesem geladen. Ansonsten wird mit Netzstrom geladen. Dabei wird beachtet, dass dadurch die Peak-Shaving Grenze nicht überschritten wird. Netzstrom wird nur bei Niedertarif bezogen und über das Wochenende oder an Feiertagen wird nicht mit Netzstrom geladen, damit der Speicher frei ist für Überschussstrom aus der PV-Anlage.

Peak-Shaving:

Der Speicher wird entladen, wenn die vorgegebene Peak-Shaving-Limite für die entsprechende Speichergrosse überschritten ist, solange der Speicher nicht leer ist.

Eigenverbrauchserhöhung:

Speicher wird entladen, wenn er vom Peak-Shaving freigegeben ist. Dies ist an Wochenenden der Fall oder wenn die Last sehr tief ist aufgrund von hohem PV-Eigenverbrauch.

SOC:

Der Ladestand des Speichers wird nach den Aktionen, die Einfluss auf den Ladestand haben, berechnet.

Tarifabrechnung:

Es wird die Eigenverbrauchseinsparung durch die PV-Anlage und den Speicher mit dem zeitabhängigen Tarif abgerechnet.

Monatlich Abrechnung:

Die Lastspitzenreduktion durch die PV-Anlage und durch den Speicher wird monatlich bestimmt.

- Jahreswerte bestimmen für PV-Anlage Speicher und kombiniertes System.
- Ausgeben der Resultate und Abbildungen.

8.3 Eingabe

In Abbildung 29 sind die Eingabeparameter dargestellt.

```

11 ##### Input #####
12 # nur Analyse oder Simulation und Eigenverbrauch
13 Simulation = 1 # 0 = Nein (nur Analyse), 1 = Ja
14 Eigenverbrauch = 1 ## 0, 1, 2, 3
15 # 0 nur Peak-Shaving und keine EVerhöhung
16 # 1 nur wochenende EVerhöhung
17 # 2 auch tiefe Lasten EVerhöhung (eigenverbrauchsgrenze) zb. vor und nach rückspeisung
18 # 3 nur Eigenverbrauch, heisst kein Netzladen
19 Feiertage = ["01-01", "01-02", "12-25", "12-26"]
20
21 ## EINGABE in kWp, Angabe zu den PV-Anlagen
22 PV_best = 0 # falls bestehende Anlage vorhanden
23 PV_sim_v = 707 # Leistung der einzulesenden PV Daten
24 PV_neu = PV_sim_v # Leistung der neuen PV-Anlage welche in der Simulation gerechnet wird und für das Peak-Shaving mit BS hinterlegt ist
25 ## EINGABE in kWh
26 Speicher = list(range(0, 500, 60))
27 # Sicherheit laden
28 Faktor_Grenze = 0.1 # Sicherheitsfaktor (bsp 0.1 = 10% Sicherheit, der angestrebte max. Peak wird um 10% der Lastreduktion erhöht)
29 # Grenze Speicher laden von Netz im Lastprofil [Faktor für Bezug auf Spitzen Grenze, Speicher abhängig]
30 Faktor_Laden = 1
31 # Wenn Last unter dieser Grenze Speicher entladen, kW, sollte so gewählt werden, dass nur vor und nach PV Rückspeisung entladen wird, nicht bei tiefer Grundlast
32 Eigenverbrauch_grenze = 50
33 #Speicher Kostendegression bsp 0.2 = 20% Kostensenkung
34 Faktor_vergünstigung = 0
35 # Tarifvariation Arbeitspreis 1 = Standard
36 Tar_var = 1
37 # Tarifvariation Leistungspreis 1 = standard
38 Lei_var = 1
39 # PV Anlage from der daten
40 PV_sim = 1 # 0 = PV_Daten einlesen mit Rückspeisung
41 # 1= PV_Daten mit Polysun simuliert(PV_sim_v ausfüllen und PV_neu),
42 # 2= PV_Daten(PV_sim_v) mit Polysun simuliert, aber für die Resultate wird eine bestehende Anlage(PV_best) abgerechnet damit der Business-Case nur die neue(PV_neu) berücksichtigt
43 # 3= bestehende PV-Anlage vorhanden (PV_best) diese kann skaliert werden mit PV_neu, dazu gibt es eine neue PV-Anlage (PV_sim_v) durch polysun simuliert (zb. Südfassade)
44 FLG = 1.33 #Faktor um den Lastgang zu vergrössern

```

Abbildung 29: Eingabeskript

9 Anhang B: Kundenberichte