
Technisch-wirtschaftliche Bewertung der Betriebsführung von Anlagen für Ladeinfrastruktur von Elektrofahrzeugen

Bachelorarbeit zur Erlangung des Bachelor-Grades
Bachelor of Engineering im Studiengang Erneuerbare Energien
an der Fakultät für Anlagen, Energie- und Maschinensysteme
der Technischen Hochschule Köln

vorgelegt von: Felix Buchwald

eingereicht bei: Prof. Dr. Eberhard Waffenschmidt (TH Köln)
Zweitgutachter:

Köln, 18.08.2023

Kurzfassung

Das Ziel der vorliegenden Arbeit ist die technisch-wirtschaftliche Bewertung der Betriebsführung von Anlagen für Ladeinfrastruktur von Elektrofahrzeugen. Im Zuge dessen werden verschiedene Betreibermodelle (Eigentum, Anlagenmiete und Anlagenpacht) in Verbindung mit verschiedenen Geschäftsmodellen (Pay-Per-Use, Abo-Modell und Flat-rate-Modell) analysiert. Die Modelle werden anhand eines realen Projektes analysiert und bewertet. Die Berechnungsgrundlage der Analyse der Betreiber- und Geschäftsmodelle basiert auf einem Kalkulations-Tool, welches im Rahmen der Arbeit erstellt wurde.

Abstract

The aim of this thesis is the technical and economic evaluation of the operation of charging infrastructure for electric vehicles. In the course of this, different operator models (ownership, facility rental and facility lease) in connection with different business models (pay-per-use, subscription model and flat rate model) are analyzed. The models are analyzed and evaluated based on a real project of the citizen energy cooperative *Energiegewinner eG*. The calculation basis of the analysis of the operator and business models is based on a calculation tool, which was created within the scope of the work.

Inhaltsverzeichnis

Erklärung	I
Kurzfassung	II
Abbildungsverzeichnis	IV
Tabellenverzeichnis	V
Formelverzeichnis	VI
Abkürzungsverzeichnis	VII
1 Einleitung	1
2 Technischer Aufbau einer Ladestation	2
2.1 Ladepunkte und Ladestationen.....	2
2.2 Elektrische Installation der Ladestation	2
2.3 Lastmanagement	3
2.4 Backend	4
3 Betrieb von Ladeinfrastruktur	5
3.1 Betriebsart.....	5
3.2 Betreibermodelle	6
3.3 Geschäftsmodelle	7
4 Rahmenbedingungen	9
4.1 Ladeverhalten	9
4.2 Förderung	9
4.3 Treibhausgasminderungs-Quote	11
5 Analyse und Auswertung	12
5.1 Ladeprofil	12
5.2 Parameter der Wirtschaftlichkeit	15
5.3 Wirtschaftlichkeit der Geschäftsmodelle	21
5.3.1 Analyse: Eigentumsmodell	21
5.3.2 Analyse: Anlagenmiete	27
5.3.3 Analyse: Anlagenpacht.....	32
5.4 Bewertung	34
6 Ergebnis und Fazit	35
6.1 Ergebnisse	35
6.2 Fazit	38
Literaturverzeichnis	40

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Beispiel für statisches Lastmanagement	3
Abbildung 2: Beispiel für dynamisches Lastmanagement	4
Abbildung 3: Definition von privater und öffentlicher Ladeinfrastruktur.....	5
Abbildung 4: Ablauf beim THG-Quotenhandel.....	11
Abbildung 5: Vergleich der Ladeprofile für Arbeitsplatzladen und öffentliches Laden	13
Abbildung 6: Ladeprofil für verschiedene Standorte einer LIS-Anlage	14
Abbildung 7: Vergleich Ladeprofil Wochentags und am Wochenende	14
Abbildung 8: Ablauf der Verwendung des Kalkulations-Tools	15
Abbildung 9: Eingabe Ladestationen im Kalkulations-Tool	16
Abbildung 10: Auswahl Installationsart der Ladestation	17
Abbildung 11: Auswahl AC-Kabel, Verlegeart und Netzwirkkabel.....	17
Abbildung 12: Auswahl Zählerschrank und Fehlerstromschutz	18
Abbildung 13: Auswahl Brandschotts, Kernbohrungen und Werkzeugmiete.....	18
Abbildung 14: Auswahl Parkplatzmarkierungen und Beschilderung.....	18
Abbildung 15: Auswahl Netzwerkschrank, Router und Lastmanagement	19
Abbildung 16: Aufstellung der Kosten der geplanten LIS-Anlage	19
Abbildung 17: Auswahl Ladeprofi, Wachstumsprognose und Strompreis	20
Abbildung 18: Auswahl Betreiber- und Geschäftsmodell.....	20
Abbildung 19: Cashflow Pay-per-Use Eigentümer.....	23
Abbildung 20: Cashflow Abo-Modell Eigentümer.....	24
Abbildung 21: Cashflow Flatrate-Modell Eigentümer.....	26
Abbildung 22: Cashflow Pay-per-Use Anlagenmiete	28
Abbildung 23: Cashflow Abo-Modell Anlagenmiete	30
Abbildung 24: Cashflow Flatrate-Modell Anlagenmiete	32
Abbildung 25: Cashflow Anlagenpacht	33
Abbildung 26: Einfluss der Wertebereiche der Faktoren für das Betreibermodell Eigentum in Kombination mit den Geschäftsmodellen Pay-Per-Use und Abo-Modell	37

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Betreiber- und Geschäftsmodelle.....	1
Tabelle 2:	Einnahmen und Ausgaben des Modell Eigentum kombiniert mit Pay-Per-Use für das erste Jahr	21
Tabelle 3:	Cashflow Pay-Per-Use Modell Eigentum	22
Tabelle 4:	Einnahmen und Ausgaben des Modells Eigentum kombiniert mit Abo-Modell für das erste Jahr	23
Tabelle 5:	Cashflow Abo-Modell Eigentümer	24
Tabelle 6:	Einnahmen und Ausgaben des Modells Eigentum kombiniert mit Flatrate-Modell für das erste Jahr	25
Tabelle 7:	Cashflow Flatrate-Modell Eigentümer	26
Tabelle 8:	Einnahmen und Ausgaben des Modells Anlagenmiete kombiniert mit Pay-Per-Use für das erste Jahr	27
Tabelle 9:	Cashflow Pay-Per-Use Anlagenmiete.....	28
Tabelle 10:	Einnahmen und Ausgaben des Modells Anlagenmiete kombiniert mit dem Abo-Modell für das erste Jahr	29
Tabelle 11:	Cashflow Abo-Modell Anlagenmiete	29
Tabelle 12:	Einnahmen und Ausgaben des Modells Anlagenmiete kombiniert mit dem Flatrate-Modell für das erste Jahr	31
Tabelle 13:	Cashflow Flatrate-Modell Anlagenmiete	31
Tabelle 14:	Einnahmen und Ausgaben des Modells Anlagenpacht für das erste Jahr	32
Tabelle 15:	Cashflow Anlagenpacht	33
Tabelle 16:	Vergleich der Rendite der verschiedenen Modelle	34
Tabelle 17:	Wertebereiche zur Analyse des Einflusses der unterschiedlichen Faktoren auf eine Referenzanlage.....	35
Tabelle 18:	Ergebnisse der wirtschaftlichen Betrachtung der Modelle für die Referenzanlage.....	36
Tabelle 19:	Wertebereiche zur Analyse des Einflusses unterschiedlicher Faktoren auf eine Referenzanlage.....	37

Formelverzeichnis

Formel 1: Berechnung Anzahl Kunden Flatrate-Modell	25
Formel 2: Berechnung der Mieteinnahmen im Pay-Per-Use Modell.....	27
Formel 3: Berechnung Pacht pro Jahr	32

Abkürzungsverzeichnis

a	Jahre
AC	Alternating Current (Wechselstrom)
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DIN	Deutsches Institut für Normungen
eG	Eingetragene Genossenschaft
GmbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
LIS	Ladeinfrastruktur
NRW	Nordrhein-Westfalen
OCPP	Open Charge Point Protocol
RCD	Residual Current Device (Fehlerstrom Schutzschalter)
RFID	Radio-Frequency Identification
THG	Treibhausgas
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik

1 Einleitung

Die vorliegende Arbeit befasst sich mit der Bewertung von verschiedenen Betreiber- und Geschäftsmodellen, die für die Wirtschaftlichkeit einer Anlage für Ladeinfrastruktur (LIS) von Elektrofahrzeugen ausschlaggebend sind. Der Vergleich der Betreiber- und Geschäftsmodelle bezieht sich auf aktuelle Rahmenbedingungen der Politik.

Die Zielsetzung der Bundesregierung sieht vor, dass bis zum Jahr 2030 die Anzahl der Elektrofahrzeuge auf 15 Millionen ansteigen soll. Gemäß dem Masterplan Ladeinfrastruktur sollen bis 2030 eine Million öffentlich-zugängliche Ladepunkte errichtet werden.[1]

Die Bürgerenergiegenossenschaft *Energiegewinner eG* und ihre Tochtergesellschaft *Energiegewinner Technik GmbH* aus Köln plant, errichtet, finanziert und betreibt über 100 Ladestationen für Elektrofahrzeuge in Deutschland. Das Unternehmensziel der Energiegewinner eG ist es, die Energiewende in Bürgerhand mitzugestalten. Daher werden kontinuierlich Erneuerbare Energien-Projekte entwickelt und realisiert. [2]

Für die Realisierung neuer Projekte ist es von zentraler Bedeutung, dass veränderte politische Rahmenbedingungen und wandelnde Kundenbedürfnisse in die Weiterentwicklung von Geschäftsmodellen mit einbezogen werden. In dieser Arbeit wird beispielhaft eine LIS-Anlage der *Energiegewinner eG* als Ausgangspunkt für die wirtschaftliche Bewertung verschiedener Betreiber- und Geschäftsmodelle betrachtet. Die folgenden Modelle werden vorgestellt und analysiert:

Tabelle 1: Betreiber- und Geschäftsmodelle

Betreibermodelle:	Geschäftsmodelle:
Eigentum	Pay-Per-Use
Anlagenmiete	Abo-Modell
Anlagenpacht	Flatrate-Modell

Die möglichen Kombinationen dieser Modelle werden hinsichtlich ihres wirtschaftlichen Erfolges und ihrer Anpassungsfähigkeit an die aktuellen Marktanforderungen miteinander verglichen.

Um die Wirtschaftlichkeit der Modelle zu untersuchen, wird im Rahmen der Arbeit ein Kalkulations-Tool auf Basis von *Microsoft Excel* erstellt. Dieses Tool ermöglicht es, die relevanten Anlagenparameter einzugeben und anhand dieser ein aussagekräftiges Ergebnis über die Wirtschaftlichkeit der Anlage zu treffen. Die Resultate werden miteinander verglichen, um so das optimale Konzept für die jeweilige Anlage auszuwählen. Das Kalkulations-Tool soll zukünftig von Mitarbeitern der *Energiegewinner Technik GmbH* genutzt werden, um für bevorstehende Projekte das passende Geschäftsmodell zu entwickeln.

2 Technischer Aufbau einer Ladestation

Eine Anlage für LIS ermöglicht das Laden von Elektrofahrzeugen und stellt somit eine entscheidende Komponente für den Ausbau der Elektromobilität dar. In diesem Kapitel werden zentrale Komponenten einer solchen Anlage erläutert.

2.1 Ladepunkte und Ladestationen

Ladepunkte und Ladestationen sind die primären Schnittstellen zwischen Elektrofahrzeugen und dem Stromnetz. Diese ermöglichen es, ein Elektrofahrzeug mit elektrischer Energie zu versorgen. Laut Definition der Richtlinie 2014/94/EU ist ein Ladepunkt „eine Schnittstelle, mit der zur selben Zeit (...) nur ein Elektrofahrzeug aufgeladen werden kann (...)“ [3, Abschn. 2]. Eine Ladestation kann hingegen einen oder mehrere Ladepunkte zu Verfügung stellen. Ladepunkte werden in Normalladepunkt und Schnellladepunkte unterteilt, dabei unterscheiden sich die Ladeleistungen beider Anschlüsse. Normalladepunkte können den Strom höchstens mit einer Ladeleistung von 22 Kilowatt (kW) an das Elektrofahrzeug übertragen. Bei Schnellladepunkten kann der Strom hingegen mit einer Ladeleistung von mehr als 22 kW an das Elektrofahrzeug übertragen werden. [4]

2.2 Elektrische Installation der Ladestation

Der Anschluss einer Ladestation für Elektrofahrzeuge ist ein wichtiger Aspekt für den sicheren und effektiven Betrieb. Dabei müssen Aspekte wie der Leistungsbedarf, der Gleichzeitigkeitsfaktor oder der Schutz gegen einen elektrischen Schlag beachtet werden.

Obwohl es sich bei einer LIS-Anlage für Elektrofahrzeugen um eine Niederspannungsanlage handelt, gibt es dennoch Besonderheiten im Vergleich zur üblichen Gebäudeinstallation. Diese Besonderheiten werden in der DIN VDE 0100-722 geregelt.

Für die normgerechte Auslegung der Leitungen müssen für die Errichtung der elektrischen Anlage die maximale zulässige Erwärmung der Leitungen und der Spannungsfall berechnet werden. Dabei ist davon auszugehen, dass jeder Anschlusspunkt mit seinem Bemessungsstrom oder dem maximalen Ladestrom der Ladestation betrieben wird.

Zudem sollte der Gleichzeitigkeitsfaktor bei der Auslegung der Leitungen bei einer LIS-Anlage mit Faktor 1 berücksichtigt werden. Ein Gleichzeitigkeitsfaktor von 1 bedeutet, dass davon ausgegangen wird, dass jeder Anschlusspunkt über einen längeren Zeitraum mit dem Betriebsstrom betrieben wird. Eine Ausnahme von dem Gleichzeitigkeitsfaktor 1 kann gemacht werden, wenn die Anlage mit einer Lastregelung ausgestattet ist.

Damit es nicht zu einem elektrischen Schlag kommen kann, sind bei der Errichtung der Anlage verschiedene Schutzmaßnahmen zu berücksichtigen. Gemäß der DIN EN 61558-2-4 muss der Stromkreis mit einem Trenntransistor mit einem festen Übersetzungsverhältnis versorgt werden. Des Weiteren müssen Ladestationen mit einer Fehlerstrom-Schutzeinrichtung (RCD) geschützt sein. Dabei kann, je nach Anforderungen und möglichen Gleichfehlerströmen, eine RCD vom Typ A oder Typ B eingesetzt werden. Für den Schutz gegen transiente Überspannungen durch Blitzeinschläge oder Schaltüberspannungen muss jeder Anschlusspunkt mit einer entsprechenden Überspannungsschutzeinrichtung ausgestattet sein.

Ein Anschlusspunkt im Freien muss Schutz gegen Spritzwasser und gegen das Eindringen von Fremdkörpern mit einer Schutzart von mindestens IPX4 bieten. Sind die Betriebsmittel in öffentlich zugänglichen Bereichen oder auf öffentlichen Parkplätzen, so ist ein mechanischer Schutz der Betriebsmittel zu gewährleisten. [5, S. 46–51]

2.3 Lastmanagement

Lastmanagement bei Ladestationen für Elektrofahrzeuge wird genutzt, um die Leistung mehrerer Ladepunkte zu steuern und den vorhandenen Netzanschluss optimal auszunutzen. Ziel des Lastmanagements ist es, möglichst schnelles Laden der Elektrofahrzeuge zu ermöglichen, ohne dabei den vorhandenen Stromanschluss zu überlasten. Dabei wird in die zwei Ansätze, statisches und dynamisches Lastmanagement, unterschieden. [6, S. 118]

Statisches Lastmanagement

Beim statischen Lastmanagement wird eine maximale Leistung festgelegt, diese wird auf die Ladepunkte verteilt. Durch die festgelegte maximale Leistung kann diese Art des Lastmanagements nicht flexibel auf dynamische Schwankungen im Stromnetz reagieren, und eignet sich daher für Objekte mit geringen Verbrauchsschwankungen. Die Einstellung für das statische Lastmanagement kann über das Backend oder ein Master Slave Prinzip erfolgen. [7]

In Abbildung 1 ist das statische Lastmanagement dargestellt. Hierbei wird ein Netzanschluss mit einer Leistung von 35 kW gezeigt. Deutlich wird, dass die Ladeleistung gleichmäßig auf die angeschlossenen Fahrzeuge verteilt wird.

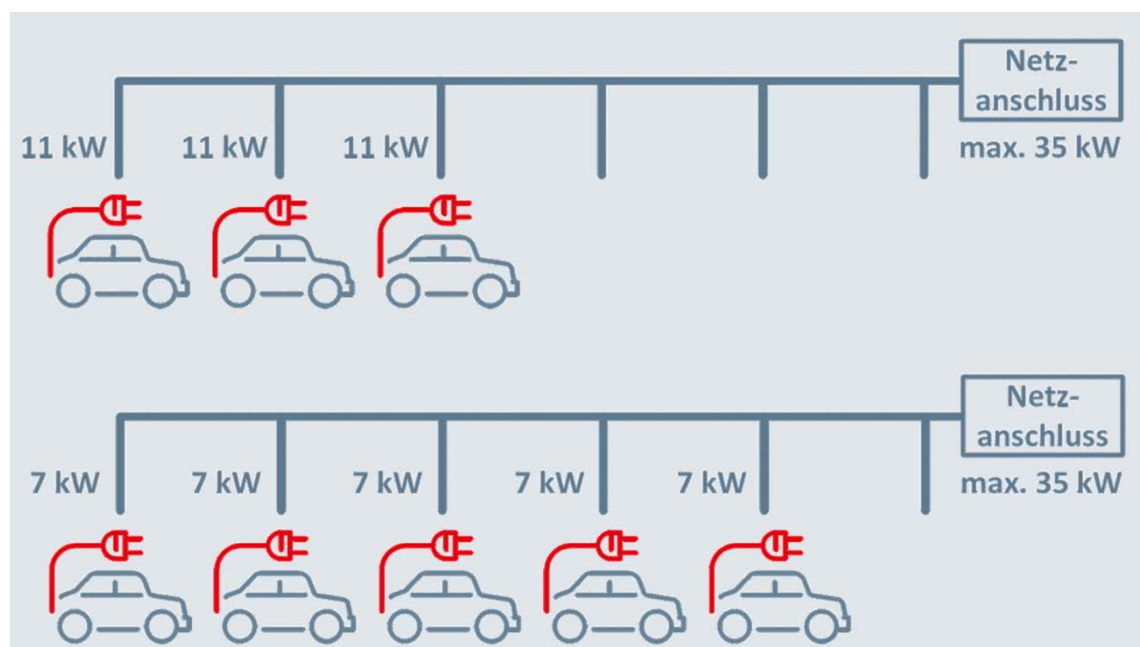


Abbildung 1: Beispiel für statisches Lastmanagement [7]

Dynamisches Lastmanagement

Basierend auf der aktuellen Leistung des Netzanschlusses bietet das dynamische Lastmanagement im Gegensatz zum statischen Lastmanagement eine flexible Verteilung der Ladeleistung auf die Ladepunkte. Dabei wird die aktuelle Leistung am Netzanschluss gemessen und die Ladeleistung dementsprechend angepasst. Der verfügbare

Leistungsüberschuss des Netzanschlusses wird kontinuierlich gemessen, sodass eine effiziente und belastungsarme Stromversorgung geleistet werden kann. Die Datenübermittlung läuft hierbei, so wie beim statischen Lastmanagement, über eine Datenleitung oder das Backend der Ladestation. [7]

In Abbildung 2 wird die Funktionsweise des dynamischen Lastmanagements über den Verlauf eines Tages veranschaulicht. Die gestrichelte schwarze Linie repräsentiert in der Abbildung die maximale Leistung des Hausanschlusses. Der orangene Bereich kennzeichnet die Spitzenlasten, welche durch das dynamische Lastmanagement vermieden werden sollen. Der grüne Bereich kennzeichnet den Leistungsbezug der Ladestation. Dabei wird deutlich, dass sich die Spitzenlasten des Hausanschlusses und der Ladestation überlagern. Um eine Spitzenlast zu vermeiden, glättet das dynamische Lastmanagement die Last der Ladestation.[8]

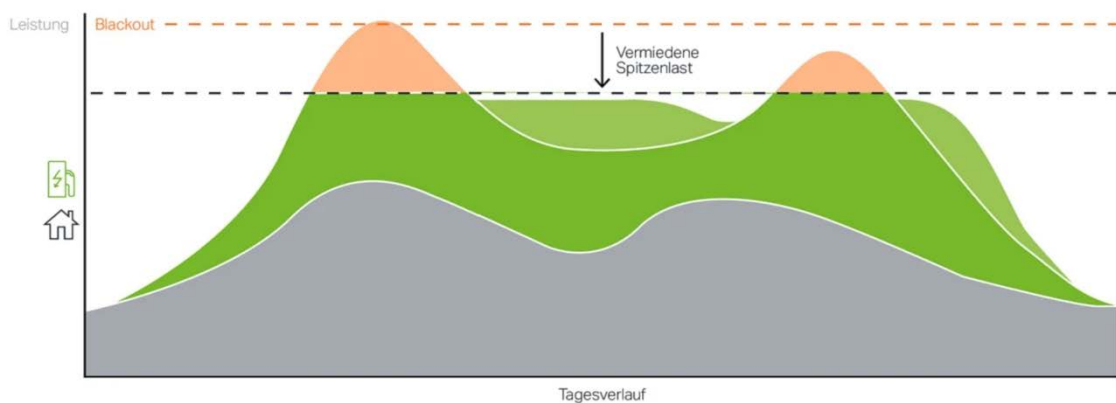


Abbildung 2: Beispiel für dynamisches Lastmanagement [8]

2.4 Backend

Das Backend einer Ladestation für Elektrofahrzeuge ist eine zentrale Komponente, die Funktionen und Kontrollmechanismen beinhaltet, welche einen effizienten Betrieb und die Verwaltung der Ladestation ermöglichen. Die Anbindung der Ladestation erfolgt dabei über Open Charge Point Protocol (OCPP). Das OCPP ist ein Protokoll, welches entwickelt wurde, um eine standardisierte Kommunikationsschnittstelle zwischen den Ladestationen und dem Backend zu schaffen [9, S. 418].

Das Backend fungiert als Kommunikationseinheit zwischen Ladesäule und der gesamten LIS-Anlage. Dabei übernimmt das Backend die Steuerung des Ladevorgangs, und ermöglicht die Fernüberwachung, Abrechnung und Verwaltung von mehreren Ladestationen. [9, S. 71, 117]

3 Betrieb von Ladeinfrastruktur

Im folgenden Kapitel werden die für die *Energiegewinner eG* relevanten Betriebsarten, Betreibermodelle und die Geschäftsmodelle erläutert.

3.1 Betriebsart

Bei der LIS für Elektrofahrzeuge wird zwischen privater, halböffentlicher und öffentlicher LIS unterschieden. Diese Betriebsarten unterscheiden sich hinsichtlich der Zugänglichkeit für den Nutzer und dem Eigentümer des Grundstücks (vgl. Abbildung 3).

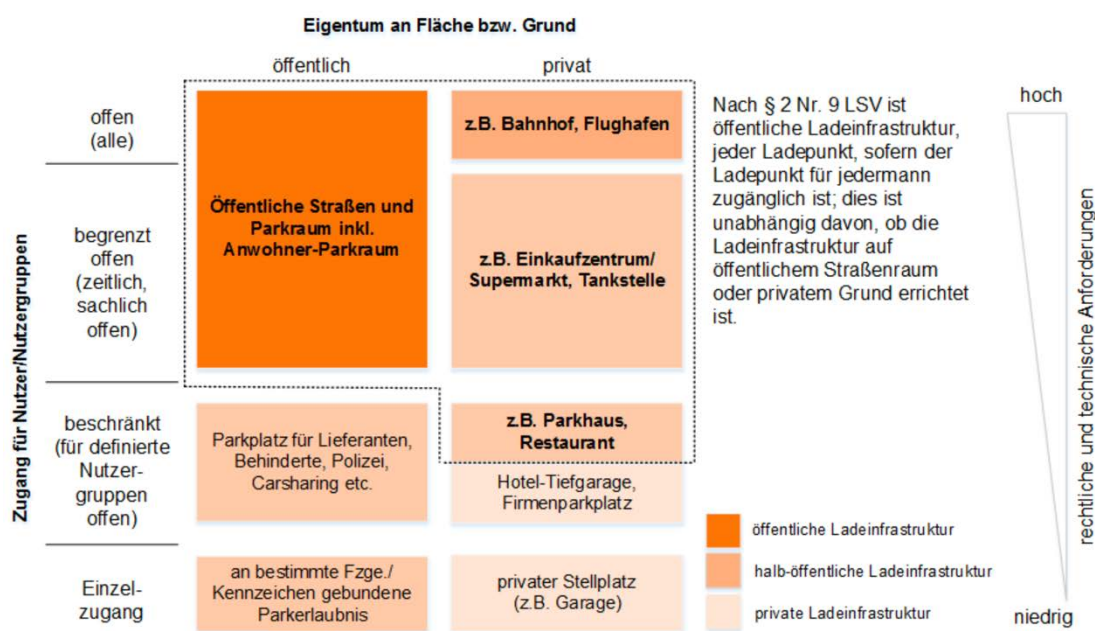


Abbildung 3: Definition von privater und öffentlicher Ladeinfrastruktur [10, S. 15]

Öffentliche Betriebsart

Öffentliche Betriebsart für Anlagen der LIS von Elektrofahrzeugen stellen öffentlich zugängliche Ladepunkte für Elektrofahrzeugen zur Verfügung. Diese Betriebsart wird größtenteils von staatlichen Behörden, beispielsweise von Städten oder Energieversorgungsunternehmen genutzt, um den Ausbau des Elektromobilitätssektors voranzutreiben (vgl. Abbildung 3). Des Weiteren können aber auch private Unternehmen oder der individuelle Eigentümer einer Ladesäule die öffentliche Betriebsart nutzen. Dabei ist für den Betreiber zu beachten, dass die Anlage bei der Bundesnetzagentur angemeldet ist und die Ladesäule für die Allgemeinheit zugänglich ist. Die Abrechnung bei einer öffentlichen Ladesäule wird durch eine RFID-Karte (Ladekarte) oder einer Smartphone-App abgewickelt.

Halböffentliche Betriebsart

Die halböffentliche Betriebsart bietet gegenüber der öffentlichen Betriebsart nur eine eingeschränkte Zugänglichkeit für die Öffentlichkeit. Diese Betriebsart zielt besonders darauf ab, den Elektrofahrzeugnutzern, die sich in einem halböffentlichen Bereich befinden, einen Zugang zu Ladepunkten bereitzustellen. Abbildung 3 zeigt Beispiele für solche Standorte, zu denen Parkhäuser, Supermärkte oder Tankstellen gehören, an denen Ladepunkte für Elektrofahrzeuge vorhanden sind. Betreiber einer halböffentlichen Ladesäule sind vorzugsweise Unternehmen oder private Eigentümer. Im Gegensatz zu den öffentlich betriebenen Ladesäulen, stehen halböffentliche Ladesäulen nur einer ausgewählten Nutzergruppe zur Verfügung.

Private Betriebsart

Bei der privaten Betriebsart für Anlagen der LIS handelt es sich um eine Betriebsart, welche die Nutzung der Ladepunkte nur einer ausgewählten Personengruppe zur Verfügung stellt. Diese Ladepunkte befinden sich nicht in öffentlich zugänglichen Bereichen. Wie in Abbildung 3 dargestellt, fallen unter die private Betriebsart beispielsweise Ladestationen auf Firmenparkplätzen, privaten Stellplätzen oder in Hotelgaragen. Private Lademöglichkeiten bieten den Nutzern eine private und kontrollierte Lademöglichkeit für Elektrofahrzeuge, ohne auf öffentliche Ladepunkte angewiesen zu sein.

3.2 Betreibermodelle

Im Folgenden werden mögliche Betreibermodelle erläutert und den zuvor genannten Betreiberarten zugeordnet.

Eigentumsmodell

Das Eigentumsmodell ist ein Betreibermodell, bei dem der Anlagenbetreiber zugleich der Eigentümer der Anlage ist. Bei diesem Modell trägt der Anlageneigentümer die gesamte Verantwortung für den Betrieb, die Instandhaltung und alle zugehörigen Kosten. Durch den Anlagenbesitz kann der Betreiber die Anlage nach seinen Anforderungen anpassen und durch steuerliche Abschreibungen oder Wertsteigerung seiner Anlage langfristig profitieren. Da der Anlagenbetreiber auch der Eigentümer ist, trägt dieser jedoch auch das volle finanzielle Risiko in Hinsicht auf Investition und des Geschäftsmodells der LIS-Anlage, sowie das operative Risiko der Anlage.

Anlagenmiete

Das Modell der Anlagenmiete beschreibt einen Betrieb, bei dem der Betreiber der Anlage eine Vereinbarung über die Nutzung der Anlage mit einem Mieter festlegt. Im Gegensatz zum Pachtmodell behält der Anlagenbetreiber bei diesem Modell alle seine Aufgaben und Pflichten bei.

Die Mietzahlungen dienen dazu, die Kosten für die Errichtung und den Betrieb zu decken, sodass der Eigentümer eine angemessene Rendite auf seine Investition erzielen kann. Der Mieter bekommt durch das Modell die Möglichkeit, die Anlage ohne hohe Kapitalkosten für den Erwerb zu nutzen. Zudem geht der Anlagenmieter mit diesem Konzept keine langfristige finanzielle Verpflichtung ein.

Anlagenpacht

Die Anlagenpacht ist ein Betreibermodell, bei dem der Eigentümer gegen die Zahlung einer Pacht das Recht des Anlagenbetriebs auf den Pächter überträgt. Im Gegensatz zum Modell der Anlagenmiete übernimmt der Anlagen-Pächter sowohl die Verantwortung als auch die Kosten für den Betrieb und die Instandhaltung der Anlage. Durch die Anlagenpacht erhält der Pächter die Möglichkeit den Betrieb der LIS-Anlage auf seine Anforderungen anzupassen. Dabei kann der Pächter auf verschiedene Geschäftsmodelle zurückgreifen, um seine Pacht optimal auszuschöpfen.

Die Pachtzahlungen, die der Eigentümer regelmäßig von dem Pächter erhält, dienen dazu, dem Eigentümer eine angemessene Rendite auf seine Investition zu ermöglichen.

3.3 Geschäftsmodelle

Für die Vermarktung von LIS für Elektrofahrzeuge gibt es verschiedene Modelle. Im Folgenden werden die Modelle Pay-Per-Use, das Abo-Modell und das Flatrate-Modell genauer erläutert.

Pay-Per-Use

Ein Pay-Per-Use Modell (deutsch „Bezahlung pro Nutzung“) ermöglicht es den Kunden für die tatsächliche Nutzung der Dienstleistung zu zahlen, ähnlich wie bei dem Betanken eines Autos mit Verbrennungsmotor. Dabei wird die Abrechnung mit dem Kunden anhand der Lademenge oder der Nutzungsdauer durchgeführt.

Da der Nutzer bei dem Pay-Per-Use-Modell nur für die tatsächliche Nutzung der LIS bezahlt, bietet dieses Modell Flexibilität. Es eignet sich dadurch besonders für Anlagen mit einer hohen Fluktuationsrate an Kunden. Darüber hinaus bietet dieses Modell dem Anlagenbetreiber die Möglichkeit, seine Preisgestaltung entsprechend der Nachfrage dynamisch anzupassen. [11]

Abo-Modell

Ein Abo-Modell (Kurzform für Abonnement) ist ein Geschäftsmodell, bei dem der Kunde eine wiederkehrende Gebühr zahlt, um Zugang zu einem Produkt oder einer Dienstleistung zu erhalten.

Bezogen auf die LIS für Elektrofahrzeuge bedeutet das, dass der Kunde mit dem Abo-Modell den Zugang zu Ladeeinrichtungen erhält. Das Abonnement kann dabei verschiedene Leistungen umfassen, diese werden von dem Anlagenbetreiber festgelegt. Die Leistungen können beispielsweise den Zugang zu einem Netzwerk an Ladestationen und spezielle Tarife oder Konditionen beinhalten.

Für den Anlagenbetreiber hat dieses Geschäftsmodell den Vorteil, dass er das Ladeverhalten und die Lademenge der Kunden besser einschätzen kann, als vergleichsweise bei dem Pay-Per-Use Geschäftsmodell. Für den Kunden bietet das Abo-Modell den Vorteil, dass die Nutzung der LIS meist kostengünstiger ist, als die Nutzung im Pay-Per-Use Modell. [11]

Flatrate-Modell

Das Flatrate-Modell, ist ein Geschäftsmodell, bei dem der Kunde eine fixe Gebühr für eine unbegrenzte Nutzung der LIS zahlt. Die Tarife beim Flatrate Modell bieten dabei dem Kunden, ähnlich wie bei dem Abo-Modell, den Zugang zu einem Ladenetzwerk oder eine unbegrenzte Lademenge. Für den Kunden bietet diese Art von Geschäftsmodell den entscheidenden Vorteil, dass sie die LIS unlimitiert, ohne zusätzliche Kosten oder Gebühren nutzen können. Der Anlagenbetreiber hat den Vorteil, dass er durch die vertragliche Laufzeit dieses Modells eine starke Kundenbindung kreiert. Des Weiteren kann der Anlagenbetreiber bei dieser Art von Geschäftsmodell mit einem festen Einkommen rechnen. [11]

4 Rahmenbedingungen

Im nachfolgenden Kapitel wird auf die Rahmenbedingungen eingegangen, die Auswirkungen auf den wirtschaftlichen Betrieb der LIS-Anlage haben. Dabei werden insbesondere das Ladeverhalten der Nutzer, die Verfügbarkeit von Fördermitteln sowie die Bedeutung der Treibhausgasminderungs-Quote (THG-Quote) näher erläutert.

4.1 Ladeverhalten

Für die Betriebsführung von Anlagen für LIS spielt das Ladeverhalten von Elektrofahrzeugnutzern eine wichtige Rolle. Im Folgenden werden Faktoren aufgezählt, welche das Ladeverhalten der Elektrofahrzeugnutzer beeinflussen.

Ladegewohnheiten

Die Nutzer von Elektrofahrzeugen haben unterschiedliche Ladegewohnheiten, diese können je nach Tageszeit und Wochentag variieren. Einige Nutzer laden hauptsächlich zu Hause oder am Arbeitsplatz, während andere Nutzer öffentliche Ladestationen nutzen.[12, S. 71–72]

Ladedauer und Ladeleistung

Je nach Fahrzeugmodell und Batteriekapazität variiert die Ladedauer und die benötigte Ladeleistung. Während einige Modelle an Schnellladesäulen mit hoher Leistung geladen werden können, benötigen andere Modelle aufgrund ihrer begrenzten Ladeleistung länger zum Aufladen. [13, S. 124]

Reichweitenangst und Planbarkeit

Die sogenannte „Reichweitenangst“ ist ein Phänomen, bei dem einige Nutzer von Elektrofahrzeugen dazu neigen, die Batterie ihres Fahrzeuges frühzeitig zu Laden, um einem potenziellen Reichweitenengpass vorzubeugen. Daher ist die Planbarkeit ein wichtiger Faktor für die Kundenzufriedenheit. [14]

Kundenpräferenzen

Die Präferenz der Elektrofahrzeugnutzer bezüglich der LIS kann variieren. Einige Nutzer bevorzugen aufgrund von Standort, Tarifgestaltung oder zusätzlichen Dienstleistungen bestimmte Ladeanbieter.[15]

4.2 Förderung

Im Folgenden werden die Fördermöglichkeiten von Anlagen für LIS von Elektrofahrzeugen in Nordrhein-Westfalen (NRW) und auf Bundesebene beschreiben. Dabei werden Förderungen für gewerbliche Anwendungen als auch für Privatpersonen erläutert. Es ist wichtig zu beachten, dass sich die Förderprogramme je nach Bundesland unterscheiden können. Aufgrund der regelmäßigen Aktualisierung von Erlassen und Richtlinien auf Bundes- und auch Landesebene können die Fördermöglichkeiten für LIS von Elektrofahrzeugen fluktuieren.[16]

progres.nrw - Emissionsarme Mobilität in NRW

Seit dem 01. April 2022 bietet das Land Nordrhein-Westfalen das Förderprogramm *progres.nrw-Emissionsarme Mobilität* an. Das Förderprogramm unterstützt Unternehmen, Gemeinden und Privatpersonen bei dem Erwerb, der Errichtung und dem Netzanschluss von steuerbaren Ladepunkten für Elektrofahrzeuge. Dabei erhält der Antragsteller eine Förderung bis zu 1500,00€ pro Ladepunkt. Schnellladepunkte mit einer Ladeleistung von über 50 kW werden mit bis zu 250,00€ pro kW bezuschusst.[17]

Die Förderung umfassen alle Leistungen für die Errichtung von einem oder mehreren Ladepunkten. Dazu gehören Ladesäule oder Wallbox, Baumaßnahmen, Montage, Lastmanagement- Energiemanagementsysteme, Kennzeichnung und Parkplatzmarkierungen, sowie der Netzanschluss und die Inbetriebnahme der Ladestationen. Antragsberechtigt für die Förderung sind natürliche Personen, Personengesellschaften, juristische Personen und Gemeinden. Voraussetzung für die Förderung ist, dass die Ladeleistung des zu fördernden Ladepunktes mindestens 11 kW beträgt und der Strom aus ökologischer Herkunft stammt. Die Nutzung von ökologischem Strom zum Laden der Elektrofahrzeuge kann durch einen Grünstrom-Liefervertrag oder durch die Eigenerzeugung von regenerativem Strom beispielsweise durch eine Photovoltaik-Anlage ermöglicht werden. Die Antragsstellung auf Förderung muss vor der Errichtung der Ladestation erfolgen. [17]

Förderung Schnellladeinfrastruktur

Der Aufbau der Schnellladeinfrastruktur soll durch ein weiteres Förderprogramm unterstützt werden. Das Förderprogramm soll noch im Sommer 2023 anlaufen. Hierbei wird die Errichtung der Schnellladeinfrastruktur sowie der Netzanschluss der Ladestationen finanziell unterstützt. Für das Förderprogramm ist ein Volumen von insgesamt bis zu 400 Millionen Euro vorgesehen. [18]

4.3 Treibhausgasminderungs-Quote

Die THG-Quote wurde im Dezember 2015 im Rahmen des Pariser Klimaabkommens beschlossen und ist am 4. November 2016 in Kraft getreten [19]. Nach Aussagen des Umweltbundesamts ist der Verkehrssektor der „einzige Sektor, der seine Emissionen seit 1990 nicht mindern konnte [20].

Der THG-Quotenhandel bezieht sich auf den Zertifikats-Handel mit THG-Zertifikaten und ist Teil der Strategie zur Reduzierung des CO₂-Ausstoßes im Verkehrssektor. Bis 2030 hat die Bundesregierung eine jährlich ansteigende Treibhausgasminderungsquote festgelegt. Durch die THG-Quote sind Mineralölunternehmen dazu verpflichtet, ihren CO₂-Ausstoß kontinuierlich zu senken, um die gesetzlichen Vorgaben zu erfüllen und Strafzahlungen zu vermeiden. Betreiber von Anlagen für LIS haben die Möglichkeit, am Zertifikatshandel teilzunehmen und können die eingesparte Menge an CO₂ als Quotenanteil verkaufen. Wie in Abbildung 4 dargestellt, muss sich der Anlagenbetreiber bei einem Dienstleister anmelden, um an dem Handel teilnehmen zu können. Das Umweltbundesamt erhält von dem Dienstleister einen Antrag, um die Zertifikate zu erhalten. Zugleich übernimmt der Dienstleister auch Verantwortung für den Verkauf der THG-Zertifikate an die Mineralölunternehmen (siehe Abbildung 4).

Für Anlagenbetreiber von Anlagen für LIS von Elektrofahrzeugen stellt der Handel mit den THG-Zertifikaten eine weitere Einkommensquelle dar und trägt mit rund 11 Cent pro verkaufte kWh zur Gewinnerzielung der Anlage bei.

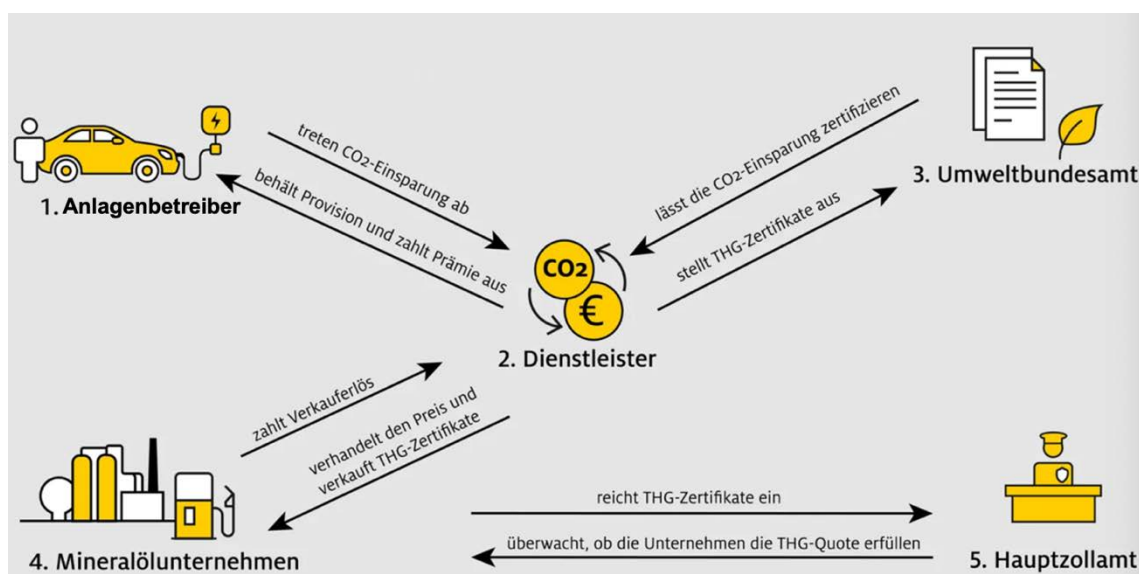


Abbildung 4: Ablauf beim THG-Quotenhandel [21]

5 Analyse und Auswertung

In diesem Teil werden die in Kapitel 3 vorgestellten Betreiber- und Geschäftsmodelle unter Berücksichtigung der erläuterten Rahmenbedingungen anhand einer LIS-Anlage der *Energiegewinner eG* analysiert und bewertet. Im Rahmen dieser Bachelor-Thesis wurde ein Kalkulations-Tool entwickelt, um wirtschaftliche Berechnungen durchzuführen. Damit die Analyse der Betreiber- und Geschäftsmodelle möglichst praxisnah durchgeführt wird, wird diese auf ein reales Projekt der *Energiegewinner eG* angewendet. Hierbei dient ein bestimmter Ladepark in einem Parkhaus eines Bürokomplexes in Düsseldorf als Referenzanlage. Dabei ist die Größe des Ladeparks variabel, ebenso wie die Investitionskosten.

Die Referenzanlage hat 72 Ladepunkte und wurde im September 2022 in Betrieb genommen. Vorab wurden durch die *Energiegewinner Technik GmbH* eine Standortanalyse durchgeführt. Dabei werden folgende Parameter berücksichtigt:

- **Nachfrage und Potenzial:** Analyse der aktuellen und erwarteten Nachfrage nach Elektrofahrzeugen in der Region
- **Erreichbarkeit und Zugänglichkeit:** Untersuchung der Zugänglichkeit des Standorts für Elektrofahrzeugbesitzer und Pendler
- **Ladeinfrastruktur und Konkurrenz:** Untersuchung der bereits vorhandenen LIS in der Umgebung
- **Sichtbarkeit und Beschilderung:** Die Sichtbarkeit des Standorts von der Straße aus und die Nutzung gut platzierten Beschilderungen
- **Stromversorgung und Netzkapazität:** Überprüfung der Stromversorgung und Kapazität des Stromnetzes

Aus der Standortanalyse ergibt sich für jeden Ladepunkt eine erwartete Auslastung von 0,5 Ladungen pro Tag und eine jährliche Steigerung der Auslastung von 5%.

5.1 Ladeprofil

Grundlage für die Wirtschaftlichkeit einer LIS-Anlage bildet das Ladeprofil, welches den Leistungsbezug der Ladestation über einen bestimmten Zeitraum abbildet. Durch eine reale Erfassung der Ladevorgänge ist es möglich, wertvolle Einblicke in den Energiebedarf und die Nutzergewohnheiten der Ladekunden zu erhalten. In diesem Zusammenhang werden mithilfe des Kalkulations-Tools standardisierte Ladeprofile analysiert, um die optimalen Betriebsbedingungen darzustellen.

Die standardisierten Ladeprofile basieren auf der Forschungsarbeit mit dem Titel „Erstellung und Auswertung repräsentativer Mobilitäts- und Ladeprofile für Elektrofahrzeuge in Deutschland“ von Daniel Heinz. Die Arbeit umfasst die Entwicklung von typischen Lademustern, welche auf verschiedene Standorte und Nutzerszenarien anwendbar sind. [22]

Die standardisierten Ladeprofile erfassen das Ladeverhalten innerhalb von 24 Stunden und unterscheiden dabei zwischen Wochentag und Wochenende. Zudem wird unterschieden, in welchem Gebiet sich die LIS-Anlage befindet und ob es sich um öffentliche Ladestationen oder Ladestationen am Arbeitsplatz handelt. Basierend auf dem

Verhalten der Elektrofahrzeugnutzer berücksichtigt das Ladeprofil die erwarteten Spitzen und Schwankungen in der Ladeleistung.

Abbildung 5 illustriert den Vergleich der Ladeprofile für Arbeitsplatzladen und öffentliches Laden an einer Ladestation für Elektrofahrzeuge. Dargestellt im Diagramm ist die Verteilung der Ladeleistung über 24 Stunden für beide Ladeszenarien.

Das Ladeprofil für Arbeitsplatzladen zeigt eine charakteristische Spitzenlast zu Beginn der Arbeitszeiten um ungefähr 8:30 Uhr auf. Die bezogene Ladeleistung für das öffentliche Laden weist eine gleichmäßigere Verteilung als das Arbeitsplatzladen auf. Da es sich bei unserer Referenzanlage um das Parkhaus eines Bürokomplexes handelt, wird im Kalkulations-Tool das Lastprofil für Arbeitsplatzladen ausgewählt.

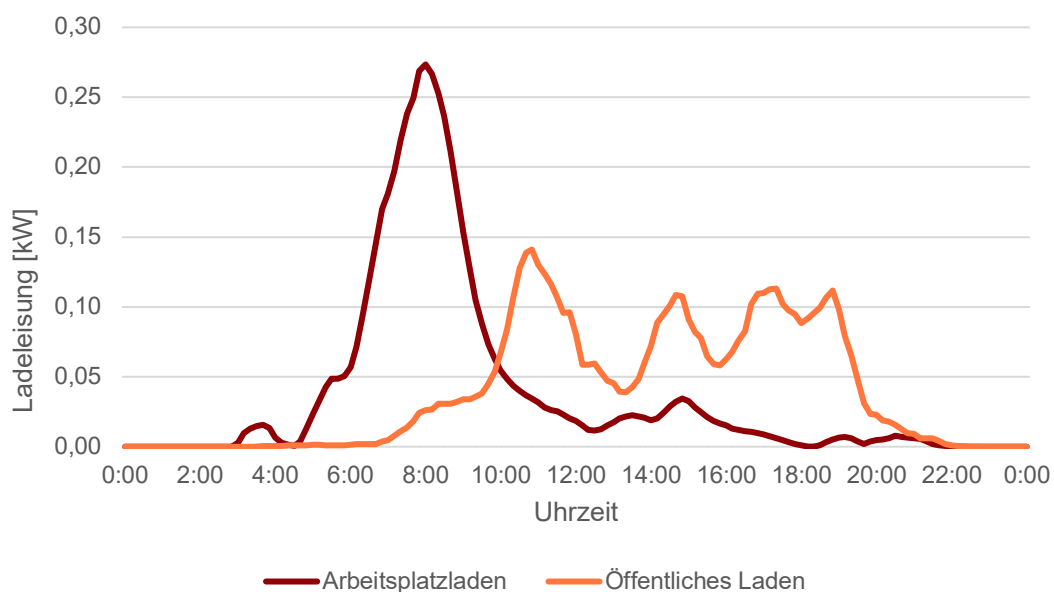


Abbildung 5: Vergleich der Ladeprofile für Arbeitsplatzladen und öffentliches Laden (In Anlehnung an [22])

Abbildung 6 veranschaulicht die Ladeprofile in Abhängigkeit des Standortes der LIS-Anlage für öffentliches Laden und Arbeitsplatzladen. Alle Graphen weisen hierbei den typischen Verlauf eines Lastprofils für Arbeitsplatzladen auf. Dabei wird deutlich, dass die bezogene Ladeleistung in ländlichen Regionen höher ist als die in städtischen

Gebieten. Da es sich bei unser Referenzanlage um eine Anlage im inneren Stadtbereich einer Großstadt handelt, wird dieses Ladeprofil verwendet.

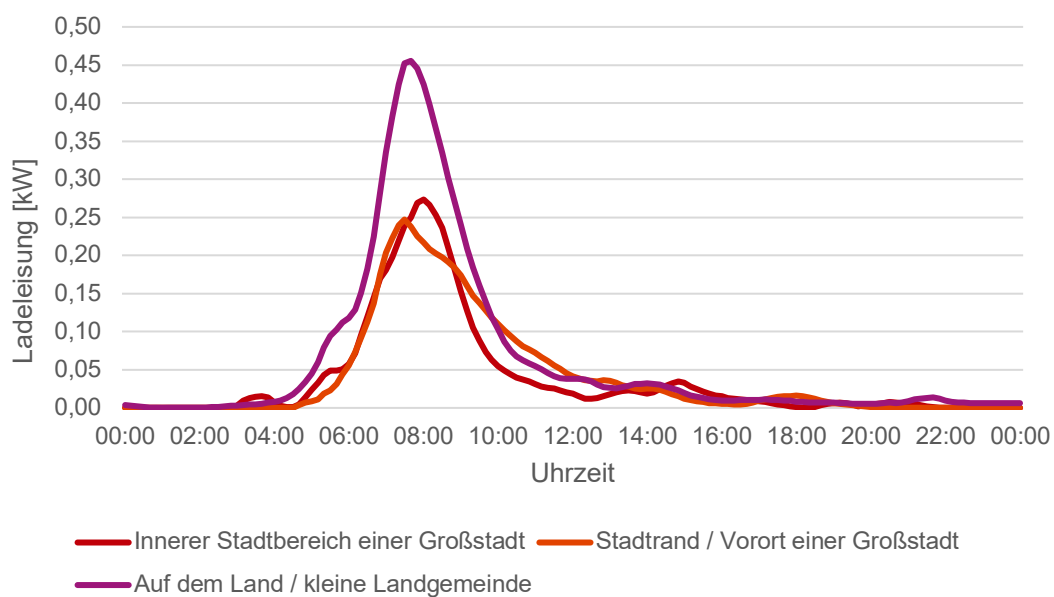


Abbildung 6: Ladeprofil für verschiedene Standorte einer LIS-Anlage (In Anlehnung an [22])

In Abbildung 7 veranschaulicht ein Ladeprofil für Arbeitsplatzladen im inneren Stadtbereich einer Großstadt an Wochentagen und am Wochenende. Für die Wochentage zeigt das Ladeprofil einen charakteristischen Verlauf der Spitzenlast zu Beginn der Arbeitszeiten, um 8:30 Uhr. Das Ladeprofil für Wochenenden hat im Vergleich zu dem Ladeprofil an Wochentagen eine insgesamt geringere Ladeleistung. Die Verteilung der Ladeleistung über den Tag ist weniger ausgeprägt und weist vergleichsweise zur Ladeleistung an Wochentagen keine Lastspitzen auf.

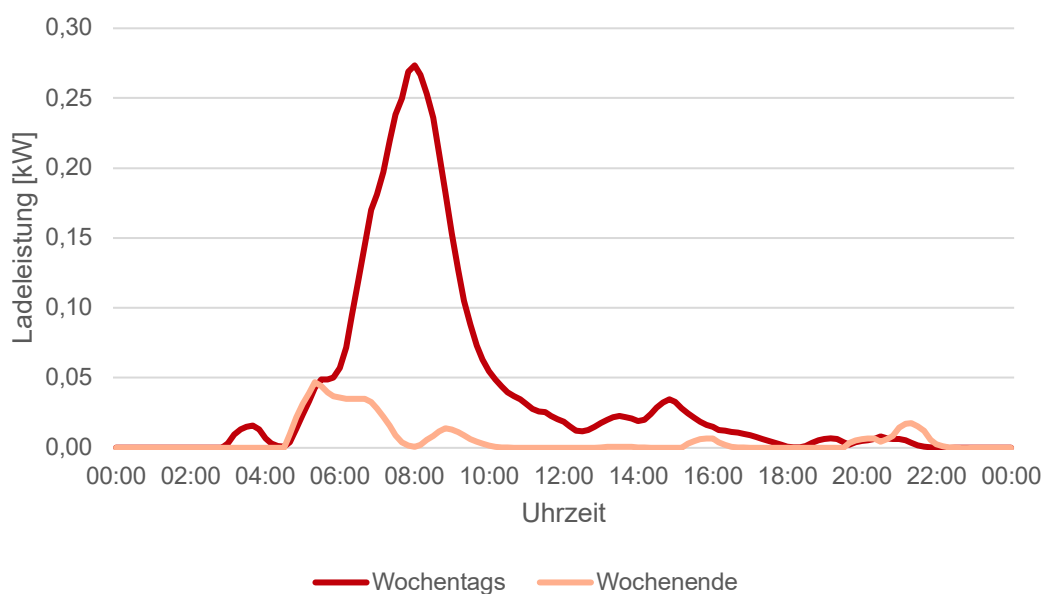


Abbildung 7: Vergleich Ladeprofil Wochentags und am Wochenende (In Anlehnung an [22])

5.2 Parameter der Wirtschaftlichkeit

Im Folgenden wird die Nutzung des für die Bachelorarbeit entwickelten Kalkulations-Tools zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit erläutert und die wichtigsten Parameter erklärt. Der Ablauf der Verwendung des Kalkulations-Tools wird in Abbildung 8 erklärt. Dabei werden unter „Aktiv“ die Schritte aufgeführt, die der Benutzer des Kalkulations-Tools selbstständig ausführt. Unter „Passiv“ werden die Abläufe beschrieben, die das Kalkulations-Tool eigenständig im Hintergrund ausführt. Die angenommenen Kosten basieren auf Erfahrungswerten der Energiegewinner Technik GmbH.

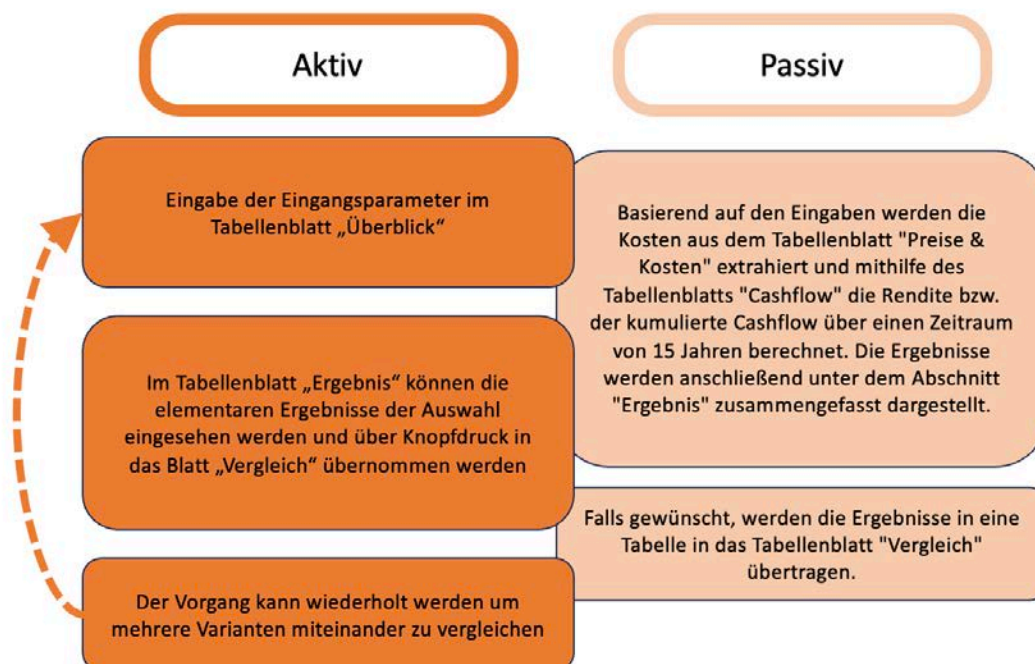


Abbildung 8: Ablauf der Verwendung des Kalkulations-Tools (eigene Darstellung)

Die zentralen Eingangsparameter anhand deren Eingabe das Kalkulations-Tool die Ergebnisparameter berechnen kann, umfassen:

- Typ der Ladestationen und Anzahl
- Installationsart der Ladestationen
- AC-Kabel
- Verlegeart der Kabel
- Unterverteilung
- Schutzeinrichtungen zur Absicherung der Ladestation
- Angaben zum Lastmanagement
- Angaben zum Ladeprofil
- Prognose des Kundenwachstums
- Strombezugspreis
- Auswahl Betreibermodell
- Auswahl Geschäftsmodell

Im Tabellenblatt „Überblick“ wird zunächst der Typ und die Anzahl der geplanten Ladestation eingeegeben. In Abbildung 9 sind bereits exemplarisch die Daten für die Referenzanlage eingetragen.

Ladestation	Typ Ladestation	Anzahl
		Alfen Eve Single Pro-line DE 11kW

Abbildung 9: Eingabe Ladestationen im Kalkulations-Tool [23]

Dabei besteht eine Auswahl aus verschiedenen Ladestationen der Firma *Alfen*. Je nach den Anforderungen der Anlage, kann eine geeignete Ladestation ausgewählt werden. Bei der Referenzanlage werden 72 Ladestationen des Typs *Alfen Eve Single Pro-line DE 11kw* ausgewählt. Das DE steht in der Typenbezeichnung für eine Eichrechtskonforme Ladestation, für die Abrechnung mit Ladekunden ist diese vorgeschrieben.

Im zweiten Schritt wählt der Nutzer die wichtigen Faktoren für die Errichtung der LIS-Anlage aus. Begonnen wird damit, dass die Installationsart der Ladestation ausgewählt wird. Im Falle unserer Referenz Anlage wird die *Alfen Wand Platte* ausgewählt (siehe Abbildung 10).

Installationsart Ladestation		
Installationsart	Anzahl	Fundament
Alfen Wand Platte	72	Nein
		Nein
		Nein
		Nein
Andere Installationsart		- €

Abbildung 10: Auswahl Installationsart der Ladestation [23]

Im nächsten Schritt werden AC- und Netzwerk-Kabel inklusive der dazugehörigen Verlegeart ausgewählt. Wie in Abbildung 11 veranschaulicht, werden die AC-Kabel in Ladestation und UV eingeteilt, dies dient zur Übersicht bei der Kostenaufstellung. Bei der Auswahl der Kabel muss, wie bereits in Kapitel 2.2 erwähnt, besonders auf die normgerechte Auslegung geachtet werden. Die für die Referenzanlage ausgewählten Kabeltypen sind exemplarisch im Kalkulations-Tool eingetragen. Die Verlegeart wird für die gesamte Verkabelung auf einmal ausgewählt, da die Verlegearten von verschiedenen Kabelarten genutzt werden können. Abschließend wird das Netzwerkkabel ausgewählt, hierbei kann zwischen einer Kabelart, die für den Außenbereich geeignet ist und einer, die nicht für den Außenbereich geeignet ist, ausgewählt werden. Mittels der angegebenen Länge der Kabel und der angegebenen Verlegeart, werden die Arbeitskosten für die Errichtung der Verkabelung berechnet.

AC-Kabel Ladestation	
Kabelart	Länge in m
Sonder-Gummiaderleitung 1x6mm ²	200 m
NYJ-J 5x6 mm ²	600 m
NYM-J 3x2,5 mm ²	100 m

AC-Kabel UV	
Kabelart	Länge in m
NAYY-J 4x185 mm ²	300 m
NYJ-O 1x300 mm ²	30 m
NYJ-J 1x95mm ²	150 m

Verlegeart	
Art	Länge in m
Ausbau im Rohr (neuverlegung)	20 m
Ausbau Kabeltrasse	1.000 m

Netzwerkkabel	
Kabelart	Länge in m
Cat 7 außen	2.500 m

Abbildung 11: Auswahl AC-Kabel, Verlegeart und Netzwerkkabel [23]

Abbildung 12 zeigt die Auswahl des Zählerschranks und des Fehlerstromschutzes. Für das Modell des Zählerschranks wird auf ein bei der *Energiegewinner Technik GmbH* gängiges Modell für LIS-Anlagen zurückgegriffen. Die Auswahl des Fehlerstromschutzes hängt von der installierten Ladestation ab, da einige Ladestationen bereits einen Fehlerstromschutz verbaut haben. Zusätzlich kann der Installationsort der Anlage ausgewählt werden. Der Installationsort der Anlage ist essenziell, um den vorgeschriebenen Fehlerstromschutz zu verbauen (siehe 2.2 Elektrische Installation der Ladestation).

Zählerschrank	notwendig	
	Ja	
Fehlerstromschutz	notwendig	Installationsort
	Ja	öffentlich

Abbildung 12: Auswahl Zählerschrank und Fehlerstromschutz [23]

Im nächsten Schritt sollen Angaben zu notwendigen Brandschottungen, Kernbohrungen und Werkzeugmiete gemacht werden. Wie in Abbildung 13 dargestellt, wird bei der Referenzanlage weder ein Brandschott noch eine Kernbohrung durchgeführt, sondern nur ein Stapler für 1 Tag gemietet.

Brandschott	Anzahl
	0
Kernbohrung	Anzahl
	0
Werkzeugmiete	
Werkzeug	Dauer
Stapler	1 Tage

Abbildung 13: Auswahl Brandschotts, Kernbohrungen und Werkzeugmiete [23]

Der nächste Schritt des Kalkulations-Tools ermöglicht dem Nutzer die Anzahl der benötigten Parkplatzmarkierungen und Beschilderungen für die LIS-Anlage auszuwählen. Anhand festgelegter Preise und Arbeitsaufwandschätzungen berechnet das Tool die Kosten für die Markierung und das Errichten der Beschilderung. In Abbildung 14 ist exemplarisch die Anzahl an Parkplatzmarkierungen und Beschilderungen der Referenzanlage eingetragen.

Parkplatzmarkierung	Anzahl
	72
Beschilderung	Anzahl
	2

Abbildung 14: Auswahl Parkplatzmarkierungen und Beschilderung [23]

Abschließend wählt der Nutzer aus, ob ein Netzwerkschrank und ein Router verbaut werden sollen. Zudem wird in dem letzten Schritt die Art des Lastmanagements ausgewählt. Für Netzwerkschrank und Router sind in dem Kalkulations-Tool festgeschriebene Preise hinterlegt. Der Nutzer des Tools hat unter dem Punkt Lastmanagement die Auswahl zwischen statischem und dynamischem Lastmanagement. Abbildung 15 zeigt die Auswahl für die Referenzanlage.

Netzwerkschrank	notwendig
	Ja
Router	notwendig
	Ja
Lastmanagement	Art
	statisch

Abbildung 15: Auswahl Netzwerkschrank, Router und Lastmanagement [23]

Anhand der Eingaben des Nutzers erfolgt die Aufstellung aller Kosten der geplanten LIS-Anlage.

Für die wirtschaftliche Betrachtung des Betriebs der Anlage wird durch den Nutzer ein passendes Ladeprofil für die Anlage ausgewählt (siehe Abbildung 17). Anhand des

ausgewählten Ladeprofils und der ausgewählten Ladestation wird die Lademenge pro Jahr berechnet. Die Wachstumsprognose wird anhand der von der *Energiegewinner Technik GmbH* durchgeführten Standortanalyse ausgewählt.

Ladeprofil	
Gebiet	Innerer Stadtbereich einer Großstadt
Ladeort	Arbeitsplatz
Auslastung	50%
Lademenge pro Jahr	54.869,72 kWh/a
Prognose Wachstum pro a	20,00%
Strompreis Bezug	23,00 ct/kWh

Abbildung 17: Auswahl Ladeprofi, Wachstumsprognose und Strompreis [23]

Anschließend wählt der Nutzer des Kalkulations-Tools, wie in Abbildung 18 dargestellt, das Betreiber- und das Geschäftsmodell aus. Für die drei verschiedenen Geschäftsmodelle bietet das Kalkulations-Tool exemplarisch verschiedene Tarife an.

Betreibermodell			
Geschäftsmodell			
Geschäftsmodelle	Pay-per-Use	Abo-Modelle	Flatrate-Modell
	60,00 ct/kWh	55€ für 75 kWh	500 €/Jahr
Max. Mögliche Kundenanzahl		60	20
Kundenanzahl		60	20

Abbildung 18: Auswahl Betreiber- und Geschäftsmodell [23]

Ebenfalls relevant für die wirtschaftliche Betrachtung des Betriebs der LIS-Anlage sind die jährlichen Kosten (Betriebs- und Wartungskosten). Diese setzen sich aus verschiedenen Kostenfaktoren wie Wartung, Instandhaltung, Versicherung sowie technischer und kaufmännische Betriebsführung zusammen. Die Betriebskosten für die LIS-Anlage werden anhand der Anzahl installierter Ladesäulen berechnet. [2]

Die Gesamtkapitalrendite wird als Kennzahl für die Wirtschaftlichkeit der LIS-Anlage herangezogen, um eine bessere Vergleichbarkeit der Betreiber- und Geschäftsmodelle zu ermöglichen. Diese Methode beschreibt den Ertrag einer Kapitalanlage im Verhältnis zum eingesetzten Kapital. Für die Berechnung der Rendite wird die interne Zinsfuß Methode verwendet. Die interne Zinsfuß Methode ist eine dynamische Art der Investitionsrechnung und berücksichtigt die zeitlichen Geldflüsse. Bei der dynamischen Investitionsrechnung werden die Geldflüsse über eine gewisse Zeitspanne berücksichtigt. Die statische Investitionsrechnung basiert gegenüber der dynamischen nur auf Durchschnittswerten. Der interne Zinsfuß beschreibt den Zinssatz, bei dem der Kapitalwert null wird. [24, S. 33]

Der interne Zinsfuß sollte den deutschen Kapitalmarktzinssatz übertreffen, um eine finanziell attraktive Investition zu zeigen. Im Jahr 2022 lag der deutschen Kapitalmarktzinssatz bei durchschnittlich 1,14% [25]

Die Cashflow-Tabellen zur Berechnung der Rendite sind im Excel-Tool unter dem Reiter „Cashflow“ zu finden. Diese Tabellen stellen die jährlichen Einnahmen und Ausgaben der LIS-Anlage gegenüber, um den Cashflow für jedes Jahr zu ermitteln und die Rendite nach 15 Jahren in Bezug auf die Investitionskosten zu berechnen.

5.3 Wirtschaftlichkeit der Geschäftsmodelle

Für die wirtschaftliche Betrachtung wird die Rendite der Geschäftsmodelle mit den angenommenen Tarifen mithilfe des Kalkulations-Tools verglichen. Darauf aufbauen wird analysiert, wie das Zusammenspiel zwischen Betreiber- und Geschäftsmodell die Rentabilität der LIS-Anlage beeinflusst.

5.3.1 Analyse: Eigentumsmodell

Wie in Kapitel 3.2 bereits erklärt, handelt es sich bei dem Eigentumsmodell um ein Betreibermodell, bei dem der Eigentümer zugleich auch der Betreiber der Anlage ist.

Pay-Per-Use

Tabelle 2 zeigt exemplarisch die simulierten Einnahmen und Ausgaben für das Geschäftsmodell Pay-per-Use im ersten Jahr des Betriebes der Anlage.

Tabelle 2: Einnahmen und Ausgaben des Modell Eigentum kombiniert mit Pay-Per-Use für das erste Jahr

	Ausgaben	Einnahmen
Investitionskosten	282.251,42 €	
Betriebs- und Wartungskosten	36.000,00 €/a	
THG-Vergütung		6035,67 €
Einkauf Strom	12.620,04 €	
verkaufter Strom		32.921,83 €

Die Cashflow-Berechnung über den Betrachtungszeitraum von 15 Jahren wird in Tabelle 3 dargestellt.

Tabelle 3: Cashflow Pay-Per-Use Modell Eigentum

Cashflow Pay-per-Use Eigentümer						
Jahr	Stichtag	Verkaufter Strom	Kosten p.a.	THG Quote	Kapitalrückfluss	kumulierter Cashflow
Jahr 0	01.01.23	54.869,72 kWh			- 282.251,42 €	- 282.251,42 €
Jahr 1	01.01.24	54.869,72 kWh	36.000,00 €	6.035,67 €	- 9.662,53 €	- 291.913,95 €
Jahr 2	01.01.25	65.843,67 kWh	36.000,00 €	7.242,80 €	- 4.395,04 €	- 296.309,00 €
Jahr 3	01.01.26	76.817,61 kWh	36.000,00 €	8.449,94 €	872,45 €	- 295.436,54 €
Jahr 4	01.01.27	87.791,55 kWh	36.000,00 €	9.657,07 €	6.139,95 €	- 289.296,60 €
Jahr 5	01.01.28	98.765,50 kWh	36.000,00 €	10.864,20 €	11.407,44 €	- 277.889,16 €
Jahr 6	01.01.29	109.739,44 kWh	36.000,00 €	12.071,34 €	16.674,93 €	- 261.214,22 €
Jahr 7	01.01.30	120.713,39 kWh	36.000,00 €	13.278,47 €	21.942,43 €	- 239.271,80 €
Jahr 8	01.01.31	131.687,33 kWh	36.000,00 €	14.485,61 €	27.209,92 €	- 212.061,88 €
Jahr 9	01.01.32	142.661,28 kWh	36.000,00 €	15.692,74 €	32.477,41 €	- 179.584,47 €
Jahr 10	01.01.33	153.635,22 kWh	36.000,00 €	16.899,87 €	37.744,91 €	- 141.839,56 €
Jahr 11	01.01.34	164.609,17 kWh	36.000,00 €	18.107,01 €	43.012,40 €	- 98.827,16 €
Jahr 12	01.01.35	175.583,11 kWh	36.000,00 €	19.314,14 €	48.279,89 €	- 50.547,27 €
Jahr 13	01.01.36	186.557,05 kWh	36.000,00 €	20.521,28 €	53.547,39 €	3.000,12 €
Jahr 14	01.01.37	197.531,00 kWh	36.000,00 €	21.728,41 €	58.814,88 €	61.815,00 €
Jahr 15	01.01.38	208.504,94 kWh	36.000,00 €	22.935,54 €	64.082,37 €	125.897,37 €
	Summe	2.030.179,70 kWh	540.000,00 €	217.284,10 €	408.148,79 €	

Der Anstieg des verkauften Stroms in Tabelle 3 ist auf das prognostizierte Wachstum des Kundenstammes zurückzuführen. Hierbei wird davon ausgegangen, dass der Kundenstamm äquivalent zu dem Wachstum der Elektromobilität steigt.

Der Gesamtertrag vor Abzug der Kosten setzt sich aus dem verkauften Strom des Kundenwachstums und der THG-Vergütung zusammen. Die jährlichen Kosten ergeben sich durch den Einkaufspreis des Stroms und den Betriebskosten der Anlage. Diese beiden Faktoren führen zum jährlichen Kapitalrückfluss. Mithilfe des Kalkulations-Tools ergibt sich für die LIS-Anlage in dieser Modellauswahl eine Rendite von 3,25%.

Bei dem Geschäftsmodell Pay-Per-Use in Zusammenspiel mit dem Eigentumsmodell ist der verkaufte Strom und die damit verbundene THG-Vergütung der ausschlaggebende Faktor für die Wirtschaftlichkeit der LIS-Anlage.

In Abbildung 19 wird der kumulierte Cashflow für die ausgewählte Anlagenkonfiguration dargestellt. Hierbei ist zu sehen, dass der Wendepunkt zu einem positiven Kapitalrückfluss im 3. Betriebsjahr ist. Der Break-Even-Point, an dem die Anlage aus wirtschaftlicher Sicht rentabel wird, also einen positiven kumulierten Cashflow aufweist, wird im 13. Betriebsjahr erreicht.

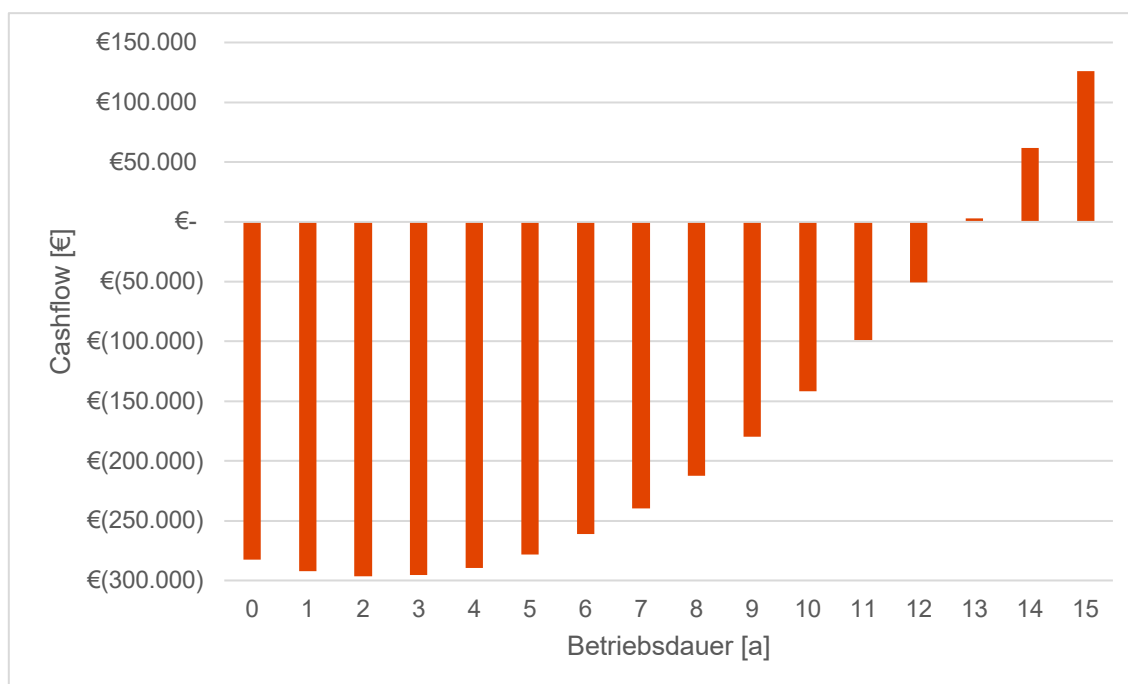


Abbildung 19: Cashflow Pay-per-Use Eigentümer

Die Vielfalt der Einnahmen, darunter Stromverkauf, Kundenwachstum und THG-Vergütung, bietet Vorteile für den Gesamtertrag der LIS-Anlage. Die Cashflow-Berechnungen zeigen, wie der steigende Stromverkauf mit dem Kundenwachstum korreliert und den Kapitalrückfluss beeinflusst. Allerdings können Schwankungen in den Betriebskosten, sowie Unsicherheiten in der Auslastung der LIS-Anlage und in der Kundenwachstumsprognose die Rentabilität beeinflussen.

Abo-Modell

Die Einnahmen und Ausgaben für das Abo-Modell werden in Tabelle 4 veranschaulicht. Wie zuvor beim Pay-Per-Use Geschäftsmodell handelt es um Einnahmen und Ausgaben innerhalb des ersten Betriebsjahres der LIS-Anlage. Die Einnahmen der Abonnements ergeben sich aus der Anzahl der Abonnenten und dem ausgewählten Tarif (siehe Abbildung 17). Die Anfangszahl potenzieller Abonnenten bei Inbetriebnahme der Anlage wird durch die Kombination der prognostizierten Lademenge und der Lademenge des ausgewählten Abo-Modells ermittelt.

Tabelle 4: Einnahmen und Ausgaben des Modells Eigentum kombiniert mit Abo-Modell für das erste Jahr

	Ausgaben	Einnahmen
Investitionskosten	282.251,42€	
Betriebs- und Wartungskosten	36.000,00€/a	
THG-Vergütung		5.940,00€
Einkauf Strom	10.350,00€	
Abonnements		39.600,00€

Die Wachstumsprognose der Ladekunden wird, wie die verkaufte Strommenge, beim Pay-Per-Use Modell angewendet. Wie in Tabelle 5 zu sehen, steigt die Anzahl an Abonnenten innerhalb von 15 Jahren von 60 auf 228 an.

Tabelle 5: Cashflow Abo-Modell Eigentümer

Cashflow Abo-Modell Eigentümer							
Jahr	Stichtag	Verkaufter Strom	Kosten p.a.	THG Quote	Kundenanzahl	Kapitalrückfluss	kumulierter Cashflow
Jahr 0	01.01.23	54.000,00 kWh				- 282.251,42 €	- 282.251,42 €
Jahr 1	01.01.24	54.000,00 kWh	36.000,00 €	5.940,00 €	60	- 2.880,00 €	- 285.131,42 €
Jahr 2	01.01.25	64.800,00 kWh	36.000,00 €	7.128,00 €	72	3.744,00 €	- 281.387,42 €
Jahr 3	01.01.26	75.600,00 kWh	36.000,00 €	8.316,00 €	84	10.368,00 €	- 271.019,42 €
Jahr 4	01.01.27	86.400,00 kWh	36.000,00 €	9.504,00 €	96	16.992,00 €	- 254.027,42 €
Jahr 5	01.01.28	97.200,00 kWh	36.000,00 €	10.692,00 €	108	23.616,00 €	- 230.411,42 €
Jahr 6	01.01.29	108.000,00 kWh	36.000,00 €	11.880,00 €	120	30.240,00 €	- 200.171,42 €
Jahr 7	01.01.30	118.800,00 kWh	36.000,00 €	13.068,00 €	132	36.864,00 €	- 163.307,42 €
Jahr 8	01.01.31	129.600,00 kWh	36.000,00 €	14.256,00 €	144	43.488,00 €	- 119.819,42 €
Jahr 9	01.01.32	140.400,00 kWh	36.000,00 €	15.444,00 €	156	50.112,00 €	- 69.707,42 €
Jahr 10	01.01.33	151.200,00 kWh	36.000,00 €	16.632,00 €	168	56.736,00 €	- 12.971,42 €
Jahr 11	01.01.34	162.000,00 kWh	36.000,00 €	17.820,00 €	180	63.360,00 €	50.388,58 €
Jahr 12	01.01.35	172.800,00 kWh	36.000,00 €	19.008,00 €	192	69.984,00 €	120.372,58 €
Jahr 13	01.01.36	183.600,00 kWh	36.000,00 €	20.196,00 €	204	76.608,00 €	196.980,58 €
Jahr 14	01.01.37	194.400,00 kWh	36.000,00 €	21.384,00 €	216	83.232,00 €	280.212,58 €
Jahr 15	01.01.38	205.200,00 kWh	36.000,00 €	22.572,00 €	228	89.856,00 €	370.068,58 €
Summe		1.998.000,00 kWh	540.000,00 €	213.840,00 €	228	652.320,00 €	

Wie auch beim Pay-Per-Use Modell zuvor lässt sich auch beim Abo-Modell erkennen, dass die THG-Quote einen ausschlaggebenden Anteil am Kapitalrückfluss der Anlage hat. Im Gegensatz zum Pay-Per-Use Modell liefert nicht der Stromverkauf direkt, sondern die Einnahmen durch Abonnements den größten Anteil am Kapitalrückfluss. Die Rendite der LIS-Anlage nach 15 Jahren beträgt 8,38%.

Abbildung 20 zeigt den kumulierten Cashflow der Referenzanlage für die Kombination aus Eigentumsmodell und Abo-Modell. Im direkten Vergleich mit dem Pay-Per-Use Modell lässt sich feststellen, dass der Wendepunkt, bei dem es zu einem positiven Kapitalrückfluss kommt, schon im 2. Jahr erreicht wird. Der Break-Even-Point wird bei der Anlage nach 11 Jahren erreicht. Ab diesem Zeitpunkt werden nicht nur die Kosten gedeckt, sondern es entstehen Gewinne.

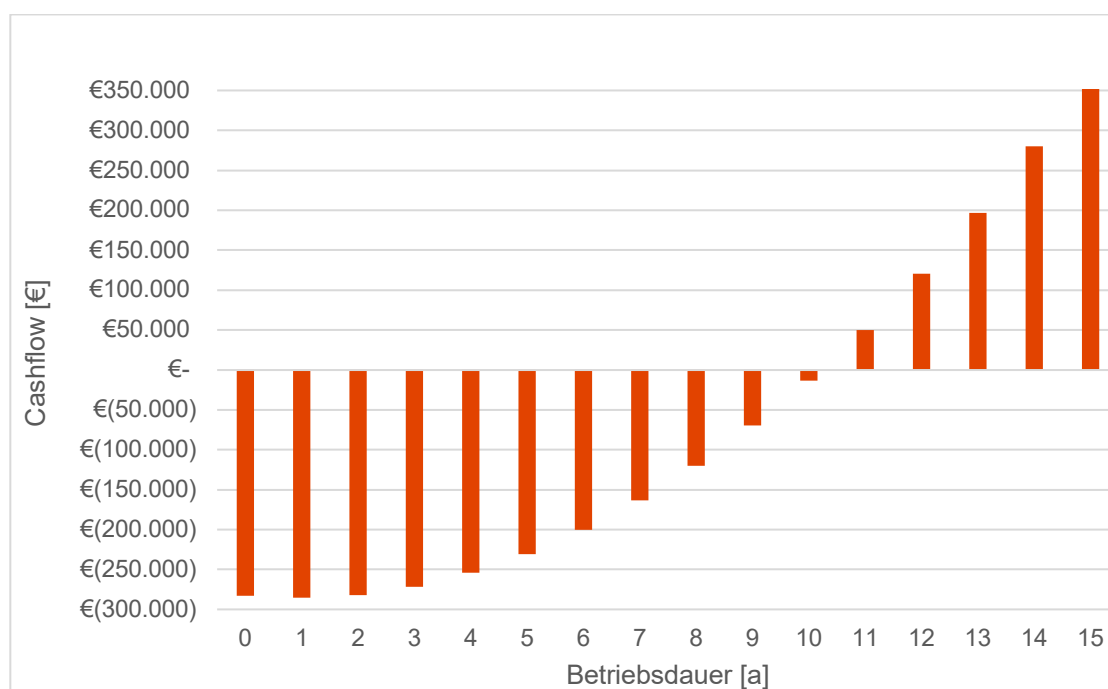


Abbildung 20: Cashflow Abo-Modell Eigentümer

Die Analyse zeigt, dass das Abo-Modell in Kombination mit dem Eigentumsaspekt in dieser Anlagenkonfiguration und mit den angenommenen Rahmenbedingungen eine zügige Rentabilität ermöglichen kann. Für den Anlagenbetreiber bietet das Abo-Modell eine gewisse wirtschaftliche Planbarkeit, da es regelmäßige und vorhersehbare Einnahmen durch Abonnementgebühren gibt.

Flatrate-Modell

Bei dem Flatrate-Modell kann der Anlagenbetreiber wie bei dem Abo-Modell mit regelmäßigen Einnahmen rechnen. Die Einnahmen und Ausgaben werden für das 1. Betriebsjahr der Anlage in Tabelle 6 dargestellt. Hierbei wird deutlich, dass die Ausgaben für den Einkauf von Strom, sowie die Einnahmen durch THG-Vergütung und Zahlungen der Flatrate vergleichsweise gering sind. Dies ist darauf zurückzuführen, dass für das Flatrate-Modell eine konservative Berechnung zugrunde liegt. Für den betrachteten Flatrate-Tarif wird von einer jährlichen Zahlung von 500€ ausgegangen.

Tabelle 6: Einnahmen und Ausgaben des Modells Eigentum kombiniert mit Flatrate-Modell für das erste Jahr

	Ausgaben	Einnahmen
Investitionskosten	282.251,42€	
Betriebs- und Wartungskosten	36.000,00€/a	
THG-Vergütung		27,18€
Einkauf Strom	56,82€	
Flatrate		10.000€

Die Zahlungen der Flatrate setzen sich aus der Anzahl an Kunden und dem ausgewählten Tarif zusammen. Wie in Tabelle 7 dargestellt, wird für das erste Betriebsjahr eine Anzahl von 20 Kunden angenommen. Die Anzahl der möglichen Kunden errechnet sich mithilfe folgender Formel:

$$\text{Anzahl Kunden} = \frac{\text{Lademenge pro Jahr}}{7,5 \text{ kWh} * 365}$$

Formel 1: Berechnung Anzahl Kunden Flatrate-Modell

Der durchschnittliche Verbrauch eines Elektrofahrzeugs beträgt 7,5 kWh, dabei die durchschnittlich zurückgelegte Strecke pro Tag in Deutschland von etwa 50 km betrachtet [26, S. 3].

Tabelle 7: Cashflow Flatrate-Modell Eigentümer

Cashflow Flatrate-Modell Eigentümer							
Jahr	Stichtag	Verkaufter Strom	Kosten p.a.	THG Quote	Kundenanzahl	Kapitalrückfluss	kumulierter Cashflow
Jahr 0	01.01.23	247,05 kWh				- 282.251,42 €	- 282.251,42 €
Jahr 1	01.01.24	247,05 kWh	36.000,00 €	27,18 €	20	- 26.029,65 €	- 308.281,07 €
Jahr 2	01.01.25	296,47 kWh	36.000,00 €	32,61 €	24	- 24.035,58 €	- 332.316,64 €
Jahr 3	01.01.26	345,88 kWh	36.000,00 €	38,05 €	28	- 22.041,51 €	- 354.358,15 €
Jahr 4	01.01.27	395,29 kWh	36.000,00 €	43,48 €	32	- 20.047,43 €	- 374.405,58 €
Jahr 5	01.01.28	444,70 kWh	36.000,00 €	48,92 €	36	- 18.053,36 €	- 392.458,95 €
Jahr 6	01.01.29	494,11 kWh	36.000,00 €	54,35 €	40	- 16.059,29 €	- 408.518,24 €
Jahr 7	01.01.30	543,52 kWh	36.000,00 €	59,79 €	44	- 14.065,22 €	- 422.583,46 €
Jahr 8	01.01.31	592,93 kWh	36.000,00 €	65,22 €	48	- 12.071,15 €	- 434.654,61 €
Jahr 9	01.01.32	642,34 kWh	36.000,00 €	70,66 €	52	- 10.077,08 €	- 444.731,69 €
Jahr 10	01.01.33	691,75 kWh	36.000,00 €	76,09 €	56	- 8.083,01 €	- 452.814,71 €
Jahr 11	01.01.34	741,16 kWh	36.000,00 €	81,53 €	60	- 6.088,94 €	- 458.903,64 €
Jahr 12	01.01.35	790,57 kWh	36.000,00 €	86,96 €	64	- 4.094,87 €	- 462.998,51 €
Jahr 13	01.01.36	839,98 kWh	36.000,00 €	92,40 €	68	- 2.100,80 €	- 465.099,31 €
Jahr 14	01.01.37	889,40 kWh	36.000,00 €	97,83 €	72	- 106,73 €	- 465.206,04 €
Jahr 15	01.01.38	938,81 kWh	36.000,00 €	103,27 €	76	1.887,34 €	- 463.318,70 €
	Summe	9.141,01 kWh	540.000,00 €	978,34 €	76	- 181.067,27 €	

Im Gegensatz zu den zuvor vorgestellten Geschäftsmodellen bietet das Flatrate-Modell erst im 15. Betriebsjahr einen positiven Kapitalrückfluss. Die jährlichen Betriebskosten der LIS-Anlage überwiegen in der Bilanzrechnung gegenüber der geringen THG-Vergütung und der Einnahmen aus den Flatrate-Zahlungen.

Der Cashflow der Referenzanlage über den Betrachtungszeitraum von 15 Jahren für das Flatrate-Modell wird in Abbildung 21 dargestellt. Hierbei ist zu erkennen, dass es bei dieser Art der Kombination aus Betreiber- und Geschäftsmodell keinen Break-Even-Point gibt, an dem die Kosten gedeckt werden und Gewinn erzielt wird.

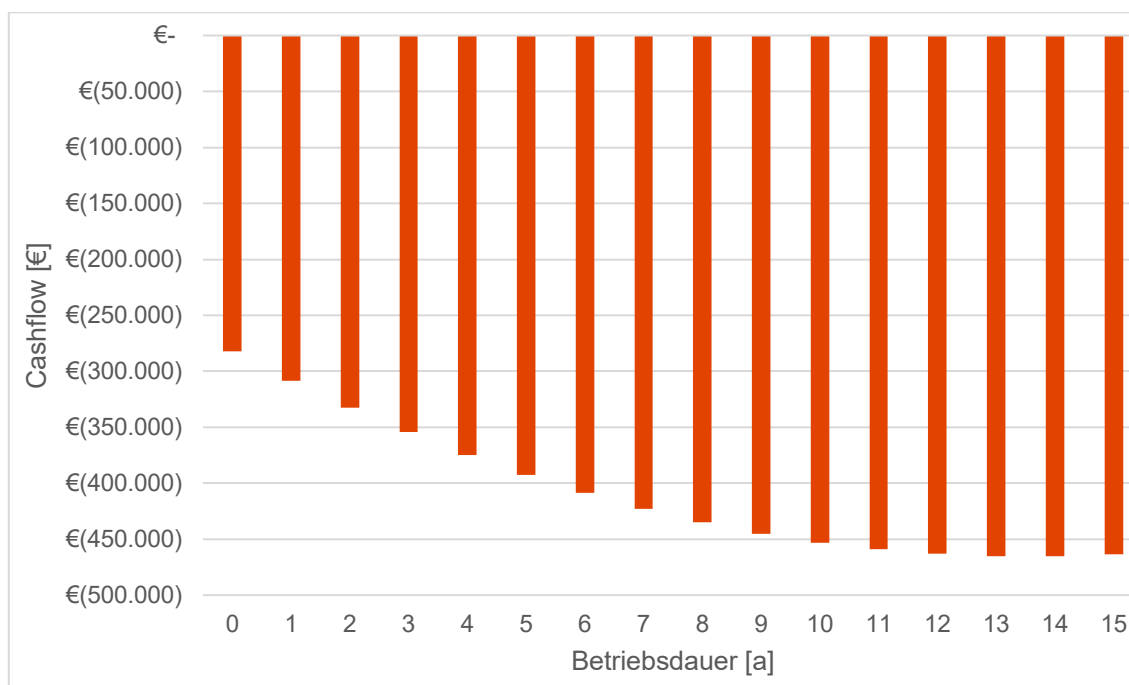


Abbildung 21: Cashflow Flatrate-Modell Eigentümer

Das Flatrate-Modell bietet wie das Abo-Modell für den Betreiber der Anlage eine gute Planbarkeit für Einnahmen aus den Flatrate-Zahlungen. Jedoch ist ein bedeutender Nachteil des Modelles, dass den Kunden eine uneingeschränkte Lademenge zu Verfügung steht. Trotz konservativer Berechnung der Anzahl an Ladekunden bleibt eine Unsicherheit, wie hoch der Bezug der Ladekunden tatsächlich ist. Die Unsicherheit umfasst

die Ausgaben für den Einkauf von Strom und die Einnahmen durch die THG-Vergütung.

Die Hauptursache für das wirtschaftliche Risiko liegt darin, das tatsächliche Verhalten der Kunden in Bezug auf das Laden präzise vorherzusagen. Es können individuelle Variationen der Kunden, saisonale Einflüsse oder andere ungesehene Faktoren zu einer Abweichung im tatsächlichen Strombezug führen.

5.3.2 Analyse: Anlagenmiete

Das Betreibermodell Anlagenmiete bietet dem Mieter ohne hohe Kapitalkosten die Nutzung der Anlage. Der Anlagenbetreiber behält bei diesem Betreibermodell weiterhin seine Aufgaben und Pflichten.

Pay-Per-Use

Das Pay-Per-Use Modell im Betreibermodell Anlagenmiete basiert auf den Berechnungen des Pay-Per-Use Modelles mit dem Eigentumsmodell. Wie in Tabelle 8 veranschaulicht, generiert dieses Modell zusätzlich zu den bekannten Einnahmen aus dem Pay-Per-Use Modell des Eigentumsmodells noch Einnahmen durch die Vermietung der Anlage.

Tabelle 8: Einnahmen und Ausgaben des Modells Anlagenmiete kombiniert mit Pay-Per-Use für das erste Jahr

	Ausgaben	Einnahmen
Investitionskosten	282.251,42 €	
Betriebs- und Wartungskosten	36.000,00 €/a	
THG-Vergütung		6.035,67 €
Einkauf Strom	12.620,04 €	
verkaufter Strom		32.921,83 €
Mieteinnahmen		25.047,80 €

Die Mieteinnahmen für das Modell werden mit folgender Formel berechnet:

Formel 2: Berechnung der Mieteinnahmen im Pay-Per-Use Modell

$$\text{Mieteinnahmen} = \frac{\text{Investitionskosten mit Marge}}{15 \text{ Jahre}} + \text{Anteil an Jährliche Betriebskosten}$$

Anhand dieser Berechnungen ergibt sich für die Referenzanlage eine jährliche Miete von 25.047,80€.

Tabelle 9 veranschaulicht den Cashflow des Betreibermodells Anlagenmiete in Kombination mit dem Geschäftsmodell Pay-Per-Use. Hierbei zeigt sich, dass der Kapitalrückfluss bereits ab dem 1. Betriebsjahr positiv ist. Dies resultiert daraus, dass die Einnahmen in Kombination aus verkauftem Strom, der THG-Vergütung und der Miete, die jährlichen Kosten übersteigen.

Tabelle 9: Cashflow Pay-Per-Use Anlagenmiete

Cashflow Pay-per-Use Anlagenmiete							
Jahr	Stichtag	Miete	Verkaufter Strom	Kosten p.a.	THG Quote	Kapitalrückfluss	kumulierter Cashflow
0	01.01.23	€	54.869,72 kWh	€	€	-	282.251,42 €
1	01.01.24	€ 25.047,80	54.869,72 kWh	€ 36.000,00	€ 6.035,67	15.385,26 €	€ (266.866,16)
2	01.01.25	€ 25.047,80	65.843,67 kWh	€ 36.000,00	€ 7.242,80	20.652,75 €	€ (246.213,40)
3	01.01.26	€ 25.047,80	76.817,61 kWh	€ 36.000,00	€ 8.449,94	25.920,25 €	€ (220.293,16)
4	01.01.27	€ 25.047,80	87.791,55 kWh	€ 36.000,00	€ 9.657,07	31.187,74 €	€ (189.105,42)
5	01.01.28	€ 25.047,80	98.765,50 kWh	€ 36.000,00	€ 10.864,20	36.455,23 €	€ (152.650,18)
6	01.01.29	€ 25.047,80	109.739,44 kWh	€ 36.000,00	€ 12.071,34	41.722,73 €	€ (110.927,45)
7	01.01.30	€ 25.047,80	120.713,39 kWh	€ 36.000,00	€ 13.278,47	46.990,22 €	€ (63.937,23)
8	01.01.31	€ 25.047,80	131.687,33 kWh	€ 36.000,00	€ 14.485,61	52.257,71 €	€ (11.679,52)
9	01.01.32	€ 25.047,80	142.661,28 kWh	€ 36.000,00	€ 15.692,74	57.525,21 €	€ 45.845,69
10	01.01.33	€ 25.047,80	153.635,22 kWh	€ 36.000,00	€ 16.899,87	62.792,70 €	€ 108.638,39
11	01.01.34	€ 25.047,80	164.609,17 kWh	€ 36.000,00	€ 18.107,01	68.060,19 €	€ 176.698,59
12	01.01.35	€ 25.047,80	175.583,11 kWh	€ 36.000,00	€ 19.314,14	73.327,69 €	€ 250.026,27
13	01.01.36	€ 25.047,80	186.557,05 kWh	€ 36.000,00	€ 20.521,28	78.595,18 €	€ 328.621,46
14	01.01.37	€ 25.047,80	197.531,00 kWh	€ 36.000,00	€ 21.728,41	83.862,67 €	€ 412.484,13
15	01.01.38	€ 25.047,80	208.504,94 kWh	€ 36.000,00	€ 22.935,54	89.130,17 €	€ 501.614,30
Summe		€ 375.716,93	2.030.179,70 kWh	€ 540.000,00	€ 217.284,10	783.865,72 €	

Der Break-Even-Point wird bei dieser Kombination im 9. Betriebsjahr erreicht (siehe Abbildung 22). Die Kombination aus Pay-Per-Use und Anlagenmiete bietet dem Eigentümer und Betreiber der Anlage eine lukrative Möglichkeit, zusätzlich zu den Einkünften aus dem Pay-Per-Use Modell, auch an der Vermietung der Anlage zu verdienen.

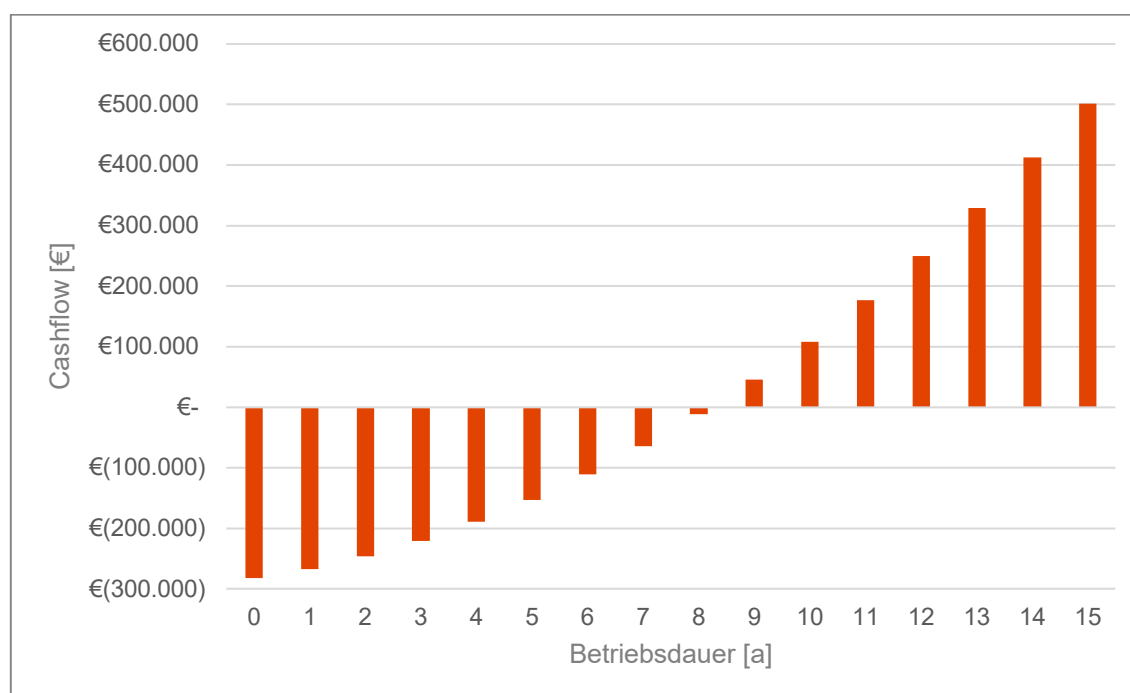


Abbildung 22: Cashflow Pay-per-Use Anlagenmiete

Die Rendite der Anlage mit dieser Kombination aus Betreiber- und Geschäftsmodell beträgt nach einer Betriebsdauer von 15 Jahren 12,05%.

Neben der potenziell attraktiven Rendite birgt diese Art von Betrieb der Anlage aber auch Risiken, die den Gewinn beeinflussen könnten. Durch die Vermietung der Anlage hat der Betreiber keinen Einfluss auf die bezogene Leistung der Anlage. Es besteht somit die Möglichkeit, dass die LIS-Anlage trotz Mieteinnahme geringe Einkünfte verzeichnet, wenn der Anlagenmieter aus unvorhersehbaren Gründen die LIS weniger nutzt als prognostiziert. In so einem Fall würde die Miete allein nicht ausreichen, um die jährlichen Betriebskosten von 36.000€ zu decken.

Dieses Szenario verdeutlicht die Herausforderung, die Miete der Anlage unter Berücksichtigung der laufenden Kosten preislich zu gestalten. Für diese Kombination ist es wichtig, bei der Auslegung der Parameter des Modells eine angemessene Absicherung gegen mögliche Unsicherheiten und mögliche Einkommensschwankungen zu berücksichtigen.

Abo-Modell

Das Abo-Modell im Betreibermodell Anlagenmiete basiert auf den Berechnungen des Abo-Modells in Kombination mit dem Eigentumsmodell. Die Tabelle 10 visualisiert die Einnahmen und Ausgaben für das 1. Betriebsjahr. Hierbei wird im Vergleich zum Eigentumsmodell ersichtlich, dass die Mieteinnahmen einen erheblichen Anteil der Einnahmen ausmachen.

Tabelle 10: Einnahmen und Ausgaben des Modells Anlagenmiete kombiniert mit dem Abo-Modell für das erste Jahr

	Ausgaben	Einnahmen
Investitionskosten	282.251,42€	
Betriebs- und Wartungskosten	36.000,00€/a	
THG-Vergütung		5.940,00€
Einkauf Strom	10.350,00€	
Abonnements		39.600,00€
Mieteinnahmen		25.047,80 €

Die Mieteinnahmen werden, wie zuvor bei der Anlagenmiete, in Kombination mit Pay-Per-Use auch über Formel 2 berechnet.

Tabelle 11 verdeutlicht den Einfluss der Kombination aus Anlagenmiete und Abo-Modell auf den Kapitalrückfluss. Deutlich wird, dass bereits ab dem 1. Betriebsjahr ein positiver Kapitalrückfluss vorliegt. Dies weist auf eine wirtschaftlich erfolgreiche Betriebsführung hin.

Tabelle 11: Cashflow Abo-Modell Anlagenmiete

Cashflow Abo-Modell Anlagenmiete							
Jahr	Stichtag	Miete	Abo-Modell Einnahmen	Kosten p.a.	THG Quote	Kapitalrückfluss	kumulierter Cashflow
0	01.01.23	€	€	€	€	-282.251,42 €	- 282.251,42 €
1	01.01.24	€ 25.047,80	€ 39.600,00	€ 36.000,00	€ 5.940,00	9.639,80 €	- 272.611,63 €
2	01.01.25	€ 25.047,80	€ 47.520,00	€ 36.000,00	€ 7.128,00	13.758,20 €	- 258.853,43 €
3	01.01.26	€ 25.047,80	€ 57.024,00	€ 36.000,00	€ 8.316,00	18.462,68 €	- 240.390,76 €
4	01.01.27	€ 25.047,80	€ 68.428,80	€ 36.000,00	€ 9.504,00	23.870,45 €	- 216.520,30 €
5	01.01.28	€ 25.047,80	€ 82.114,56	€ 36.000,00	€ 10.692,00	30.122,18 €	- 186.398,12 €
6	01.01.29	€ 25.047,80	€ 98.537,47	€ 36.000,00	€ 11.880,00	37.386,66 €	- 149.011,46 €
7	01.01.30	€ 25.047,80	€ 118.244,97	€ 36.000,00	€ 13.068,00	45.866,43 €	- 103.145,03 €
8	01.01.31	€ 25.047,80	€ 141.893,96	€ 36.000,00	€ 14.256,00	55.804,56 €	- 47.340,47 €
9	01.01.32	€ 25.047,80	€ 170.272,75	€ 36.000,00	€ 15.444,00	67.492,71 €	20.152,24 €
10	01.01.33	€ 25.047,80	€ 204.327,30	€ 36.000,00	€ 16.632,00	81.280,90 €	101.433,14 €
11	01.01.34	€ 25.047,80	€ 245.192,76	€ 36.000,00	€ 17.820,00	97.589,12 €	199.022,26 €
12	01.01.35	€ 25.047,80	€ 294.231,31	€ 36.000,00	€ 19.008,00	116.921,38 €	315.943,64 €
13	01.01.36	€ 25.047,80	€ 353.077,58	€ 36.000,00	€ 20.196,00	139.882,50 €	455.826,14 €
14	01.01.37	€ 25.047,80	€ 423.693,09	€ 36.000,00	€ 21.384,00	167.198,24 €	623.024,38 €
15	01.01.38	€ 25.047,80	€ 508.431,71	€ 36.000,00	€ 22.572,00	199.739,53 €	822.763,91 €
	Summe	€ 375.716,93	€ 2.852.590,27	€ 540.000,00	€ 213.840,00	1.105.015,33 €	

Abbildung 23 bildet den kumulierten Cashflow der Anlage mit Anlagenmiete und Abo-Modell ab. Unter der Betriebsführung mit diesem Betreiber- und Geschäftsmodell

amortisiert sich die LIS-Anlage nach 9 Jahren. Die Anlage erzielt über den Betrachtungszeitraum von 15 Jahren eine Rendite von 14,17%.

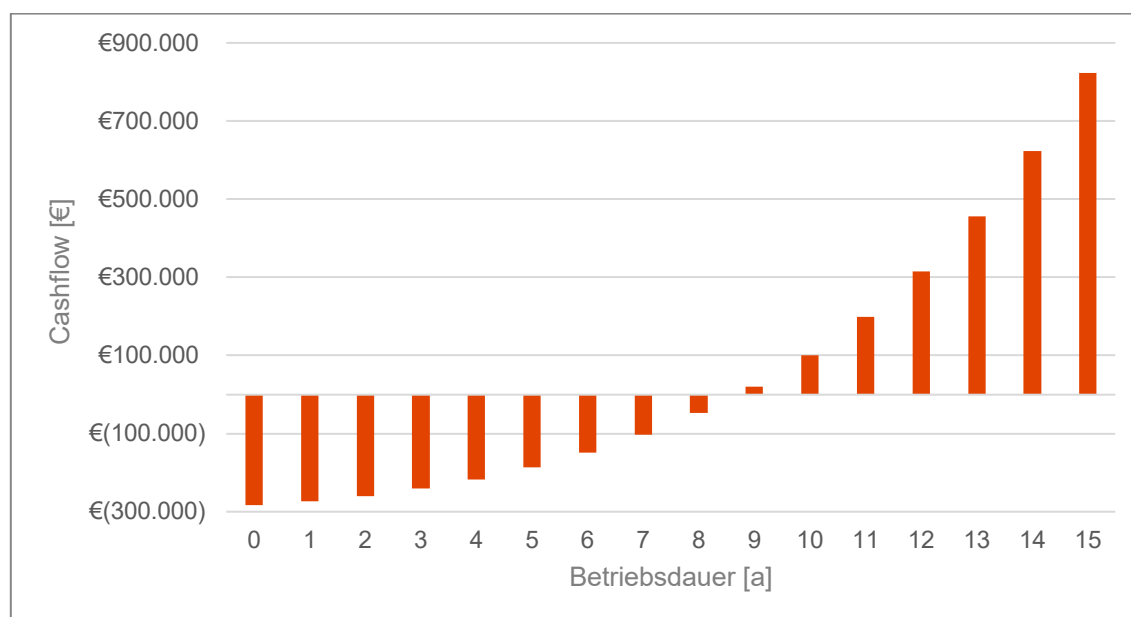


Abbildung 23: Cashflow Abo-Modell Anlagenmiete

Die Kombination aus Anlagenmiete und Abo-Modell ermöglicht einen klaren Vorteil gegenüber der Kombination aus dem Eigentumsmodell und dem Abo-Modell, basierend auf der diversifizierten Einnahmenstruktur. Die Vermietung der Anlage sowie die Einnahmen aus Abonnements schaffen eine zusätzliche Einkommensquelle. Dies kann dazu beitragen, potenzielle Schwankungen der Einkünfte aufgrund von Unsicherheiten im Stromverkauf oder im Kundenwachstum auszugleichen.

Für den Anlagenbetreiber bieten die Einnahmen aus den Abonnements und den Mieten einen hohen Grad an Planbarkeit. Allerdings beinhaltet das Modell auch ein gewisses Risiko, welches aus unvorhersehbaren Unsicherheiten des Kundenverhaltens resultiert.

Obwohl das Abo-Modell eine gewisse Vorhersehbarkeit bietet, könnten unerwartete Veränderungen im Kundenverhalten zu geringeren Einnahmen führen. Dies wiederum könnte die Rentabilität der LIS-Anlage gefährden.

Flatrate-Modell

Die Kombination aus dem Flatrate-Modell und Betreibermodell Anlagenmiete basiert auf denselben Berechnungsgrundlagen wie das Flatrate-Modell im Eigentumsmodell. Tabelle 12 veranschaulicht die Ausgaben und Einnahmen des Modells im 1. Betriebsjahr der Anlage.

Tabelle 12: Einnahmen und Ausgaben des Modells Anlagenmiete kombiniert mit dem Flatrate-Modell für das erste Jahr

	Ausgaben	Einnahmen
Investitionskosten	282.251,42€	
Betriebs- und Wartungskosten	36.000,00€/a	
THG-Vergütung		27,18€
Einkauf Strom	56,82€	
Flatrate		10.000€
Mieteinnahmen		25.047,80 €

Die Einnahmen des Flatrate-Modells sowie die Mieteinnahmen werden wie zuvor anhand von Formel 1 und Formel 2 berechnet.

Der Kapitalrückfluss, welcher in Tabelle 13 dargestellt wird, weist in dem 1. Betriebsjahr der Anlage einen negativen Wert auf. Ab dem 2. Betriebsjahr ist der Kapitalrückfluss positiv. Dies ist auf die steigenden Einnahmen des Flatrate-Modells zurückzuführen. Die Einnahmen des Flatrate-Modells steigen pro Betriebsjahr um den im Kalkulation-Tool angegebenen Wachstumsfaktor.

Tabelle 13: Cashflow Flatrate-Modell Anlagenmiete

Cashflow Flatrate-Modell Anlagenmiete							
Jahr	Stichtag	Miete	Flatrate-Modell Einnahmen	Kosten p.a.	THG Quote	Kapitalrückfluss	kumulierter Cashflow
0	01.01.23	€	€	€	€	-282.251,42 €	- 282.251,42 €
1	01.01.24	€ 25.047,80	€ 10.000,00	€ 36.000,00	€ 27,18	-981,85 €	- 283.233,27 €
2	01.01.25	€ 25.047,80	€ 12.000,00	€ 36.000,00	€ 32,61	1.023,58 €	- 282.209,69 €
3	01.01.26	€ 25.047,80	€ 14.000,00	€ 36.000,00	€ 38,05	3.017,65 €	- 279.192,03 €
4	01.01.27	€ 25.047,80	€ 16.000,00	€ 36.000,00	€ 43,48	5.011,73 €	- 274.180,31 €
5	01.01.28	€ 25.047,80	€ 18.000,00	€ 36.000,00	€ 48,92	7.005,80 €	- 267.174,51 €
6	01.01.29	€ 25.047,80	€ 20.000,00	€ 36.000,00	€ 54,35	8.999,87 €	- 258.174,65 €
7	01.01.30	€ 25.047,80	€ 22.000,00	€ 36.000,00	€ 59,79	10.993,94 €	- 247.180,71 €
8	01.01.31	€ 25.047,80	€ 24.000,00	€ 36.000,00	€ 65,22	12.988,01 €	- 234.192,70 €
9	01.01.32	€ 25.047,80	€ 26.000,00	€ 36.000,00	€ 70,66	14.982,08 €	- 219.210,62 €
10	01.01.33	€ 25.047,80	€ 28.000,00	€ 36.000,00	€ 76,09	16.976,15 €	- 202.234,47 €
11	01.01.34	€ 25.047,80	€ 30.000,00	€ 36.000,00	€ 81,53	18.970,22 €	- 183.264,25 €
12	01.01.35	€ 25.047,80	€ 32.000,00	€ 36.000,00	€ 86,96	20.964,29 €	- 162.299,96 €
13	01.01.36	€ 25.047,80	€ 34.000,00	€ 36.000,00	€ 92,40	22.958,36 €	- 139.341,60 €
14	01.01.37	€ 25.047,80	€ 36.000,00	€ 36.000,00	€ 97,83	24.952,43 €	- 114.389,17 €
15	01.01.38	€ 25.047,80	€ 38.000,00	€ 36.000,00	€ 103,27	26.946,50 €	- 87.442,66 €
	Summe	€ 375.716,93	€ 360.000,00	€ 540.000,00	€ 978,34	194.808,76 €	

Abbildung 24 veranschaulicht den kumulierten Cashflow für das Flatrate-Modell in Kombination mit dem Betreibermodell Anlagenmiete über den Betrachtungszeitraum von 15 Jahren. Hierbei wird deutlich, dass es innerhalb des Betrachtungszeitraums keine Amortisation der Anlage gibt. Ein Vergleich mit dem Flatrate-Modell im Eigentumsmodell zeigt, dass die Mieteinnahmen einen großen Einfluss auf den wirtschaftlichen Erfolg dieser Kombination haben. Trotz des zusätzlichen Einkommens durch die Mieteinnahmen ist bei dieser Art von Betriebs- und Geschäftsmodell eine negative Rendite von -3,30 % zu erwarten.

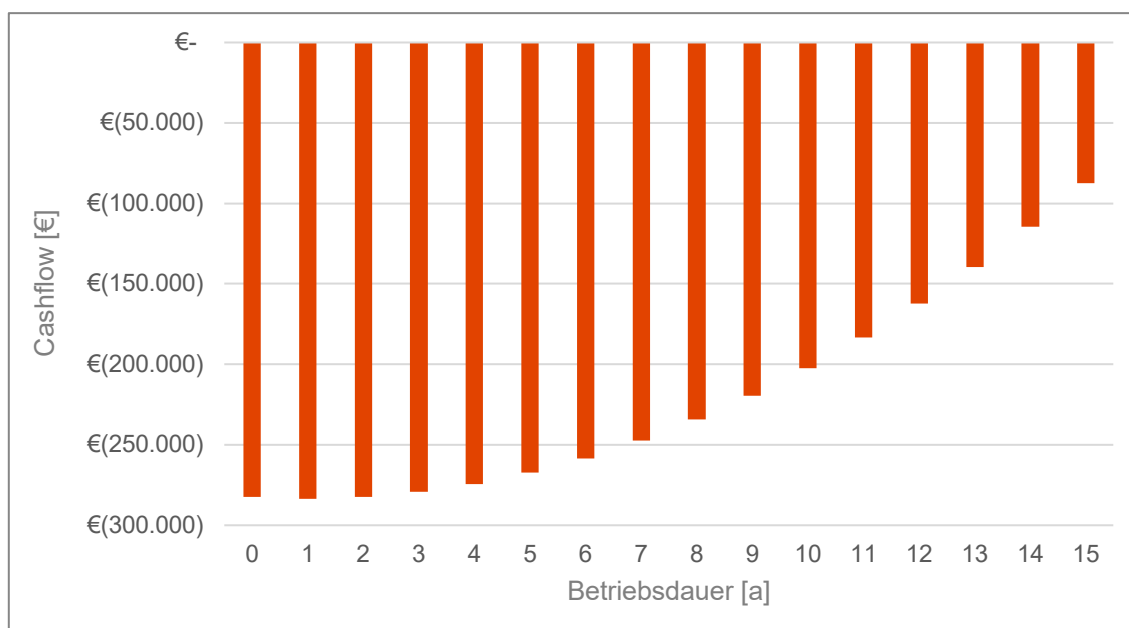


Abbildung 24: Cashflow Flatrate-Modell Anlagenmiete

Die Kombination aus Flatrate-Modell und Anlagenmiete bietet eine stabile Einnahmebasis, die durch die wiederkehrenden Flatrate-Zahlungen und den Mieteinnahmen entsteht. Die uneingeschränkte Lademenge für die Nutzer des Modells ist ein Risiko für den Betreiber. In Kombination mit der Anlagenmiete besteht die Gefahr, dass die tatsächliche Kundenanzahl des Flatrate-Angebots deutlich unter der Prognose liegt und somit keine signifikanten Einkünfte durch Flatrate-Zahlungen generiert werden können.

5.3.3 Analyse: Anlagenpacht

Bei dem Betreibermodell Anlagenpacht übergibt der Eigentümer gegen eine Pachtzahlung die Betriebsrechte der LIS-Anlage an den Pächter (siehe 3.2 Betreibermodelle). Da sich bei dem Betreibermodell Anlagenpacht der Pächter das verwendete Geschäftsmodell bestimmt, wird in diesem Kapitel nicht in die Geschäftsmodelle unterteilt.

Die Berechnung der Anlagenpacht ergibt sich aus folgender Formel:

Formel 3: Berechnung Pacht pro Jahr

$$\text{Pacht pro Jahr} = \frac{\text{Investitionskosten inklusive Marge}}{15 \text{ Jahre}}$$

In der Tabelle 14 werden die Ausgaben und Einnahmen für das 1. Betriebsjahr des Betreibermodells dargestellt. Hierbei wird im Vergleich zu den vorangegangenen Betreibermodellen deutlich, dass in diesem Modell lediglich Investitionskosten als einzige Ausgabe anfallen und die Pacht die einzige Einnahme ist.

Tabelle 14: Einnahmen und Ausgaben des Modells Anlagenpacht für das erste Jahr

	Ausgaben	Einnahmen
Investitionskosten	282.251,42€	
Pacht		24.461,79€

Der Kapitalrückfluss, welcher in Tabelle 15 visualisiert wird, ist ab dem 1. Betriebsjahr positiv. Dies resultiert daraus, dass es keine laufenden Kosten gibt und die Pachtzahlung die einzige Einnahmequelle ist.

Tabelle 15: Cashflow Anlagenpacht

Cashflow Anlagenpacht						
Jahr	Stichtag	Pacht	Kosten p.a.	THG Quote	Kapitalrückfluss	kumulierter Cashflow
0	01.01.23	€	€	€	- 282.251,42 €	- 282.251,42 €
1	01.01.24	24.461,79 €	-	-	24.461,79 €	- 257.789,63 €
2	01.01.25	24.461,79 €	-	-	24.461,79 €	- 233.327,84 €
3	01.01.26	24.461,79 €	-	-	24.461,79 €	- 208.866,05 €
4	01.01.27	24.461,79 €	-	-	24.461,79 €	- 184.404,26 €
5	01.01.28	24.461,79 €	-	-	24.461,79 €	- 159.942,47 €
6	01.01.29	24.461,79 €	-	-	24.461,79 €	- 135.480,68 €
7	01.01.30	24.461,79 €	-	-	24.461,79 €	- 111.018,89 €
8	01.01.31	24.461,79 €	-	-	24.461,79 €	- 86.557,10 €
9	01.01.32	24.461,79 €	-	-	24.461,79 €	- 62.095,31 €
10	01.01.33	24.461,79 €	-	-	24.461,79 €	- 37.633,52 €
11	01.01.34	24.461,79 €	-	-	24.461,79 €	- 13.171,73 €
12	01.01.35	24.461,79 €	-	-	24.461,79 €	11.290,06 €
13	01.01.36	24.461,79 €	-	-	24.461,79 €	35.751,85 €
14	01.01.37	24.461,79 €	-	-	24.461,79 €	60.213,64 €
15	01.01.38	24.461,79 €	-	-	24.461,79 €	84.675,43 €
Summe		366.926,85 €	-	-	366.926,85 €	

Abbildung 25 veranschaulicht den kumulierten Cashflow für das Betreibermodell Anlagenpacht über den Betrachtungszeitraum von 15 Jahren. Die Amortisation erfolgt im 12. Jahr des Betriebes der Anlage. Durch die Einnahmen aus den Pachtzahlungen erzielt die Anlage eine Rendite von 3,47%.

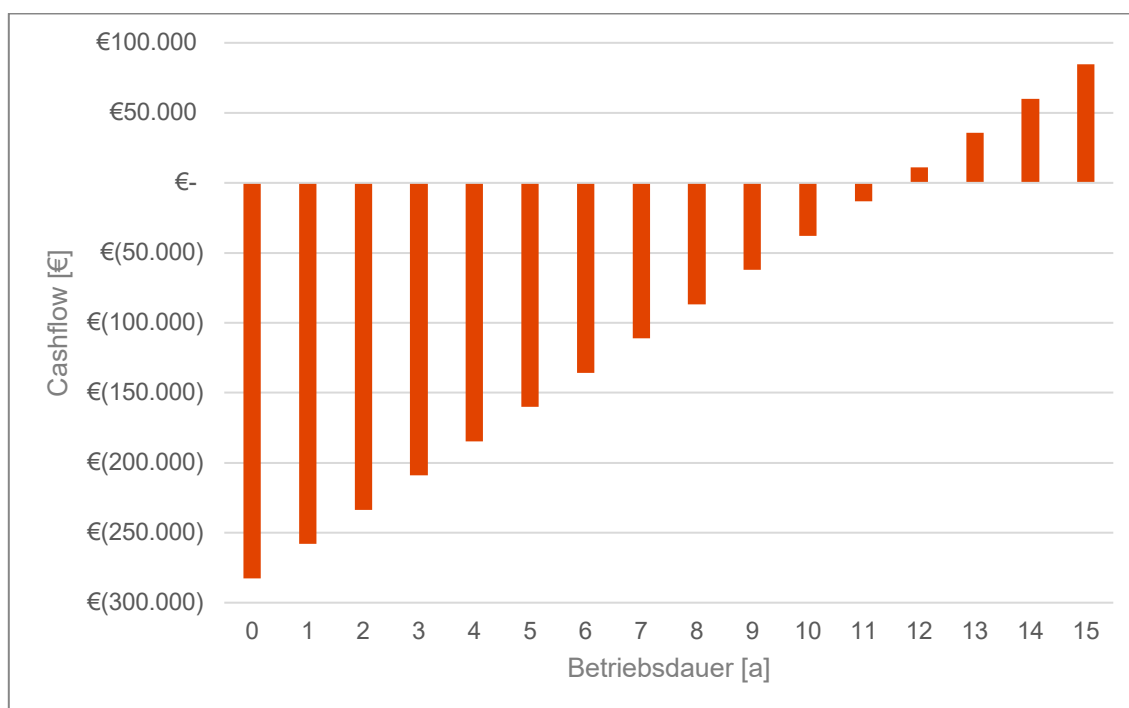


Abbildung 25: Cashflow Anlagenpacht

Das Betreibermodell Anlagenpacht bietet eine verlässliche Einnahmengenerierung ohne zusätzliche Kosten über die Investitionskosten hinaus. Die durch die Pacht erzielten Einnahmen dienen dazu, die Investitionskosten zu decken und eine angemessene Rendite

zu erwirtschaften. Das Betriebsmodell bietet im Vergleich zu den anderen Modellen eine risikoarme Rendite.

5.4 Bewertung

Um einen direkten Vergleich der Modelle zu ermöglichen werden die berechneten Renditen in Tabelle 16 dargestellt.

Tabelle 16: Vergleich der Rendite der verschiedenen Modelle

	Pay-Per-Use	Abo-Modell	Flatrate-Modell
Eigentum	3,25%	8,38%	Nicht wirtschaftlich
Anlagenmiete	12,05%	14,17%	-3,30%
Anlagenpacht	3,47 %		

Das Modell der Anlagenmiete in Kombination mit dem Abo-Modell ist für den Betreiber der Anlage mit einer Rendite von 14,17% am wirtschaftlichsten. Im Vergleich der Renditen zeigt sich, dass das Flatrate-Modell hingegen nicht erfolgreich abschneidet, daher wird dies für den restlichen Vergleich außer Acht gelassen.

Das Modell der Anlagenpacht bietet für den Anlagenbetreiber eine hohe finanzielle Sicherheit, da er regelmäßige Einkünfte durch Pachtzahlungen und keine laufenden Kosten hat. Allerdings liegt die Herausforderung in der Suche nach einem geeigneten Pächter, welcher den Betrieb der Anlage übernimmt.

Da die *Energiegewinner eG* in Zusammenarbeit mit der *Energiegewinner Technik GmbH* das Fachwissen und die Ressourcen besitzt, sowohl die technische als auch die kaufmännische Betriebsführung der Anlage zu gewährleisten, wird die Option der Anlagenpacht nicht weiterverfolgt.

Die Renditenberechnungen zeigen, dass das Modell der Anlagenmiete zwar eine attraktive Rendite von 12,05% mit Pay-Per-Use und 14,17% mit Abo-Modell erzielt, jedoch überwiegen bei dieser Modellart die Risiken gegenüber den Chancen für einen erfolgreichen Betrieb der Anlage. Die Abhängigkeit vom Kundenverhalten und die miteinhergehende Unsicherheit über die Nutzung der Anlage können zu unvorhersehbaren Einkommensschwankungen führen.

Im Vergleich zu hoher Rendite der Modelle in Kombination der Anlagenmiete bietet das Pay-Per-Use Modell im Eigentumsmodell eine Rendite von nur 3,25%. Obwohl diese Rendite niedriger ist als bei den anderen Modellen, bietet das Modell den Vorteil, dass Einnahmen direkt aus den Stromverkäufen generiert werden können. Dies ermöglicht eine stabilere und vorhersehbare Einnahmequelle, die weniger vom individuellen Verhalten des Abo Kunden oder des Mieters der Anlage abhängig ist.

6 Ergebnis und Fazit

Abschließend erfolgt ein Vergleich der vorgestellten Geschäftsmodelle. Hierbei wird das vorgestellte Projekt nicht einbezogen, sodass der Vergleich ausschließlich auf generelle Konzeptionen abzielt.

6.1 Ergebnisse

Die Wirtschaftlichkeit der Modelle hängt von verschiedenen Faktoren ab, welche einen unterschiedlichen Einfluss auf die Rendite ausüben. Die Auswirkungen von Investitionskosten, Lademenge, Strompreis Bezug, Strompreis Verkauf und Auslastung werden anhand der Werte aus Tabelle 17 untersucht.

Die Investitionskosten variieren von 50.000 € bis 350.000 € und werden basierend auf den üblichen Anlagengrößen in den Projektierungen der *Energiegewinner* gewählt. Die jährliche Lademenge wird anhand von Erfahrungswerten für gängigen Anlagengrößen und typisches Ladeverhalten ausgewählt. Für Strompreis Bezug werden durchschnittliche Erfahrungswerte für Kunden mit herangezogen. Ebenso beruhen die Werte Strompreis Verkauf auf Erfahrungswerten der *Energiegewinner*.

Tabelle 17: Wertebereiche zur Analyse des Einflusses der unterschiedlichen Faktoren auf eine Referenzanlage

Werte für Ermittlung einer Referenzanlage				
Investitionskosten	50.000 €	150.000 €	250.000 €	350.000 €
Lademenge pro Jahr	15.000 kWh	30.000 kWh	45.000 kWh	60.000 kWh
Strompreis Bezug	35 ct/kWh	30 ct/kWh	25 ct/kWh	20 ct/kWh
Strompreis Verkauf	45 ct/kWh	50 ct/kWh	55 ct/kWh	60 ct/kWh

Die in Tabelle 17 aufgeführten Werte werden gemittelt, um eine Referenzanlage zu erstellen. Die Referenzanlage wird mit Investitionskosten von 200.000 €, einer Lademenge von 37.500 kWh pro Jahr, einem Strompreis Bezug von 27,5 ct/kWh und einem Strompreis Verkauf von 52,5 ct/kWh angenommen.

Die wirtschaftliche Analyse der Referenzanlage wird in Tabelle 18 dargestellt.

Tabelle 18: Ergebnisse der wirtschaftlichen Betrachtung der Modelle für die Referenzanlage

Betreibermodell	Geschäftsmodell	Cashflow	Rendite
Eigentum	Pay-Per-Use	20.416,55 €	0,85%
	Abo-Modell	52.057,60 €	2,19%
	Flatrate-Modell	-230.994,73 €	nicht wirtschaftlich
Anlagenmiete	Pay-Per-Use	284.497,87€	10,67%
	Abo-Modell	-71.927,56 €	-4,25%
	Flatrate-Modell	269.748,68€	8,49%
Anlagenpacht	-	60.310,32 €	3,47%

Tabelle 18 zeigt, dass die Anlagenmiete in Kombination mit dem Pay-Per-Use Modell die höchste Rendite erwirtschaftet. Allerdings erfordert das Betreibermodell Anlagenmiete einen dauerhaften Mieter, der bereit ist, die Anlage über den Zeitraum von 15 Jahren zu mieten. Dies gestaltet sich als eine herausfordernde Aufgabe und birgt ein Risiko für die Rentabilität, wenn es Ausfälle der Mietzahlungen gibt. Zusätzlich birgt das Modell der Anlagenmiete ein gewisses Risiko, da Unsicherheiten im Ladeverhalten der Kunden, die nicht im Voraus absehbar sind, die Rendite erheblich beeinflussen könnten.

Das Betreibermodell Anlagenpacht bietet eine Rendite von 3,47%. Dennoch gibt es auch bei diesem Modell die Herausforderung, einen Pächter für den gesamten Zeitraum zu finden.

Das Eigentumsmodell ist mit einer Rendite von 0,85% beim Geschäftsmodell Pay-Per-Use unter dem deutschen Kapitalmarktzinssatz von 1,14% und daher nicht wirtschaftlich. Das Abo-Modell in Kombination mit dem Eigentumsmodell hat eine Rendite von 2,19% und ist somit wirtschaftlich rentabel. Dennoch birgt das Abo-Modell allein das Risiko, dass nicht ausreichend viele Ladekunden die Ladestationen nutzen, wenn diese nur im Rahmen eines Abonnements nutzbar sind. Aus diesem Grund wird für die Analyse der Auswirkungen der Faktoren eine Kombination aus beiden Modellen verwendet.

Da die Bereiche zur Untersuchung der Faktorenauswirkungen aufgrund von Erfahrungswerten und typischen Größen festgelegt wurden, bestehen keine direkten Zusammenhänge zwischen den Abschnitten. Beispielsweise steht die Abweichung der Investitionskosten in keinem Verhältnis zur Auslastung der Anlage. Daher werden die Faktoren ausgehend von den bereits berechneten Werten für die Referenzanlage erneut simuliert, wobei die prozentualen Abweichungen berücksichtigt werden. Die überarbeiteten Werte der Faktoren werden in Tabelle 19 dargestellt.

Tabelle 19: Wertebereiche zur Analyse des Einflusses unterschiedlicher Faktoren auf eine Referenzanlage

Abweichung	Investitionskosten	Lademenge pro Jahr	Strompreis Bezug	Strompreis Verkauf
-35%	130.000 €	24.375 kWh	17,87 ct/kWh	34,12 ct/kWh
-25%	150.000 €	28.125 kWh	20,62 ct/kWh	39,37 ct/kWh
-15%	170.000 €	31.875 kWh	23,38 ct/kWh	44,63 ct/kWh
0%	200.000 €	37.500 kWh	27,50 ct/kWh	52,50 ct/kWh
15%	230.000 €	43.125 kWh	31,63 ct/kWh	60,38 ct/kWh
25%	250.000 €	46.875 kWh	34,37 ct/kWh	65,62 ct/kWh
35%	270.000 €	50.625 kWh	37,12 ct/kWh	70,87 ct/kWh

Die in Tabelle 19 dargestellten Werte werden auf die Referenzanlage für das Betreibermodell Eigentum in Kombination mit den Geschäftsmodellen Pay-Per-Use und Abo-Modell bezogen. Die Abweichungen der einzelnen Faktoren werden in Abbildung 26 dargestellt.

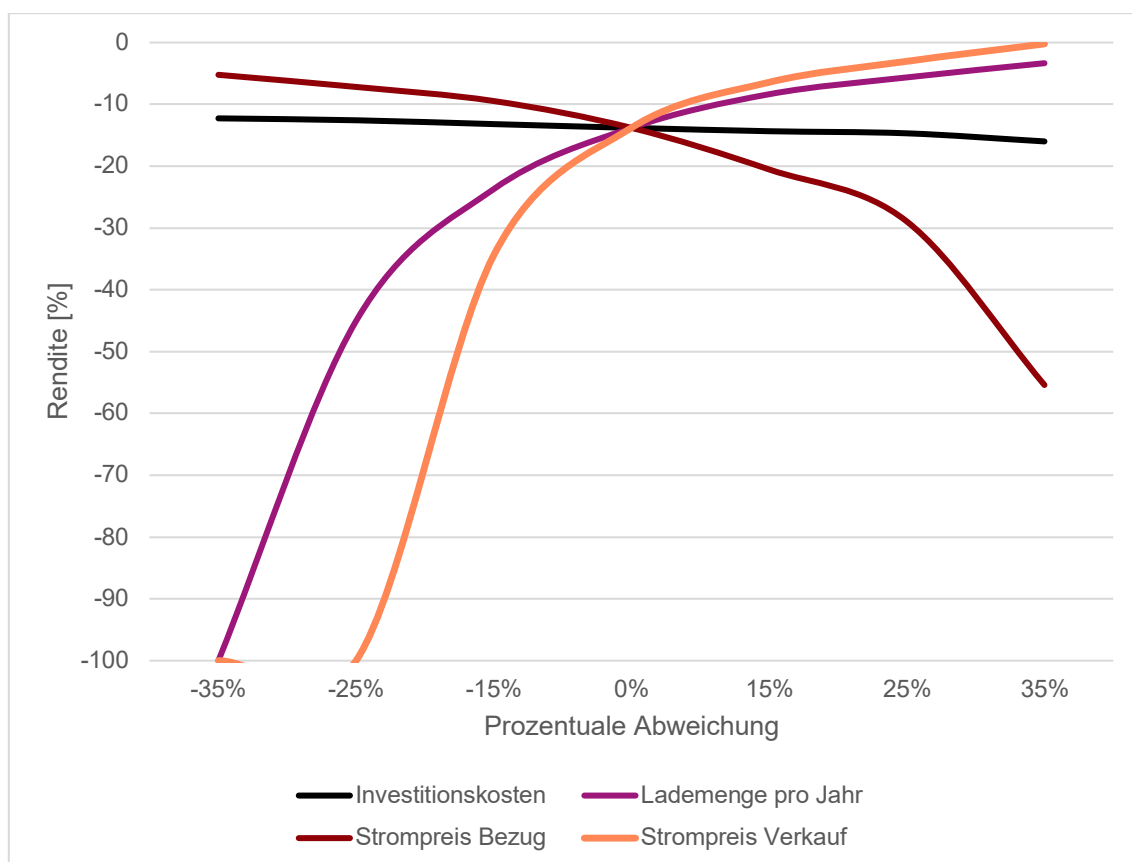


Abbildung 26: Einfluss der Wertebereiche der Faktoren für das Betreibermodell Eigentum in Kombination mit den Geschäftsmodellen Pay-Per-Use und Abo-Modell

Aus Abbildung 26 geht hervor, dass die Lademenge pro Jahr und der Preis für den Strombezug den maßgeblichsten Einfluss auf die Rendite der Anlage bei dem Betreibermodell Eigentum in Kombination aus den Geschäftsmodellen Pay-Per-Use und Abo-Modell hat. Allerdings handelt es sich bei dem Faktor Lademenge um einen Faktor, der nur eingeschränkt beeinflussbar ist. Es besteht die Möglichkeit, den Kunden attraktive Angebote zu machen. Allerdings steht diese Option in direktem Konflikt mit dem zweiten maßgeblichen Faktor, dem Strompreis Verkauf. In Abbildung 26 ist zu erkennen, dass die Rendite durchweg negativ ist. Dies ist darauf zurückzuführen, dass es sich bei der betrachteten Referenzanlage nicht um eine reale Anlage handelt. Dennoch bleiben die Auswirkungen der Faktoren nach wie vor gültig. Es ist anzumerken, dass die Sensitivitätsanalyse als repräsentativ betrachtet werden kann. Die Renditen bei einer realen Anlage würden voraussichtlich positiv ausfallen.

Um die Entscheidung für das passende Modell in einem Projekt zu treffen, ist es erforderlich, möglichst realistische Prognosen zu erstellen. Ideal wäre es sogar, dass für die Modelle Anlagenmiete und Anlagenpacht bereits ein potenzieller Mieter beziehungsweise Pächter vorhanden ist.

6.2 Fazit

Das Ziel dieser Bachelorarbeit war die technisch-wirtschaftliche Bewertung der Betriebsführung von Anlagen für Ladeinfrastruktur von Elektrofahrzeugen anhand des konzipierten Kalkulations-Tools. Das Kalkulations-Tool, welches im Rahmen der Bachelorarbeit entwickelt wurde, zeigt an einer Referenzanlage der *Energiegewinner eG*, dass verschiedene Kombinationen aus Betreiber- und Geschäftsmodellen wirtschaftlich rentabel sind. Hierbei ist es wichtig zu betonen, dass die erzielten Ergebnisse auf hypothetischen Tarifstrukturen basieren. Das erstellte Kalkulations-Tool dient primär der Illustration exemplarischer Gegenüberstellungen und verdeutlicht anhand der Ergebnisse seine Anwendungsfunktionalität. Die Anpassung der Tarifparameter bietet die Möglichkeit, die wirtschaftliche Attraktivität der verschiedenen Szenarien zu optimieren.

Für die Auswahl der Betreiber und Geschäftsmodelle ist eine gründliche Analyse der relevanten Einflussfaktoren (siehe Abbildung 26) von besonderer Bedeutung, da diese die Wirtschaftlichkeit der Anlage maßgeblich beeinflussen. Besonders essenziell ist hierbei eine präzise Prognose der Lademenge und des Ladeverhaltens der Kunden. Basierend auf einer präzisen Prognose können für die verschiedenen Kombinationen aus Betreiber- und Geschäftsmodell passende Tarife gefunden werden, um einen rentablen Betrieb zu gewährleisten.

Die Renditen der verschiedenen Konfigurationen aus Betreiber- und Geschäftsmodellen zeigen, dass mit den angenommenen Tarifen die Betreibermodelle Eigentum, Anlagenmiete und Anlagenpacht alle eine positive Rendite erwirtschaften können. Durch die Analyse der kombinierten Geschäftsmodelle wird ersichtlich, dass das Flatrate-Modell auf Grundlage der im Kalkulations-Tool hinterlegten Kostenangaben das einzige ist, dass sich ökonomisch nicht als rentabel erweist.

Für den Betreiber der LIS-Anlage bietet sich die Möglichkeit, verschiedene Geschäftsmodelle miteinander zu kombinieren. Hierbei kann der Betreiber beispielsweise das Pay-Per-Use Modell mit dem Abo-Modell verknüpfen und dadurch von den Vorteilen beider Modelle profitieren. Zusätzlich besteht die Möglichkeit, die Wirtschaftlichkeit zu

beeinflussen, indem er die Anlage durch individuelle Preisgestaltung oder andere Angebote für Nutzer attraktiver gestaltet.

Der Ausbau von Anlagen für LIS von Elektrofahrzeugen spielt in Deutschland eine bedeutende Rolle für den Wandel im Verkehrssektor. Ladestationen sind ein essenzieller Bestandteil der Infrastruktur, um die Zielsetzung der Bundesregierung einzuhalten. Für Betreiber von LIS-Anlagen bietet sich hierdurch die Möglichkeit, ein Netzwerk aus LIS-Anlagen zu etablieren, die sämtlich unter der Leitung desselben Anlagenbetreibers stehen. Auf diese Weise kann eine engere Kundenbindung erzielt werden. Zudem ermöglicht dies dem Anlagenbetreiber umfassendere Informationen über das Ladeverhalten der Kunden zu sammeln. Die gesammelten Informationen können für die Planung zukünftiger Anlagen verwendet werden und tragen dazu bei, dem Betreiber eine zuverlässige Prognose hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit der geplanten Anlagen zu geben.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Auswahl der Betreiber- und Geschäftsmodelle jeweils individuell auf die Gegebenheiten jeder LIS-Anlage abgestimmt werden muss. Die wirtschaftlichen und technischen Besonderheiten, sowie zukünftige Anforderungen der Elektromobilität spielen hierbei eine entscheidende Rolle. Die Erkenntnisse dieser Untersuchung bieten eine Grundlage, um potenziellen Betreibern dabei zu helfen, die optimalen Betriebsführungsmodelle und Konditionen auszuwählen und somit den erfolgreichen Ausbau und die Effizienz der LIS für Elektrofahrzeuge sicherzustellen.

Literaturverzeichnis

- [1] Presse- und Informationsamt der Bundesregierung, „So funktioniert der Ausbau der Ladeinfrastruktur“, 21. Februar 2023. <https://www.bundesregierung.de/bregde/suche/ausbau-ladeinfrastruktur-2165204> (zugegriffen 18. August 2023).
- [2] „Betriebsinterne Daten der Energiegewinner eG und Energiegewinner Technik GmbH“. Köln, 2023.
- [3] Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union, „Richtlinie 2014/94/EU“, *Amtsblatt der Europäischen Union*. Europäische Union, 22. Oktober 2014.
- [4] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), *Ladesäulenverordnung - LSV*. Berlin, Deutschland, 2016.
- [5] R. R. Cichowski, *Elektroinstallation und Ladeinfrastruktur der Elektromobilität*, 2. Aufl. Berlin: VDE Verlag, 2021.
- [6] J. Klinger, *Ladeinfrastruktur für Elektromobilität im privaten und halböffentlichen Bereich*, 3. Aufl. VDE Verlag, 2022.
- [7] Ministerium für Wirtschaft Industrie Klimaschutz und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen und NRW.Energy4Climate GmbH, „Lastmanagement bei mehreren Ladestationen“. <https://www.elektromobilitaet.nrw/infos/lastmanagement/> (zugegriffen 21. Juli 2023).
- [8] WAGO Kontakttechnik GmbH, „E-Mobilität – Lösungen für Lastmanagement“, *WAGO Kontakttechnik GmbH*, 2023.
- [9] R. R. Cichowski, *Lexikon der Elektromobilität*. Berlin: VDE Verlag, 2023.
- [10] D. Jelonnek und S. Krommes, „Wissenschaftliche Begleitung ‚Betreibermodelle für (halb-) öffentliche Ladeinfrastruktur‘ im Rahmen des Projekts e-MOTICON“, Rosenheim, Mai 2019.
- [11] A. A. Visaria, A. F. Jensen, M. Thorhauge, und S. E. Mabit, „User preferences for EV charging, pricing schemes, and charging infrastructure“, *Transp Res Part A Policy Pract*, Bd. 165, S. 120–143, 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.tra.2022.08.013>.
- [12] N. Kowalska, „Optimale räumliche Verteilung von Ladestationen für Elektromobilität“, Diplomarbeit, Technische Universität Wien, Wien, 2020.
- [13] D. Schulz, *Nachhaltige Energieversorgung und Integration von Speichern*, 1. Aufl. Hamburg: Springer Vieweg Wiesbaden, 2015. doi: 10.1007/978-3-658-10958-5.
- [14] M. A. Melliger, O. van Vliet, und H. Liimatainen, „Anxiety vs reality – Sufficiency of battery electric vehicle range in Switzerland and Finland“, *Transp Res D Transp Environ*, Bd. 65, S. 101–115, 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.trd.2018.08.011>.
- [15] E. Dütschke und A.-G. Paetz, „Dynamic electricity pricing—Which programs do consumers prefer?“, *Energy Policy*, Bd. 59, S. 226–234, 2013, doi: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.03.025>.
- [16] Bundesministerium für Digitales und Verkehr, „Ladeinfrastruktur-Konferenz 2023“. Bundesministerium für Digitales und Verkehr, Berlin, 29. Juni 2023.

- [17] I. K. und E. des L. N.-W. Ministerium für Wirtschaft, „Förderprogramm ‚Emissionsarme Mobilität‘ über PROGRES.NRW“. Ministerium für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen, 1. Mai 2023. Zugegriffen: 26. Juli 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.elektromobilitaet.nrw/fileadmin/Daten/Download_Dokumente/Foerderungen/Uebersicht_progres.NRW_natuerliche_juristische_Personen.pdf
- [18] Presse- und Informationsamt der Bundesregierung, „Neue Förderungen für Ladeinfrastruktur“. Presse- und Informationsamt der Bundesregierung, Berlin, 30. Juni 2023.
- [19] H. Fehrenbach und J. Jöhrens, „Weiterentwicklung der THG-Quote als Instrument des Klimaschutzes“, Heidelberg, Dez. 2017. [Online]. Verfügbar unter: www.ifeu.de
- [20] Umweltbundesamt (Hrsg.), „Daten zur Umwelt 2015“, Aug. 2015. Zugegriffen: 16. Juli 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://vm.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-mvi/intern/Dateien/PDF/Klimaschutz_IFEU_Kurzstudie_THG-Einsparquote_als_Instrument_180104.pdf
- [21] ADAC e.V., „Geld verdienen mit dem E-Auto: So nutzen Sie 2023 die THG-Quote“, Juni 2023. <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/elektromobilitaet/kaufen/thg-quote/> (zugegriffen 16. Juli 2023).
- [22] D. Heinz, „Erstellung und Auswertung repräsentativer Mobilitäts- und Ladeprofile für Elektrofahrzeuge in Deutschland“, 2018. [Online]. Verfügbar unter: www.iip.kit.edu
- [23] F. Buchwald, „Kalkulation-Tool“. 2023.
- [24] D. Noosten, „Investitionsrechnung“, in *Investitionsrechnung: Eine Einführung für Architekten und Bauingenieure*, D. Noosten, Hrsg., Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2018, S. 7–10. doi: 10.1007/978-3-658-18996-9_2.
- [25] Statista Research Department, „Entwicklung des Kapitalmarktzinssatzes in Deutschland in den Jahren von 1975 bis 2022“, 23. Januar 2023. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/201419/umfrage/entwicklung-des-kapitalmarktzinssatzes-in-deutschland/#:~:text=Im%20Jahr%202022%20belief%20sich,400%20Prozent%20gegenüber%20dem%20Vorjahr.> (zugegriffen 7. August 2023).
- [26] T. Kuhnimhof und C. Nobis, „Mobilität in Deutschland – MiD“, Bonn, Dez. 2018.