

„Stadt der Zukunft“ ist ein Forschungs- und Technologieprogramm des Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität Innovation und Technologie. Es wird im Auftrag des BMK von der Österreichischen Forschungsförderungsgesellschaft (FFG) gemeinsam mit der Austria Wirtschaftsservice Gesellschaft mbH (AWS) und der Österreichischen Gesellschaft für Umwelt und Technik (ÖGUT) abgewickelt.

Stadt der Zukunft – 7. Ausschreibung 2019

Sondierungsprojekt – FFG-Nr.: 879441



***Erforschung des ersten österreichischen Erneuerbare-Energiegemeinschaften
Gewerbe- und Industrieparks***

DELIVERABLE 4.1

Simulationstechnische Untersuchung der Betriebs- und Geschäftsmodelle

Erstellt am 31.05.2021

Erstellt von: Robert Pratter

W.E.I.Z.: Rafael Bramreiter

4ward Energy Research GmbH: Robert Pratter, Thomas Nacht

Reiterer und Scherling GmbH: Isabella Kolb-Stögerer

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	3
2	Erneuerbaren Energiegemeinschaft	4
2.1	Basismodell der E-EGe.....	4
2.2	Mitglieder	7
2.3	Bewertung der E-EGe am Standort.....	8
2.3.1	Szenario minimale Miete	8
2.3.2	Szenario erhöhte Miete	20
2.4	Fazit.....	21
3	Variante E-EGe + Elektrolyseur + Brennstoffzelle.....	23
3.1	Getroffene Annahmen.....	23
3.2	Modellierungsansatz.....	24
3.3	Ergebnisse.....	26
3.4	Fazit.....	36
4	Variante E-EGe + Elektrolyseur	38
4.1	Getroffene Annahmen.....	38
4.2	Modellierungsansatz.....	38
4.3	Ergebnisse.....	40
4.4	Fazit.....	49
5	Variante E-EGe + Wasserstoff-Blockheizkraftwerk	50
5.1	Fazit.....	52
6	Hindernisse Wasserstoffkonzept	53
7	Gegenüberstellung Batteriespeicher zur Eigenbedarfsoptimierung.....	56
8	Fazit und Ausblick	60
9	Meta-Daten.....	62
10	Literaturverzeichnis	63
11	Abbildungsverzeichnis	64
12	Tabellenverzeichnis.....	67

1 Einleitung

Dieses Deliverable befasst sich mit der Untersuchung der in Deliverable 3.1 definierten Betriebs- und Geschäftsmodelle. Dazu wurden Simulationsmodelle in Python und Microsoft Excel entwickelt, die es ermöglichen, die wirtschaftlichen und energetischen Auswirkungen der unterschiedlichen Betriebs- und Geschäftsmodelle zu analysieren und gegenüberzustellen.

In Kapitel 2 wird das **Simulationsmodell** sowie die **nachgelagerte Wirtschaftlichkeitsberechnung** zur **Auslegung der E-EGe** für den Gewerbepark und der umliegenden Privathaushalte beschrieben. Die wichtigsten Eckpunkte der in den Berechnungen berücksichtigenden Mitgliedergruppen (Verbraucher*innen, Erzeuger*innen, Prosumer*innen) wurden angeführt und erste Berechnungsergebnisse dokumentiert. Die Installation eines Elektrolyseurs und/oder einer Brennstoffzelle wurde in diesem Schritt noch nicht berücksichtigt. Die Ergebnisse sollen in erster Linie dazu dienen, die Potentiale der E-EGe für den Gewerbepark aufzuzeigen.

In Kapitel 3 werden die Ergebnisse der Untersuchung der wirtschaftlichen und energetischen Auswirkungen der Integration eines **Elektrolyseurs und einer Brennstoffzelle** in die in Kapitel 2 beschriebene E-EGe dargestellt. Der Elektrolyseur wurde dabei gemeinsam mit einem Wasserstoffspeicher und einer Brennstoffzelle zu einer Wasserstofftankstelle vereint. Die Dimensionierung erfolgte mit Fokus auf den benötigten Wasserstoff für den angestrebten Fuhrpark, wobei ein Potential zur zusätzlichen Produktion vorhanden ist, sollte sich in Zukunft ein größerer Bedarf, beispielsweise durch externe Besitzer von Wasserstoffautos, ergeben.

In Kapitel 4 wurde die Installation einer **Wasserstofftankstelle ohne Brennstoffzelle** untersucht. Das bedeutet, dass der gesamte vom Elektrolyseur erzeugte Wasserstoff für den Fuhrpark genutzt wird. Eine Rückverstromung ist in diesem Szenario nicht möglich.

In Kapitel 5 wurde als Alternative zur Brennstoffzelle der Einsatz eines **wasserstoffbetriebenen Blockheizkraftwerks (BHKW)** untersucht. Neben der Nutzung des elektrischen Stroms steht in diesem Szenario auch die Nutzung der Abwärme im Fokus.

Da sich das angestrebte Wasserstoffkonzept am Standort in Weiz als zurzeit (noch) nicht wirtschaftlich umsetzbar erwiesen hat, widmet sich Kapitel 6 den dafür maßgeblichen Einflussfaktoren. Es handelt sich dabei sowohl um Faktoren, die mit dem gewählten Standort zusammenhängen als auch um solche, die davon unabhängig sind.

In Kapitel 7 wurde zum Vergleich ein Szenario berechnet, bei dem ein **Batteriespeicher** anstelle der Wasserstofftankstelle in die E-EGe eingebunden wurde. Es hat sich gezeigt, dass dieses Szenario für den Standort in Weiz bessere wirtschaftliche Kennzahlen aufweist.

In Kapitel 8 findet sich ein abschließendes **Fazit** sowie ein Ausblick zur geplanten weiteren Vorgehensweise.

2 Erneuerbaren Energiegemeinschaft

In diesem Kapitel wird das Simulationsmodell sowie die nachgelagerte Wirtschaftlichkeitsberechnung zur Auslegung der E-EGe für den Gewerbepark und der umliegenden Privathaushalte beschrieben. Das dargestellte Basismodell bleibt in den folgenden Szenarien (Wasserstofftankstelle mit Brennstoffzelle, Wasserstofftankstelle ohne Brennstoffzelle etc.) weitestgehend gleich und wird lediglich um die zusätzlichen Technologien erweitert. Die in Kapitel 2.2 beschriebenen Mitglieder (Mitglied 1 – 10) gelten ebenfalls für alle Berechnungen.

2.1 Basismodell der E-EGe

Das Simulationsmodell für die Berechnung der Energiezuteilung innerhalb der erneuerbaren Energiegemeinschaft wurde in Python entwickelt. Das Basismodell berücksichtigt ausschließlich die Last- und Erzeugungsprofile der Energiegemeinschaftsmitglieder ohne etwaige Lastverschiebungen. Im ersten Schritt wurde für jedes Mitglied ein Lastprofil erstellt. Dabei wurde größtenteils auf Standardlastprofile bzw. auf generisch erzeugte Lastprofile zurückgegriffen, die mit dem gemessenen Jahresenergiebedarf der letzten Jahre skaliert wurden. Für die drei KMUs im neuen Gewerbepark wurden Annahmen getroffen, da sich der Gewerbepark erst im Bau befindet und daher noch keine Messdaten verfügbar waren. Diese Annahmen sind in den Deliverables 2.1 und 3.1 beschrieben. Für die berücksichtigten Photovoltaikanlagen (PV) am Gewerbepark bzw. bei den beiden Prosumer*innen wurde ähnlich vorgegangen. Dazu wurde ein gemessenes Globalstrahlungsprofil entsprechend der Leistung der PV-Anlagen, oder wenn bekannt anhand des gemessenen Jahresertrags, skaliert. Sämtliche Berechnungen wurden mit einer 15-Minuten Auflösung durchgeführt.

Hinsichtlich der PV-Anlagen wurde zwischen Anlagen im Besitz (Miete) der Trägerorganisation der E-EGe, bei denen die komplette Erzeugung in die E-EGe eingespeist wird, und zwischen Eigenbedarfsanlagen, die bei E-EGe-Mitgliedern installiert sind, bei denen nur der Überschuss in die E-EGe eingespeist wird, unterschieden. Der in die E-EGe eingebrachte Strom ergibt sich also aus dem Ertrag der E-EGe-Anlagen, sowie dem zusätzlich eingebrachten Überschuss der Eigenbedarfsanlagen. Die Verteilung erfolgt anhand eines dynamischen Verteilungsschlüssels. Das bedeutet, dass die Zuteilung des PV-Stroms, wie in Formel (1) ersichtlich, abhängig vom aktuellen Strombedarf der Mitglieder erfolgt. Das Mitglied mit dem höchsten Strombedarf (je 15 Minuten Zeitfenster) erhält den größten Anteil an PV-Strom in diesem 15 Minuten Zeitfenster.

$$VS(M, t) = \frac{P_{Last}(M, t)}{\sum_{M=1}^{\#Mitglied} \frac{P_{Last}(M, t)}{4}} \quad (1)$$

P_{Last}	Last des Nutzers je Zeitschritt „t“	kW
VS	Verteilungsschlüssel	-
t	Zeitschritt – Auflösung von 15 Minuten	t

Der Bedarf der E-EGe-Mitglieder wird zuerst durch Eigenerzeugung (nur für jene Mitglieder, die eine eigene Erzeugungsanlage betreiben), dann durch die E-EGe anhand des Verteilschlüssels und abschließend mittels Bezugs aus dem öffentlichen Netz gedeckt. Damit wird der restliche Bedarf, der nicht durch die beiden anderen Möglichkeiten gedeckt werden kann, gedeckt. Im Python-Modell wird diese Zuteilung für jeden Zeitschritt durchgeführt. Der E-EGe-Bezug pro Mitglied und Zeitschritt errechnet sich wie in Gleichung (2) beschrieben.

$$P_{BezugEEG}(M, t) = P_{PV_{EEG}} * VS(M, t) \quad (2)$$

$P_{BezugEEG}$	Bezug aus der E-EGe je Mitglied pro Zeitschritt	kW
$P_{PV_{EEG}}$	Gesamter PV-Strom innerhalb der E-EGe zur Verteilung pro Zeitschritt	
VS	Verteilungsschlüssel	-
t	Zeitschritt – Auflösung von 15 Minuten	t

Ist die Summe des Energiebedarfs der E-EGe-Mitglieder zu einem Zeitpunkt höher als die Summe der verfügbaren PV-Erzeugung, wird der restliche Strom aus dem öffentlichen Netz zu den Tarifen der einzelnen Mitglieder bezogen. Ist die Summe der verfügbaren PV-Erzeugung höher als die Summe des Energiebedarfs aller Mitglieder, wird der Überschuss nach Versorgung der E-EGe-Mitglieder in das öffentliche Netz eingespeist.

Neben der Zuweisung des Stroms aus der E-EGe ist ein nachgelagertes Tarifmodell notwendig. Dazu wurde die energetischen Ergebnisse der Python-Berechnung (Zuteilung des E-EGe-Bezugs) in ein Excel-Sheet exportiert, in dem eine detaillierte Wirtschaftlichkeitsberechnung durchgeführt wurde. Für jedes Mitglied wurden die aktuellen Stromkosten (Energiepreis, Leistungspreis, Netzdienstleistungen, Steuern und Abgaben, Einspeisetarif, etc.) hinterlegt. Damit konnten einerseits die jährlichen Stromkosten ohne Teilnahme an der E-EGe als Referenz berechnet werden und andererseits jedem Mitglied ein individueller Bezugs- bzw. Einspeisetarif zugeordnet werden. Die Berechnung der Einsparungen/Mehreinnahmen erfolgt anhand eines Delta-Tarifs der den Mitgliedern eine, auf ihren aktuellen Strompreis (voller Stromtarif, nicht nur Energieanteil) bezogene Reduktion des

Entnahmetarifs bzw. eine Erhöhung ihres Abnahmetarifs, ermöglicht. Wird beispielsweise eine Reduktion des Entnahmetarifs um 0,5 Cent/kWh festgelegt, würde ein Mitglied der E-EGe für jede kWh, die aus der E-EGe bezogen wird, um 0,5 Cent weniger bezahlen, als für den Netzbezug. Dasselbe gilt analog für die Erhöhung des Abnahmetarifs. Aus Gründen der Fairness wurden diese beiden Größen, wenn nicht explizit anders angegeben, für alle Mitglieder gleich hoch angenommen. Das absolute Einsparungspotential durch die E-EGe-Teilnahme kann trotzdem, abhängig von der Höhe und dem Zeitpunkt des Strombedarfs, sowie von der Möglichkeit PV-Strom in die E-EGe einzuspeisen, zwischen den Mitgliedern variieren. Wie hoch die Reduktion des Entnahmetarifs bzw. Erhöhung des Abnahmetarifs angesetzt werden kann, hängt unter anderem von folgenden Faktoren ab:

- Strompreis für den Netzbezug der einzelnen Mitglieder
- Einspeisetarif der PV-Anlagen für die Netzeinspeisung (Tarifförderung)

Durch den Delta-Tarif hat es auf die E-EGe eine große Auswirkung, ob die einspeisenden Anlagen einen niedrigen oder einen hohen Einspeisetarif aufweisen, da dieser die Basis für den E-EGe-Tarif darstellt. So sind Anlagen mit einer ausgelaufenen Tarifförderung besonders vorteilhaft für die E-EGe, während Anlagen mit noch laufenden alten Fördertarifen von z.T. deutlich über 10 Cent, kaum wirtschaftlich in die E-EGe aufgenommen werden können. Darüber hinaus hat es Auswirkungen, ob die Trägerorganisation der E-EGe selbst als Investor z.B. für PV-Anlagen auftritt. Diese Möglichkeit ist durchaus interessant, jedoch muss in diesem Fall darauf geachtet werden, dass genügend Geld zurück in die Trägerorganisation fließt, um die Investition in angemessener Zeit zu amortisieren.

Zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit wurden für jedes Szenario die Einsparungen der Mitglieder durch die Teilnahme an der E-EGe berechnet und dem Kapitalwertverlauf der Trägerorganisation der E-EGe gegenübergestellt. Die Einnahmen der Trägerorganisation setzen sich aus dem Stromverkauf an die Mitglieder sowie aus der Einspeisung des Überschussstroms in das öffentliche Stromnetz zusammen. Diesen Einnahmen stehen Ausgaben für die Miete der PV-Anlagen sowie für die Vergütung der Stromeinspeisung der Mitglieder mit PV-Anlage (Prosumer*innen) gegenüber. Weitere laufende Kosten wurden in dieser Abschätzung nicht berücksichtigt. Für die Berechnung des Kapitalwertes wurde eine Strompreissteigerung von 1,5 %¹ pro Jahr und eine jährliche Inflationsrate von 2 %² angenommen. Der Zinssatz zur Barwertermittlung beträgt ebenfalls 2 %.

Alle Simulationen starten im Jahr 2025. Diese Annahme wurde getroffen, da einerseits die primär adressierte Wasserstofftankstelle frühestens im Jahr 2023 zur Verfügung steht und andererseits für die PV-Anlagen der beiden Prosumer*innen bis dahin noch eine

¹ basierend auf (E-Control, 2020)

² basierend auf der mittleren Inflation der letzten 10 Jahre in Österreich (Inflation.eu, 2020)

Tarifförderung besteht, die eine Aufnahme dieser beiden Anlagen in die E-EGe unwirtschaftlich macht.

2.2 Mitglieder

Die wichtigsten Eckpunkte der in den Berechnungen berücksichtigenden Mitgliedergruppen (Verbraucher*innen, Erzeuger*innen, Prosumer*innen) sind in den folgenden Tabellen zusammengefasst. Eine detaillierte Beschreibung der einzelnen Mitglieder findet sich in Deliverable 3.1.

Tabelle 1: Annahmen der Privathaushalte (Verbraucher*innen)

	Haushaltstyp	Jahresstromverbrauch in kWh
Mitglied 1	Single Haushalt, berufstätig	2281
Mitglied 2	Familie mit einem Kind, 1 Person berufstätig	5723
Mitglied 3	Familie mit 2 Kindern, 1 Person berufstätig	5815
Mitglied 4	Familie mit einem Kind, beide Eltern berufstätig	3139
Mitglied 5	2 Personen, pensioniert	2911

Tabelle 2: Annahmen der KMUs

	Lastprofil	Jahresstromverbrauch in kWh
Mitglied 6	Lastprofil G1: Gewerbe 8 – 18 Uhr (APCS, 2020)	166 667
Mitglied 7	Lastprofil G1: Gewerbe 8 – 18 Uhr (APCS, 2020)	166 667
Mitglied 8	Lastprofil G1: Gewerbe 8 – 18 Uhr (APCS, 2020)	166 667

Tabelle 3: Daten Prosumer*innen

	Lastprofil	Jahresstrom- verbrauch in kWh*	PV-Ertrag in kWh/a
Mitglied 9	Lastprofil G0: Gewerbe allgemein	168 491	21 193
Mitglied 10	Lastprofil G1: Gewerbe 8 – 18 Uhr	401 393	180 000

Da die PV-Anlagen am Dach des Gewerbeparks im Besitz eines Großunternehmens sind können diese nicht direkt in E-EGe eingebunden werden. Die PV-Anlagen können allerdings von der E-EGe gemietet werden. Die Miete erfolgt modulweise. Es sind bis zu sieben Module mit jeweils ca. 165 kWp verfügbar. Die Mindesthöhe der Miete ist mit der Höhe des Einspeisetarifs festzulegen. Da die Anlage voraussichtlich im Jahr 2022 gebaut wird, ist bei einem Berechnungsstart im Jahr 2025 mit einer Restdauer der Tarifförderung von zehn Jahren zu rechnen. Für diesen Zeitraum beträgt der Einspeisetarif der Anlage 7.76 Cent/kWh (OeMAG, 2020). Danach wurde ein aktuell üblicher Einspeisetarif für Anlagen ohne Tarifförderung (4.76 Cent/kWh (PV Austria, 2020)) unter Berücksichtigung einer Tarifierhöhung von 1,5 % pro Jahr angenommen.

In den folgenden Kapiteln wurden verschiedene Szenarien unter Annahme der Mindestmiete sowie mit höheren Miettarifen durchgeführt. Ein höherer Miettarif kann als Anreizsteigerung zur Vermietung der PV-Anlagen an die Trägerorganisation der E-EGe gesehen werden, da dadurch auch der Eigentümer der PV-Anlage von der E-EGe profitiert. Die Anzahl der gemieteten Module wurde ebenfalls variiert, mit dem Ziel, für jedes Szenario das jeweilige Optimum zu ermitteln.

2.3 Bewertung der E-EGe am Standort

Die in diesem Kapitel durchgeführte Bewertung der E-EGe am Standort unterliegen der Annahme, dass zwischen den in Kapitel 2.2 genannten Verbraucher*innen und Prosumer*innen eine E-EGe gegründet wird. Die Installation eines Elektrolyseurs und/oder einer Brennstoffzelle wird in diesem Schritt noch nicht berücksichtigt. Die Ergebnisse sollen in erster Linie dazu dienen, die Potentiale der E-EGe für den Gewerbepark aufzuzeigen.

2.3.1 Szenario minimale Miete

In diesem Szenario wurde davon ausgegangen, dass die PV-Module von der E-EGe zum Einspeisetarif angemietet werden können. Damit erfährt der Vermieter keinen finanziellen Vorteil durch die Teilnahme an der E-EGe. Für die ersten zehn Jahre (Restdauer des geförderten Einspeisetarifs) wurde von einer Miete in der Höhe von 7.76 Cent/kWh ausgegangen. Danach reduziert sich die Miete auf die Höhe des ungeforderten Einspeisetarifs unter Annahme einer Strompreissteigerung von 1.5 % pro Jahr. Im elften Jahr beträgt der

Mietpreis damit beispielsweise 5.53 Cent/kWh und nach 20 Jahren 6.32 Cent/kWh. Die Kosten für den Strombezug der Prosumer*innen bezieht sich auf deren Einspeisetarif (siehe Anhang) und wird im Folgenden im Detail erläutert. Als Rechtsform der Trägerorganisation der E-EGe wurde ein Verein gewählt. Zusätzliche Kosten für die Verwaltung der E-EGe wurden in dieser Abschätzung nicht berücksichtigt.

In den in Abbildung 1 und Abbildung 2 dargestellten Ergebnissen wird den Mitgliedern ein reduzierter Bezugstarif von 0,5 Cent/kWh sowie ein erhöhter Einspeisetarif von ebenfalls 0,5 Cent/kWh zu teil. Diese Tarife beziehen sich wie in Kapitel 2.1 beschrieben auf den individuellen Stromtarif der jeweiligen Mitglieder (siehe Anhang). Daraus ergibt sich im ersten Betriebsjahr ein mittlerer gewichteter Bezugstarif aus der E-EGe von 10,38 Cent/kWh und ein mittlerer gewichteter Einspeisetarif von 5,26 Cent/kWh.

Die in Abbildung 1 dargestellten Ergebnisse zeigen, wie sich die Anzahl der gemieteten PV-Module auf den Kapitalwertverlauf der Trägerorganisation der E-EGe auswirken. In den ersten zehn Jahren ist ersichtlich, dass eine geringe Anzahl an PV-Modulen vorteilhaft ist. So weist die Miete von ein oder zwei PV-Modulen den höchsten Kapitalwert nach zehn Jahren auf, drei Module können ebenfalls noch wirtschaftlich dargestellt werden, während sich vier Module bereits an der Grenze der Wirtschaftlichkeit bewegen und das Mieten einer noch größeren Anzahl an Modulen sogar einen klar negativen Kapitalwert nach zehn Jahren aufweist. Das liegt daran, dass durch eine zu hohe Anzahl an PV-Modulen ein Überangebot an PV-Strom in der E-EGe besteht. Ohne flexible Abnehmer*innen oder Speichermöglichkeiten muss der überschüssige Strom in das öffentliche Netz eingespeist werden. Die Trägerorganisation der E-EGe bezahlt in den ersten Jahren für den Strombezug der gemieteten PV-Module 7.76 Cent/kWh, bekommt für den in das öffentliche Netz eingespeisten Strom jedoch nur einen Einspeisetarif zwischen 4 und 6 Cent/kWh, was zu einer negativen Bilanz führt, wenn ein zu großer Anteil des angemieteten Stroms in das öffentliche Netz eingespeist wird. Es ist also wichtig, die Anzahl der gemieteten PV-Module sorgfältig auf die Abnehmer*innenstruktur anzupassen. Die angenommenen Tarife für das erste Betriebsjahr sind in Tabelle 4 zusammengefasst. Die Tarife der darauffolgenden Jahre ergeben sich anhand der angenommenen Preissteigerung/Tariferhöhungen (siehe Kapitel 2.1).

Tabelle 4: Mittlere gewichtete Tarife im ersten Betriebsjahr der E-EGe bei einem einheitlichen Reduktions-/Erhöhungstarif für Bezug und Entnahme von 0,5 Cent/kWh

Bezug öffentlichen Netz	11,75	Cent/kWh
Einspeisung öffentliches Netz (ÖMAG-Tarif ohne Förderung)	4,76	Cent/kWh
Bezug E-EGe	10,38	Cent/kWh
Einspeisung E-EGe	5,26	Cent/kWh

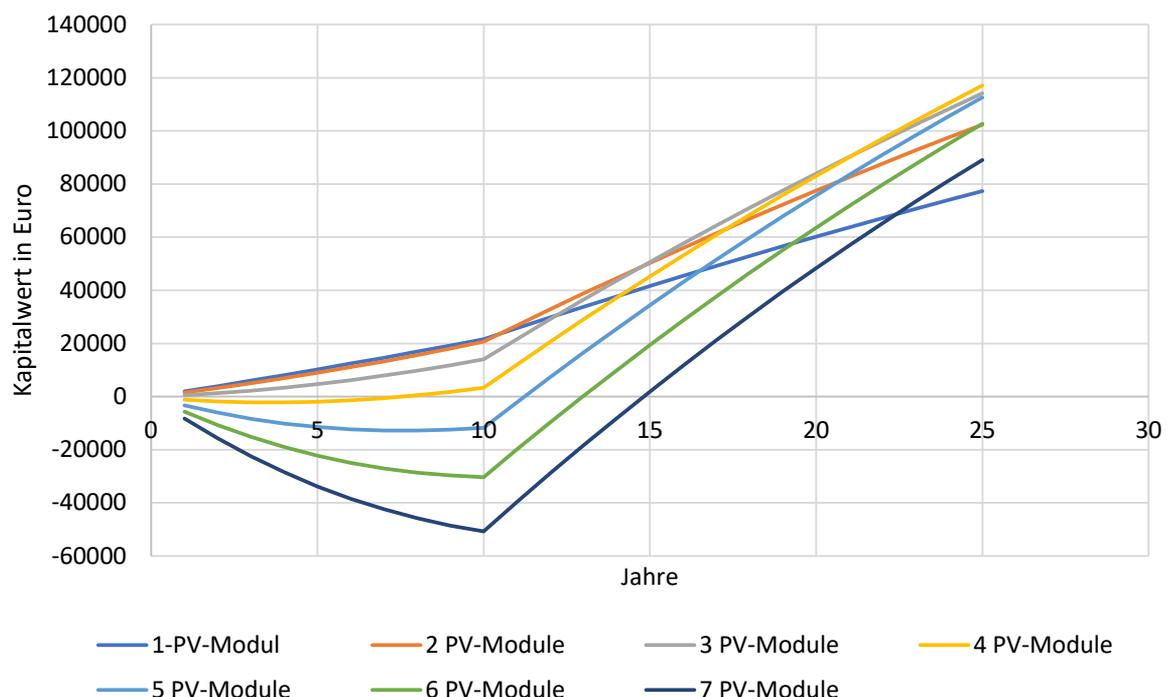


Abbildung 1: Kapitalwertverlauf bei unterschiedlicher Modulanzahl und einem einheitlichen Reduktions-/Erhöhungstarif für Bezug und Entnahme von 0,5 Cent/kWh

Durch den günstigeren Bezugstarif ist es nach zehn Jahren wirtschaftlicher, eine größere Anzahl an PV-Modulen zu mieten (siehe Steigung der Kapitalwertkurve). Außerdem kann die E-EGe nun den Strom zum Mietpreis in das öffentliche Netz einspeisen, wodurch es keine negativen Auswirkungen mehr hat, zu viele PV-Module zu mieten. Es ist aber auch ersichtlich, dass ab einer Anzahl von fünf PV-Modulen kaum noch ein zusätzlicher positiver Effekt durch eine höhere Modulanzahl erzielt werden kann (annähernd paralleler Verlauf der Kapitalwertkurve). Das liegt daran, da in diesem Fall bereits beinahe der gesamte Verbrauch, zu Zeiten an denen PV-Strom zur Verfügung steht, mit fünf PV-Modulen gedeckt werden kann.

Es ist wichtig, neben dem Kapitalwert der Trägerorganisation auch die Einsparungen der Mitglieder zu berücksichtigen, da der Sinn einer E-EGe die Schaffung eines ökologischen und ökonomischen Mehrwerts für die Mitglieder ist. Je nach gewählter Tarifstruktur fließen die Einsparungen mehr oder weniger stark in die Trägerorganisation (Kapitalwert) oder zu den Mitgliedern (jährliche Einsparungen der Mitglieder durch die Teilnahme an der E-EGe) bzw. zum Vermieter der PV-Anlagen, wenn der Mietpreis über dessen Einspeisetarif liegt. In Abbildung 2 sind die gesamten Einsparungen aller Mitglieder durch die Teilnahme an der E-EGe pro Jahr, bezogen auf deren aktuellen Stromtarif bei einheitlichem Reduktions-/Erhöhungstarif für Bezug und Entnahme von 0,5 Cent/kWh, dargestellt. Es ist ersichtlich, dass sich das Einsparungspotential der Mitglieder bei einer größeren Anzahl an PV-Modulen erhöht, da in diesem Fall mehr PV-Strom in der E-EGe zur Verfügung steht und damit die Wahrscheinlichkeit steigt, dass die Mitglieder Strom aus der E-EGe beziehen können.

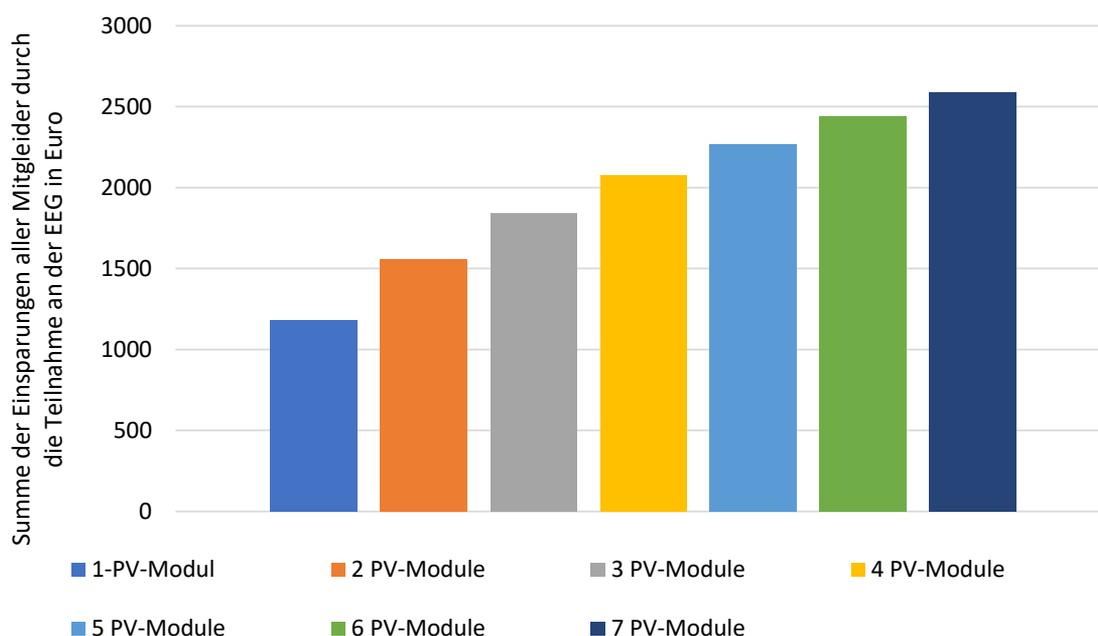


Abbildung 2: Summe der Einsparungen aller Mitglieder pro Jahr durch die Teilnahme an der E-EGe, bezogen auf deren aktuellen Stromtarif bei einheitlichem Reduktions-/Erhöhungstarif für Bezug und Entnahme von 0,5 Cent/kWh

Für eine bessere Beurteilung der Wirtschaftlichkeit bei unterschiedlicher Modulanzahl, wurden bei den in Abbildung 3 dargestellten Ergebnissen die Reduktions- bzw. Erhöhungstarife für Bezug und Entnahme so gewählt, dass die Einsparungen der Mitglieder unabhängig von der Anzahl der PV-Module konstant bleibt (variabler Reduktions-/Erhöhungstarif für Bezug und Entnahme). Die Einsparungen der Mitglieder wurden dafür mit 1 800 € pro Jahr festgelegt, was dem Ergebnis mit drei PV-Modulen aus der vorangegangenen Berechnung entspricht (siehe Abbildung 2). Die zusätzlichen Einsparungen, die sich für die Mitglieder durch eine größere Modulanzahl (vier bis sieben Module) ergaben, fließen nun in den Kapitalwert der

Trägerorganisation ein. Die generelle Tendenz bleibt ähnlich, allerdings erhöht sich der Kapitalwert der Varianten mit vier bis sieben Modulen. Auf 25 Jahre gerechnet ist weiterhin die Variante mit vier PV-Modulen am wirtschaftlichsten, liegt nun aber beinahe gleichauf mit der Variante mit fünf PV-Modulen.

Zu beachten ist, dass sich dadurch der in Tabelle 4 angegebene Bezugs- und Einspeisetarif der E-EGe abhängig von der gemieteten Modulanzahl ändert. Diese sind in Tabelle 6 für das erste Betriebsjahr angeführt.

Tabelle 5: Mittlere gewichtete Tarife im ersten Betriebsjahr der E-EGe

Tarife in Cent/kWh	Anzahl gemieteter Module						
	1	2	3	4	5	6	7
Bezug öffentlichen Netz*	13,05						
Einspeisung öffent. Netz	4,76						
Bezug E-EGe	9,96	10,23	10,37	10,45	10,51	10,55	10,58
Einspeisung E-EGe	5,62	5,38	5,26	5,19	5,14	5,10	5,07

*Tarif gewichtet mit gesamtem Jahresstromverbrauch der Mitglieder

Diese Berechnung unterliegt der Annahme, dass während der gesamten Laufzeit der E-EGe die Anzahl der PV-Module konstant bleibt. Geht man davon aus, dass diese variiert werden können, kann eine noch bessere Wirtschaftlichkeit erzielt werden, indem für die ersten zehn Jahre zwei PV-Module angemietet werden und die Modulanzahl für die Zeit danach auf sieben Module erhöht wird.

Die Ergebnisse dieser beiden Varianten werden im Folgenden im Detail erläutert.

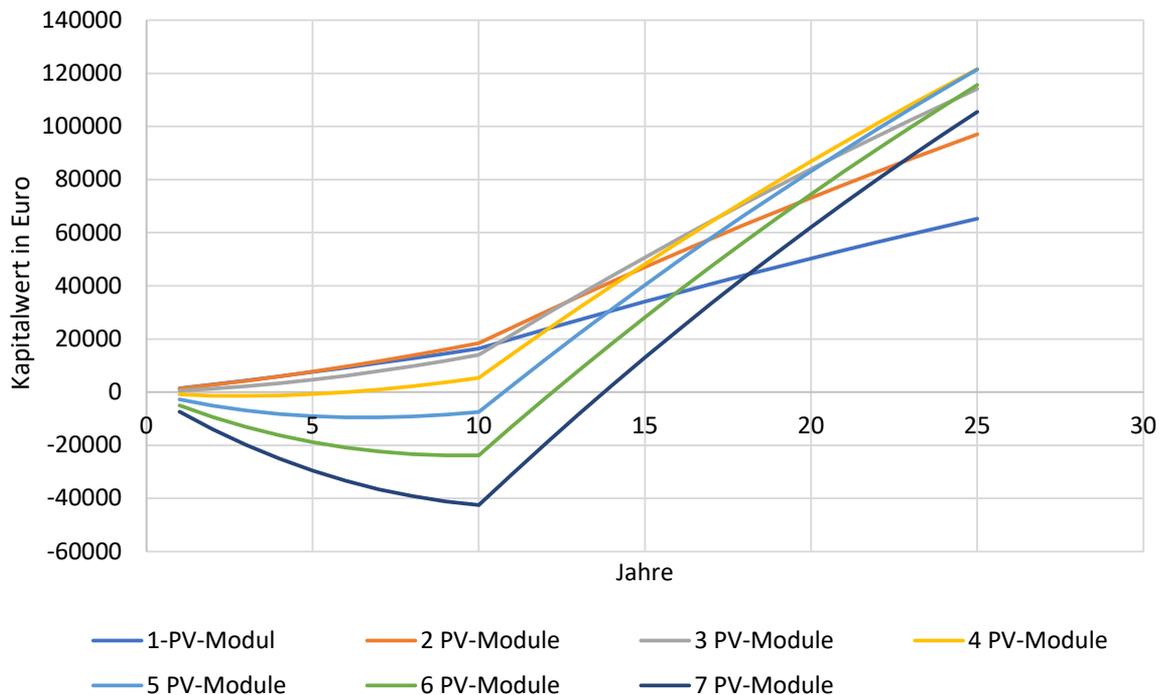


Abbildung 3: Kapitalwertverlauf bei unterschiedlicher Modulanzahl und variablen Reduktions-/Erhöhungstarif für Bezug und Entnahme

2.3.1.1 Ergebnisse vier Module

Im Folgenden sind die Ergebnisse bei Anmietung von vier PV-Modulen über den gesamten betrachteten Zeitraum angeführt. In Abbildung 4 ist die Verteilung der Energie aus der E-EGe auf die einzelnen Mitglieder ersichtlich. Wie in Kapitel 2.1 beschrieben, erfolgt die Zuteilung anhand eines dynamischen Schlüssels, also basierend auf dem Anteil des aktuellen Strombedarfs der Mitglieder an dem aktuellen Gesamtbedarf. Es ist ersichtlich, dass im Schnitt ca. ein Drittel des Strombedarfs der Mitglieder durch die E-EGe oder durch PV-Eigenverbrauch gedeckt werden kann.

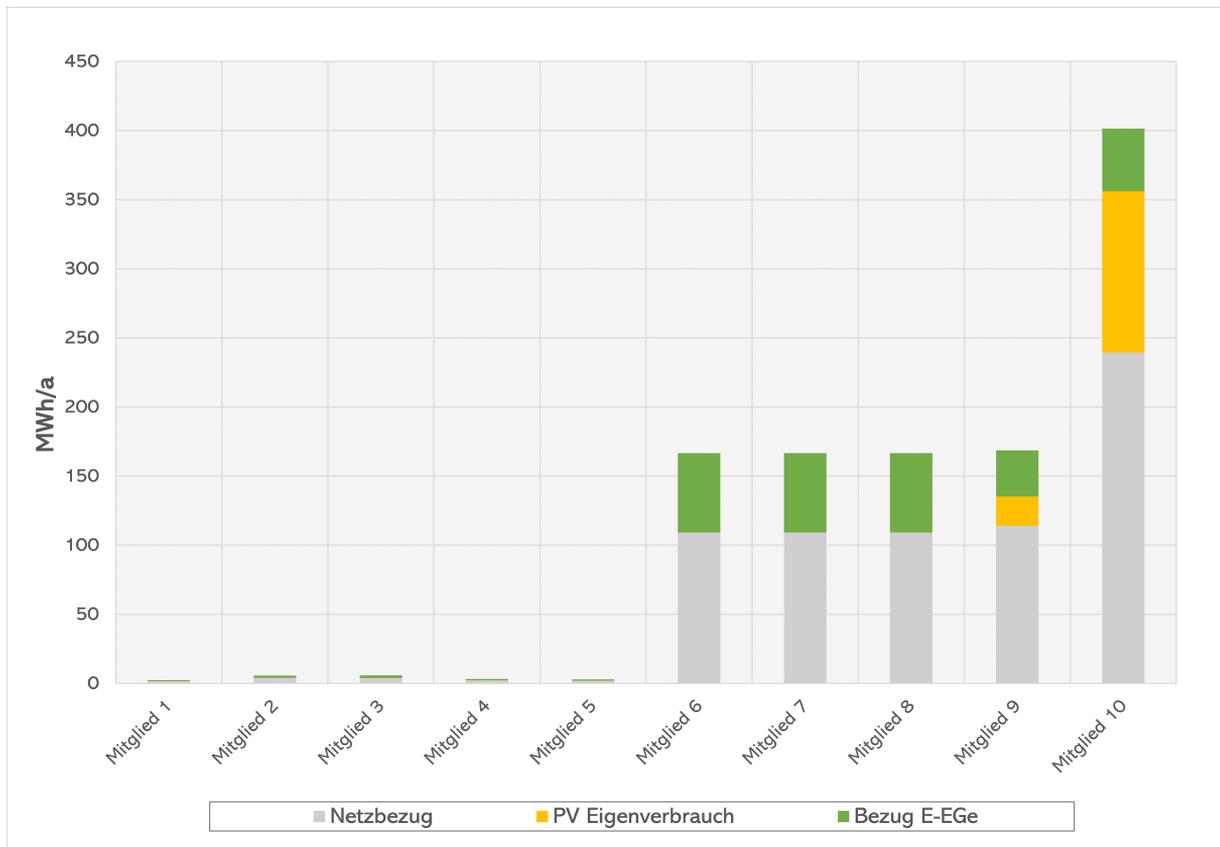


Abbildung 4: Zusammensetzung des Energiebezugs der Mitglieder

Obwohl ca. zwei Drittel des Strombedarfs noch immer vom öffentlichen Netz bezogen werden, zeigt sich in Abbildung 5, dass bereits mehr als die Hälfte der PV-Erzeugung in das öffentliche Netz eingespeist wird. Das bestätigt die gewonnene Erkenntnis, dass eine wesentlich höhere Versorgung innerhalb der E-EGe nicht durch größere PV-Anlagen (mehr PV-Module), sondern durch das Nutzen von Flexibilitäten oder durch den Einsatz von Speichermöglichkeiten erreicht werden kann.

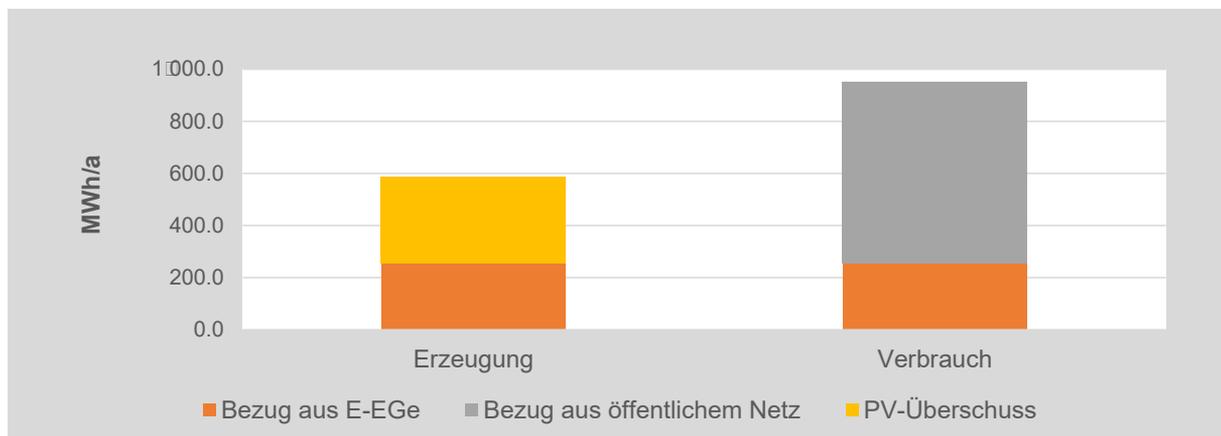


Abbildung 5: Energiebilanz der E-EGe

Unter der Annahme eines Reduktions- bzw. Erhöhungstarifs von 0.43 Cent/kWh (wie in Abbildung 3) sowie unter Berücksichtigung der in Tabelle 6 dargestellten Einnahme- und Ausgabequellen ergibt sich der in Abbildung 6 dargestellt Kapitalwertverlauf sowie die in Abbildung 7 dargestellten Einsparungen der einzelnen Mitglieder.

Tabelle 6: Gegenüberstellung der jährlichen Einnahmen und Ausgaben der Trägerorganisation der E-EGe bei der Miete von vier PV-Modulen

1. Betriebsjahr*				11. Betriebsjahr*			
Einnahmen		Ausgaben		Einnahmen		Ausgaben	
Stromverkauf an die E-EGe-Mitglieder	21 420 €	Miete PV-Anlagen	40 239 €	Stromverkauf an die E-EGe-Mitglieder	23 644 €	Miete PV-Anlagen	28 666 €
Einspeisung öffentliches Netz	15 748 €	Vergütung Prosumer	4 409 €	Einspeisung öffentliches Netz	17 383 €	Vergütung Prosumer	4 867 €
Summe	37 168 €	Summe	44 648 €	Summe	41 027 €	Summe	33 532 €
Ergebnis		-7 479 €		Ergebnis		7 494 €	

*Durch die angenommenen Preissteigerungen ändern sich die angeführten Werte jährlich geringfügig. Ein signifikanter Unterschied tritt allerdings nur nach Ablauf der Tarifförderung der gemieteten Anlagen (11. Jahr) auf.

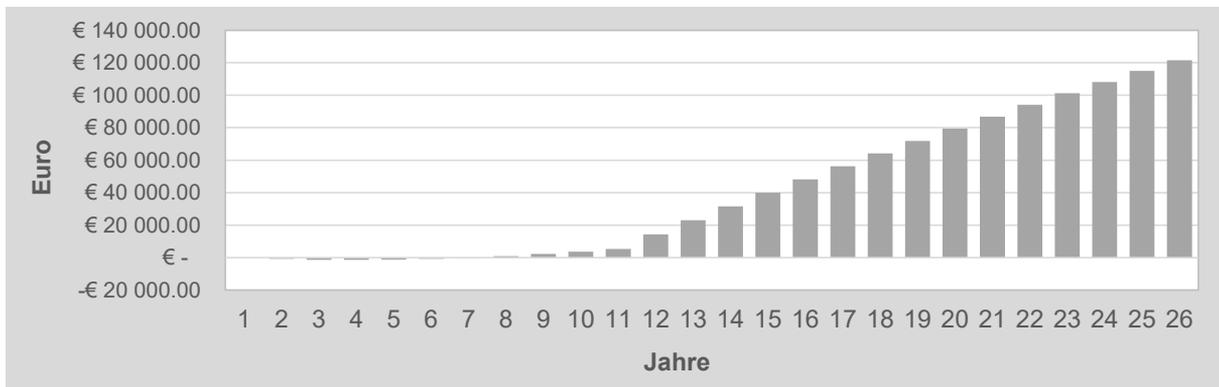


Abbildung 6: Kapitalwertverlauf der Trägerorganisation der E-EGe bei einem Entnahme- bzw. Abnahmetarif von 0,43 Cent/kWh

Die Einsparungen der Privathaushalte liegen zwischen 18 €/Jahr und 65 €/Jahr, abhängig von deren Jahresenergiebedarf sowie dem zeitlichen Anfall des Strombedarfs. Die KMUs des Gewerbeparks erreichen jeweils eine Einsparung in der Höhe von 284 €/Jahr. Die größte Einsparung erreicht das Mitglied 10 mit 650 €/Jahr, das auch signifikanten Mengen an PV-Strom in die E-EGe einspeist.

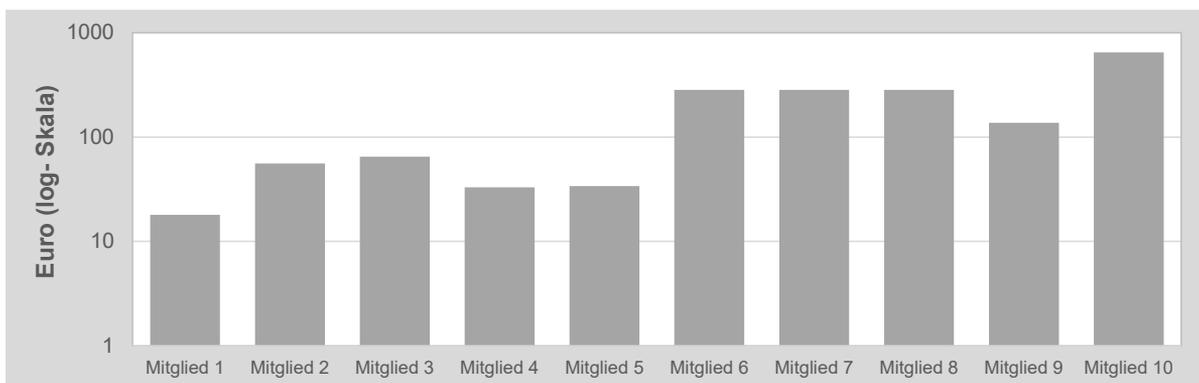


Abbildung 7: Einsparungen der Mitglieder durch die Teilnahme an der E-EGe bezogen auf deren aktuellen Stromtarif bei einheitlichem Reduktions-/Erhöhungstarif für Bezug und Entnahme von 0,43 Cent/kWh

In dem eben beschriebenen Szenario weist die Trägerorganisation der E-EGe nach 25 Jahren einen relativ hohen Kapitalwert von 120 000 € auf. Da die Trägerorganisation gemeinnützig agieren soll, kann auch ein höherer Entnahme- bzw. Abnahmetarif gewählt werden, um den Mitgliedern höhere Einsparungen zu ermöglichen. Der Extremfall, bei dem die Trägerorganisation erst ganz am Ende des Betrachtungszeitraums einen positiven Kapitalwert aufweist, ist in Abbildung 8 und Abbildung 9 dargestellt. Dadurch könnten die jährlichen Einsparungen der Mitglieder von ca. 1800 €/Jahr auf über 7500 €/Jahr gesteigert werden. Allerdings müsste dafür über einen relativ langen Zeitraum eine signifikant negative Bilanz der Trägerorganisation in Kauf genommen werden. In der Realität würde daher vermutlich ein Entnahme- bzw. Abnahmetarif zwischen den beiden Szenarien gewählt werden.

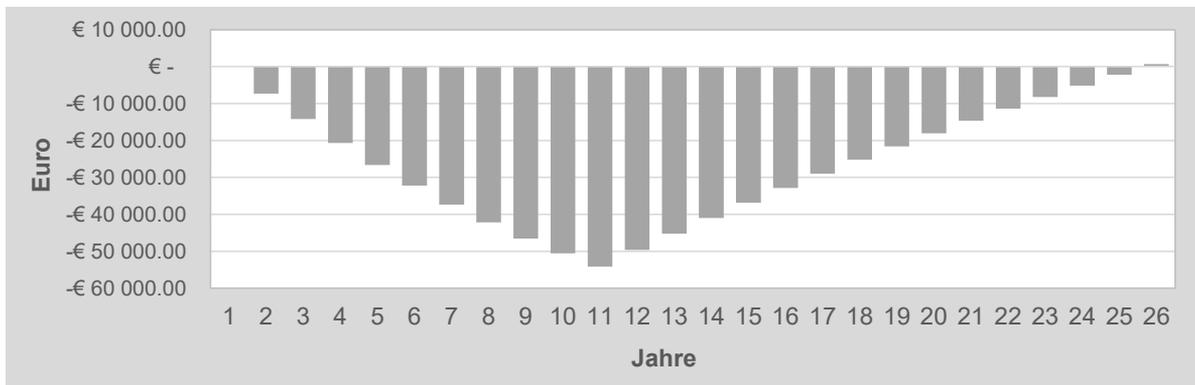


Abbildung 8: Kapitalwertverlauf der Trägerorganisation der E-EGe bei einem Entnahme- bzw. Abnahmetarif von 2,2 Cent/kWh

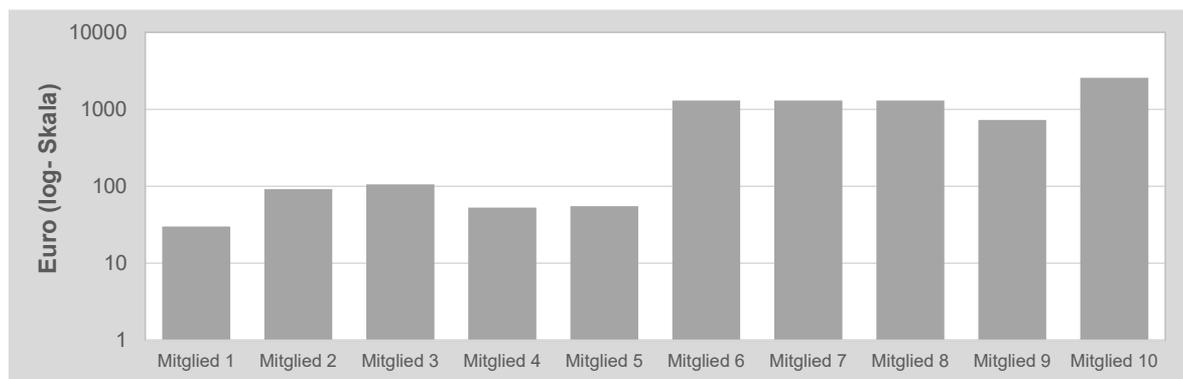


Abbildung 9: Einsparungen der Mitglieder durch die Teilnahme an der E-EGe bezogen auf deren aktuellen Stromtarif bei einheitlichem Reduktions-/Erhöhungstarif für Bezug und Entnahme von 2,2 Cent/kWh

2.3.1.2 Ergebnisse unterschiedliche Modulanzahl

Wie in Abbildung 3 ersichtlich, ändert sich die optimale Anzahl der gemieteten PV-Module nach Ablauf der Tarifförderung. Da es sich um gemietete Module handelt, bietet es sich daher an, in den ersten zehn Jahren nur zwei Module und erst danach die restlichen fünf Module anzumieten. Zur Vergleichbarkeit mit den vorangegangenen Berechnungen wurden die in Tabelle 5 getroffenen Annahmen übernommen, wodurch sich für die Mitglieder insgesamt eine konstante jährliche Einsparung von ca. 1 800 €/a ergibt. Der daraus resultierende Kapitalwertverlauf ist in Abbildung 10 dargestellt. Es ist ersichtlich, dass sich im Vergleich mit dem in Abbildung 6 dargestellten Szenario (konstant vier Module) in 25 Jahren ein um über 40 000 € höherer Kapitalwert erzielen lässt.

Der Kapitalwert bietet eine gute Möglichkeit, die Wirtschaftlichkeit verschiedener Szenarien zu vergleichen. Es ist jedoch anzumerken, dass im Sinn der gemeinnützigen Ausrichtung der Trägerorganisation ein möglichst hoher Kapitalwert nicht das eigentliche Ziel der E-EGe darstellt. Es würde sich also beispielsweise anbieten, den Mitgliedern einen besseren Tarif ab

dem elften Betriebsjahr anzubieten, so dass auch diese von den niedrigeren Mietkosten profitieren.

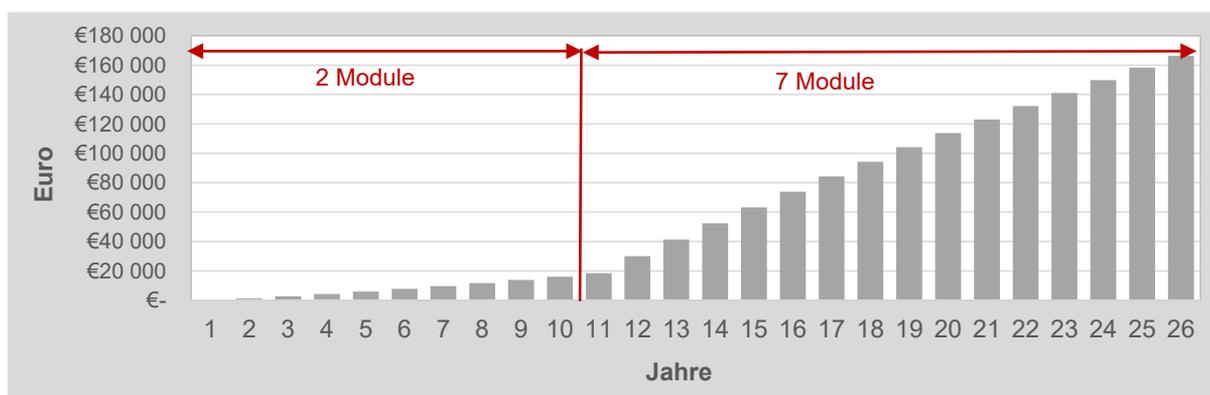


Abbildung 10: Kapitalwertverlauf der Trägerorganisation der E-EGe bei einer jährlichen Reduktion der Stromkosten aller Verbraucher gemeinsam von 1800 €

Die Gegenüberstellung der jährlichen Einnahmen und Ausgaben der Trägerorganisation mit 2 Modulen (erstes Jahr) und mit sieben Modulen (elftes Jahr) ist in Tabelle 7 angeführt. Es ist ersichtlich, dass durch den niedrigeren Miettarif für die PV-Module und durch die dadurch wirtschaftlichere Anmietung einer größeren Modulanzahl das Ergebnis deutlich verbessert werden kann.

Tabelle 7: Gegenüberstellung der jährlichen Einnahmen und Ausgaben der Trägerorganisation der E-EGe bei der Miete von zunächst 2 und anschließend 7 Modulen

1. Betriebsjahr*		11 Betriebsjahr*	
Einnahmen	Ausgaben	Einnahmen	Ausgaben
Stromverkauf an die E-EGe-Mitglieder	18 290 €	Miete PV-Anlagen	20 119 €
Einspeisung öffentliches Netz	6 997 €	Vergütung Prosumer	3 406 €
Summe	25 287 €	Summe	23 526 €
Ergebnis**	1 761 €	Ergebnis*	19 271 €

* Durch die angenommenen Preissteigerungen ändern sich die angeführten Werte jährlich geringfügig. Ein signifikanter Unterschied tritt allerdings nur nach Ablauf der Tarifförderung der gemieteten Anlagen (11. Jahr) auf.

Die Energiebilanz der E-EGe ist in Abbildung 11 für die ersten zehn Jahre und in Abbildung 12 für die restlichen danach folgenden Jahre dargestellt. In Abbildung 11 ist ersichtlich, dass nur ca. 20 % des Strombedarfs aus der E-EGe bezogen wird. Damit muss der Großteil des Strombedarfs weiterhin vom öffentlichen Netz bezogen werden. Aufgrund des relativ hohen

Miettarifs für den PV-Strom handelt es sich dabei allerdings dennoch um die wirtschaftlichste Variante.

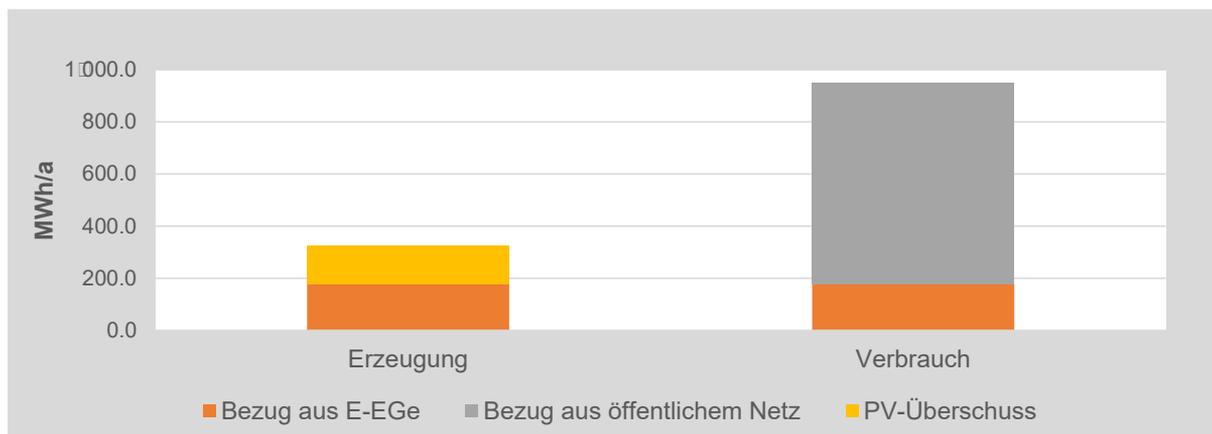


Abbildung 11: Energiebilanz der E-EGe in den ersten zehn Jahren (zwei PV-Module)

Bei der Anmietung von sieben PV-Modulen wird ein signifikant höherer PV-Anteil in die E-EGe eingespeist. Wie in Abbildung 12 ersichtlich, übersteigt der eingespeiste PV-Strom bilanziell sogar den Gesamtverbrauch der Mitglieder. Dennoch kann der Anteil an Strom aus der E-EGe am Gesamtverbrauch „lediglich“ um ca. 15 Prozentpunkte von 20 % auf 35 % gesteigert werden. Das liegt an der fehlenden Gleichzeitigkeit zwischen der zeitlichen Verfügbarkeit von PV-Strom und dem zeitlichen Anfall des Strombedarfs der Mitglieder. Dem soll in den folgenden Kapiteln durch den Einsatz eines flexibel betriebenen Elektrolyseurs bzw. einer Brennstoffzelle gegengewirkt und damit der Anteil an lokal produzierten PV-Strom weiter gesteigert werden.

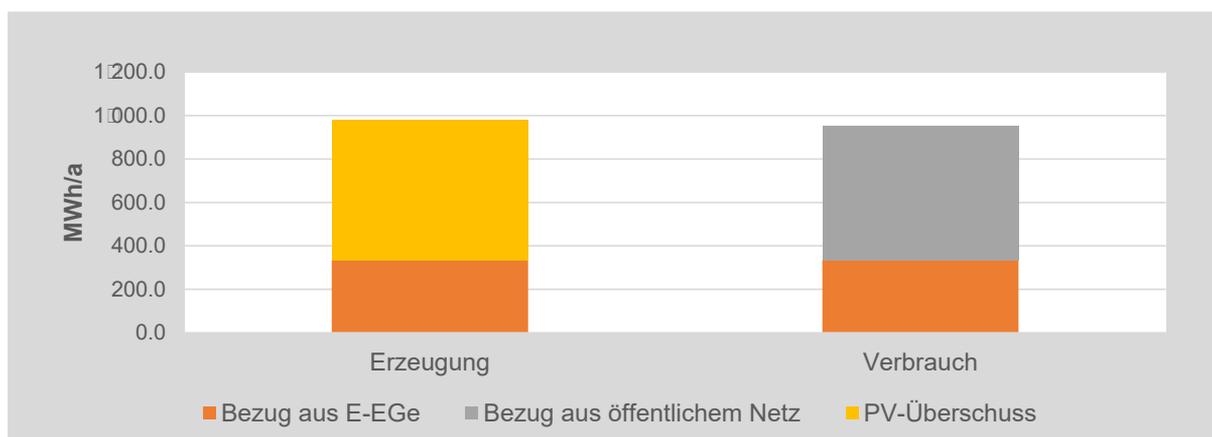


Abbildung 12: Energiebilanz der E-EGe ab dem elften Betriebsjahr (sieben PV-Module)

Davor ist in Unterkapitel 2.3.2 noch ein Beispiel angeführt, bei dem auch der Eigentümer der PV-Anlagen durch eine erhöhte Miete von der Teilnahme an der E-EGe profitiert.

2.3.2 Szenario erhöhte Miete

In diesem Szenario wurde ein Mietaufschlag für den PV-Eigentümer berücksichtigt, so dass dieser davon profitiert, seine PV-Anlagen an die E-EGe zu vermieten. Dazu wurde ein beispielhafter Tarif von zusätzlich 0,5 Cent/kWh angenommen, die auf den aktuell gültigen Einspeisetarif aufgeschlagen werden. Der Kapitalwertverlauf der Trägerorganisation der E-EGe unter Annahme eines variablen Reduktions-/Erhöhungstarif für Bezug und Entnahme (konstante Einsparungen der Mitglieder unabhängig von der Modulanzahl) analog zu dem in Abbildung 3 beschriebenen Szenario, sowie unter der Annahme, dass die Anzahl der PV-Module über den Betrachtungszeitraum nicht angepasst wird, ist in Abbildung 13 dargestellt. Mit diesen Annahmen ergibt sich für die Mitglieder in Summe ein Einsparungspotential von ca. 1 800 €/Jahr. Die zusätzlichen Einnahmen des PV-Eigentümers, abhängig von der Anzahl der gemieteten PV-Anlagen, ist in Tabelle 8 angeführt. Sollten tatsächlich mehr als drei Module angemietet werden, was sich wie in Abbildung 13 dargestellt als nicht wirtschaftlich erweist, könnte der Tarif für die Vergütung des PV-Eigentümers natürlich reduziert werden, so dass keine zu große Diskrepanz zwischen den Einsparungen der Mitglieder und der zusätzlichen Vergütung des PV-Eigentümers entsteht.

Tabelle 8: Zusätzliche Einnahmen des PV-Eigentümers durch die Vermietung der PV-Anlagen an die E-EGe

	1-PV- Modul	2 PV- Module	3 PV- Module	4 PV- Module	5 PV- Module	6 PV- Module	7 PV- Module
Zusatzeinnahmen PV-Eigentümer in €/Jahr	656	1 312	1 967	2 623	3 279	3 935	4 590

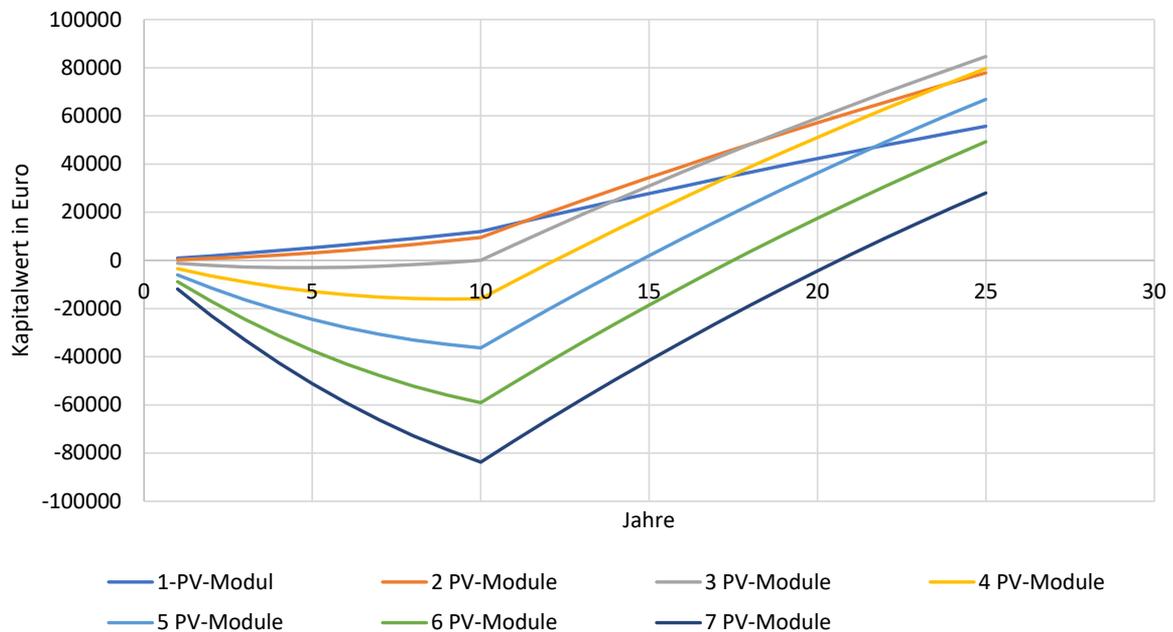


Abbildung 13: Kapitalwertverlauf bei unterschiedlicher Modulanzahl und variablen Reduktions-/Erhöhungstarif für Bezug und Entnahme inklusive 0,5 Cent/kWh Vergütung des PV-Eigentümers

Mit diesen Annahmen erlaubt der Kapitalwertverlauf in Abbildung 13 einen direkten Vergleich mit Abbildung 3. Wie zu erwarten war, sinkt der Kapitalwert bei gleichbleibender Einsparung/Mehreinnahmen der Mitglieder, wenn zusätzlich dem PV-Eigentümer ein Motivationstarif ausgezahlt wird. Durch die höhere Miete ändert sich auch die optimale Anzahl der PV-Module. So ist bei der Annahme einer gleichbleibenden Modulanzahl über den gesamten Betrachtungszeitraum die Anmietung von drei Modulen am wirtschaftlichsten. Wird die Möglichkeit der Anmietung unterschiedlicher PV-Module in Betracht gezogen, bietet es sich an, in den ersten zehn Jahren nur ein PV-Modul zu mieten und danach wiederum auf sieben Module aufzustocken (siehe Steigung der Kapitalwertkurve). Dadurch würde die Trägerorganisation der E-EGe weiterhin einen klar positiven Kapitalwert aufweisen, der es vor allem nach zehn Jahren ermöglicht, den Mitgliedern einen deutlich besseren Tarif anzubieten.

2.4 Fazit

Für die in Kapitel 2.2 getroffenen Annahmen zeigen die beschriebenen Berechnungsergebnisse deutlich das Potential der E-EGe am betrachteten Standort auf, obwohl die Ausgangssituation in den ersten zehn Jahren durch die gewählte Tarifförderung nicht optimal ist. Es ist ersichtlich, dass den Mitgliedern je nach Tarifmodell wesentliche Einsparungen bzw. Mehreinnahmen zuteilwerden können und trotzdem die Möglichkeit besteht, dem PV-Eigentümer einen Motivationstarif zu gewähren, so dass auch dieser von der Vermietung seiner Anlagen an die E-EGe profitiert. Je nach gewähltem Tarifmodell kann das Einsparungspotential der E-EGe mit unterschiedlicher Gewichtung zwischen den Mitgliedern (Verbraucher*innen und Prosumer*innen können unterschiedlich gewichtet werden), dem

Vermieter und der Trägerorganisation der E-EGe (Kapitalwert) aufgeteilt werden. Da die Trägerorganisation gemeinnützig ausgerichtet ist und in den betrachteten Szenarien selbst nicht als Investor auftritt, sollte ein moderater positiver Kapitalwert angestrebt werden. Ob ein zwischenzeitlich negativer Kapitalwert in Kauf genommen werden kann, hängt von den Präferenzen der Mitglieder ab. Außerdem ist anzumerken, dass auch weitere Kosten, beispielsweise für den Betrieb der E-EGe auftreten können, die in dieser Abschätzung nicht berücksichtigt wurden.

Da in diesem Projekt die Kopplung der E-EGe mit einem Elektrolyseur bzw. einer Brennstoffzelle im Fokus steht, wird auf eine ausführliche Evaluierung verschiedener Tarifmodelle für eine isolierte Betrachtung der E-EGe an dieser Stelle verzichtet, da die zusätzliche Einbindung des Elektrolyseurs starke Auswirkungen auf das Tarifmodell der E-EGe hat. Die Grundlagen dazu sind jedoch vorhanden und können bei Bedarf mit geringem Aufwand für die Entwicklung konkreter Tarifmodelle genutzt werden.

3 Variante E-EGe + Elektrolyseur + Brennstoffzelle

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Untersuchung der wirtschaftlichen und energetischen Auswirkungen der Integration eines Elektrolyseurs und einer Brennstoffzelle in die in Kapitel 2 beschriebene E-EGe dargestellt. Der Elektrolyseur wurde dabei gemeinsam mit einem Wasserstoffspeicher und einer Brennstoffzelle zu einer Wasserstofftankstelle vereint. Die Dimensionierung erfolgte mit Fokus auf den benötigten Wasserstoff für den angestrebten Fuhrpark, wobei ein Potential zur zusätzlichen Produktion vorhanden ist, sollte sich in Zukunft ein größerer Bedarf, beispielsweise durch externe Besitzer*innen von Wasserstoffautos, ergeben. Eine Nutzung der Abwärme wurde in diesem Szenario, wegen der in Deliverable 2.1 beschriebenen Anschlusspflicht des Gewerbeparks an das Fernwärmenetz, nicht berücksichtigt.

3.1 Getroffene Annahmen

Die technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen beziehen sich auf ein konkretes Angebot eines namhaften Herstellers und sind in Deliverable 3.1 im Detail beschrieben. Die wichtigsten Eckpunkte sind in Tabelle 9 zusammengefasst:

Tabelle 9: Zusammenfassung der wichtigsten Eckpunkte der Wasserstofftankstelle inklusive Brennstoffzelle

Position	Wert
benötigter Wasserstoff Fuhrpark	ca. 3 kg _{H2} /Tag
max. Wasserstoffproduktion	24 kg _{H2} /Tag
max. Leistung Elektrolyseur	60 kW
Wirkungsgrad Elektrolyseur	55 % (bezogen auf den unteren Heizwert: $H_u = 33,33 \text{ kWh/kg}$)
Leistung Brennstoffzelle	10 kW
Wirkungsgrad Brennstoffzelle	37 %
Grundlast Wasserstofftankstelle	2,5 kW
notwendige Investitionen (Wasserstofftankstelle inkl. Betankungskühlung & Speicher + Brennstoffzelle + Kosten Auslegung)	1 381 000 € (netto)

Informationen zu den Mitgliedern der E-EGe finden sich in *Kapitel 2.2 Mitglieder*.

3.2 Modellierungsansatz

Zusätzlich zu den in *Kapitel 2.2* beschriebenen Mitgliedern an der E-EGe, wurden in diesem Szenario der Elektrolyseur als Verbraucher und die Brennstoffzelle als Erzeuger berücksichtigt. Es wurde vereinfacht angenommen, dass der Elektrolyseur täglich den notwendigen Wasserstoff für den Betrieb des Fuhrparks produziert. Dieser beträgt ca. 3 kg/Tag für den Betrieb der drei Wasserstoffkleinbusse, was zu einer minimalen Betriebsdauer von drei Stunden pro Tag führt. Darüber hinaus wurde die Laufzeit des Elektrolyseurs verlängert, wenn der Betrieb mit PV-Strom möglich ist. Der somit erzeugte Wasserstoff wurde gespeichert und in späterer Folge mit der Brennstoffzelle rückverstromt. Das erfolgt, sobald genügend Wasserstoff zur Verfügung steht, um die Brennstoffzelle über die festgelegte Mindestbetriebszeit von einer Stunde zu betreiben. Die Rückverstromung erfolgt in den Abendstunden, an denen kein PV-Strom mehr zur Verfügung steht.

Zur Beurteilung der optimalen Betriebszeiten des Elektrolyseurs ist in späterer Folge der Einsatz von intelligenten Prognoseverfahren zur Ermittlung des im Tagesverlauf erwarteten PV-Ertrags bzw. zur Lastprognose geplant. Im ersten Schritt wurde für die hier dargestellte Potentialanalyse allerdings von einer optimalen Prognose ausgegangen.

In Abbildung 14 ist ein Beispiel des Elektrolyseur- bzw. Brennstoffzellenbetriebs dargestellt. In der Abbildung sind zwei Tage (27.07. und 28.07.) beispielhaft dargestellt. In gelber Farbe ist der gesamte PV-Ertrag, der in die E-EGe eingespeist wird, aufgetragen und in oranger Farbe der PV-Überschuss, also der PV-Ertrag abzüglich der aktuellen Lasten der Verbraucher. Der Elektrolyseur wird zumindest drei Stunden lang, zu den Zeiten mit der höchsten PV-Deckung, betrieben. In diesem Beispiel wird der Betrieb aufgrund des hohen PV-Überschusses deutlich verlängert. Der zusätzlich erzeugte Wasserstoff verbleibt im Speicher, bis genügend Wasserstoff vorhanden ist, um die Brennstoffzelle über die Mindestlaufzeit hinaus zu betreiben. Es wurde angenommen, dass am 27.07. diese Menge noch nicht erreicht ist, weshalb die Brennstoffzelle erst am 28.07. in Betrieb genommen wird. Der Betrieb erfolgt jeweils in den Abendstunden, sobald kein PV-Ertrag mehr zur Verfügung steht. Durch die verhältnismäßig niedrige elektrische Leistung der Brennstoffzelle von 10 kW, kann sichergestellt werden, dass der so erzeugte Strom auch Abnehmer*innen findet und nicht als Überschuss in das öffentliche Netz eingespeist werden muss.

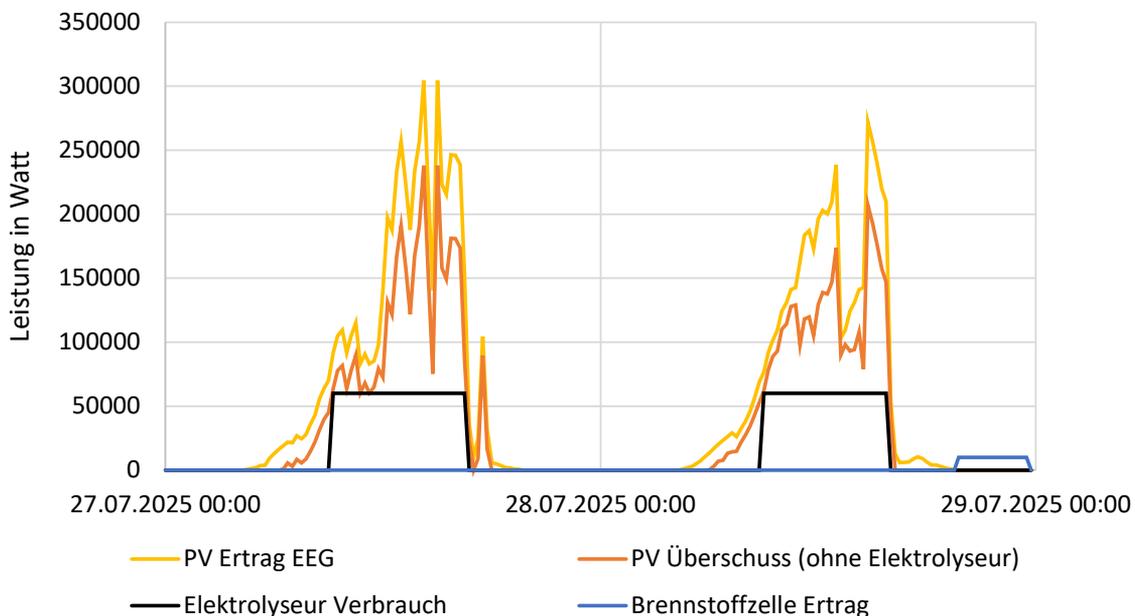


Abbildung 14: Beispiel des Betriebs des Elektrolyseurs und der Brennstoffzelle

Der Elektrolyseur sowie auch die Brennstoffzelle wurden gleich wie alle anderen Verbraucher*innen und Erzeuger*innen in die Bilanz der E-EGe aufgenommen. Das bedeutet, dass der Elektrolyseur prinzipiell nicht prioritär bei der Verteilung des in der E-EGe vorhanden Strom behandelt wurde. Durch den intelligenten Betrieb (und die Annahme der optimalen Prognose) wurde allerdings trotzdem sichergestellt, dass der Elektrolyseur, soweit möglich, mit PV-Strom betrieben wird. Je nachdem, wie viele Module gemietet wurden, traten vor allem in den Wintermonaten immer wieder Phasen auf, an denen der Elektrolyseur zusätzlich mit Strom aus dem öffentlichen Netz versorgt werden musste, um den benötigten Wasserstoff für den Fuhrpark zur Verfügung stellen zu können. Im Strombezugsvertrag wurde sichergestellt, dass es sich auch bei dem aus dem öffentlichen Netz bezogenen Anteil ausschließlich um erneuerbaren Strom handelt.

Der Betrieb des Elektrolyseurs und der Brennstoffzelle erfolgt nicht direkt von der Trägerorganisation der E-EGe, sondern wird von einem Wasserstoffinvestor übernommen, welcher als Mitglied (KMU) in die E-EGe aufgenommen wird. Der Investor übernimmt die Kosten für die Anschaffung sämtlicher Komponenten sowie die Betriebskosten. Seine Einnahmen erzielt er durch den Verkauf des Wasserstoffs an den Fuhrpark sowie durch die Einspeisung des durch die Brennstoffzelle rückverstromten Wasserstoffs in die E-EGe. Zusätzlich zur Bilanz der E-EGe muss daher auch die Bilanz des Wasserstoffinvestors analysiert werden. Tarifmodelle, bei denen dem Wasserstoffinvestor ein bevorzugter Tarif für den Strombezug gewährt wird, wurden ebenfalls untersucht.

3.3 Ergebnisse

Der zusätzliche Verbraucher (Elektrolyseur) sowie der zusätzliche Erzeuger (Brennstoffzelle) haben einen Einfluss auf die aus wirtschaftlicher Sicht optimale Anzahl der PV-Module, weshalb diese im ersten Schritt ermittelt wurde. Basierend auf der optimalen PV-Konfiguration wurden anschließend die energietechnischen und wirtschaftlichen Auswirkungen der Wasserstofftankstelle mit Brennstoffzelle evaluiert.

In Abbildung 15 ist der Kapitalwertverlauf der Trägerorganisation der E-EGe unter Annahme derselben Einsparungen der Mitglieder, unabhängig von der Anzahl der gemieteten PV-Module (siehe Abbildung 16), abgebildet. Es ist ersichtlich, dass durch den zusätzlichen Stromverbrauch des Elektrolyseurs eine größere Anzahl an PV-Modulen angemietet werden sollte als in dem in Abbildung 3 betrachteten Fall, in dem die E-EGe ohne Wasserstofftankstelle analysiert wurde. Weiters ist ersichtlich, dass sich der optimierte Betrieb des Elektrolyseurs, zu Zeiten, an denen ein PV-Überschuss zur Verfügung steht, positiv auf den Kapitalwert der Trägerorganisation auswirkt. So tritt selbst bei der Anmietung von sieben PV-Modulen über den gesamten Betrachtungszeitraum kein signifikant negativer Kapitalwert auf und der maximal erzielbare Kapitalwert der Trägerorganisation nach 25 Jahre fällt mit ca. 212 000 € deutlich höher aus als bei der E-EGe ohne Wasserstofftankstelle (ca. 120 000 €), obwohl darin bereits ein um beinahe 1 000 € höherer wirtschaftlicher Vorteil der Mitglieder berücksichtigt wurde.

In Abbildung 16 ist ersichtlich, dass sich die Einsparungen der Mitglieder bei einer höheren Anzahl an PV-Modulen leicht zugunsten des Elektrolyseurs verschiebt. Das liegt unter anderem daran, dass dieser abhängig von der Verfügbarkeit des PV-Überschusses betrieben wurde, wodurch die Betriebszeit und damit der Stromverbrauch mit der Höhe der Verfügbarkeit von PV-Strom in der E-EGe (Anzahl gemieteter PV-Module) steigt. Die für die Berechnung angenommen mittleren gewichteten Tarife sind in Tabelle 10 dargestellt. Details zu den Kosten der einzelnen Mitglieder finden sich im Deliverable 3.1.

Tabelle 10: Mittlere gewichtete Tarife im ersten Betriebsjahr der E-EGe inklusive Elektrolyseur und Brennstoffzelle

Tarife in Cent/kWh	Anzahl gemieteter Module						
	1	2	3	4	5	6	7
Bezug öffentliches Netz*	13,17						
Einspeisung öffentl. Netz	4,76						
Bezug E-EGe	9,83	10,19	10,36	10,45	10,52	10,58	10,62
Einspeisung E-EGe	5,71	5,41	5,26	5,18	5,12	5,07	5,04

*Tarif gewichtet mit gesamtem Jahresstromverbrauch der Mitglieder (ohne Berücksichtigung minimaler Abweichung durch den variierenden Stromverbrauch des Elektrolyseurs bei unterschiedlicher Modulanzahl)

Wie bereits in Kapitel 2 diskutiert, handelt es sich dabei noch nicht um ein optimales Betriebsmodell, sondern lediglich um eine Möglichkeit, die wirtschaftlichste Anzahl der angemieteten PV-Module zu ermitteln.

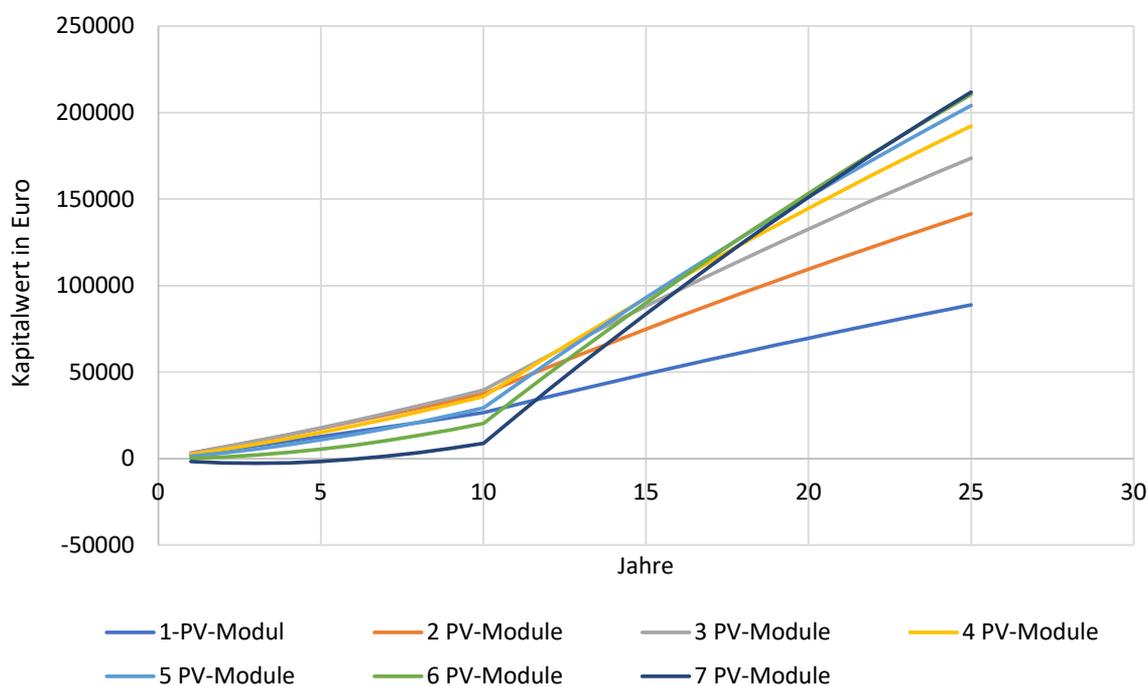


Abbildung 15: Kapitalwertverlauf bei unterschiedlicher Modulanzahl und variablen Reduktions-/Erhöhungstarif für Bezug und Entnahme

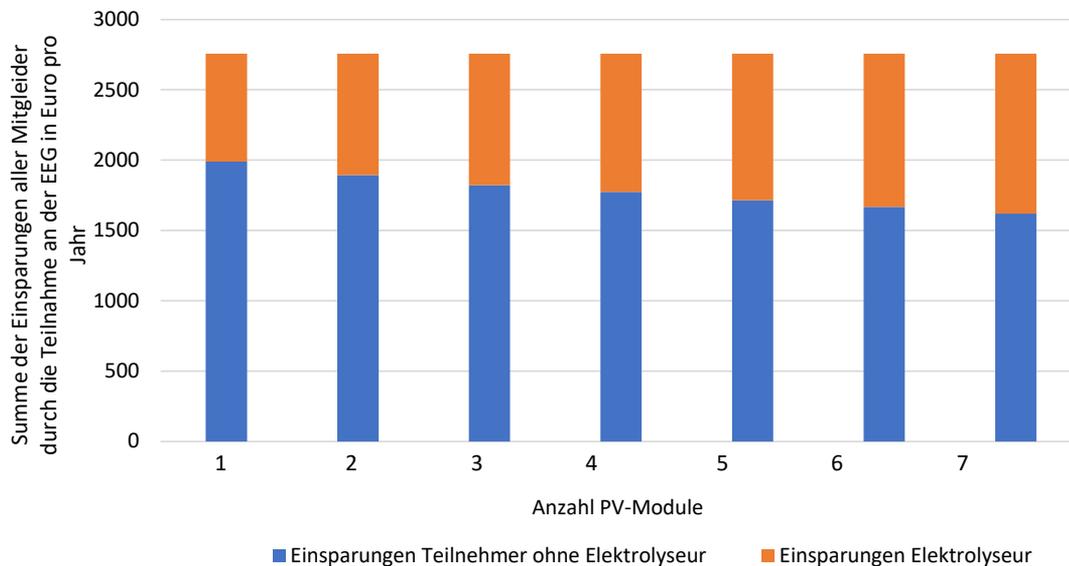


Abbildung 16: Summe der Einsparungen aller Mitglieder durch die Teilnahme an der E-EGe bezogen auf deren aktuellen Stromtarif bei variablen Reduktions-/Erhöhungstarif für Bezug und Entnahme zur besseren Vergleichbarkeit der Szenarien

Wie im Fall der E-EGe ohne Wasserstofftankstelle, wurden die besten Ergebnisse erreicht, wenn die Anzahl der gemieteten PV-Module innerhalb des Betrachtungszeitraums variiert wurde, da sich die Ausgangssituation nach Ablauf der Tarifförderung (zehn Jahre Restlaufzeit) ändert. Wie in Abbildung 15 ersichtlich, wurden in den ersten zehn Jahren die besten jährlichen Ergebnisse mit drei PV-Modulen erzielt, während es für die danach folgenden Jahre am wirtschaftlichsten war, alle sieben PV-Module zu mieten. Der daraus resultierende Kapitalwertverlauf bei gleichbleibender Einsparung der Mitglieder (Tarifanpassung zwischen dem zehnten und elften Jahr) ist in Abbildung 17 dargestellt. Es ist ersichtlich, dass damit der Kapitalwert im Vergleich zur Variante mit konstanter Modulanzahl, noch einmal um ca. 30 000 € gesteigert werden konnte. Die jährlichen Einnahmen und Ausgaben der Trägerorganisation der E-EGe für das erste und das elfte Betriebsjahr sind in Tabelle 11 dargestellt.

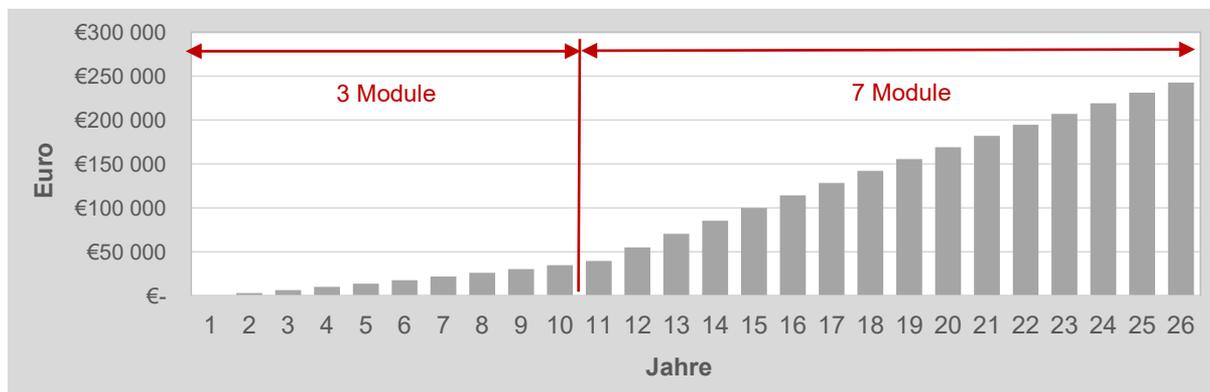


Abbildung 17: Kapitalwertverlauf der Trägerorganisation der E-EGe bei einer jährlichen Reduktion der Stromkosten aller Verbraucher von 2 757 €

Tabelle 11: Gegenüberstellung der jährlichen Einnahmen und Ausgaben der Trägerorganisation der E-EGe bei der Miete von zunächst drei und anschließend sieben Modulen

1. Betriebsjahr*		11. Betriebsjahr*	
Einnahmen	Ausgaben	Einnahmen	Ausgaben
Stromverkauf an die E-EGe-Mitglieder	29 898 €	Miete PV-Anlagen	30 179 €
Einspeisung öffentliches Netz	8 326 €	Vergütung Prosumer	3 687 €
Summe	38 255 €	Summe	33 866 €
Ergebnis**		Ergebnis**	
		4 359 €	
		25 785 €	

* Durch die angenommenen Preissteigerungen ändern sich die angeführten Werte jährlich geringfügig. Ein signifikanter Unterschied tritt allerdings nur nach Ablauf der Tarifförderung der gemieteten Anlagen (11. Jahr) auf.

Die Energiebilanz der E-EGe ist in Abbildung 18 für die ersten zehn Jahre und in Abbildung 19 für die restlichen, danach folgenden Jahre dargestellt. In Abbildung 18 ist ersichtlich, dass ca. 27 % des Strombedarfs aus der E-EGe bezogen wird. Damit muss der Großteil des Strombedarfs weiterhin vom öffentlichen Netz bezogen werden. Aufgrund des relativ hohen Miettarifs für den PV-Strom in den ersten Jahren handelt es sich dabei allerdings dennoch um die wirtschaftlichste Variante.

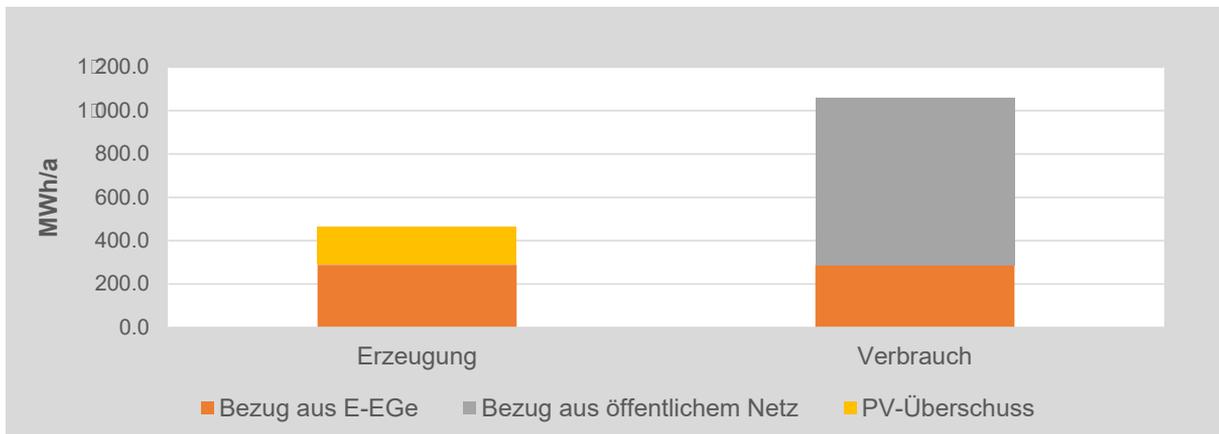


Abbildung 18: Energiebilanz der E-EGe in den ersten zehn Jahren (drei PV-Module)

Bei der Anmietung von sieben PV-Modulen wird ca. 40 % des Gesamtstrombedarfs aus der E-EGe bezogen. Gleichzeitig erhöht sich der Gesamtstromverbrauch durch den häufigeren bzw. längeren Betrieb des Elektrolyseurs geringfügig. Bei der Anmietung von drei PV-Modulen beträgt der Strombedarf der Wasserstofftankstelle ca. 109 MWh/a, bei der Anmietung von sieben PV-Modulen ca. 129 MWh. Durch den optimierten Betrieb des Elektrolyseurs kann der Anteil des in das öffentliche Netz eingespeisten Überschussstroms, im Vergleich zur E-EGe ohne Wasserstofftankstelle (siehe Abbildung 11 und Abbildung 12), um sieben bzw. zehn Prozentpunkte von 45 % bzw. 66 % auf 38 % bzw. 56 % verringert werden. Wird das Szenario aus Abbildung 18 nicht mit dem in Abbildung 11 dargestellten Szenario (zwei PV-Module), sondern mit dem Szenario der E-EGe ohne Wasserstofftankstelle mit drei PV-Modulen verglichen (gleiche Anzahl an PV-Modulen in beiden Szenarien), dann beträgt die Reduktion der Überschusseinspeisung in das öffentliche Stromnetz sogar ca. 15 Prozentpunkte.

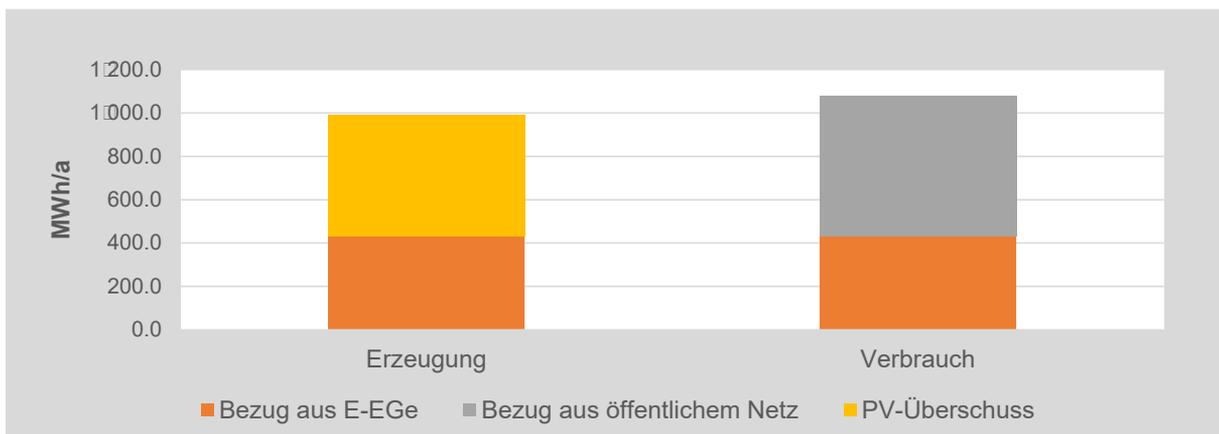


Abbildung 19: Energiebilanz der E-EGe ab dem elften Betriebsjahr (sieben PV-Module)

Ein Blick auf den in Abbildung 20 dargestellten Kapitalwertverlauf der Wasserstofftankstelle inklusive Brennstoffzelle (Wasserstoffinvestor) zeigt allerdings deutlich, dass der Betrieb der Tankstelle unter den hier gewählten Umständen nicht wirtschaftlich darstellbar ist. Nicht nur,

dass keine Amortisation im Betrachtungszeitraum eintreten würde, auch der Betrieb selbst weist eine negative Bilanz auf, wodurch der Kapitalwert kontinuierlich weiter sinkt.

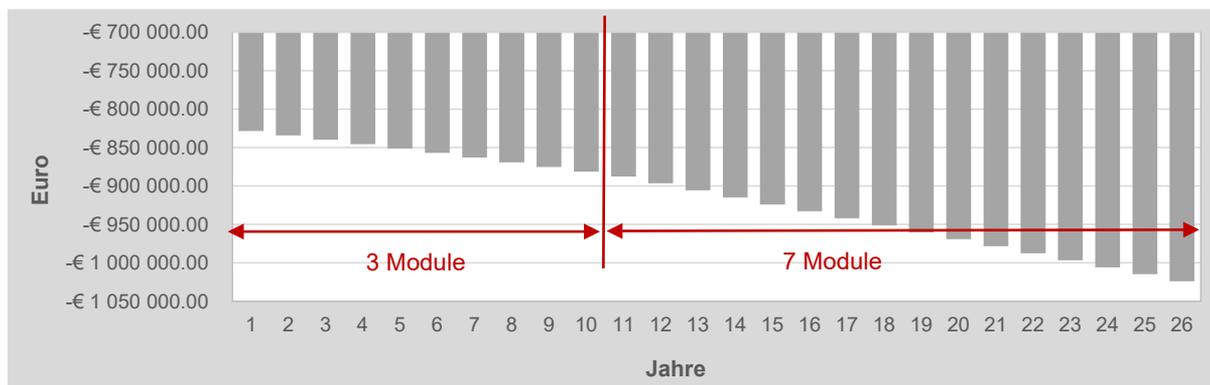


Abbildung 20: Kapitalwertverlauf der Wasserstofftankstelle plus Brennstoffzelle

In Tabelle 12 sind die jährlichen Einnahmen und Ausgaben des Wasserstoffinvestors im Detail angeführt. Der Betreiber der Wasserstofftankstelle erzielt seine Einnahmen hauptsächlich aus dem Verkauf des Wasserstoffs an den Fuhrpark. Dabei wurden die Kosten für 1 kg Wasserstoff mit 10 €/kg bewertet. Dieser Preis orientiert sich an den aktuellen Preisen von Wasserstofftankstellen in Österreich. Darüber hinaus wurde für die Brennstoffzelle in diesem Szenario der gleiche Einspeisetarif in die E-EGe angenommen, wie für die PV-Anlagen ohne Tarifförderung (5.26 Cent/kWh im ersten Jahr bei Berücksichtigung einer Preissteigerung von 1.5 % pro Jahr bei der Miete von drei PV-Modulen und 5,03 Cent/kWh bei sieben Modulen). Der Strombezug für den Betrieb des Elektrolyseurs aus der E-EGe erfolgt in diesem Szenario ebenfalls mit den gleichen Konditionen wie für die anderen Mitglieder (+0,5 Cent/kWh bei drei Modulen und + 0,27 Cent/kWh bei sieben Modulen). Neben den Stromkosten für den E-EGe-Bezug fallen auch Stromkosten für den Netzbezug bzw. Fixkosten für den Anschluss an das öffentliche Netz an. Die Kosten für den Strombezug (Gesamtkosten nicht nur Arbeitspreis) des Elektrolyseurs aus dem öffentlichen Stromnetz wurden mit ca. 13,9 Cent/kWh netto angenommen. Die Versorgung mit Strom aus dem öffentlichen Netz ist vor allem in den Wintermonaten notwendig, um weiterhin den benötigten Wasserstoff für den Fuhrpark bereitstellen zu können.

Hier ist anzumerken, dass die Flexibilität, die der Wasserstoffspeicher der Wasserstofftankstelle bietet, in der vereinfachten Potentialanalyse nicht vollständig ausgenutzt wurden, da angenommen wurde, dass täglich der benötigte Wasserstoff bereitgestellt wird. Durch die Nutzung dieser Flexibilität könnte der Anteil des aus der E-EGe bezogenen Stroms weiter erhöht werden, wenn an sonnigen Tagen mehr Wasserstoff erzeugt werden würde und dieser für Regentage zurückgehalten wird. Im Gegenzug würde damit allerdings das Flexibilitätspotential der Brennstoffzelle sinken. Ein Blick auf die Zahlen zeigt aber, dass auch bei optimaler Nutzung dieser Flexibilität keine wesentliche Trendwende im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit der Wasserstofftankstelle mit Brennstoffzelle herbeigeführt werden kann.

Tabelle 12: Gegenüberstellung der jährlichen Einnahmen und Ausgaben des Wasserstoffinvestors

1. Betriebsjahr*				11. Betriebsjahr*			
Einnahmen		Ausgaben		Einnahmen		Ausgaben	
Wasserstoff- verkauf	9 125 €	Fixkosten Netzbezug	4 087 €	Wasserstoff- verkauf	9 125 €	Fixkosten Netzbezug	4 087 €
Einspeisung E- EGe	355 €	Stromkosten Netzbezug	4 049 €	Einspeisung E- EGe	489 €	Stromkosten Netzbezug	3 000 €
		Stromkosten E-EGe	6 560 €			Stromkosten E-EGe	9 576 €
		Kosten Abrechnung	6 €			Kosten Abrechnung	6 €
Summe	9 480 €		14 702 €	Summe	9 614€		16 669 €
Ergebnis**			-5 022 €	Ergebnis*			-7 055 €

*Durch die angenommenen Preissteigerungen ändern sich die angeführten Werte jährlich geringfügig. Ein signifikanter Unterschied tritt allerdings nur nach Ablauf der Tarifförderung der gemieteten Anlagen (11. Jahr) auf.

Auffällig ist, dass das Ergebnis schlechter ausfällt, wenn eine größere Menge an PV-Überschuss in der E-EGe für die zusätzliche Produktion von Wasserstoff zur Verfügung steht. Damit wird mit der Unwirtschaftlichkeit der Rückverstromung mit der Brennstoffzelle in diesem Szenario ein Kernproblem des Betriebsmodells offensichtlich. Das liegt unter anderem an dem niedrigen Wirkungsgrad der Wasserstofftankstelle und der Brennstoffzelle. Zwar beträgt der Wirkungsgrad des Elektrolyseurs 55 %, allerdings fällt der Gesamtwirkungsgrad der Wasserstofftankstelle (noch ohne Brennstoffzelle) mit 45 % niedriger aus, da auch die benötigte Grundlast von 2,5 kW für die Kühlung des Wasserstoffs etc. berücksichtigt werden muss. Hier wirkt es sich negativ aus, dass der Elektrolyseur nicht permanent (24 Stunden Betrieb), sondern nur jeweils für einige Stunden pro Tag, abhängig vom PV-Überschuss, betrieben wird. Unter Berücksichtigung eines durchschnittlichen Wirkungsgrads von 37 % für die PEM-Brennstoffzellen liegt der Wirkungsgrad für die Wasserstoffproduktion und die Rückverstromung lediglich bei ca. 17 %.

Die Auswirkungen dieses niedrigen Wirkungsgrads lassen sich gut mit folgendem Beispiel veranschaulichen: Nimmt man an, dass ein Überschuss von 1 000 kWh zur Verwertung zur Verfügung steht, würde man bei einer Einspeisung in das öffentliche Netz unter Annahme eines Einspeisetarifs von 4,8 Cent/kWh eine Vergütung von 48 € erhalten. Werden diese 1 000 kWh zur Produktion von Wasserstoff verwendet und dieser Wasserstoff später rückverstromt, verbleibt bei einem Wirkungsgrad von 17 % eine nutzbare elektrische Energiemenge von 170 kWh. Um dafür zumindest die gleiche Vergütung wie für die Einspeisung in das öffentliche Netz zu bekommen, müsste diese Energiemenge um

28 Cent/kWh an die E-EGe verkauft werden. Dieser Preis liegt allerdings deutlich über dem Preis für den Strombezug aus dem öffentlichen Netz.

Ein weiterer Grund für die klar negative Bilanz liegt daran, dass die anfallende Wärmemenge der Brennstoffzelle in diesem Szenario nicht genutzt werden kann. Durch die Anschlusspflicht des Gewerbeparks an das Fernwärmenetz besteht kein Bedarf, zusätzliche Investitionen zu tätigen, um die anfallende Wärme direkt nutzen zu können. Für eine Einspeisung in das Fernwärmenetz ist die anfallende Wärmemenge von maximal 20 MWh/Jahr zu niedrig, um die für die Einspeisung notwendigen Investitionen zu rechtfertigen.

In Abbildung 21 ist der Kapitalwertverlauf der Trägerorganisation bei einem Tarifmodell, dass sehr stark auf den Elektrolyseur bzw. die Brennstoffzelle fokussiert, dargestellt. Aber auch den restlichen Mitgliedern wurden vorteilhaftere Tarife gewährt, so dass der Kapitalwert der Trägerorganisation am Ende des Betrachtungszeitraum nur knapp im positiven Bereich befindet.

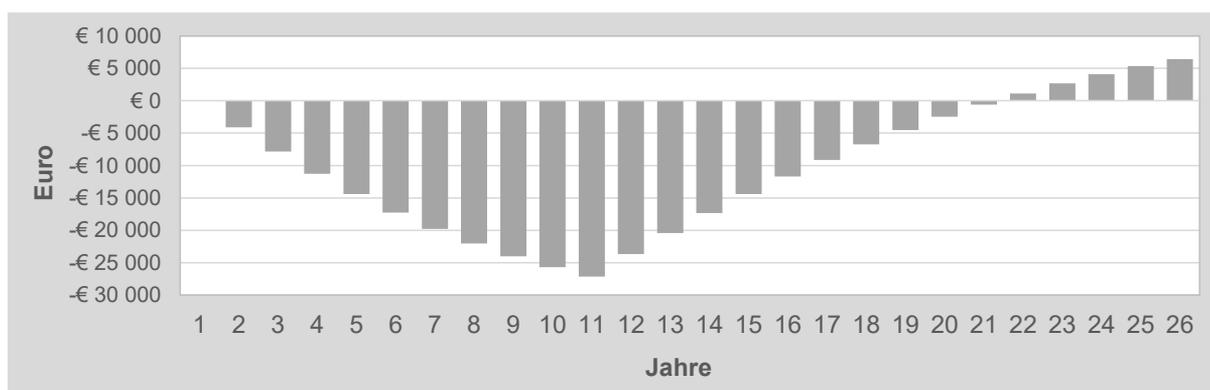


Abbildung 21: Kapitalwertverlauf der Trägerorganisation der E-EGe bei Anwendung eines sehr stark auf den Wasserstoffinvestor fokussierendes Betriebsmodell

Die Gegenüberstellung der jährlichen Einnahmen und Ausgaben der Trägerorganisation bei Anwendung eines sehr stark auf den Wasserstoffinvestor fokussierenden Betriebsmodells ist in Tabelle 13 dargestellt. Es ist ersichtlich, dass die jährlichen Einnahmen erst ab dem elften Betriebsjahr höher ausfallen als die jährlich notwendigen Ausgaben.

Tabelle 13: Gegenüberstellung der jährlichen Einnahmen und Ausgaben der Trägerorganisation der E-EGe bei Anwendung eines sehr stark auf den Wasserstoffinvestor fokussierenden Betriebsmodells

bis zum 1. Betriebsjahr*				11. Betriebsjahr*			
Einnahmen		Ausgaben		Einnahmen		Ausgaben	
Stromverkauf an die E-EGe-Mitglieder	22 025 €	Miete PV-Anlagen	30 179 €	Stromverkauf an die E-EGe-Mitglieder	32 460 €	Miete PV-Anlagen	50 165 €
Einspeisung öffentliches Netz	8 327 €	Vergütung Prosumer	4 343 €	Einspeisung öffentliches Netz	29 419 €	Vergütung Prosumer	5 985 €
Summe	30 351 €	Summe	34 522 €	Summe	61 879 €	Summe	56 150 €
Ergebnis**		-4 171 €		Ergebnis*		5 729 €	

* Durch die angenommenen Preissteigerungen ändern sich die angeführten Werte jährlich geringfügig. Ein signifikanter Unterschied tritt allerdings nur nach Ablauf der Tarifförderung der gemieteten Anlagen (11. Jahr) auf.

Es wurde angenommen, dass der Elektrolyseur den benötigten Strom gratis aus der E-EGe beziehen kann und der Brennstoffzelle ein Einspeisetarif von 15 Cent gewährt wird. Mit diesen Annahmen kann zumindest der Betrieb der Wasserstofftankstelle inklusive Brennstoffzelle wirtschaftlich dargestellt werden, wie in Tabelle 14 ersichtlich. Eine Amortisation innerhalb des Betrachtungszeitraum tritt allerdings selbst bei der Berücksichtigung einer Investitionsförderung von 40 % bei weitem nicht ein, wie in Abbildung 22 ersichtlich ist.

Außerdem ist zu beachten, dass es sich zwar für den Wasserstoffinvestor durch den quasi geschenkten Strom aus der E-EGe rentiert, möglichst viel Wasserstoff zu produzieren und diesen auch rückzuverstromen, es für die E-EGe im Gesamten allerdings wirtschaftlicher wäre, auf die Rückverstromung zu verzichten und den überschüssigen Strom in das öffentliche Netz einzuspeisen. Deshalb wurde in Kapitel 4 der Einsatz einer Wasserstofftankstelle ohne Brennstoffzelle im Detail untersucht.

Tabelle 14: Gegenüberstellung der jährlichen Einnahmen und Ausgaben des Wasserstoffinvestors bei der Anwendung eines für ihn vorteilhaften Tarifmodells

1. Betriebsjahr*				11. Betriebsjahr*			
Einnahmen		Ausgaben		Einnahmen		Ausgaben	
Wasserstoff- verkauf	9 125 €	Fixkosten Netzbezug	4 087 €	Wasserstoff- verkauf	9 125 €	Fixkosten Netzbezug	4 087 €
Einspeisung E-EGe	1 010 €	Stromkosten Netzbezug	4 049 €	Einspeisung E-EGe	1 456 €	Stromkosten Netzbezug	3 000 €
		Stromkosten E-EGe	0 €			Stromkosten E- EGe	0 €
		Kosten Abrechnung	6 €			Kosten Abrechnung	6 €
Summe	10 135€		8 141 €	Summe	10 581 €		7 091 €
Ergebnis**			1 995 €	Ergebnis*			3 490 €

*Durch die angenommenen Preissteigerungen ändern sich die angeführten Werte jährlich geringfügig. Ein signifikanter Unterschied tritt allerdings nur nach Ablauf der Tarifförderung der gemieteten Anlagen (11. Jahr) auf.

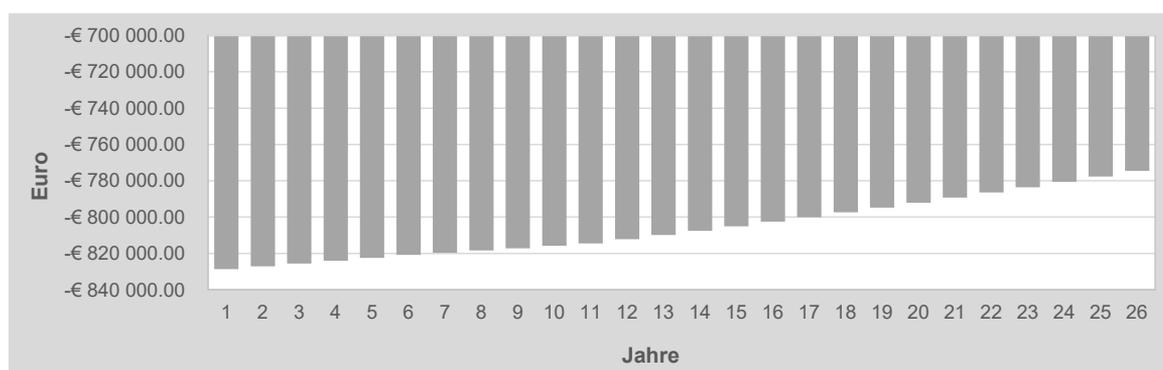


Abbildung 22: Kapitalwertverlauf der Wasserstofftankstelle plus Brennstoffzelle

Die Einsparungen der Mitglieder für die ersten zehn Jahre sowie die danach folgenden Jahre sind in den Abbildung 23 und Abbildung 24 dargestellt. Für die Mitglieder 1 -10 würde sich die Teilnahme an der E-EGe durchaus rentieren. In Summe könnten diese Mitglieder in den ersten zehn Jahren mit Einsparungen in der Höhe von ca. 1 822 € und danach sogar mit jährlichen Einsparungen von ca. 6 500 € rechnen (Tarifanpassung nach zehn Jahren).

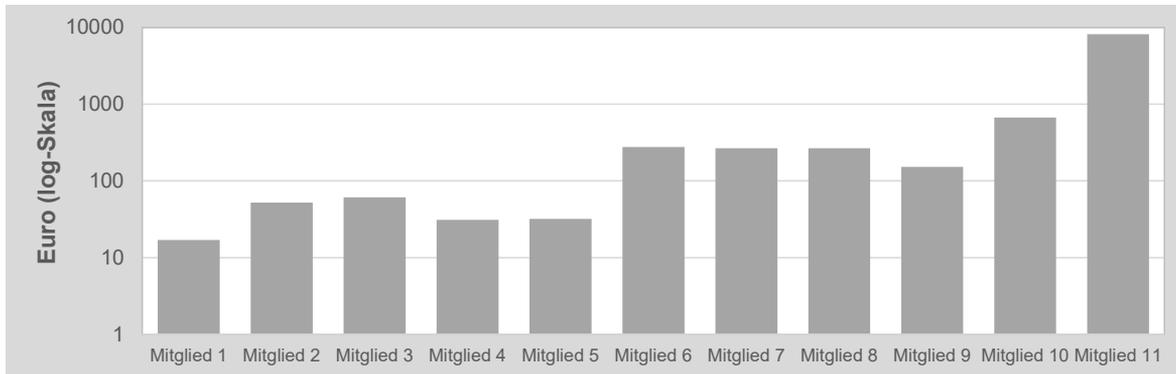


Abbildung 23: Jährliche Einsparungen der Mitglieder durch die Teilnahme an der E-EGe in den ersten zehn Jahren im Vergleich zu ihrem aktuellen Tarif

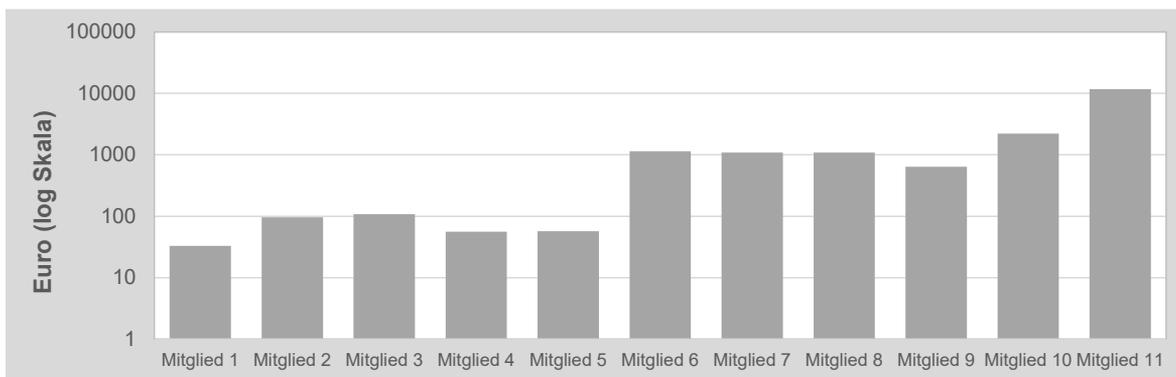


Abbildung 24: Jährliche Einsparungen der Mitglieder durch die Teilnahme an der E-EGe ab dem elften Jahr im Vergleich zu ihrem aktuellen Tarif

3.4 Fazit

Der Einsatz der Wasserstofftankstelle inklusive Brennstoffzelle ermöglicht es der E-EGe, durch den optimierten Betrieb des Elektrolyseurs den PV-Überschuss, der in das öffentliche Netz eingespeist werden müsste, deutlich zu reduzieren. Aus wirtschaftlicher Sicht kann dieses Betriebsmodell jedoch nicht positiv evaluiert werden. Bereits der Betrieb der Wasserstofftankstelle und allen voran der Brennstoffzelle lassen sich kaum wirtschaftlich darstellen. Dadurch, dass der Elektrolyseur im Durchschnitt nur wenige Stunden am Tag betrieben werden kann, sinkt der Wirkungsgrad des Elektrolyseurs zur Erzeugung des Wasserstoffs für die Wasserstofftankstelle (noch ohne Brennstoffzelle) auf ca. 45 %. Der Wirkungsgrad der Rückverstromung beträgt bei der Annahme eines Brennstoffzellen Wirkungsgrades von 37 % lediglich ca. 17 %. Wird der Strom dem Elektrolyseur nicht stark vergünstigt zur Verfügung gestellt, zeigt sich durch den niedrigen Wirkungsgrad, dass das Ergebnis schlechter ausfällt, je öfter die Brennstoffzelle betrieben wird. Auch die Tatsache, dass die anfallende Abwärme aufgrund der Anschlusspflicht des Gewerbeparks in das lokale Fernwärmenetz nicht sinnvoll genutzt werden kann, wirkt sich negativ auf den Betrieb der Brennstoffzelle aus. Eine Einspeisung der Abwärme in das Fernwärmenetz ist aufgrund der relativ kleinen Wärmemenge ebenfalls nicht wirtschaftlich darstellbar.

Der Einsatz einer kleinen Wasserstofftankstelle inklusive Brennstoffzelle kann daher für den Gewerbepark in Weiz nicht empfohlen werden.

4 Variante E-EGe + Elektrolyseur

Da sich vor allem die Rückverstromung des Wasserstoffs in der in Kapitel 3 untersuchten Variante der Wasserstofftankstelle mit Brennstoffzelle als nicht wirtschaftlich erwiesen hat, wird in diesem Kapitel die Installation einer Wasserstofftankstelle ohne Brennstoffzelle analysiert. Das bedeutet, dass der gesamte vom Elektrolyseur erzeugte Wasserstoff für den Fuhrpark genutzt wird. Eine Rückverstromung ist in diesem Szenario nicht möglich.

4.1 Getroffene Annahmen

Die technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen beziehen sich wie in Kapitel 3 auf ein konkretes Angebot eines namhaften Herstellers und sind in Deliverable 3.1 im Detail beschrieben. Die wichtigsten Eckpunkte sind in Tabelle 15 zusammengefasst:

Tabelle 15: Zusammenfassung der wichtigsten Eckpunkte der Wasserstofftankstelle + Brennstoffzelle

Position	Wert
benötigter Wasserstoff Fuhrpark	ca. 3 kg _{H2} /Tag
max. Wasserstoffproduktion	24 kg _{H2} /Tag
max. Leistung Elektrolyseur	60 kW
Wirkungsgrad Elektrolyseur	55 % (bezogen auf den unteren Heizwert: $H_u = 33,33 \text{ kWh/kg}$)
Grundlast Wasserstofftankstelle	2,5 kW
notwendige Investitionen (Wasserstofftankstelle inkl. Betankungskühlung und Speicher + Kosten Auslegung)	1 081 000 € (netto)

Informationen zu den Mitgliedern der E-EGe finden sich in *Kapitel 2.2 Mitglieder*.

4.2 Modellierungsansatz

Zusätzlich zu den in *Kapitel 2.2* beschriebenen Mitgliedern an der E-EGe, wird in diesem Szenario der Elektrolyseur erneut, wie in Kapitel 3, als zusätzlicher Verbraucher berücksichtigt. Es wurde vereinfacht angenommen, dass der Elektrolyseur täglich den notwendigen Wasserstoff für den Betrieb des Fuhrparks produziert. Dieser beträgt ca. 3 kg/Tag für den Betrieb der drei Wasserstoffkleinbusse, was zu einer minimalen Betriebsdauer von ebenfalls drei Stunden bei voller Auslastung pro Tag führt. Auf Anraten des Herstellers und zur Senkung des spitzenlastabhängigen Netznutzungsentgelts (wenn nicht genügend PV-Strom zur Verfügung steht, muss der Elektrolyseur mit Strom aus dem öffentlichen Netz versorgt werden), wird der Elektrolyseur im Teillastbetrieb betrieben. Eine Verlängerung der Betriebszeit des Elektrolyseurs um mehr Wasserstoff zu produzieren, als für den Fuhrpark

benötigt wird, wird in diesem Szenario nicht berücksichtigt, da zum gegenwärtigen Zeitpunkt die Abnehmer*innenstruktur fehlt. Es ist allerdings anzumerken, dass der untersuchte Elektrolyseur die Möglichkeit bietet, die täglich produzierte Wasserstoffmenge bei Bedarf bis zu einem Maximalwert von 24 kg pro Tag (Volllastbetrieb) zu erhöhen.

Zur Beurteilung der optimalen Betriebszeiten des Elektrolyseurs ist in späterer Folge der Einsatz von intelligenten Prognoseverfahren zur Ermittlung des im Tagesverlauf erwarteten PV-Ertrags bzw. zur Lastprognose geplant. Im ersten Schritt wurde für die hier dargestellte Potentialanalyse allerdings von einer optimalen Prognose ausgegangen.

In Abbildung 25 ist ein Beispiel des Elektrolyseurs dargestellt. In gelber Farbe ist der gesamte PV-Ertrag, der in die E-EGe eingespeist wird, aufgetragen und in oranger Farbe der PV-Überschuss, also der PV-Ertrag abzüglich der aktuellen Lasten der Verbraucher. Der Elektrolyseur wird in diesem Beispiel mit einer 50 %igen Teillast betrieben, wodurch die tägliche Laufzeit ca. sechs Stunden beträgt. Im Gegensatz zu dem in Kapitel 3 untersuchten Szenario der Wasserstofftankstelle mit Brennstoffzelle, wird in diesem Szenario nur der Zeitpunkt der Inbetriebnahme des Elektrolyseurs, nicht aber die tägliche Laufzeit optimiert, da zum gegenwärtigen Zeitpunkt kein Bedarf an überschüssigen Wasserstoff am Gewerbepark besteht. Der Zeitpunkt wurde so gewählt, dass der größtmögliche Anteil an PV-Strom für die Produktion des Wasserstoffs genutzt werden kann. Kann, wie im Beispiel in Abbildung 25, nicht der gesamte Strombedarf des Elektrolyseurs mit PV-Strom gedeckt werden, wird der restliche Strom aus dem öffentlichen Netz bezogen. Durch den gewählten Netztarif wurde sichergestellt, dass es sich auch dabei um erneuerbaren Strom handelt.

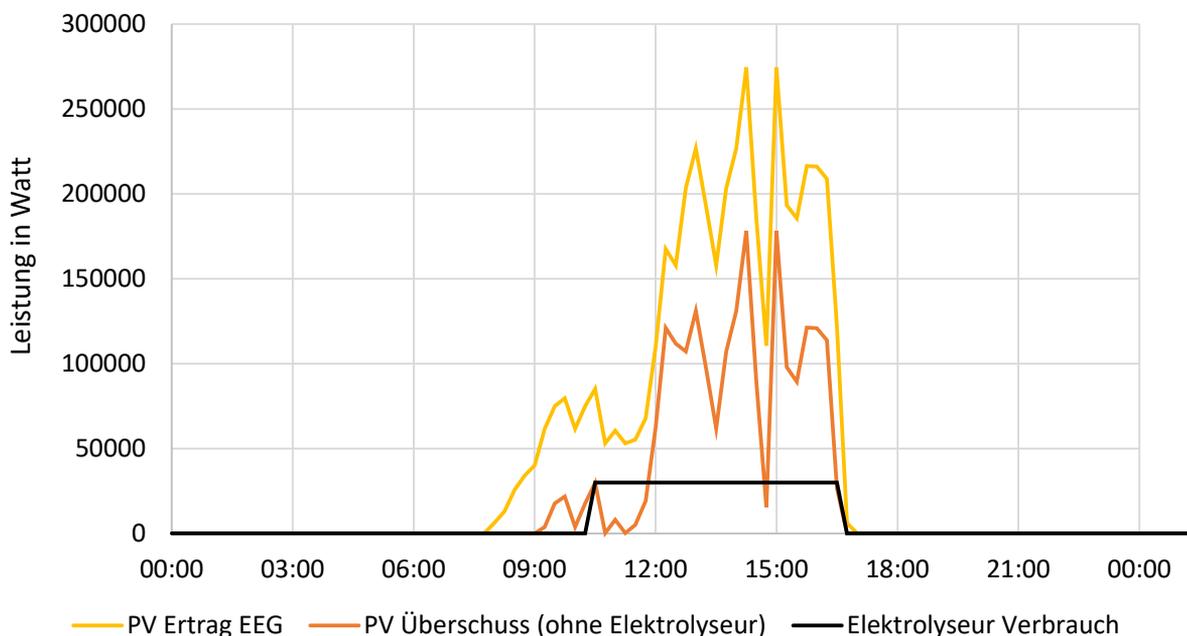


Abbildung 25: Beispiel des Betriebs des Elektrolyseurs

4.3 Ergebnisse

Analog zu der Vorgehensweise in den vorhergehenden Kapiteln wurde zuerst die optimale Anzahl der angemieteten PV-Module ermittelt, bzw. deren Auswirkung auf die E-EGe analysiert. Nachfolgende wurden anhand der besten PV-Konfiguration unterschiedliche Tarifmodelle untersucht und die Wirtschaftlichkeit der E-EGe und des Wasserstoffinvestors bewertet.

In Abbildung 26 ist der Kapitalwertverlauf der Trägerorganisation der E-EGe bei konstanten Einsparungen der Mitglieder (siehe Abbildung 27) abgebildet. Die optimale Anzahl an PV-Modulen liegt zwischen der Varianten ohne Wasserstofftankstelle und der Variante mit Wasserstofftankstelle inklusive Brennstoffzelle. Dass die optimale Modulanzahl dieser Variante niedriger ist als bei der Variante mit Brennstoffzelle liegt daran, dass in diesem Szenario der Betrieb des Elektrolyseurs nicht zur Produktion von zusätzlichem Wasserstoff verlängert wird, wodurch der Jahresstrombedarf des Elektrolyseurs und damit auch der innergemeinschaftliche Energiebezug in der E-EGe niedriger ausfällt. Der maximal erzielbare Kapitalwert, der sich für die Trägerorganisation ohne eine Änderung der Anzahl gemieteter PV-Module nach 25 Jahren erreichen lässt, fällt mit ca. 160 000 € zwar etwas niedriger als bei der zusätzlichen Produktion von Wasserstoff aus (ca. 212 000 €) liegt aber deutlich höher als bei der E-EGe ohne Wasserstofftankstelle (ca. 120 000 €).

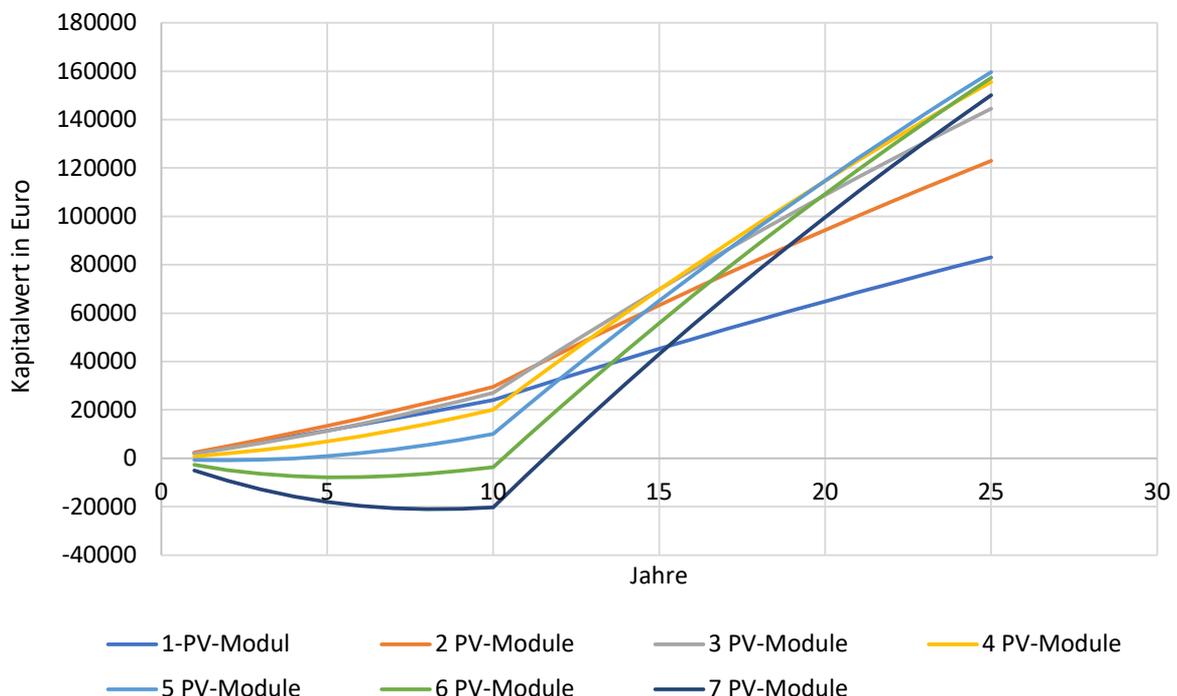


Abbildung 26: Kapitalwertverlauf bei unterschiedlicher Modulanzahl und variablen Reduktions-/Erhöhungstarif für Bezug und Entnahme

Wie bereits in Kapitel 2 und Kapitel 3 diskutiert, handelt es sich dabei noch nicht um ein optimales Betriebsmodell, sondern lediglich um eine Möglichkeit, die wirtschaftlichste Anzahl der angemieteten PV-Module zu ermitteln. Die Tarife wurden beim Vergleich der Wirtschaftlichkeit bei einer unterschiedlichen Anzahl angemieteter PV-Module so gewählt, dass die Einsparungen der Mitglieder in jedem betrachteten Fall gleich waren. Damit sollte eine Vergleichbarkeit der Kapitalwerte der unterschiedlichen Varianten erreicht werden. Durch diese Tarifwahl ergibt sich auch das vermeintlich niedrigere Einsparungspotential des Elektrolyseurs bei einer höheren Anzahl an PV-Modulen, siehe Abbildung 27. Geht man wie in Abbildung 28 dargestellt von einem konstanten Reduktions-/Erhöhungstarif für Bezug und Entnahme aus der E-EGe aus (in diesem Fall 0,5 Cent/kWh), steigt sowohl das Einsparungspotential des Wasserstoffinvestors als auch der restlichen Mitglieder mit zunehmenden PV-Überschuss (PV-Modulen) in der E-EGe. Die Einnahmen der Trägerorganisation hingegen würden dadurch reduziert werden.

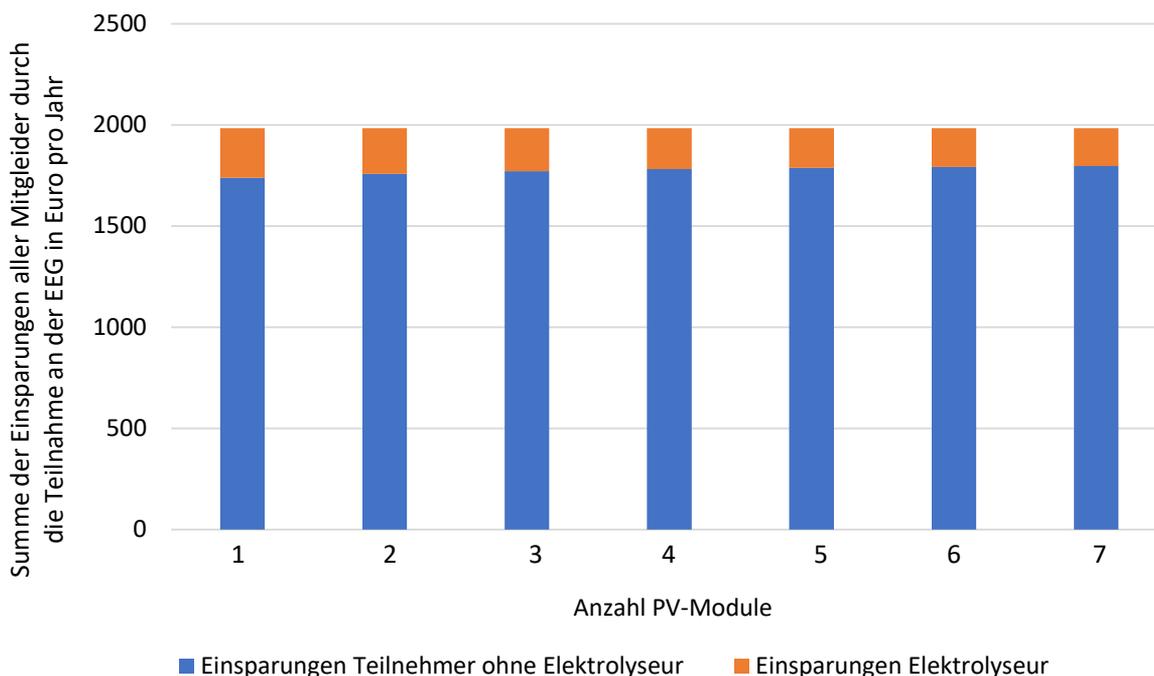


Abbildung 27: Summe der Einsparungen aller Mitglieder durch die Teilnahme an der E-EGe bezogen auf deren aktuellen Stromtarif bei variablen Reduktions-/Erhöhungstarif für Bezug und Entnahme zur besseren Vergleichbarkeit der Szenarien

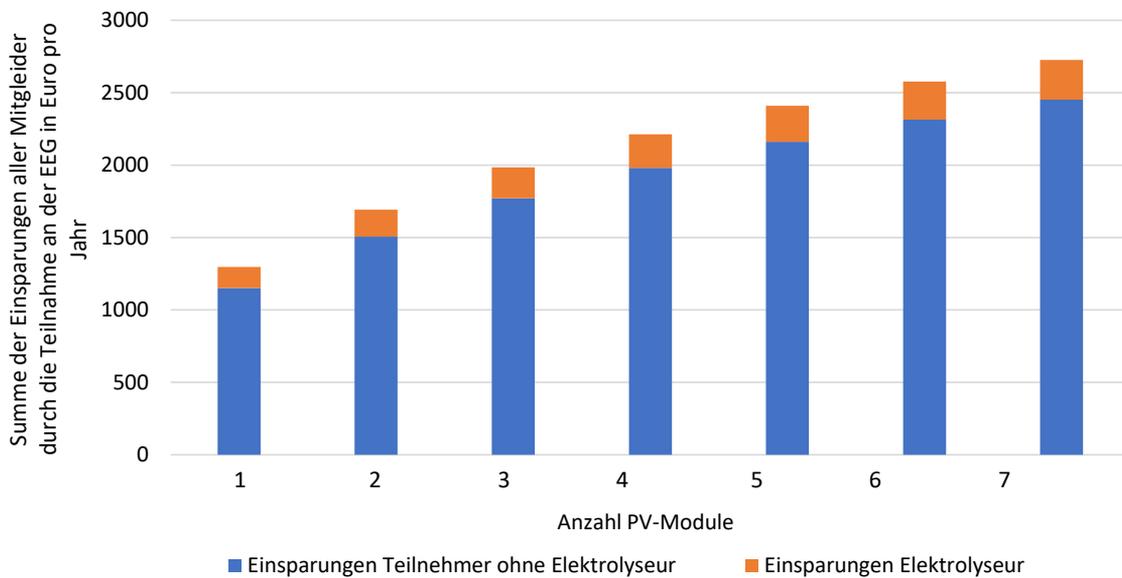


Abbildung 28: Summe der Einsparungen aller Mitglieder durch die Teilnahme an der E-EGe bezogen auf deren aktuellen Stromtarif bei konstantem Reduktions-/Erhöhungstarif für Bezug und Entnahme von jeweils 0,5 Cent/kWh

Die mittleren gewichteten Tarife für das in Abbildung 27 dargestellte Tarifmodell sind in Tabelle 16 angegeben. Diese sind beinahe gleich wie jene aus dem im Kapitel 3 beschriebenen Szenario, nur der kürzere Betrieb des Elektrolyseurs verursacht eine geringfügige Abweichung. Weitere Details zu den Tarifen der einzelnen Mitglieder finden sich in Deliverable 3.1.

Tabelle 16: Mittlere gewichtete Tarife im ersten Betriebsjahr der E-EGe inklusive Elektrolyseurs

Tarife in Cent/kWh	Anzahl gemieteter Module						
	1	2	3	4	5	6	7
Bezug öffentlichen Netz*	13,06						
Einspeisung öffent. Netz	4,76						
Bezug E-EGe	9,97	10,23	10,36	10,45	10,49	10,52	10,55
Einspeisung E-EGe	5,60	5,37	5,26	5,20	5,15	5,12	5,10

*Tarif gewichtet mit gesamtem Jahresstromverbrauch der Mitglieder

Wie auch in den vorhergehenden Fällen werden die besten Ergebnisse erreicht, wenn die Anzahl der gemieteten PV-Module innerhalb des Betrachtungszeitraums variiert werden, da sich die Ausgangssituation nach Ablauf der Tarifförderung (Restdauer zehn Jahre) ändert. Wie in Abbildung 26 ersichtlich, wurden in den ersten zehn Jahren die besten Ergebnisse mit zwei PV-Modulen erzielt, während es für die danach folgenden Jahre am wirtschaftlichsten ist, alle

sieben PV-Module zu mieten. Der daraus resultierende Kapitalwertverlauf bei gleichbleibender Einsparung der Mitglieder ist in Abbildung 29 dargestellt. Es ist ersichtlich, dass damit der Kapitalwert im Vergleich mit einer konstanten Anzahl an PV-Modulen, noch einmal um ca. 40 000 € gesteigert werden kann. Die jährlichen Einnahmen und Ausgaben der Trägerorganisation der E-EGe für das erste und das elfte Betriebsjahr sind in Tabelle 17 dargestellt.

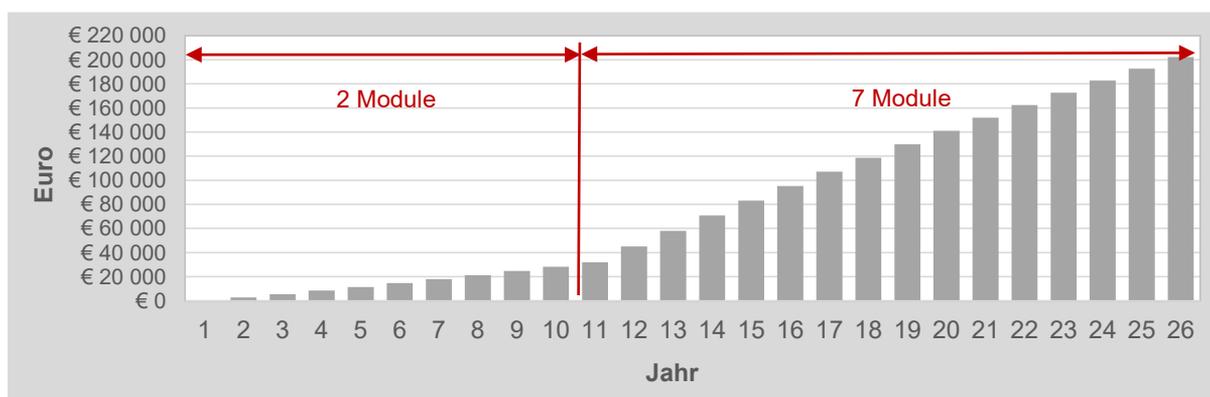


Abbildung 29: Kapitalwertverlauf der Trägerorganisation der E-EGe bei einer jährlichen Reduktion der Stromkosten aller Verbraucher gemeinsam von 1 984 €

Tabelle 17: Gegenüberstellung der jährlichen Einnahmen und Ausgaben der Trägerorganisation E-EGe bei der Miete von zunächst zwei und anschließend sieben Modulen

1. Betriebsjahr*		11. Betriebsjahr*	
Einnahmen	Ausgaben	Einnahmen	Ausgaben
Stromverkauf an die E-EGe-Mitglieder	21 234 €	Miete PV-Anlagen	20 119 €
Einspeisung öffentliches Netz	5 628 €	Vergütung Prosumer	3 401 €
Summe	26 862 €	Summe	23 520 €
Ergebnis	3 342 €	Ergebnis	53 726 €
		Stromverkauf an die E-EGe-Mitglieder	43 822 €
		Einspeisung öffentliches Netz	31 823 €
		Summe	75 645 €
		Ergebnis	21 919 €

*Durch die angenommenen Preissteigerungen ändern sich die angeführten Werte jährlich geringfügig. Ein signifikanter Unterschied tritt allerdings nur nach Ablauf der Tarifförderung der gemieteten Anlagen (11. Jahr) auf.

Die Energiebilanz der E-EGe ist in Abbildung 30 für die ersten zehn Jahre und in Abbildung 31 für die restlichen danach folgenden Jahre dargestellt. In Abbildung 30 ist ersichtlich, dass nur ca. ein Fünftel des Strombedarfs durch innergemeinschaftliche Erzeugung gedeckt werden kann. Damit muss der Großteil des Strombedarfs weiterhin vom öffentlichen Netz bezogen

werden. Aufgrund des relativ hohen Miettarifs für den PV-Strom in den ersten Jahren (siehe Kapitel 2.2) handelt es sich dabei allerdings dennoch um die wirtschaftlichste Variante.

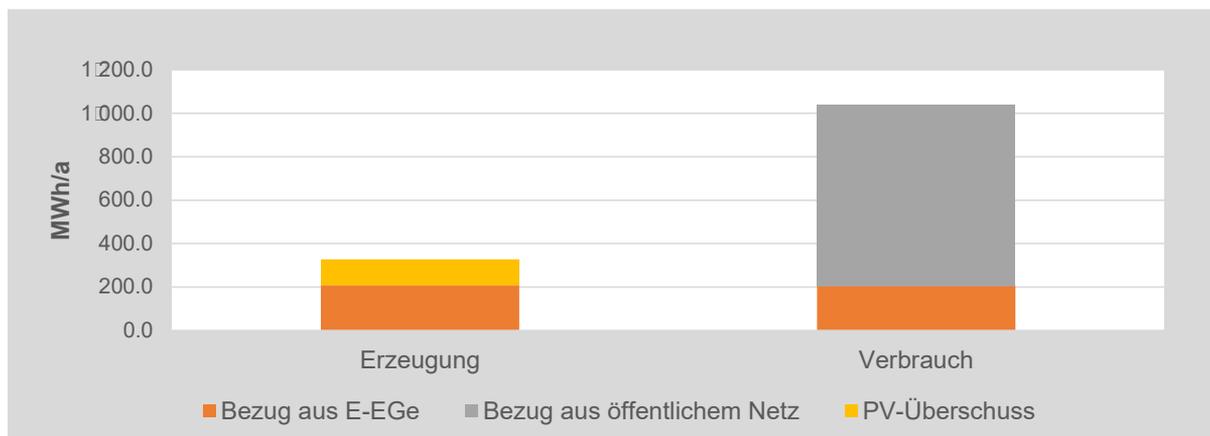


Abbildung 30: Energiebilanz der E-EGe in den ersten zehn Jahren (zwei PV-Module)

Bei der Anmietung von sieben anstatt von zwei PV-Modulen, wurde der Anteil des durch die innergemeinschaftliche Erzeugung gedeckten Verbrauchs auf ca. 36 % gesteigert. Der Gesamtverbrauch bleibt in diesem Szenario konstant. Durch den optimierten Betrieb des Elektrolyseurs konnte der Anteil des in das öffentliche Netz eingespeisten Überschussstroms im Vergleich zur E-EGe ohne Wasserstofftankstelle (siehe Abbildung 11 und Abbildung 12) um neun (zwei PV-Module) bzw. vier Prozentpunkten (sieben PV-Module) verringert werden.

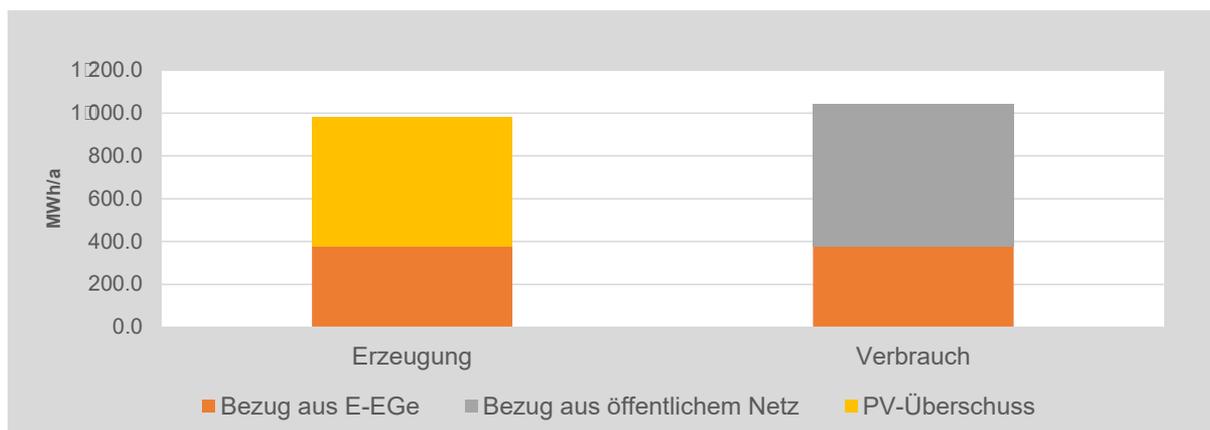


Abbildung 31: Energiebilanz der E-EGe ab dem elften Betriebsjahr (sieben PV-Module)

Ein Blick auf den in Abbildung 20 dargestellten Kapitalwertverlauf der Wasserstofftankstelle ohne Brennstoffzelle zeigt allerdings deutlich, dass auch dieses Szenario für den Wasserstoffinvestor nicht wirtschaftlich darstellbar ist. Zwar können die notwendigen Investitionen ohne Brennstoffzelle um ca. 300 000 € niedriger angesetzt werden, allerdings weist auch in diesem Fall der Betrieb der Wasserstofftankstelle eine negative Bilanz auf, wodurch der Kapitalwert kontinuierlich weiter sinkt.

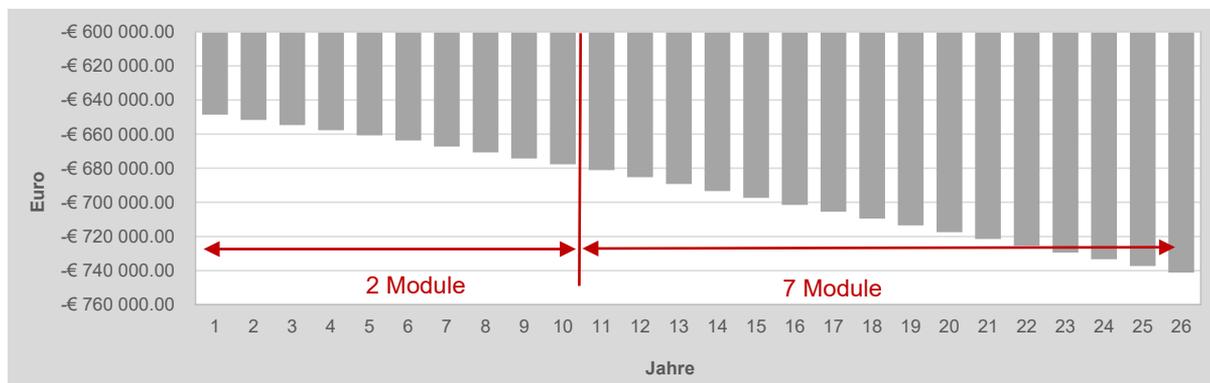


Abbildung 32: Kapitalwertverlauf der Wasserstofftankstelle ohne Brennstoffzelle

In Tabelle 18 sind die jährlichen Einnahmen und Ausgaben des Wasserstoffinvestors im Detail angeführt. Der Betreiber der Wasserstofftankstelle erzielt seine Einnahmen aus dem Verkauf des Wasserstoffs an den Fuhrpark. Dabei wurden die Kosten für 1 kg Wasserstoff mit 10 €/kg bewertet. Dieser Preis orientiert sich an den aktuellen Preisen von Wasserstofftankstellen in Österreich. Der Strombezug für den Betrieb des Elektrolyseurs aus der E-EGe erfolgt in diesem Szenario mit den gleichen Konditionen wie für die anderen Mitglieder (+0,61 Cent/kWh bei zwei Modulen und + 0,33 Cent/kWh bei sieben Modulen bezogen auf den in Tabelle 16 dargestellten Einspeisetarif in das öffentliche Netz). Neben den Stromkosten für den E-EGe-Bezug fallen auch Stromkosten für den Netzbezug bzw. Fixkosten für den Anschluss an das öffentliche Netz an. Die Kosten für den Strombezug (Gesamtkosten nicht nur Arbeitspreis) des Elektrolyseurs aus dem öffentlichen Stromnetz wurden mit ca. 13,13 Cent/kWh netto angenommen. Diese konnten unter der Annahme, dass eine Leistungsmessung durchgeführt wird, durch den Teillastbetrieb (Reduktion der Spitzenlast) im Vergleich zum Szenario in Kapitel 3 um ca. 0,26 Cent/kWh gesenkt werden. Die Versorgung mit Strom aus dem öffentlichen Netz ist vor allem in den Wintermonaten notwendig, um weiterhin den benötigten Wasserstoff für den Fuhrpark bereitstellen zu können.

Hier ist anzumerken, dass die Flexibilitäten, die der Wasserstoffspeicher der Wasserstofftankstelle bietet, in der vereinfachten Potentialanalyse nicht vollständig ausgenutzt wurden, da diese der Annahme unterlagen, dass täglich der benötigte Wasserstoff bereitgestellt wird. Der Anteil des aus der E-EGe bezogenen Stroms könnte weiter erhöht werden, wenn an sonnigen Tagen mehr Wasserstoff erzeugt und dieser für Regentage zurückgehalten würde. Ein Blick auf die Zahlen in Abbildung 32 und Tabelle 18 zeigt aber, dass auch damit keine Trendwende herbeigeführt werden kann.

Tabelle 18: Gegenüberstellung der jährlichen Einnahmen und Ausgaben des Wasserstoffinvestors

1. Betriebsjahr*				11. Betriebsjahr*			
Einnahmen		Ausgaben		Einnahmen		Ausgaben	
Wasserstoff- verkauf	9 125 €	Fixkosten Netzbezug	2 556 €	Wasserstoff- verkauf	9 125 €	Fixkosten Netzbezug	2 556 €
		Stromkosten Netzbezug	5 115 €			Stromkosten Netzbezug	5 123 €
		Stromkosten E-EGe	3 642 €			Stromkosten E-EGe	3 649 €
		Kosten Abrechnung	6 €			Kosten Abrechnung	6 €
Summe	9 125 €		11 319 €	Summe	9 125 €		11 334 €
Ergebnis			-2 194 €	Ergebnis			-2 209 €

*Durch die angenommenen Preissteigerungen ändern sich die angeführten Werte jährlich geringfügig. Ein signifikanter Unterschied tritt allerdings nur nach Ablauf der Tarifförderung der gemieteten Anlagen (11. Jahr) auf.

Wie in Abbildung 29 ersichtlich, erwirtschaftet die Trägerorganisation der E-EGe Gewinne, die durch eine Anpassung (Reduktion) der E-EGe-Tarife auf die Mitglieder umgewälzt werden könnten. Ein solches Beispiel ist in Abbildung 33 und Tabelle 19 dargestellt. Es wurde ein für die Wasserstofftankstelle sehr vorteilhaftes Tarifmodell gewählt, so dass der Kapitalwert der Trägerorganisation am Ende des Betrachtungszeitraum nur knapp im positiven Bereich befindet. Die Tarife der restlichen Mitglieder blieben unverändert.

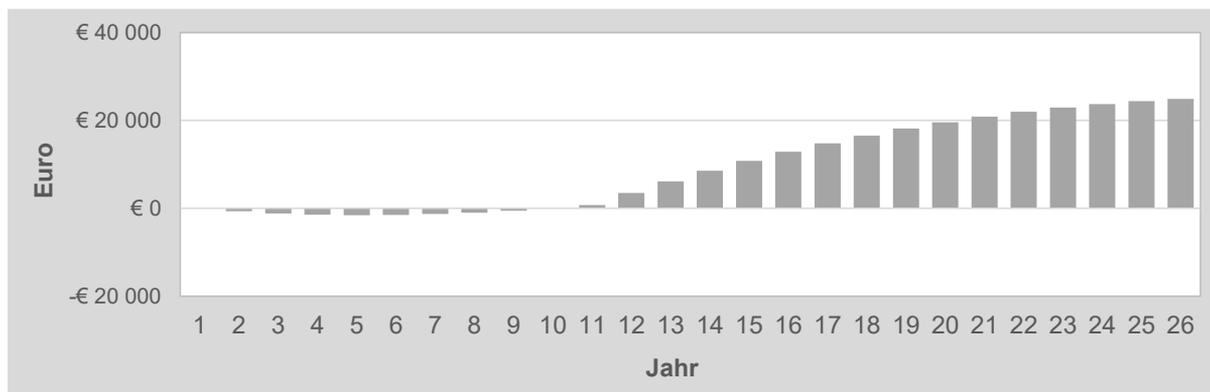


Abbildung 33: Kapitalwertverlauf der Trägerorganisation der E-EGe bei Anwendung eines sehr stark auf den Wasserstoffinvestor fokussierendes Betriebsmodell

Tabelle 19: Gegenüberstellung der jährlichen Einnahmen und Ausgaben der Trägerorganisation der E-EGe bei Anwendung eines sehr stark auf den Wasserstoffinvestor fokussierendes Betriebsmodell

1. Betriebsjahr*				11. Betriebsjahr*			
Einnahmen		Ausgaben		Einnahmen		Ausgaben	
Stromverkauf an die E-EGe-Mitglieder	17 130 €	Miete PV-Anlagen	20 119 €	Stromverkauf an die E-EGe-Mitglieder	27 721 €	Miete PV-Anlagen	50 165 €
Einspeisung öffentliches Netz	5 628 €	Vergütung Prosumer	3 333 €	Einspeisung öffentliches Netz	31 823 €	Vergütung Prosumer	4 727 €
Summe	22 758 €	Summe	23 452 €	Summe	59 544 €	Summe	54 892 €
Ergebnis**			-694 €	Ergebnis*			4 652 €

*Durch die angenommenen Preissteigerungen ändern sich die angeführten Werte jährlich geringfügig. Ein signifikanter Unterschied tritt allerdings nur nach Ablauf der Tarifförderung der gemieteten Anlagen (11. Jahr) auf.

Es wurde angenommen, dass der Elektrolyseur den benötigten Strom gratis aus der E-EGe beziehen kann. Mit diesen Annahmen kann der Betrieb des Elektrolyseurs/ der Wasserstofftankstelle (ohne Berücksichtigung der Afa) wirtschaftlich dargestellt werden, wie in Tabelle 20 ersichtlich ist. Außerdem zeigt sich, dass der Wasserstoffinvestor, im Gegensatz zum Szenario der Wasserstofftankstelle mit Brennstoffzelle, in diesem Fall von einem größeren PV-Überschuss (höhere Anzahl an PV-Modulen) in der E-EGe profitiert. Durch die geringe Menge an abgenommenen Wasserstoff, tritt jedoch, wie in Abbildung 34 ersichtlich, auch ohne Brennstoffzelle und unter Berücksichtigung einer Investitionsförderung von 40 % keine Amortisation innerhalb des Betrachtungszeitraums ein.

Tabelle 20: Gegenüberstellung der jährlichen Einnahmen und Ausgaben des Wasserstoffinvestors bei vorteilhaftem Tarifmodell

1. Betriebsjahr*				11. Betriebsjahr*			
Einnahmen		Ausgaben		Einnahmen		Ausgaben	
Wasserstoff- verkauf	9 125 €	Fixkosten Netzbezug	2 556 €	Wasserstoff- verkauf	9 125 €	Fixkosten Netzbezug	2 556 €
		Stromkosten Netzbezug	5 115 €			Stromkosten Netzbezug	3 649 €
		Stromkosten E-EGe	0 €			Stromkosten E- EGe	0 €
		Kosten Abrechnung	6 €			Kosten Abrechnung	6 €
Summe	9 125 €		7 677 €	Summe	10 581 €		6 211 €
Ergebnis			1 448 €	Ergebnis			5 635 €

*Durch die angenommenen Preissteigerungen ändern sich die angeführten Werte jährlich geringfügig. Ein signifikanter Unterschied tritt allerdings nur nach Ablauf der Tarifförderung der gemieteten Anlagen (11. Jahr) auf.

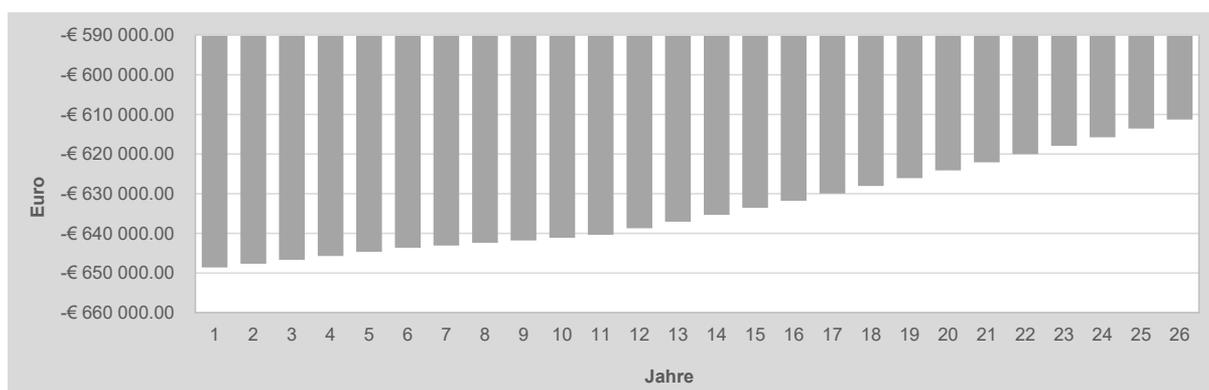


Abbildung 34: Kapitalwertverlauf der Wasserstofftankstelle bei vorteilhaftem Tarifmodell

Die Einsparungen der Mitglieder für die ersten zehn Jahre, sowie die danach folgenden Jahre sind in den Abbildung 35 und Abbildung 36 dargestellt. Für die Mitglieder 1 - 10 würde sich die Teilnahme an der E-EGe durchaus rechnen. In Summe könnten diese Mitglieder in den ersten zehn Jahren mit Einsparungen in der Höhe von ca. 1 507 € und danach sogar mit jährlichen Einsparungen von ca. 9 914 € rechnen.

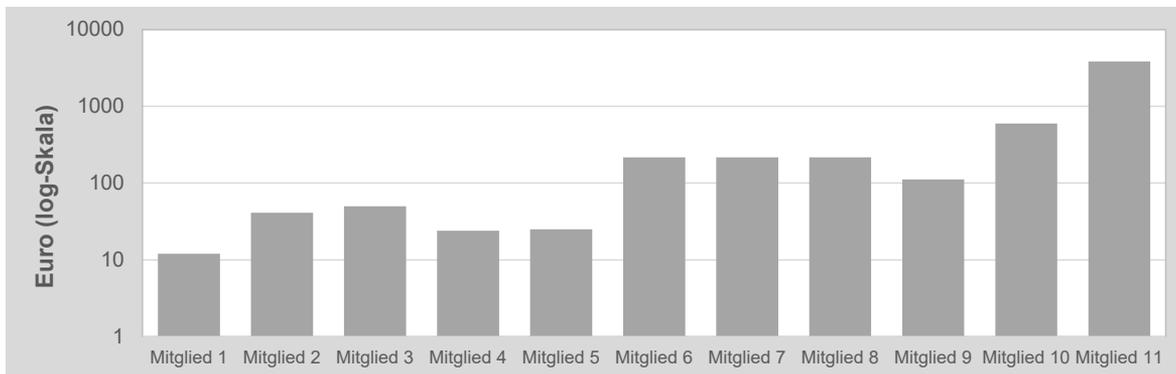


Abbildung 35: Jährliche Einsparungen der Mitglieder durch die Teilnahme an der E-EGe in den ersten zehn Jahren bezogen auf deren aktuellen Stromtarif

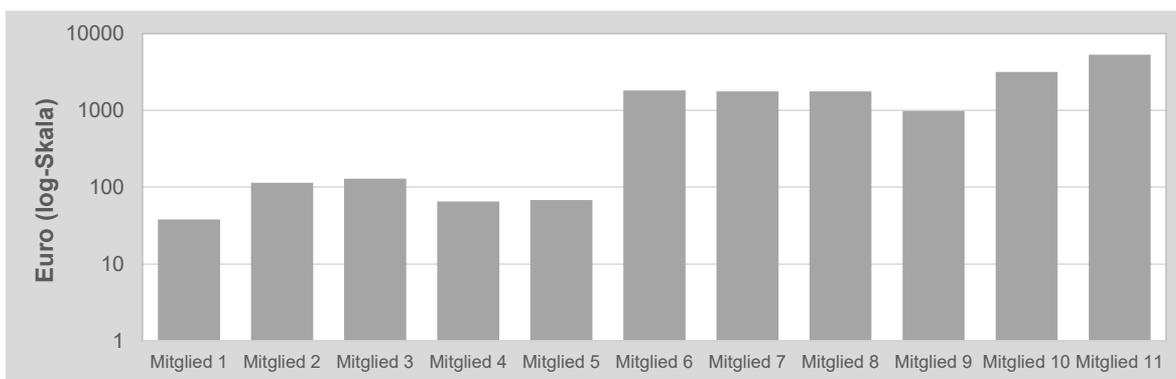


Abbildung 36: Jährliche Einsparungen der Mitglieder durch die Teilnahme an der E-EGe ab dem elften Jahr bezogen auf deren aktuellen Stromtarif

4.4 Fazit

Die wirtschaftliche Bewertung der Wasserstofftankstelle ohne Brennstoffzelle zeigt deutlich, dass auch diese Variante für den Wasserstoffinvestor nicht wirtschaftlich darstellbar ist. Zwar können die notwendigen Investitionen ohne Brennstoffzelle um ca. 300 000 € niedriger angesetzt werden, allerdings tritt auch bei dieser Variante selbst bei Anwendung eines für den Wasserstoffinvestor vorteilhaften Tarifmodells bei weitem keine Amortisation innerhalb des Betrachtungszeitraums auf. Daher kann der Einsatz einer Wasserstofftankstelle ohne Brennstoffzelle für den Gewerbepark in Weiz ebenfalls nicht empfohlen werden.

5 Variante E-EGe + Wasserstoff-Blockheizkraftwerk

Ein Blockheizkraftwerk (BHKW) stellt, wie in Deliverable 3.1 beschrieben, eine Alternative zur Brennstoffzelle dar, um den überschüssigen Wasserstoff rückzuverstromen. BHKWs können mit einem breiten Spektrum an Gasarten, von reinem Wasserstoff bis hin zu variablen Gasmischungen mit Erdgas oder Schwachgasen, betrieben werden. Der Einsatz von grünem Wasserstoff weist eine sehr gute ökologische Bilanz auf, ökonomisch gesehen ist allerdings mit deutlich höheren Kosten als beim Verbrennen von Erdgas zu rechnen (Kosten Wasserstoff siehe Abbildung 38, Kosten Erdgas: 3,5 – 11,5 Cent/kWh (E-Control, 2021)). Im Vergleich mit der Brennstoffzelle kann das (Wasserstoff-)BHKW allerdings vor allem bei Großanlagen als robuster und kostengünstiger eingestuft werden. (2G, 2021)

Durch die Anschlusspflicht des Gewerbeparks an das bestehende Fernwärmenetz kann die Abwärme jedoch nicht direkt zur Versorgung des Gewerbeparks genutzt werden. Daher wurde, angenommen, dass die überschüssige Abwärme in das lokale Fernwärmenetz eingespeist wird. Damit wird eine indirekte Versorgung des Gewerbeparks ermöglicht.

Als Basis für die gegenständliche Potentialanalyse dient das Szenario der E-EGe mit sieben angemieteten PV-Modulen, um einen möglichst großen PV-Überschuss zu erzielen. Die Energiebilanz dieses Szenarios (ohne Elektrolyseur, etc.) ist in Abbildung 37 dargestellt. Es ist ersichtlich, dass ein PV-Überschuss von ca. 650 MWh/a besteht, der ohne Einsatz eines Elektrolyseurs in das öffentliche Netz eingespeist wird.

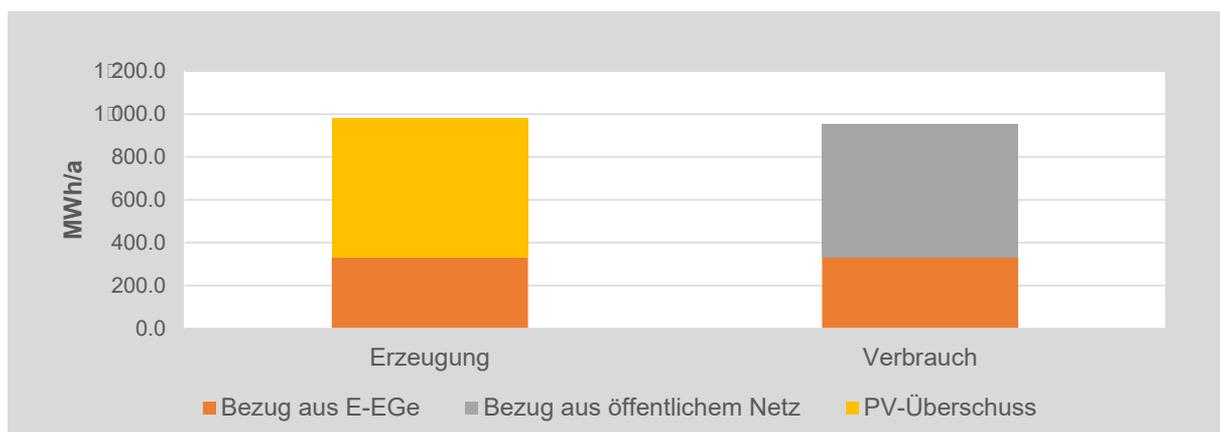


Abbildung 37: Energiebilanz der E-EGe mit sieben PV-Modulen

Nimmt man vereinfacht an, dass der gesamte Stromüberschuss zur Produktion von Wasserstoff genutzt wird, ergibt sich eine jährliche Wasserstoffproduktion von ca. 10.704 kg_{H2} (Annahme: 55 % Elektrolyseur-Wirkungsgrad). Abzüglich des Wasserstoffbedarfs des Fuhrparks (ca. 3 kg_{H2}/Tag) verbleibt ein Wasserstoffüberschuss von ca. 9.600 kg_{H2}/Jahr zur Rückverstromung im BHKW. Unter Annahme eines elektrischen Wirkungsgrades von 37,7 % und eines thermischen Wirkungsgrades von 42,3 % (2G, 2021) ergibt sich eine Stromproduktion von 121 MWh_{el} sowie eine erzeugte Wärmemenge von 135 MWh_{th} pro Jahr.

Eine Wärmerückgewinnung der Verluste aus dem Elektrolysevorgang wurde nicht berücksichtigt.

Die Bezugskosten des elektrischen Stroms aus der E-EGe wurden mit dem Einspeisetarif in das öffentliche Netz festgelegt. Der an den Fuhrpark verkaufte Wasserstoff wurde wie in den vorhergehenden Szenarien mit 10 Euro/kg angenommen. Der Tarif für die Stromeinspeisung in die E-EGe wurde analog zu den angemietet PV-Anlagen mit 7.76 Cent/kWh bewertet. Der Einspeisetarif für die Abwärme wurde (sehr vorteilhaft) mit dem aktuellen Arbeitspreis der Grazer Fernwärme angenommen. Eine Übersicht über alle Annahmen sowie die Berechnungsergebnisse finden sich in Tabelle 21 und Tabelle 22.

Tabelle 21: Übersicht Tarife und Energiemengen für die Wirtschaftlichkeitsberechnung des Wasserstoff-BHKWs

Bezugstarif Strom aus der E-EGe	4,76 Cent/kWh (PV Austria, 2020)
Verkaufspreis H2 Fuhrpark	10 Euro/kg (Fernwärme Graz, 2020)
Einspeisetarif Strom in die E-EGe	7,76 Cent/kWh (OeMAG, 2020)
Einspeisetarif Fernwärme	6,26 Cent/kWh
<hr/>	
Eingespeiste elektrische Energie	121 MWh/a
Eingespeiste thermische Energie	135 MWh/a
Verluste Rückverstromung	64 MWh/a
Strombezug aus der E-EGe	650 MWh/a

Tabelle 22: Gegenüberstellung der jährlichen Einnahmen und Ausgaben des Betreibers des Wasserstoff-BHKWs

Einnahmen		Ausgaben	
Wasserstoffverkauf	9 125 €	Strombezug E-EGe	30 898 €
Einspeisung E-EGe	9 369 €	Kosten Abrechnung	6 €
Einspeisung Fernwärme	8 480 €		
Summe	28 800 €		30 904 €
		Ergebnis	-2 104 €

Es zeigt sich, dass trotz vorteilhafter Annahmen (gesamter PV-Überschuss wird zur Wasserstoffproduktion genutzt, hoher Wärmetarif, etc.) die Bilanz für die Rückverstromung negativ ausfällt. Der Gesamtwirkungsgrad liegt mit ca. 44 %, bei Berücksichtigung der

Wärmenutzung, zwar höher als bei der Variante Wasserstofftankstelle mit Brennstoffzelle, dennoch ist dieser zu niedrig, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu gewährleisten. Unter Annahme höherer Einspeisetarife könnte zwar ein geringes positives jährliches Ergebnis erreicht werden, eine Amortisation der Investitionen (mit Summen im siebenstelligen Bereich ist zu rechnen) für das Wasserstoff-BHKW inklusive Elektrolyseurs und Wasserstofftankstelle ist jedoch nicht innerhalb einer vertretbaren Zeit möglich.

Eine Möglichkeit zur Betriebskostensenkung wäre ein kombinierter Betrieb des BHKW mit Wasserstoff und Erdgas. Damit würde sich auch die Betriebsdauer, die ansonsten stark durch die Verfügbarkeit des Wasserstoffüberschusses limitiert ist, erhöhen lassen. Da am Standort allerdings ein auf Biomasse basierendes Fernwärmenetz zur Verfügung steht, ist diese Option nicht im Sinne der in diesem Projekt angestrebten Nachhaltigkeit.

5.1 Fazit

Auch die Variante einer E-EGe in Kombination mit einem Wasserstoff-Blockheizkraftwerk kann, wie die davor beschriebenen Varianten mit einer Wasserstofftankstelle, für den Gewerbepark in Weiz nicht wirtschaftlich dargestellt werden. Die wesentlichen Hindernisse für die Umsetzung des Wasserstoffkonzepts sind in Kapitel 6 zusammengefasst.

6 Hindernisse Wasserstoffkonzept

Die wesentlichen Hindernisse für die Umsetzung des geplanten Wasserstoffkonzepts am Standort in Weiz werden in diesem Kapitel zusammengefasst. Dabei handelt es sich sowohl um Gründe, die mit dem gewählten Standort zusammenhängen, als auch um solche, die davon unabhängig sind.

- Grüner Wasserstoff vs. Grauer Wasserstoff:

Wie in Abbildung 38 dargestellt liegt der Preis von grünem Wasserstoff zurzeit noch um ein Vielfaches höher als für grauen oder blauen Wasserstoff.³ Damit ist grüner Wasserstoff ohne Förderungen zurzeit kaum konkurrenzfähig. Positiv stimmt allerdings die hier angenommene Preisentwicklung für die nächsten zehn bzw. 30 Jahre. Dabei wird vor allem von einem starken Rückgang der Investitionskosten für Elektrolyseure ausgegangen. In China sind bereits heute Anlagenkosten von ca. 170 €/kW möglich, welche bis 2030 noch weiter bis auf ca. 100 €/kW fallen sollen. Wenn in Europa die Preise von derzeit 500 bis 1.500 €/kW auf ähnliche Größenordnungen sinken, wird die Konkurrenzfähigkeit von grünem Wasserstoff deutlich gesteigert. Die beiden in Abbildung 38 dargestellten Prognosen unterscheiden sich hinsichtlich der angenommenen Größenordnung der Preisreduktion. (Deutscher Bundestag, 2020)



Abbildung 38: Kosten für die Produktion von Wasserstoff (Deutscher Bundestag, 2020)

³ Grauer Wasserstoff wird aus fossilen Brennstoffen gewonnen.

Blauer Wasserstoff ist grauer Wasserstoff, dessen CO₂ bei der Entstehung jedoch abgeschieden und gespeichert wird.

Grüner Wasserstoff wird durch Elektrolyse von Wasser hergestellt, wobei für die Elektrolyse ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien zum Einsatz kommt.

Definition laut (BMBF, 2020)

Zur Einordnung: Der Preis für Wasserstoff an den Tankstellen liegt zurzeit bei ca. 10 €/kg. Grüner Wasserstoff kann mit den hier angegebenen Zahlen für 2019 um ca. 5,5 €/kg erzeugt werden, während ein Kilogramm grauer Wasserstoff in der Erzeugung nur ca. 1,5 €/kg kostet.

- Wasserstoffkleinbusse sind noch nicht am Markt erhältlich:

Die von der Stadtgemeinde Weiz im Verkehrskonzept favorisierten Kleinbusse sind als Wasserstoffvariante noch nicht am Markt erhältlich. Einige Hersteller planen zwar solche Busse in Zukunft in ihr Sortiment aufzunehmen, in den nächsten Jahren ist aber bestenfalls mit Sonderanfertigungen zu rechnen, die mit verhältnismäßig hohen Anschaffungskosten verbunden sind. Details zum Mobilitätskonzept finden sich in Deliverable 3.1.

- Keine weiteren H2-Abnehmer*innen in Weiz:

Ein weiterer Grund für die nicht gegebene Wirtschaftlichkeit des Wasserstoffkonzepts am Standort Weiz liegt an der Abnehmer*innenstruktur. Selbst wenn die angestrebten Wasserstoffkleinbusse verfügbar wären, benötigen diese in etwa 3 kg Wasserstoff pro Tag. Da eine Rückverstromung (siehe nächster Punkt) unwirtschaftlich ist und zurzeit keine weiteren Abnehmer*innen, ohne entsprechende abnehmer*innenseitige Investitionen, in Weiz vorhanden sind, ist es nicht sinnvoll größere Mengen an Wasserstoff zu produzieren (max. Leistung liegt bei ca. 24 kg/Tag). Durch die relativ geringe Gewinnspanne für den Wasserstoffverkauf (siehe erster Punkt) tritt somit keine Amortisation der Investition in einem absehbaren Zeitraum ein.

- Niedriger Wirkungsgrad bei der Rückverstromung:

Wie in Kapitel 3 beschrieben liegt der Gesamtwirkungsgrad bei einer Rückverstromung des produzierten Wasserstoffs lediglich bei ca. 17 %. Damit ist es wirtschaftlicher den überschüssigen Strom in das öffentliche Netz einzuspeisen als diesen zuerst in Wasserstoff umzuwandeln und später rückzuverstromen. Hier ist anzumerken, dass sich der besonders niedrige Wirkungsgrad auch aus dem nicht vorteilhaften Betrieb des Elektrolyseurs am Standort ergibt (siehe weitere Punkte).

- Frühes Entwicklungsstadium der Technologie:

Vor allem kleine Wasserstofftankstellen, die als Gesamtpaket (Elektrolyseur plus optionale Brennstoffzelle) am Markt verfügbar sind, befinden sich noch in einem frühen Entwicklungsstadium. Das in gegenständlichem Projekt untersuchte Modell eines namhaften Herstellers ist voraussichtlich erst in den Jahren 2022/23 am Markt verfügbar.

- Kurzer Betrieb wirtschaftlich nicht vorteilhaft:

Die Wasserstofftankstelle erreicht den besten Wirkungsgrad bei einem 24 Stunden Betrieb des Elektrolyseurs, der allerdings am Standort in Weiz aufgrund des niedrigen Wasserstoffbedarfs nicht zweckmäßig ist. Außerdem soll der Elektrolyseur mit PV-Strom betrieben werden, der jedoch lediglich für einen begrenzten Zeitraum zur Verfügung steht. Dadurch sind die Betriebszeiten auch unabhängig von der Wasserstoffabnahme begrenzt, wenn der Elektrolyseur nicht mit wesentlich teurerem Netzstrom versorgt werden soll. Der zusätzliche Einbau eines Batteriespeichers könnte zwar die Verfügbarkeitszeit von PV-Strom erhöhen, ist jedoch wiederum mit zusätzlichen (zu) hohen Investitionen verbunden. Ist günstiger Strom aus einer erneuerbaren Energiequelle mit einer höheren Verfügbarkeit vorhanden (z.B. Strom aus Wasserkraft) würde sich das positiv auf den Betrieb des Elektrolyseurs auswirken.

7 Gegenüberstellung Batteriespeicher zur Eigenbedarfsoptimierung

Zur besseren Einordnung des Wasserstoffkonzepts wurde in diesem Kapitel eine Variante mit einem Batteriespeicher betrachtet. Dieses dient hauptsächlich der Gegenüberstellung der beiden Technologien. Dazu wurden zu dem in Kapitel 2 beschriebenen Ausgangsszenario ein gemeinschaftlich genützter Batteriespeicher hinzugefügt, der in etwa die gleiche Kapazität aufweist wie die ansonsten vom Elektrolyseur pro Tag bezogene Energie. Sämtliche angenommene Mitglieder der E-EGe blieben unverändert.

Die Größe des gemeinschaftlich genutzten Speichers wurde mit 100 kWh angenommen, das entspricht ca. dem Energiegehalt von 3 kg Wasserstoff, die in den bislang beschriebenen Szenarien vom Elektrolyseur täglich erzeugt wurden. Wenn innerhalb der E-EGe ein Stromüberschuss vorhanden ist, wird dieser im Speicher zwischengespeichert (sofern dieser nicht vollständig beladen ist). Der Bezug (=Entladung) aus dem Speicher erfolgt sobald innerhalb der E-EGe eine Unterdeckung besteht. Die Investition in das Speichersystem wird von der Trägerorganisation der E-EGe getätigt. Zur Erreichung einer Amortisation muss darauf geachtet werden, dass die Trägerorganisation ausreichende Einnahmen generiert.

Analog zu den Berechnungen bzgl. der Wasserstofftankstelle in Kapitel 3 und Kapitel 4 wurde im ersten Schritt eine Analyse zur Ermittlung der optimalen Anzahl an PV-Modulen durchgeführt. Die Ergebnisse dieser Analyse in Form des Kapitalwertverlaufs der Trägerorganisation der E-EGe sind in Abbildung 39 dargestellt. Für den Speicher wurden Gesamtsystemkosten in der Höhe von 1 212 €/kWh inklusive Mehrwertsteuer angenommen (Figgenger, et al., 2019). Eine Förderung in der Höhe von 40 % der Gesamtinvestitionen wurde in der Berechnung ebenfalls berücksichtigt. Des Weiteren wurden jährliche Betriebskosten in der Höhe von 0,5 % der Investition angenommen. Der Tarif in der E-EGe wurde derart gewählt, dass den Mitgliedern unabhängig von der angemieteten Modulzahl jährliche Einsparungen in der Höhe von 1 800 € (gesamt für alle Mitglieder) zu teil werden.

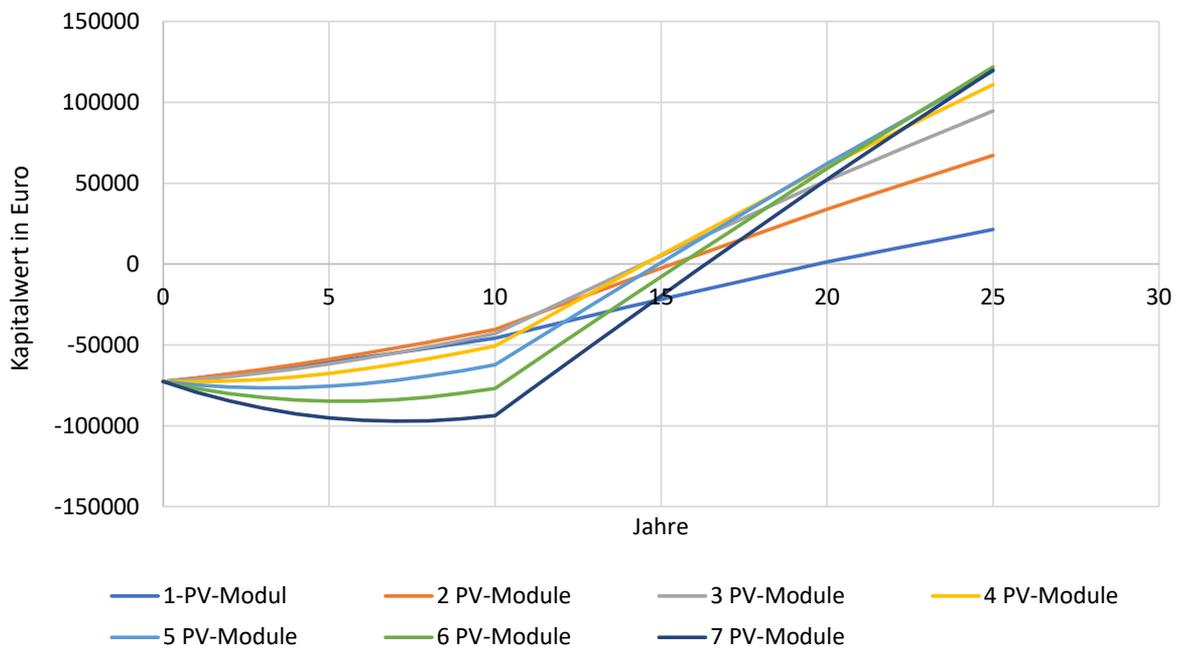


Abbildung 39: Kapitalwertverlauf bei unterschiedlicher Modulanzahl

Anhand der Steigung der Geraden lässt sich erkennen, dass es bis zum Auslaufen der Tarifförderung (Restdauer zehn Jahre) am wirtschaftlichsten ist zwei Module zu mieten. Für die Zeit danach sollten am besten alle sieben Module angemietet werden. Der Kapitalwertverlauf dieser Konfiguration ist in Abbildung 40 dargestellt. Es zeigt sich, dass eine Amortisation der Speicherinvestition nach ca. zwölf Jahren eintritt. Im Vergleich mit dem Wasserstoffkonzept weist der Batteriespeicher damit deutlich bessere wirtschaftliche Kennzahlen auf, wie auch aus den in Tabelle 23 dargestellten jährlichen Einnahmen und Ausgaben hervorgeht.



Abbildung 40: Kapitalwertverlauf bei unterschiedlicher Modulanzahl

Tabelle 23: Gegenüberstellung der jährlichen Einnahmen und Ausgaben der Trägerorganisation der E-EGe mit Batteriespeicher

1. Betriebsjahr*		11. Betriebsjahr*	
Einnahmen	Ausgaben	Einnahmen	Ausgaben
Stromverkauf an die E-EGe-Mitglieder 20 400 €	Miete PV-Anlagen 20 119 €	Stromverkauf an die E-EGe-Mitglieder 44 239 €	Miete PV-Anlagen 50 165 €
Einspeisung öffentliches Netz 5 906 €	Vergütung Prosumer 3 361 €	Einspeisung öffentliches Netz 34 079 €	Vergütung Prosumer 3 716 €
	Betriebskosten 505 €		Betriebskosten 616 €
Summe	26 305 €	Summe	78 318 €
Ergebnis	2 320 €	Ergebnis**	20 791 €

*Durch die angenommenen Preissteigerungen ändern sich die angeführten Werte jährlich geringfügig. Ein signifikanter Unterschied tritt allerdings nur nach Ablauf der Tarifförderung der gemieteten Anlagen (11. Jahr) auf.

Aus energietechnischer Sicht können durch den Einsatz des Speichers jährlich 18 692 kWh bei der Anmietung von zwei PV-Modulen bzw. 26 342 kWh bei der Anmietung von sieben PV-Modulen zusätzlich genutzt werden. Dabei wurden bereits Be- und Entladeverluste in der Höhe von ca. 18 % berücksichtigt.

Ein Vergleich der Berechnungen mit Speicher mit den Berechnungen der E-EGe ohne Speicher zeigt, dass unter den zugrunde gelegten Rahmenbedingungen der Einsatz eines kleinen Speichers (ca. 25 kWh) aus wirtschaftlicher Sicht die besten Ergebnisse liefert. Die Variante mit vier PV-Modulen wurde zur Darstellung gewählt, da diese ohne Variation der Modulzahl nach 20 Jahren die besten wirtschaftlichen Kennzahlen liefert. Bei diesen Berechnungen wurde der Speicher ausschließlich zur Eigenverbrauchssteigerung genutzt. Die Steigerung des Autarkiegrads des gesamten Gewerbeparks hält sich bei einem Einsatz eines 25 kWh Speichers allerdings in Grenzen. Um den Autarkiegrad wesentlich zu steigern ist ein größerer Speicher erforderlich. Daher wurden weitere Überlegungen angestellt, unter welchen Rahmenbedingungen die Integration eines größeren Speichers wirtschaftlich darstellbar ist. Diese Konzepte, die unter anderem eine Einbindung des Speichers am Regelenergiemarkt beinhalten, sind in Deliverable 5.1 beschrieben.

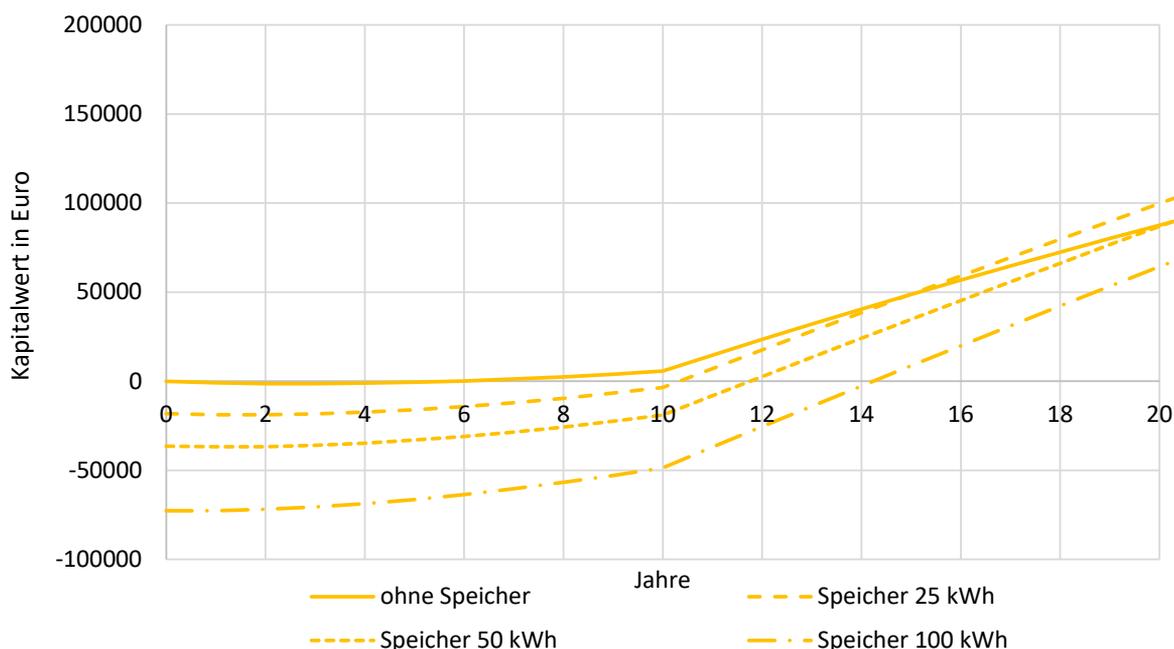


Abbildung 41: Kapitalwertverlauf der Trägerorganisation der E-EGe mit Batteriespeicher bei unterschiedlicher Speicherkapazität und jeweils vier PV-Modulen

8 Fazit und Ausblick

Die durchgeführten Berechnungen haben gezeigt, dass sich unter aktuellen Rahmenbedingungen das angestrebte Wasserstoffkonzept am Standort in Weiz nicht wirtschaftlich umsetzen lässt. Das liegt sowohl an den generell (noch) hohen Produktionskosten von grünem Wasserstoff sowie an einigen standortspezifischen Gegebenheiten (kurze Betriebszeiten der Anlage, keine weiteren H₂-Abnehmer*innen vorhanden etc.).

Die Rückverstromung des Wasserstoffs lässt sich aufgrund des niedrigen Gesamtwirkungsgrads der Wasserstoffproduktion, Speicherung und anschließenden Rückverstromung mit einer Brennstoffzelle zurzeit nicht wirtschaftlich darstellen. Auch sehr vorteilhafte Tarifmodelle für den Strombezug aus der E-EGe führen zu keiner Amortisation innerhalb des Betrachtungszeitraums. Außerdem zeigt eine Gegenüberstellung des Wasserstoffkonzepts mit einem Batteriespeicher, dass der Batteriespeicher für den Standort in Weiz wesentlich bessere wirtschaftliche Kennzahlen aufweist.

Auch der Einsatz einer Wasserstofftankstelle ohne Brennstoffzelle kann aus wirtschaftlicher Sicht nicht positiv beurteilt werden. Die relativ kurzen Betriebszeiten aufgrund der geringen benötigten Wasserstoffmenge für den angestrebten Fuhrpark (ca. 3 kg pro Tag) sowie die begrenzte Verfügbarkeit von PV-Strom in den Wintermonaten, ermöglichen keinen wirtschaftlichen Betrieb. Weitere Wasserstoffabnehmer*innen sind in Weiz zurzeit nicht vorhanden. Außerdem sind die von der Stadt Weiz gewünschten Kleinbusse zurzeit noch nicht als Wasserstoffvariante am Markt verfügbar. Eventuell in den nächsten Jahren erhältliche Sonderanfertigungen sind mit erheblichen Zusatzkosten verbunden.

Kommt es allerdings, wie von einigen Experten prognostiziert, in naher Zukunft zu einer deutlichen Kostensenkung bei der Produktion von grünem Wasserstoff und damit verbunden zu einer Reduktion der Anlagekosten, hätte das einen großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des untersuchten Konzepts. So sind in China bereits heute Anlagenkosten von ca. 170 €/kW möglich, welche bis 2030 noch weiter bis auf ca. 100 €/kW fallen sollen. Wenn in Europa die Preise von derzeit 500 – 1500 €/kW ebenfalls auf einen ähnlichen Bereich fallen, würde das die Konkurrenzfähigkeit von grünem Wasserstoff deutlich steigern. (Deutscher Bundestag, 2020)

Eine Potentialanalyse (siehe Abbildung 42) hat gezeigt, dass die Anschaffungskosten der Wasserstofftankstelle (ohne Brennstoffzelle) um ca. zwei Drittel sinken müssten, um eine Amortisation innerhalb des Betrachtungszeitraums zu ermöglichen. Dieser Aussage liegen die Annahmen zugrunde, dass der Elektrolyseur je nach Verfügbarkeit von PV-Strom in einem Teillastbereich von 50 % - 100 % betrieben wird und Abnehmer*innen für den erzeugten Wasserstoff zur Verfügung stehen. Die Stromkosten für den Bezug aus der E-EGe wurden mit dem Einspeisetarif der E-EGe in das öffentliche Stromnetz bemessen. Die Einnahmen aus dem Wasserstoffverkauf orientieren sich an den aktuellen Kosten von Wasserstoff an Wasserstofftankstellen in Österreich (ca. 10 € brutto).

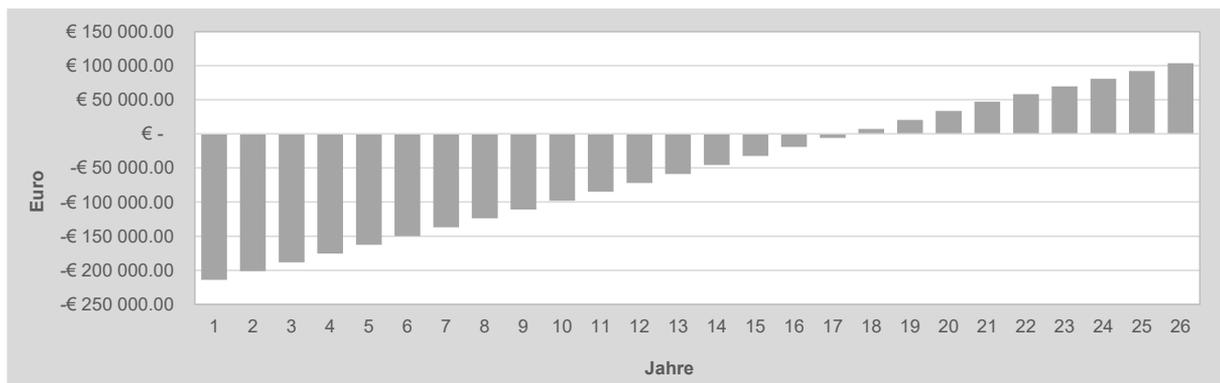


Abbildung 42: Kapitalwertverlauf des Wasserstoffinvestors bei reduzierten Anschaffungskosten und optimierter Abnehmer*innenstruktur

Ein wesentlicher Einflussfaktor auf die Wirtschaftlichkeit des Wasserstoffkonzepts ist die Laufzeit des Elektrolyseurs. Um die Anschaffungskosten zu amortisieren, sollte die maximale Kapazität möglichst ausgenutzt werden. Durch die eingeschränkte Verfügbarkeit von PV-Strom ist die Laufzeit des Elektrolyseurs und damit die erzeugte Wasserstoffmenge allerdings begrenzt. So werden in diesem Beispiel nur ca. 33 % der maximalen Kapazität ausgenutzt. Stünde beispielsweise eine weitere Energiequelle wie Windkraft oder Wasserkraft zur Verfügung, könnte die Laufzeit und damit die Wirtschaftlichkeit der Anlage weiter gesteigert werden.

Da sich unter aktuellen Bedingungen die Vergleichsrechnung des Batteriespeichers als deutlich vorteilhafter für den Standort in Weiz herausgestellt hat, wurde vom Projektkonsortium beschlossen diesen Ansatz weiter zu verfolgen. Um den Einsatz eines größeren Speichers wirtschaftlich darstellen zu können, wird zusätzlich eine Einbindung des Speichers in einen Regelenenergiepool angestrebt. Details zu diesem Ansatz sowie zu dem angestrebten Folgeprojekt finden sich in Deliverable 5.1.

9 Meta-Daten

Meta-Daten	Beschreibung
Titel	Deliverable 4.1: Simulationstechnische Untersuchung der Betriebs- und Geschäftsmodelle
Ersteller	Robert Pratter <i>4ward Energy Research GmbH</i>
Eigentümer	Projektkonsortium REC-Businesspark
Beschreibung	Beschreibung des Simulationsmodells sowie der Ergebnisse der simulationstechnischen Untersuchung der unterschiedlichen Betriebs- und Geschäftsmodelle
Datum	31.05.2021
Versionsnummer	FV
Datenklassifizierung	O

10 Literaturverzeichnis

- 2G. (05. 08 2021). *Wasserstoff BHKW*. Von <https://www.2-g.com/de/wasserstoff-bhkw/> abgerufen
- 2G. (05. 08 2021). *Wasserstoff BHKW*. Von <https://www.2-g.com/de/wasserstoff-bhkw/> abgerufen
- APCS. (2020). *Synthetische Lastprofile*. Abgerufen am 02. 12 2020 von www.apcs.at/de/clearing/technisches-clearing/lastprofile
- BMBF. (2020). *Eine kleine Wasserstoff-Farbenlehre*. Abgerufen am 19. 05 2021 von <https://www.bmbf.de/de/eine-kleine-wasserstoff-farbenlehre-10879.html>
- Deutscher Bundestag. (2020). *Kosten der Produktion von grünem Wasserstoff*. Wissenschaftliche Dienste.
- E-Control. (2020). *Preisentwicklung*. Abgerufen am 14. 10 2020 von <https://www.e-control.at/statistik/strom/marktstatistik/preisentwicklung>
- E-Control. (15. 04 2021). *Was kostet eine kWh Gas*. Von <https://www.e-control.at/konsumenten/strom/strompreis/was-kostet-eine-kwh-gas> abgerufen
- Fernwärme Graz. (19. 02 2020). *Fernwärmepreise*. Von https://www.energie-graz.at/media/well-linked-media/egg-pdf/downloads_fernwaerme/sonstiges/preisblatt-fernwaerme.pdf abgerufen
- Figgener, J., Haberschusz, D., Kairies, K.-P., Wessels, O., Zurmühlen, S., & Sauer, D. (2019). *Speichermonitoring BW*. Aachen: RWTH Aachen.
- HZwei. (27. 07 2021). Von <https://www.hzwei.info/blog/2015/03/25/neue-wasserstoff-tankstelle-in-hamburg-eingeweiht/> abgerufen
- Inflation.eu. (2020). *Historische Inflation Österreich*. Abgerufen am 14. 10 2020 von <https://www.inflation.eu/de/inflationsraten/osterreich/historische-inflation/vpi-inflation-osterreich.aspx>
- OeMAG. (2020). *Tarifförderung Photovoltaik*. Abgerufen am 11. 11 2020 von <https://www.oem-ag.at/de/foerderung/photovoltaik/tarifforderung/>
- PV Austria. (2020). *PV-Strom verkaufen*. Abgerufen am 11. 11 2020 von <https://pvaustria.at/strom-verkaufen/>

11 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Kapitalwertverlauf bei unterschiedlicher Modulanzahl und einem einheitlichen Reduktions-/Erhöhungstarif für Bezug und Entnahme von 0,5 Cent/kWh	10
Abbildung 2: Summe der Einsparungen aller Mitglieder pro Jahr durch die Teilnahme an der E-EGe, bezogen auf deren aktuellen Stromtarif bei einheitlichem Reduktions-/Erhöhungstarif für Bezug und Entnahme von 0,5 Cent/kWh.....	11
Abbildung 3: Kapitalwertverlauf bei unterschiedlicher Modulanzahl und variablen Reduktions-/Erhöhungstarif für Bezug und Entnahme.....	13
Abbildung 4: Zusammensetzung des Energiebezugs der Mitglieder.....	14
Abbildung 5: Energiebilanz der E-EGe	15
Abbildung 6: Kapitalwertverlauf der Trägerorganisation der E-EGe bei einem Entnahme- bzw. Abnahmetarif von 0,43 Cent/kWh.....	16
Abbildung 7: Einsparungen der Mitglieder durch die Teilnahme an der E-EGe bezogen auf deren aktuellen Stromtarif bei einheitlichem Reduktions-/Erhöhungstarif für Bezug und Entnahme von 0,43 Cent/kWh.....	16
Abbildung 8: Kapitalwertverlauf der Trägerorganisation der E-EGe bei einem Entnahme- bzw. Abnahmetarif von 2,2 Cent/kWh.....	17
Abbildung 9: Einsparungen der Mitglieder durch die Teilnahme an der E-EGe bezogen auf deren aktuellen Stromtarif bei einheitlichem Reduktions-/Erhöhungstarif für Bezug und Entnahme von 2,2 Cent/kWh.....	17
Abbildung 10: Kapitalwertverlauf der Trägerorganisation der E-EGe bei einer jährlichen Reduktion der Stromkosten aller Verbraucher gemeinsam von 1800 €	18
Abbildung 11: Energiebilanz der E-EGe in den ersten zehn Jahren (zwei PV-Module).....	19
Abbildung 12: Energiebilanz der E-EGe ab dem elften Betriebsjahr (sieben PV-Module).....	19
Abbildung 13: Kapitalwertverlauf bei unterschiedlicher Modulanzahl und variablen Reduktions-/Erhöhungstarif für Bezug und Entnahme inklusive 0,5 Cent/kWh Vergütung des PV-Eigentümers	21
Abbildung 14: Beispiel des Betriebs des Elektrolyseurs und der Brennstoffzelle	25
Abbildung 15: Kapitalwertverlauf bei unterschiedlicher Modulanzahl und variablen Reduktions-/Erhöhungstarif für Bezug und Entnahme	27
Abbildung 16: Summe der Einsparungen aller Mitglieder durch die Teilnahme an der E-EGe bezogen auf deren aktuellen Stromtarif bei variablen Reduktions-/Erhöhungstarif für Bezug und Entnahme zur besseren Vergleichbarkeit der Szenarien	28

Abbildung 17: Kapitalwertverlauf der Trägerorganisation der E-EGe bei einer jährlichen Reduktion der Stromkosten aller Verbraucher von 2 757 €.....	29
Abbildung 18: Energiebilanz der E-EGe in den ersten zehn Jahren (drei PV-Module).....	30
Abbildung 19: Energiebilanz der E-EGe ab dem elften Betriebsjahr (sieben PV-Module).....	30
Abbildung 20: Kapitalwertverlauf der Wasserstofftankstelle plus Brennstoffzelle	31
Abbildung 21: Kapitalwertverlauf der Trägerorganisation der E-EGe bei Anwendung eines sehr stark auf den Wasserstoffinvestor fokussierendes Betriebsmodell.....	33
Abbildung 22: Kapitalwertverlauf der Wasserstofftankstelle plus Brennstoffzelle	35
Abbildung 23: Jährliche Einsparungen der Mitglieder durch die Teilnahme an der E-EGe in den ersten zehn Jahren im Vergleich zu ihrem aktuellen Tarif.....	36
Abbildung 24: Jährliche Einsparungen der Mitglieder durch die Teilnahme an der E-EGe ab dem elften Jahr im Vergleich zu ihrem aktuellen Tarif.....	36
Abbildung 25: Beispiel des Betriebs des Elektrolyseurs.....	39
Abbildung 26: Kapitalwertverlauf bei unterschiedlicher Modulanzahl und variablen Reduktions-/Erhöhungstarif für Bezug und Entnahme	40
Abbildung 27: Summe der Einsparungen aller Mitglieder durch die Teilnahme an der E-EGe bezogen auf deren aktuellen Stromtarif bei variablen Reduktions-/Erhöhungstarif für Bezug und Entnahme zur besseren Vergleichbarkeit der Szenarien	41
Abbildung 28: Summe der Einsparungen aller Mitglieder durch die Teilnahme an der E-EGe bezogen auf deren aktuellen Stromtarif bei konstantem Reduktions-/Erhöhungstarif für Bezug und Entnahme von jeweils 0,5 Cent/kWh	42
Abbildung 29: Kapitalwertverlauf der Trägerorganisation der E-EGe bei einer jährlichen Reduktion der Stromkosten aller Verbraucher gemeinsam von 1 984 €	43
Abbildung 30: Energiebilanz der E-EGe in den ersten zehn Jahren (zwei PV-Module).....	44
Abbildung 31: Energiebilanz der E-EGe ab dem elften Betriebsjahr (sieben PV-Module).....	44
Abbildung 32: Kapitalwertverlauf der Wasserstofftankstelle ohne Brennstoffzelle.....	45
Abbildung 33: Kapitalwertverlauf der Trägerorganisation der E-EGe bei Anwendung eines sehr stark auf den Wasserstoffinvestor fokussierendes Betriebsmodell.....	46
Abbildung 34: Kapitalwertverlauf der Wasserstofftankstelle bei vorteilhaftem Tarifmodell	48
Abbildung 35: Jährliche Einsparungen der Mitglieder durch die Teilnahme an der E-EGe in den ersten zehn Jahren bezogen auf deren aktuellen Stromtarif	49
Abbildung 36: Jährliche Einsparungen der Mitglieder durch die Teilnahme an der E-EGe ab dem elften Jahr bezogen auf deren aktuellen Stromtarif.....	49
Abbildung 37: Energiebilanz der E-EGe mit sieben PV-Modulen.....	50

Abbildung 38: Kosten für die Produktion von Wasserstoff (Deutscher Bundestag, 2020)	53
Abbildung 39: Kapitalwertverlauf bei unterschiedlicher Modulanzahl	57
Abbildung 40: Kapitalwertverlauf bei unterschiedlicher Modulanzahl	58
Abbildung 41: Kapitalwertverlauf der Trägerorganisation der E-EGe mit Batteriespeicher bei unterschiedlicher Speicherkapazität und jeweils vier PV-Modulen.....	59
Abbildung 42: Kapitalwertverlauf des Wasserstoffinvestors bei reduzierten Anschaffungskosten und optimierter Abnehmer*innenstruktur.....	61

12 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Annahmen der Privathaushalte (Verbraucher)	7
Tabelle 2: Annahmen der KMUs.....	7
Tabelle 3: Daten Prosumer.....	8
Tabelle 4: Mittlere gewichtete Tarife im ersten Betriebsjahr der E-EGe bei einem einheitlichen Reduktions-/Erhöhungstarif für Bezug und Entnahme von 0,5 Cent/kWh	10
Tabelle 5: Mittlere gewichtete Tarife im ersten Betriebsjahr der E-EGe	12
Tabelle 6: Gegenüberstellung der jährlichen Einnahmen und Ausgaben der Trägerorganisation der E-EGe bei der Miete von 4 PV-Modulen.....	15
Tabelle 7: Gegenüberstellung der jährlichen Einnahmen und Ausgaben der Trägerorganisation der E-EGe bei der Miete von zunächst 2 und anschließend 7 Modulen.....	18
Tabelle 8: Zusätzliche Einnahmen des PV-Eigentümers durch die Vermietung der PV-Anlagen an die E-EGe.....	20
Tabelle 9: Zusammenfassung der wichtigsten Eckpunkte der Wasserstofftankstelle inklusive Brennstoffzelle.....	23
Tabelle 10: Mittlere gewichtete Tarife im ersten Betriebsjahr der E-EGe inklusive Elektrolyseur und Brennstoffzelle.....	27
Tabelle 11: Gegenüberstellung der jährlichen Einnahmen und Ausgaben der Trägerorganisation der E-EGe bei der Miete von zunächst 3 und anschließend 7 Modulen	29
Tabelle 12: Gegenüberstellung der jährlichen Einnahmen und Ausgaben des Wasserstoffinvestors	32
Tabelle 13: Gegenüberstellung der jährlichen Einnahmen und Ausgaben der Trägerorganisation der E-EGe bei Anwendung eines sehr stark auf den Wasserstoffinvestor fokussierenden Betriebsmodells.....	34
Tabelle 14: Gegenüberstellung der jährlichen Einnahmen und Ausgaben des Wasserstoffinvestors bei der Anwendung eines für ihn vorteilhaften Tarifmodells	35
Tabelle 15: Zusammenfassung der wichtigsten Eckpunkte der Wasserstofftankstelle + Brennstoffzelle.....	38
Tabelle 16: Mittlere gewichtete Tarife im ersten Betriebsjahr der E-EGe inklusive Elektrolyseurs.....	42
Tabelle 17: Gegenüberstellung der jährlichen Einnahmen und Ausgaben der Trägerorganisation E-EGe bei der Miete von zunächst 2 und anschließend 7 Modulen	43

Tabelle 18: Gegenüberstellung der jährlichen Einnahmen und Ausgaben des Wasserstoffinvestors	46
Tabelle 19: Gegenüberstellung der jährlichen Einnahmen und Ausgaben der Trägerorganisation der E-EGe bei Anwendung eines sehr stark auf den Wasserstoffinvestor fokussierendes Betriebsmodell	47
Tabelle 20: Gegenüberstellung der jährlichen Einnahmen und Ausgaben des Wasserstoffinvestors bei vorteilhaftem Tarifmodell	48
Tabelle 21: Übersicht Tarife und Energiemengen für die Wirtschaftlichkeitsberechnung des Wasserstoff-BHKWs	51
Tabelle 22: Gegenüberstellung der jährlichen Einnahmen und Ausgaben des Betreibers des Wasserstoff-BHKWs	51
Tabelle 23: Gegenüberstellung der jährlichen Einnahmen und Ausgaben der Trägerorganisation der E-EGe mit Batteriespeicher	58