

Die approbierte Originalversion dieser Diplom-/Masterarbeit ist an der Hauptbibliothek der Technischen Universität Wien aufgestellt (<http://www.ub.tuwien.ac.at>).

The approved original version of this diploma or master thesis is available at the main library of the Vienna University of Technology (<http://www.ub.tuwien.ac.at/englweb/>).

DIPLOMARBEIT

Wirtschaftliche Bewertung unterschiedlicher Maßnahmen zur Reduktion von CO₂-Emissionen in der Modellregion Großschönau

ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades eines Diplom-Ingenieurs

unter Leitung von

Univ. Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Reinhard Haas
und
Proj. Ass. Dr. Wolfgang Prügler

am Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe (E370)

eingereicht an der Technischen Universität Wien
Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik

Von

Andreas Hutterer
Matr. Nr.: 0525390
Kefergasse 22/3/13
1140 Wien

Wien, im Mai 2012

Danksagung

Auf diesem Weg möchte ich mich bei all jenen bedanken, die mich während meines Studiums unterstützt und an mich geglaubt haben.

Ein besonders großer Dank gilt dabei meiner Freundin Simone, die mich auch in den zeitintensivsten Phasen des Schreibens der Diplomarbeit stets verständnisvoll aufgemuntert hat.

Danken möchte ich ebenso meinen Eltern, die immer für mich da waren und die richtigen Worte gefunden haben, um mich zu motivieren.

Außerdem will ich an dieser Stelle meiner Großmutter danken, die mir mit Ihrer finanziellen Unterstützung regelmäßig das Studium versüßt hat.

Auch meinen Freunden möchte ich danken, dass sie mir in den teilweise sehr anstrengenden Phasen meines Studiums beigestanden haben und immer ein offenes Ohr für meine Probleme und Sorgen hatten.

Nicht zuletzt möchte ich natürlich den Betreuern meiner Diplomarbeit, Univ. Prof. Reinhard Haas und insbesondere Dr. Wolfgang Prügler für die vielen hilfreichen Anregungen und konstruktive Kritik sowie die geduldige Beantwortung meiner Fragen danken. Durch sie wurde es erst möglich, dieses spannende Thema zu bearbeiten. Auch für meine Integration in das Projektteam und die damit verbundenen wichtigen Erfahrungen für mein zukünftiges Berufsleben möchte ich mich an dieser Stelle bedanken.

Kurzfassung

Auf dem Weg zu einer CO₂-neutralen Gemeinde gibt es eine Vielzahl von möglichen Pfaden, die eingeschlagen werden können. Da dies einen essentiellen Teilschritt zur Stabilisierung der Treibhausgaskonzentration in der Atmosphäre unseres Planeten darstellt, ist es besonders wichtig kosteneffiziente CO₂-Vermeidungsmaßnahmen zu identifizieren, um so die finanziellen Hürden zu senken.

Das zentrale Ziel dieser Arbeit ist es daher anhand einer Kosten-Nutzen-Analyse unterschiedliche CO₂-Vermeidungsstrategien für eine Modellregion zu bewerten und miteinander zu vergleichen. Durch diese Untersuchung können somit die ökonomisch und ökologisch günstigsten Maßnahmen für die betrachtete Gemeinde bestimmt werden.

Die Bewertung wurde für Photovoltaik-Anlagen, solarthermische Anlagen, Elektro-PKW und thermische Gebäudesanierungen durchgeführt. Für die ersten beiden genannten Maßnahmen wurden unterschiedliche Ausbauraten berücksichtigt und im Falle von Gebäudesanierungen wurden zwei Umsetzungsausmaße betrachtet, welche sich durch den Grad der Sanierung und somit dem Zielwert für den Wärmeenergiebedarf unterscheiden. Folglich wurden unterschiedliche Dämmstärken, Fensterisolierklassen und Wohnraumlüftungsanlagen für das jeweilige Subscenario der thermischen Gebäudesanierung angesetzt. Die Bestimmung der Kosten der unterschiedlichen Szenarien wurde mit Hilfe der Barwertmethode anhand erhobener Parameter, deren Einfluss separat untersucht wurde, umgesetzt. Der Nutzen wurde anhand der Menge an vermiedenem CO₂ bestimmt.

Die so berechneten CO₂-Vermeidungskosten¹ betragen für Photovoltaik-Anlagen 9 €₂₀₁₂/t_{CO2}. Für Elektro-PKW ergeben sich Kosten in der Höhe von 21 €₂₀₁₂/t_{CO2}. Im Falle der moderaten thermischen Gebäudesanierung, bei welcher ein Energiebedarf für die Wärmebereitstellung von unter 100 kWh/m²*a erreicht wird, kommt es zu Ausgaben im Ausmaß von 266 €₂₀₁₂/t_{CO2}. Diese belaufen sich für die ambitionierte Sanierung, bei einer Senkung des Wärmebedarfs auf unter 50 kWh/m²*a, auf 346 €₂₀₁₂/t_{CO2}. Als ökonomisch am ungünstigsten stellen sich solarthermische Anlagen mit CO₂-Emissionsreduktionskosten in der Höhe von 802 €₂₀₁₂/t_{CO2} heraus. Der hohe Kostensprung zwischen den ersten beiden CO₂-Vermeidungsoptionen und den Letzteren lässt sich auf die bereits erneuerbar orientierte Wärmebereitstellung in der Modellregion zurückführen, da demzufolge eine Energiebedarfsreduktion im Sektor Wärme nur einen geringen Nutzen durch Minderung der Emissionen bewirkt.

Anhand dieser Maßnahmen wurden zwei Entwicklungspfade, auf Basis der unterschiedlichen Ausbauraten bzw. Umsetzungsausmaße, definiert, deren Einfluss auf die Emissionen der

¹ Da diese Kosten auf Basis der Barwerte über den gesamten Betrachtungszeitraum berechnet wurden, spiegeln diese nicht die aktuelle Situation wieder, sondern repräsentieren die gesamte Zeitspanne bis 2050 unter den getroffenen Annahmen.

betrachteten Modellregion untersucht wurde. In Form einer Gap-Analyse wurden die Kosten für eine komplette Kompensierung der, durch die Gemeinde verursachten, CO₂-Emissionen ab 2012 durch einen dieser Pfade und eine zusätzliche externe CO₂-Vermeidung durch die Umsetzung von Projekten der Kategorie „Clean Development Mechanism“ oder „Joint Implementation“ bestimmt.

Es zeigt sich, dass eine komplette Kompensierung mittels externer Projekte zu den aktuellen Preisen die kostengünstigste Variante für den Betrachtungszeitraum darstellt. Allerdings kommt es in diesem Fall weder zu einer regionalen Wertschöpfung, noch können diese Projektkosten als stabil angesehen werden.

Im Gegensatz dazu kann durch den ambitionierten Entwicklungspfad, bei welchem die höchsten betrachteten Ausbauraten und Sanierungsausmaße betrachtet werden, eine komplette Kompensierung ohne zusätzliche externe Projekte ab 2033 erzielt werden. Dieser Pfad stellt somit eine der möglichen nachhaltigen Lösungen zur Erreichung des Nullemissionsziels dar und bietet zudem die Möglichkeit der regionalen Wertschöpfung.

Bezüglich der Übertragbarkeit auf andere Gemeinden lässt sich festhalten, dass die Ergebnisse dieser Arbeit nicht direkt übernommen werden können, sondern eine separate Analyse mit den beschriebenen Verfahren auf Basis der für die jeweilige Region zutreffenden Parametern und Zielen durchgeführt werden muss.

Abstract

There are many different possibilities for becoming a neutral city in terms of CO₂-emissions. Due to the importance of this step towards stabilizing the concentration of greenhouse gases in the atmosphere of our planet, it is essential to identify the most cost efficient procedures on reducing those emissions.

Therefore the main goal of this thesis is to compare different strategies on avoiding emissions in an ecologic and economic way. This was achieved by conducting a cost-benefit-analysis.

The assessment was performed for photovoltaic plants, solar thermal energy plants, electric vehicles and thermal rehabilitation of buildings. For the first two measures, different rates of implementation were taken into account. In the case of thermal rehabilitation an ambitious and a moderate sub scenario were analyzed. The distinction between those examinations lies in the achieved thermal insulation in accordance with different insulation thickness, insulation classes of windows and ventilation systems. The total costs of the scenarios were determined using the cash value method with a set of parameters obtained by conducting a literature research. Furthermore the influences of those parameters on the costs were evaluated by performing a sensitivity analysis. The benefit of implementing the considered measures was determined as the amount of avoided CO₂-emission.

The results showed that the CO₂-avoidance costs² amounts to 9 €₂₀₁₂/t_{CO2} for photovoltaic plants. Electric vehicles could be used to reduce the emissions at a price of 21 €₂₀₁₂/t_{CO2}. In the case of the moderate thermal building rehabilitation, achieving an energy demand for heating of 100 kWh/m²*a, the expenditures amount to 266 €₂₀₁₂/t_{CO2}. Ambitious rehabilitation and reducing energy demand to 50 kWh/m²*a results in increasing costs to 346 €₂₀₁₂/t_{CO2}. Solar thermal energy plants are the least economic with avoidance costs of 802 €₂₀₁₂/t_{CO2}. This large gap between the first two options and the latter can be attributed to the already renewable oriented heating in the model region. Therefore reducing the energy demand reduces the emissions less than it would do by avoiding fossil energy consumption.

Based on the analyzed actions two paths of development were defined, an ambitious and a moderate venture using different sub scenarios for the thermal building rehabilitation and different rates of implementation for the other measures. The resulting change of CO₂-emissions was examined. Using a gap-analysis the cost of a complete compensation of emissions of the city going forward from 2012 was determined by using a combination of one of the two defined ventures and external CO₂ avoidance programs like „Clean Development Mechanism“ or „Joint Implementation“.

² Due to the fact, that those results were calculated using the cash value method for the whole considered period, those costs doesn't represent the actual situation but rather the whole timespan until 2050 under the assumed circumstances.

It becomes clear that a complete compensation via external projects is the most cost efficient way, with the current market situation in the projected time span. However external measures won't lead to localized increase in value nor can the cost of those measures be considered stable.

Looking at the ambitious venture it is possible to completely compensate emissions without the further need for external projects by 2033. This path is one of the possible sustainable choices if a zero emission policy is desired and also has a great potential for increasing local values.

One has to consider that this analysis cannot be used as is on different regions. Every difference of the local parameters and goals requires a new evaluation of the model and can therefore not be used as a global model for similar projects.

Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung	1
1.1.	Motivation.....	1
1.2.	Fragestellung	1
1.3.	Aufbau der Arbeit	2
2.	Datengrundlage für die wirtschaftlichen Bewertungen	3
2.1.	Gebäudesanierung.....	3
2.1.1.	Moderate Sanierung	5
2.1.2.	Ambitionierte Sanierung	5
2.2.	Heizkesseltausch.....	6
2.3.	Solarthermie.....	7
2.4.	Photovoltaik	8
2.5.	Elektro-PKW	10
2.6.	Energiekosten und CO ₂ -Emissionsfaktoren.....	11
2.6.1.	Strom.....	11
2.6.2.	Wärme.....	12
2.6.3.	Fossiler Treibstoff.....	13
2.7.	Gap-Analyse.....	14
3.	Methodik.....	17
3.1.	Methoden der energiewirtschaftlichen Bewertung	17
3.1.1.	Annuitätenmethode.....	17
3.1.2.	Barwertmethode.....	18
3.2.	Verfahren zur Kosten-Nutzen-Analyse der unterschiedlichen Maßnahmen	19
3.2.1.	Berechnung des Gesamtbarwertes.....	19
3.2.2.	Berechnung der CO ₂ -Emissionsreduktionskosten.....	20
3.2.3.	Parameterabhängigkeiten	23
3.2.4.	Gap-Analyse	24
4.	Ergebnisse	27
4.1.	Photovoltaik	27
4.1.1.	Ergebnisse aus Sicht der Gemeinde	27

4.1.2.	Ergebnisse aus Sicht der Anlagenbetreiber	30
4.1.3.	Parameterabhängigkeiten	31
4.2.	Solarthermie	36
4.2.1.	Ergebnisse für die Gemeinde Großschönau	36
4.2.2.	Ergebnisse für Wärmebereitstellung durch Erdgas.....	39
4.2.3.	Bewertungsergebnisse solarthermischer Anlagen.....	42
4.2.4.	Parameterabhängigkeiten	42
4.3.	Gebäudesanierung	46
4.3.1.	Moderate Sanierung.....	46
4.3.2.	Ambitionierte Sanierung.....	49
4.3.3.	Bewertungsergebnisse thermische Gebäudesanierung.....	51
4.3.4.	Parameterabhängigkeiten	52
4.4.	Elektro-PKW	57
4.4.1.	Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse aus Sicht der Gemeinde	57
4.4.2.	Bewertungsergebnisse aus Sicht der Betreiber	60
4.4.3.	Bewertungsergebnisse des Maßnahmen szenarios Elektro-PKW	62
4.4.4.	Parameterabhängigkeiten	62
4.5.	Gap-Analyse.....	67
4.5.1.	Clean Development Mechanism	67
4.5.2.	Joint Implementation	70
4.5.3.	Parameterabhängigkeiten	72
5.	Interpretation und Diskussion.....	75
5.1.	Gegenüberstellung der Maßnahmen.....	75
5.2.	Parameterabhängigkeiten	77
5.3.	Schlussfolgerungen	78
6.	Zusammenfassung.....	80
7.	Literaturverzeichnis	83
8.	Anhang	86

1. Einleitung

1.1. Motivation

Die Verbrennung fossiler Treibstoffe produziert mehr CO₂-Emissionen als jede andere menschliche Aktivität (1). Dieses Gas gehört zur Gruppe der Treibhausgase, welche mit der globalen Erderwärmung in Verbindung gebracht werden. Um die Konzentration dieses Gases in der Luft auf ein konstantes Niveau zu bringen und somit dem Klimawandel entgegen zu wirken, ist es nötig die Emissionen innerhalb der nächsten Jahrzehnte zu halbieren (1). Diese Arbeit untersucht daher, jene Möglichkeiten zur Reduktion der Emissionen für eine beispielhafte Modellregion, welche aufgrund der örtlichen Gegebenheiten verfügbar sind, um eine kostengünstige Lösung zur kompletten Kompensierung bzw. Vermeidung der Emissionen dieser Gemeinde zu identifizieren.

1.2. Fragestellung

Ziel dieser Diplomarbeit ist es, folgende Maßnahmen zur Reduzierung der CO₂-Emissionen der Modellregion Großschönau, welche im Zuge des Projekts (2) definiert wurden, wirtschaftlich zu bewerten und zu vergleichen:

- Photovoltaik-Anlagen
- Solarthermische Anlagen
- Thermische Gebäudesanierung
- Elektro-PKW

Daher lassen sich folgende zentrale Fragestellungen der Diplomarbeit ableiten:

1. Welche Kosten und Nutzen entstehen in den jeweiligen Szenarien?
 - a. Aus Sicht der Gemeinde
 - b. Aus Sicht der Einwohner
 - c. Welche Bewertungsparameter haben den stärksten Einfluss auf die Ergebnisse?
2. Welche Maßnahmen können daraus für die Modellregion Großschönau als sinnvolle Strategien auf dem Weg zur Zero Carbon Town abgeleitet werden?
3. Welche Maßnahmenkombination ist aus Sicht der Gemeinde die ökologisch und ökonomisch beste?

1.3. Aufbau der Arbeit

Diese Arbeit umfasst 5 zentrale Kapitel, deren Inhalt im Folgenden umrissen wird.

In Kapitel 2 sind sämtliche erhobene Daten, welche als Basis für die Berechnungen dienen, beschrieben und aufgelistet. Darauffolgend findet eine detaillierte Erläuterung der Berechnungsmethodik, welche jeweils anhand eines Beispiels erörtert wird, statt. Kapitel 4 beinhaltet eine Darstellung der Berechnungsergebnisse zu den jeweiligen Maßnahmen bzw. Analysen. Diese werden in Kapitel 5 interpretiert und mit dem Ziel, die in dieser Arbeit definierten Fragestellungen zu beantworten, diskutiert. In Kapitel 6 folgt schließlich eine Zusammenfassung.

2. Datengrundlage für die wirtschaftlichen Bewertungen

Um eine Datengrundlage für die wirtschaftlichen Bewertungen zu generieren, ist es vorerst nötig Maßnahmen zu identifizieren, welche aufgrund der Gegebenheiten in der Region als sinnvoll zu erachten sind. Für diese sind die ökonomischen Parameter zu erheben und durch geeignete Quellen zu fundieren. Von Interesse sind hierfür vor allem:

- Investitionskosten, welche bei der Umsetzung einer Maßnahme anfallen
- Betriebskosten, welche über die gesamte Lebensdauer anfallen
- Energiekosten, um den finanziellen Nutzen, der durch Energieeinsparung entsteht, zu bewerten

sowie deren zukünftige Entwicklungen.

Weiters sind die CO₂-Emissionsfaktoren zu erheben, um den ökologischen Nutzen zu quantifizieren. Als Basis für die Recherche dienen sowohl Informationen von Anbietern der betrachteten Technologien als auch wissenschaftliche Analysen und Beiträge in Fachzeitschriften.

Für die Gemeinde Großschönau lässt sich beispielsweise die Nutzung der Wasserkraft zur Erzeugung von Strom, aufgrund der hierfür ungünstigen topografischen Eigenschaften der Region, ausschließen. In dieser Diplomarbeit werden daher detailliert erhobene und für die Gemeinde plausible Maßnahmen bewertet, welche im Zuge des Projektes (2) ausgewählt wurden. In den folgenden Unterkapiteln werden diese Maßnahmen (Szenarien der Umsetzung) sowie die benötigten wirtschaftlichen Parameter dargestellt.

2.1. Gebäudesanierung

In diesem Umsetzungsszenario wird der Einfluss thermischer Gebäudesanierungen auf den Energiebedarf und somit auf die CO₂-Emissionen untersucht. Einerseits wird eine moderate Sanierung betrachtet, bei welcher der Energieverbrauch für die Bereitstellung von Heizwärme und Warmwasser einen Zielwert von unter 100 kWh/m²a aufweist. Weiters wird eine ambitionierte Sanierung bewertet. Diese wird so dimensioniert, dass der Energiebedarf auf unter 50 kWh/m²a sinkt.

Aufgrund der starken Abhängigkeit der Sanierungskosten von der Gebäudestruktur wurde ein repräsentatives Musterhaus definiert, welches für die Kostenberechnung der Sanierungsmaßnahmen als Grundlage dient.

Da ein Großteil der Gebäude in der Region Großschönau zwei Geschosse aufweisen, wurde auch das Musterhaus als zweistöckig angenommen. Die Wohnfläche des Musterhauses entspricht der

durchschnittlichen Wohnfläche besagter Gebäude, wobei die Grundfläche als nahezu quadratisch angenommen wurde. In nachfolgender Tabelle sind die Daten des Musterhauses dargestellt.

Tabelle 2.1: Daten des Musterhauses nach (2)

Wohnfläche	232,19	[m ²]
Geschoße	2,00	[1]
Geschoßhöhe	3,00	[m]
Länge	10,00	[m]
Breite	11,61	[m]
Fensterfläche	23,00	[m ²]
	0,96	[m ² /Fenster]
Fassadenfläche	106,66	[m ²]
Oberste Geschoßdecke/Dach	116,10	[m ²]
Erdberührender Fußboden	116,10	[m ²]

Nach (3) können die Kostenfaktoren für thermische Gebäudesanierungen, wie in folgender Tabelle dargestellt, angenommen werden. Für die Materialkosten wird ein Kostenbereich in Abhängigkeit von den verwendeten Materialien angegeben. Es wurde davon ausgegangen, dass die tatsächlichen Materialkosten gleichverteilt in diesem Bereich liegen. Somit wurde für die Bestimmung der durchschnittlichen Kosten der jeweiligen Maßnahme der arithmetische Mittelwert gebildet. Zur Ermittlung der flächenbezogenen Materialkosten (€/m²) ist der Wert aus der Tabelle mit der gewünschten Dämmstärke zu multiplizieren.

Tabelle 2.2: Kosten für Sanierungsmaßnahmen nach (3)

	Materialkosten		Montage- /Gerüstkosten	
Fassade	0,25	[€/mm/m ²]	53,51	[€/m ²]
Oberste Geschoßdecke	0,50	[€/mm/m ²]	26,75	[€/m ²]
Kellerdecke	0,28	[€/mm/m ²]	37,46	[€/m ²]
Fenster (U-Wert 1,2) Kunststoff	362,6	[€/Fenster]	270	[€/Fenster]
Fenster (U-Wert 1,2) Holz/Alu	430,79	[€/Fenster]	280,8	[€/Fenster]

Für Fenster mit einem U-Wert von 0,73 können nach (4) Materialkosten in der Höhe von 418€/m² im Falle eines gedämmten Rahmens und 571€/m² für Fenster mit einem Passivhausrahmen angesetzt werden. Daher wurden für die Kosten eines solchen Fensters 494,5 €/m² angenommen, was dem Mittelwert der beiden zuvor angegebenen Preisen entspricht.

Nach einer Experteneinschätzung, welche von Kollegen aus Großschönau erhoben wurde, liegen die Kosten einer kontrollierten Wohnraumlüftung mit Wärmerückgewinnung für das betrachtete

Musterhaus zwischen 6.000 € und 7.000 € inklusive aller Materialien und Montage. Daher werden Kosten in der Höhe von 6.500 € angenommen.

Die wirtschaftliche Bewertung wird für eine Sanierungsrate von 3% p.a. (das entspricht 12 Gebäuden pro Jahr) durchgeführt.

Als Lebensdauer werden 40 Jahre für diese Maßnahme angenommen.

2.1.1. Moderate Sanierung

Um den Energieverbrauch auf unter 100 kWh/m²a zu reduzieren, wird folgende Vorgehensweise definiert. Bei einem Wärmebedarf über 100 kWh/m²a werden Sanierungsmaßnahmen gesetzt, welche diesen unter den Grenzwert senken. Sofern der Energiebedarf für die Wärmebereitstellung bereits unter diesem Wert liegt, werden keine Maßnahmen durchgeführt. Insgesamt werden somit 300 Gebäude saniert (2).

In der folgenden Tabelle sind die Dämmstärken nach (2) und die dadurch ermittelten Kosten für die moderate Sanierungsmaßnahme am Musterhaus dargestellt. Demnach betragen die Kosten 41.500 € pro Sanierung.

Tabelle 2.3: Dämmstärken sowie Kosten der moderaten Sanierung

	Dämmstärke	Kosten
Fassade	130 [mm]	9174 [€]
Oberste Geschoßdecke	110 [mm]	9491 [€]
Kellerdecke	60 [mm]	6299 [€]
Fenster	-	16647 [€]
	Summe	41611 [€]
	Kosten Moderate Sanierung	41500 [€]

Die jährliche Energiebedarfsreduktion pro Gebäude beträgt nach (2) durchschnittlich 28.312 kWh/a bei einer Ausbaurate von 3 %/a (12 Gebäude pro Jahr).

2.1.2. Ambitionierte Sanierung

In diesem Fall wird ein Wärmebedarf von unter 50 kWh/m²a umgesetzt. Daher wird, sofern der aktuelle Verbrauch mehr als 50 kWh/m²a beträgt, eine Sanierung durchgeführt, welche diesen unter den Grenzwert senkt. Andernfalls kommt es zu keiner Maßnahmensetzung. Nach (2) werden somit 352 Gebäude saniert. Bei dieser Sanierungsvariante müssen sowohl eine Wohnraumlüftung mit Wärmerückgewinnung als auch Fenster mit einem geringeren U-Wert vorgesehen werden.

In Tabelle 2.4 sind die Dämmstärken und die dadurch ermittelten Kosten für die ambitionierte Sanierungsmaßnahme am Musterhaus dargestellt. Demnach betragen die Kosten für die Sanierung eines Gebäudes 62.000 €.

Tabelle 2.4: Dämmstärken sowie Kosten der ambitionierten Sanierung

	Dämmstärke	Kosten
Fassade	260 [mm]	12640 [€]
Oberste Geschoßdecke	210 [mm]	15296 [€]
Kellerdecke	150 [mm]	9225 [€]
Fenster	-	18113 [€]
Wohnraumlüftung	-	6500 [€]
	Summe	61774 [€]
	Kosten ambitionierte Sanierung	62000 [€]

In diesem Szenario wurde eine durchschnittliche jährliche Energiebedarfsreduktion von 36.673 kWh/a pro Gebäude für eine Ausbaurate von 3 %/a (12 Gebäude pro Jahr) bestimmt (vgl. (2)).

2.2. Heizkesseltausch

Der Tausch des Heizkessels wird nach Erreichen der Lebensdauer von 20 Jahren, gereiht nach dem Alter dieser, durchgeführt. Dieser wird allerdings nicht in der wirtschaftlichen Bewertung berücksichtigt, da es sich hierbei um eine Investition handelt, welche jedenfalls zu tätigen ist und bei vorhandener Holzheizung keine zusätzliche CO₂-Einsparung erwirkt werden kann.

In nachfolgender Abbildung ist der Verlauf der Anzahl der Heizkesseltausche dargestellt.

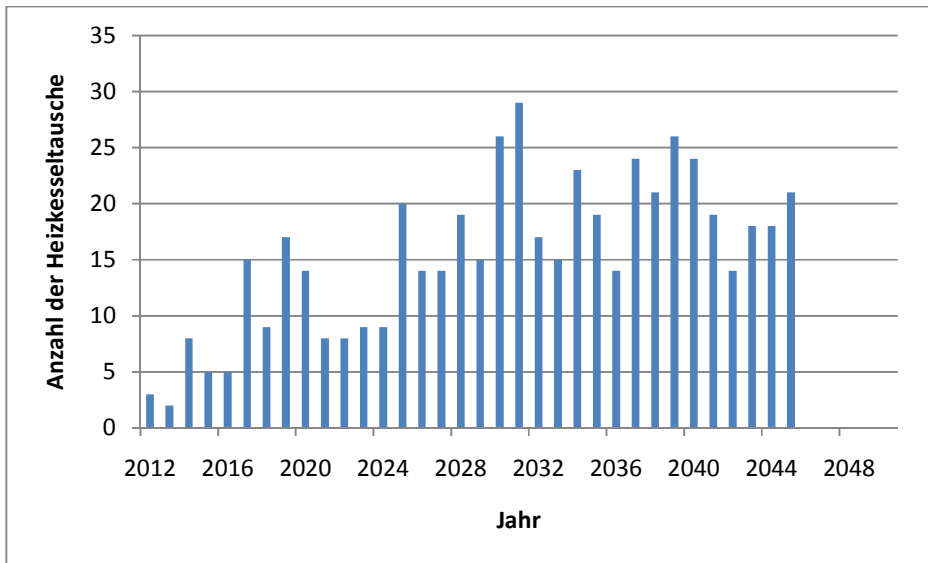


Abbildung 2.1: Verlauf der Anzahl der Heizkesseltauasche (2)

2.3. Solarthermie

Ein weiteres Szenario bewertet die Reduktion des Wärmebedarfs und somit auch der CO₂-Emissionen durch Installation einer solarthermischen Anlage.

Jene Gebäude welche über eine ausreichend große nutzbare Dachfläche verfügen, werden mit einer solchen Anlage ausgestattet. Diese soll eine Kollektorfläche von mindestens 16 m² aufweisen. Bei mehr als 4 Bewohnern eines Hauses wird eine Größe von 4 m² pro Einwohner gewählt. Die Anlage wird sowohl zur Warmwasseraufbereitung als auch zur Heizungsunterstützung eingesetzt. Für dieses Szenario werden zwei unterschiedliche Ausbauraten betrachtet. Es wird entweder bei der Hälfte aller oder bei sämtlichen Installationen eines neuen Heizkessels eine Anlage für das entsprechende Gebäude errichtet.

Für die Kosten von solarthermischen Anlagen zeigt sich ein sehr divergentes Bild. In einem Marktbericht des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie (5) wird ein Systempreis von 810 – 980 € pro kW thermische Leistung angegeben. Dieser Preis beinhaltet allerdings weder Montage noch Mehrwertsteuer. In einem weiteren Bericht mit dem Titel „Financing Renewable Energy in the European Energy Market“, welcher im Jänner 2011 veröffentlicht wurde, wird für Kollektorflächen zwischen 5 und 10 m² ein Systempreis von 900 – 930 €/m² konstatiert (6). Für größere Anlagen mit ungefähr 50 m² Kollektorfläche werden Preise zwischen 540 und 560 €/m² angegeben (6). Außerdem wurden aktuelle Preise eines Anbieters (7) erhoben welche an die Gegebenheiten des Musterhauses angepasst sind und als Basis für die Bewertungen dienen. Diese belaufen sich für Kollektorflächen zwischen 15,72 und 20,96 m² auf 418

– 439 €/m² und beinhalten neben den Wannenkollektoren mit Aufständerung auch einen Hygieneschichtspeicher, eine Steuerung, einen Brauchwassermischer, eine Solarrücklaufpumpengruppe sowie ein Ausdehnungsgefäß. Dieser Systempreis beinhaltet allerdings auch keine Montage, Verrohrung und Verkabelung. Für die Montage sowie die fehlenden Materialien wurde auf Basis der Abrechnung eines privaten Projektes ein Aufschlag von 40% angenommen. Damit ergibt sich ein Gesamtpreis von 600 €/m², welcher als Basis für die Berechnungen angesetzt wird.

Die Betriebskosten für solarthermische Anlagen werden nach (6) mit 5-15€/m²a angegeben. Es werden daher Kosten in der Höhe von 7,5€/m²a für die Bewertung angenommen.

Für dieses Szenario wird, aufgrund der Ausgereiftheit dieser Technologie, keine Kostendegression in den Berechnungen berücksichtigt.

Für solarthermische Anlagen wird von einer Lebensdauer von 25 Jahren ausgegangen. Der Energieertrag nach (8) beträgt 270 kWh/m²*a. Die Bewertung wurde, auf Basis von Erfahrungswerten in der betrachteten Modellregion (2), mit einem Ertrag von 300 kWh/m²*a durchgeführt.

2.4. Photovoltaik

In diesem Szenario wird die Strombedarfsreduktion durch Photovoltaik betrachtet und wirtschaftlich bewertet werden.

Jedes der Gebäude, welches nach Installation einer solarthermischen Anlage noch über ausreichend nutzbare Dachfläche verfügt, wird mit einer Photovoltaikanlage mit 3 kWp Spitzenleistung in Netzparallelbetrieb ausgestattet werden. Es werden 4 verschiedene Ausbauraten betrachtet: 5, 10, 15 und 20 Anlagen pro Jahr.

In Tabelle 2.5 sind die Ergebnisse der Kostenrecherche dargestellt.

Tabelle 2.5: Investitionskosten Photovoltaik

Bezeichnung	Spitzenleistung	Investitionskosten
(9)	2,88 [kWp]	2.670,14 [€/kWp]
(9)	3,84 [kWp]	2.601,56 [€/kWp]
(10)	3,00 [kWp]	3.606,67 [€/kWp]
(5)	1,00 [kWp]	4.216,00 (exkl. MWST) [€/kWp]
(5)	5,00 [kWp]	3.676,00 (exkl. MWST) [€/kWp]
(5)	10,00 [kWp]	3.233,00 (exkl. MWST) [€/kWp]
(6)	- -	2.950,00 bis 4.750,00 [€/kWp]

Bei den Kosten von Photovoltaikanlagen zeigt sich die rasante Marktentwicklung deutlich in den aktuellsten Preisen. Bei diesen handelt es sich um Komplettpaketpreise die für Anlagen, welche für den Netzparallelbetrieb ausgelegt sind und deren Installation gelten, sofern keine erschwerenden Umstände hinzukommen ((9), (10)). Diese Investitionskosten liegen deutlich unter denen des Marktberichts (exkl. MWST) des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie aus dem Jahr 2010 (5). Im Bericht „Financing Renewable Energy in the European Energy Market“ wird ein sehr großer Bereich angegeben, in welchem nahezu sämtliche Preise liegen (6). Um einen möglichst aktuellen Preis für Photovoltaikanlagen zu erhalten, wurden diese Komplettpaketpreise herangezogen und daraus der Mittelwert gebildet. Hieraus ergeben sich Investitionskosten in der Höhe von 2.959,46 €/kWp. Für die weiteren Berechnungen werden daher Kosten in der Höhe von 3.000 €/kWp angesetzt. Eine Anlage mit einer Spitzenleistung von 3 kWp kostet somit 9.000 €.

Nach den Ergebnissen des Schlussberichts der „Enquete-Kommission Nachhaltige Energieversorgung“ (zitiert nach (11)) kann in den nächsten Jahrzehnten mit jährlichen Preisreduktionsraten zwischen 1,2 und 6,7% gerechnet werden (siehe Tabelle 2.6).

Tabelle 2.6: Jährliche Kostenreduktionsrate Photovoltaik (11)

Zeitraum	Jährliche Reduktionsrate
2010-2020	6,7%
2020-2030	3,5%
2030-2040	1,6%
2040-2050	1,2%

Zufolge der jährlichen Kostendegression von über 15% zwischen 2008 und 2010 (5) können die in der Tabelle dargestellten Reduktionsraten als konservative Schätzung klassifiziert werden und dienen daher als Basis für die Berechnungen.

Die Betriebskosten für PV-Anlagen liegen nach (6) bei 30-42€/kWp*a. Diese werden daher mit 36€/kWp*a angesetzt.

Da ein Großteil der Hersteller auf PV-Module eine Leistungsgarantie gibt, bei der nach 25 Jahren eine Wirkungsgradreduktion von maximal 20% gewährleistet wird, wird eine Lebensdauer von 25 Jahren für die Bewertungen angesetzt.

Weiters wird, aufgrund von Erfahrungswerten in der Region (2), ein jährlicher Energieertrag von 1000 kWh/kWp*a betrachtet, um die Einsparungen bzw. Einnahmen zu ermitteln. Dies lässt sich durch den in (8) angegebenen Ertrag von 950 kWh/kWp*a fundieren.

2.5. Elektro-PKW

Bei diesem Szenario wird der Einfluss vom Austausch fossil betriebener PKW durch Elektro-PKW untersucht. Hierbei wird eine ansteigende Rate beginnend mit 1 PKW pro Jahr betrachtet. Der Anstieg der Anschaffungsrate beträgt 1 PKW/a. Somit werden 2013 zwei fossil betriebene PKW durch Elektro-PKW ersetzt. Aufgrund der angenommenen Lebensdauer von 10 Jahren führt dies, nach Erreichen dieser für die ersten Fahrzeuge (2022), zu einer konstanten Neuanschaffungsrate von 10 PKW pro Jahr. Die Differenz zur Anschaffungsrate kommt durch den erneuten Erwerb von Elektrofahrzeugen, deren Ende der Lebensdauer erreicht ist, zustande.

Für die Investitionskosten eines Elektro-PKWs im Jahr 2012 werden 37.500 € angesetzt, was den Kosten des „Nissan Leaf“ entspricht (12). Für die zukünftige Entwicklung dieses Preises wurden anhand der Prognosen für die Preisentwicklung für das Jahr 2020 und 2030 aus (13) die jährliche Kostendegression ermittelt. Hierzu wurde von abschnittsweise konstanten Preissenkungsraten über 10 Jahre ausgegangen. Um den Verlauf nach 2030 zu bestimmen, wurde die prozentuelle Änderung der Kostendegression zwischen 2010 und 2030 weitergeführt. In nachfolgender Tabelle sind die Ergebnisse dieser Berechnungen dargestellt, wobei sich die Kostendegression auf den Zeitraum vom Jahr der Zeile darüber bis zu dem Jahr in dem diese eingetragen ist bezieht.

Tabelle 2.7: Zukünftige Kostenentwicklung Elektro-PKW (13)

Jahr	Preis Elektro-PKW nach (13)	Ermittelte Kostendegression
2010	35.055 [€]	
2020	24.111 [€]	3,67%
2030	22.248 [€]	0,80%
2040	Schätzung weitere Kostenabnahme	0,17%
2050	Schätzung weitere Kostenabnahme	0,04%

Aufgrund der Tatsache, dass die aktuellen Kosten eines Elektro-PKW deutlich über jenen des Jahres 2010 liegen (13), wurde innerhalb der ersten 10 Jahre eine geringere Kostendegression in der Höhe von etwa 1,8% angesetzt, welches der halben Reduktionsrate aus (Quelle) entspricht.

Da bei diesem Szenario der Tausch eines fossil betriebenen Fahrzeugs durch ein Elektrofahrzeug betrachtet wird, ist für die Investitionskosten der Maßnahme die Differenz der Preise anzusetzen. Der Preis eines vergleichbaren fossil betriebenen Fahrzeugs wurde nach (13) mit 21.560€ für den gesamten Betrachtungszeitraum angenommen.

Außerdem wird in diesem Szenario der finanzielle Nutzen durch Treibstoffeinsparung berücksichtigt. Hierzu werden die Verbrauchsdaten der fossil betriebenen PKW den Durchschnittswerten der

Gemeinde Großschönau gleichgesetzt. Die jährliche Kilometerleistung beträgt ungefähr 14.500 km/a und der durchschnittliche Verbrauch liegt bei 6,9 l/100km (2).

Der Verbrauch des elektrisch betriebenen Fahrzeugs wird mit 15 kWh/100km angesetzt.

Ebenso berücksichtigt werden die steuerlichen Einsparungen durch Wegfallen der Kfz-bezogenen Steuer. Diese betragen für ein Fahrzeug der Leistungsklasse des „Nissan Leaf“ 369,6 €/a (14) und werden daher mit 350€/a angenommen. Da dem Staat bei einer hohen Durchdringung der Elektromobilität durch die Steuervorteile (sowohl für den Treibstoff als auch durch die Kfz-bezogene Steuer) enorme Einnahmen entgehen würden, wird angenommen, dass diese Einsparungen ab 2025 wegfallen.

Um die Steuern, welche für fossil betriebene PKW zufolge der Treibstoffbesteuerung anfallen, in einen adäquaten Steuersatz für den Bezug von Strom zur Ladung von Elektro-PKW zu überführen, wurde folgender Ansatz gewählt:

Als Basis der Berechnung wird davon ausgegangen, dass die Höhe der Steuer, welche für das Zurücklegen einer beliebigen Wegstrecke eingehoben wird, im Falle des Elektro-PKW denselben Betrag annimmt wie für fossil betriebene PKW. Nach (15) beläuft sich der Steueranteil für Benzin derzeit auf 0,515 €/l. Bei einem Verbrauch von 0,069 l/km führt dies zu einer Besteuerung von 3,55 €/Ct/km. In Kombination mit dem angenommenen Verbrauch eines Elektro-PKW von 0,15 kWh/km erhält man somit einen Steueranteil von 23,69 €/Ct/kWh ab 2025.

2.6. Energiekosten und CO₂-Emissionsfaktoren

In diesem Kapitel werden die Energiekosten der verschiedenen Energieformen sowie deren voraussichtlich zukünftige Entwicklung dargestellt, welche als Basis für die Kosteneinsparungen der Maßnahmen herangezogen werden. Weiters werden zu jeder der Energieformen auch die erhobenen CO₂-Emissionsfaktoren dargestellt.

2.6.1. Strom

Da die überwiegende Mehrheit der Bewohner Großschönaus (91%) den Strom zum Tarifmodell „EVN Optima Strom“ bezieht, wird der Tarif „EVN Optima Strom midi“ für die Bewertung des verbrauchten bzw. eingesparten Stroms herangezogen. Strombezugseinsparungen kommen beispielsweise durch den Eigenverbrauch des solar erzeugten Stroms zustande. Nach (16) belaufen sich die Kosten in diesem Fall auf 16,9824 €/Ct/kWh. Der durch die PV-Anlagen eingespeiste Strom (entspricht der Erzeugung weniger dem Eigenverbrauch) liefert unter dem Tarifmodell „EVN Optima SonnenStrom“ innerhalb der ersten 10 Jahre einen Ertrag von 9,4716 €/Ct/kWh brutto (17). Nach Ablauf dieses Zeitraums kann der eingespeiste Strom lediglich zum Marktpreis verkauft werden. Dieser beträgt nach (18) 6,276 €/Ct/kWh brutto.

In Tabelle 2.8 ist der Strompreisverlauf für den Zeitraum 2003 bis 2010 nach (19) dargestellt sowie dessen ermittelter jährlicher Anstieg.

Tabelle 2.8: Strompreisverlauf nach (19)

Jahr	Netto	Energieabgabe	Mwst	Brutto	Anstieg
2003	0,09 [€/kWh]	0,02 [€/kWh]	0,02 [€/kWh]	0,13 [€/kWh]	-
2004	0,1 [€/kWh]	0,02 [€/kWh]	0,02 [€/kWh]	0,14 [€/kWh]	7,69%
2005	0,1 [€/kWh]	0,02 [€/kWh]	0,02 [€/kWh]	0,14 [€/kWh]	0,00%
2006	0,09 [€/kWh]	0,02 [€/kWh]	0,02 [€/kWh]	0,13 [€/kWh]	-7,14%
2007	0,11 [€/kWh]	0,02 [€/kWh]	0,03 [€/kWh]	0,16 [€/kWh]	23,08%
2008	0,13 [€/kWh]	0,02 [€/kWh]	0,03 [€/kWh]	0,18 [€/kWh]	12,50%
2009	0,13 [€/kWh]	0,02 [€/kWh]	0,03 [€/kWh]	0,18 [€/kWh]	0,00%
2010	0,14 [€/kWh]	0,02 [€/kWh]	0,03 [€/kWh]	0,19 [€/kWh]	5,56%
				Durchschnitt	5,95%

Wie aus der Tabelle ersichtlich ist, beträgt der durchschnittliche jährliche Strompreisanstieg 5,95%, wobei dieser noch von der Inflation zu bereinigen ist. Diese beläuft sich nach (20) auf durchschnittlich 1,9% in dem angegebenen Zeitraum(2003-2010). Daher wird ein jährlicher Anstieg von 2% für sämtliche Strompreise angenommen.

Als CO₂-Emissionsfaktor wird der lokale Stromemissionsfaktor (LSF) herangezogen. Im Jahr 2012 beträgt dieser 0,403 kg_{CO2}/kWh und weist durch den steigenden Anteil der erneuerbaren Energieträger einen fallenden Verlauf auf, welcher bei den entsprechenden Berechnungen angegeben ist (2).

2.6.2. Wärme

Um die durchschnittlichen Energiekosten für Heizung und Warmwasser in der Gemeinde Großschönau zu bestimmen, wurde der Anteil der einzelnen Primärenergieträger an der gesamten Wärmebereitstellung vom AIT bestimmt. Weiters wurden die Kosten welche durch den jeweiligen Energieträger anfallen durch verschiedene Quellen erhoben und anhand des prozentualen Anteils ein Durchschnittspreis bestimmt. Diese Daten werden in nachfolgender Tabelle zusammengefasst. Da die recherchierten Preise dem Primärenergiepreis entsprechen, wurde für Gas, Holz und Pellets der Endenergiepreis durch einen angenommenen Wirkungsgrad von 90% ermittelt. Für die Wärmebereitstellung durch Strom wurde ein Wirkungsgrad von 100% angenommen. Außerdem wird bei bereits bestehender solarer Wärmebereitstellung von gänzlich abgeschriebenen Anlagen ausgegangen.

Tabelle 2.9: Prozentueller Anteil der Energieträger an der Wärmebereitstellung und ermittelter Durchschnittspreis

Energieträger	Anteil an Wärmebereitstellung	Preis	Quelle
Fossil (Gas)	6,93 %	0,076 [€/kWh]	(21)
Holz	85,95 %	0,043 [€/kWh]	(22)
Pellets	5,48 %	0,053 [€/kWh]	(22)
Strom	0,39 %	0,170 [€/kWh]	(16)
Sonne	1,25 %	0,000 [€/kWh]	Annahme
	Gesamtpreis	0,046 [€/kWh]	Errechnet

Weiters wurden eine jährliche Energiepreissteigerungsrate von 2%/a sowie ein durchschnittlicher Emissionsfaktor von 0,021 kg_{CO2}/kWh (2) angenommen.

2.6.3. Fossiler Treibstoff

In Tabelle 2.10 ist der zeitliche Verlauf des Benzinpreises für die Jahre 2003 bis 2010 nach (19) dargestellt.

Tabelle 2.10: Zeitlicher Verlauf des Benzinpreises (Super 95) nach (19)

Jahr	Benzinpreis	jährlicher Anstieg
2003	0,88 [€/l]	-
2004	0,95 [€/l]	7,95 %
2005	1,03 [€/l]	8,42 %
2006	1,09 [€/l]	5,83 %
2007	1,12 [€/l]	2,75 %
2008	1,21 [€/l]	8,04 %
2009	1,04 [€/l]	-14,05 %
2010	1,19 [€/l]	14,42 %
	Durchschnitt	4,77 %

Der so ermittelte durchschnittliche jährliche Anstieg ist, ebenso wie jener von Strom, inflationsbehaftet und muss daher um diesen Faktor (1,9% vgl. Kapitel 2.6.1.) korrigiert werden. Somit wurde eine Preissteigerungsrate von 2 %/a angenommen. Als Ausgangswert für das Jahr 2012 wurde der Benzinpreis des Jahres 2010 (19) auf Basis der jährlichen Steigerungsrate auf das Jahr 2012 hochgerechnet. Dieser beläuft sich auf 1,306 €/l. Der tatsächliche Preis im März 2012 lag zwar mit ungefähr 1,5 €/l deutlich höher, dies könnte aber auf saisonale Schwankungen zurückgeführt werden. Eine Überprüfung der Validität dieses Wertes kann daher erst durchgeführt werden, sobald statistische Daten des Jahres 2012 vorhanden sind.

2.7. Gap-Analyse

Bei der Gap-Analyse handelt es sich um eine Untersuchung bei der die Kosten der kompletten Kompensierung der verbleibenden CO₂-Emissionen, welche nicht durch die betrachtete Maßnahmensetzung vermieden werden können (dem Gap), bewertet werden. Hierzu wurden zwei unterschiedliche Entwicklungspfade ausgewählt, welche in nachfolgender Tabelle zusammengefasst werden.

Tabelle 2.11: Entwicklungspfade Gap-Analyse (2)

	Entwicklungspfad A	Entwicklungspfad B
Thermische Gebäudesanierung	Moderat	Ambitioniert
Heizkesseltausch	Nach thermischer Sanierung, wenn Heizkessel älter als 20 Jahre ist.	
Thermische Solaranlagen	Bei 50% des Heizkesseltausches	Bei 100% des Heizkesseltausches
Photovoltaikanlagen	10 neue Anlagen zu je 3 kWp pro Jahr	20 neue Anlagen zu je 3 kWp pro Jahr
Elektro-PKW	Anschaffung von je einem Elektro-PKW mehr als im Vorjahr (beginnend mit einem in 2012)	
Stromverbrauchsreduktion	-0,3% pro Jahr	-0,9% pro Jahr
Effiziente PKW	Bis 2050 benötigen alle PKW mit Verbrennungskraftmaschinen nur die Hälfte des Treibstoffes	
Biotreibstoffe	10% der Agrarfläche wird für Biotreibstoffe genutzt	20% der Agrarfläche wird für Biotreibstoffe genutzt

Der nach (2) resultierende Verlauf der Emissionen ist in den nachfolgenden beiden Abbildungen dargestellt.

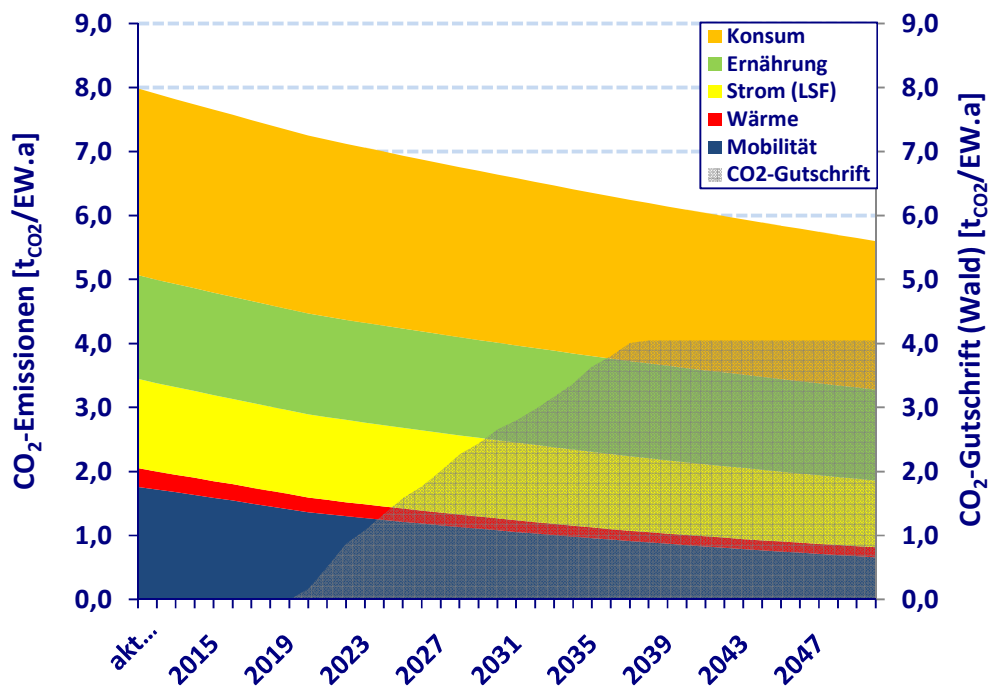


Abbildung 2.2: Verlauf der CO₂-Emissionen sowie der CO₂-Gutschrift durch Wald - Entwicklungspfad A (2)

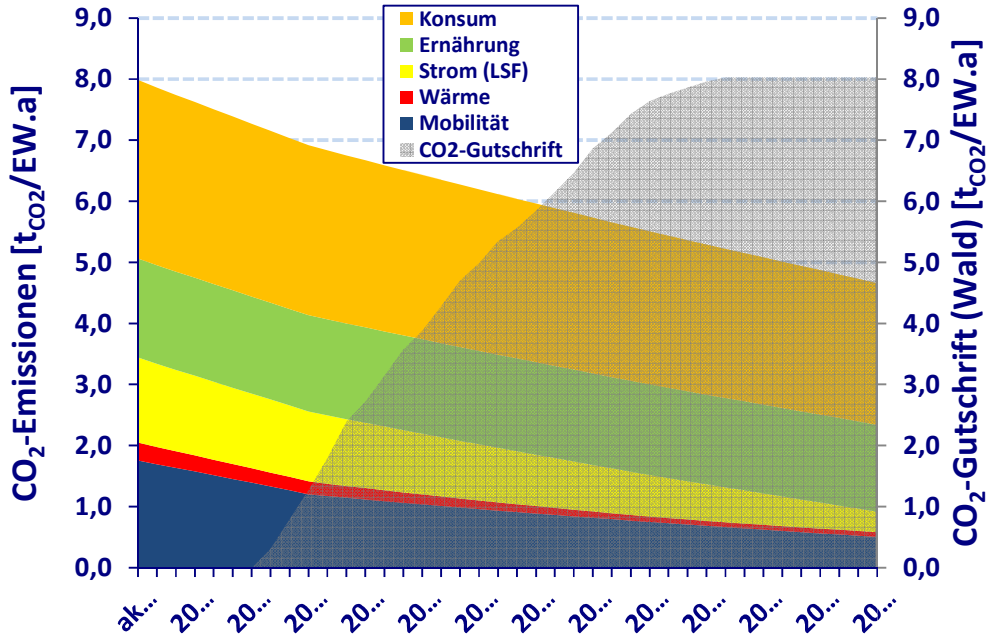


Abbildung 2.3: Verlauf der CO₂-Emissionen sowie der CO₂-Gutschrift durch Wald - Entwicklungspfad B (2)

Der markante Unterschied der beiden Pfade bezüglich der CO₂-Gutschrift stellt einen Sekundäreffekt der Maßnahmenumsetzung zur Energiebedarfsreduktion im Sektor Wärme dar. Aufgrund des, im Vergleich zu Entwicklungspfad A, erheblich reduzierten Energiebedarfs für die Wärmebereitstellung, welche in der betrachteten Gemeinde vorwiegend durch den Einsatz von Holz gedeckt wird, steht im Laufe der Zeit eine immer größere Holzmenge, welche anfangs für die Deckung des Heizenergiebedarfs genutzt wird, für die Bindung von CO₂ zur Verfügung.

Bei dieser Analyse werden schließlich zwei unterschiedliche Mechanismen zur Kompensation der Emissionen betrachtet:

- „Clean Development Mechanism“ (CDM): Bei diesem werden Projekte bzw. Maßnahmen zur CO₂-Vermeidung in Entwicklungsländern umgesetzt und die resultierenden CO₂-Gutschriften verkauft. Solche Projekte können beispielsweise die ländliche Elektrizitätsversorgung durch Photovoltaik-Module beinhalten (23).

Das gesamte Marktvolumen für CDM umfasst nach (24) 1,55 Gt CO₂-Äquivalent bei einem Marktwert von ungefähr 17 Milliarden €. Die durchschnittlichen Kosten betragen demnach ca. 11€/t_{CO2}-Äquivalent

- „Joint Implementation“ (JI): Hierbei werden mit Hilfe von Investitionen und Technologietransfer Projekte umgesetzt, welche entweder die Emissionen der Quellen dieser reduzieren, oder aber die Emissionsbindung der Senken erhöhen (25).
Nach (24) umfasst der Markt für JI Projekte 44 Mt CO₂-Äquivalent welche zu einem Marktwert von 300 Millionen € gehandelt werden. Somit ergeben sich durchschnittliche Kosten in der Höhe von ungefähr 7 €/t_{CO2}-Äquivalent.

3. Methodik

Ziel der wirtschaftlichen Bewertung ist es, die Maßnahmen, welche in den Szenarien definiert wurden, durch ein geeignetes Maß miteinander zu vergleichen. Hierzu muss einerseits der ökologische sowie der finanzielle Nutzen quantifiziert werden, als auch die entstehenden Kosten. Daher werden im Folgenden die Werkzeuge zur energiewirtschaftlichen Bewertung erläutert und im Anschluss daran auf das in dieser Diplomarbeit verwendete Verfahren eingegangen.

3.1. Methoden der energiewirtschaftlichen Bewertung

Man unterscheidet zwei Verfahren zur wirtschaftlichen Bewertung. Einerseits die Annuitätenmethode, bei welcher sämtliche Einnahmen und Ausgaben, die im Laufe der Lebensdauer auftreten, in jährliche Kosten überführt werden und andererseits die Barwertmethode. Bei dieser werden jedwede Einnahmen und Ausgaben über einen Zinsfuß in ein Bezugsjahr transformiert, um diese anschließend korrekt summieren zu können.

3.1.1. Annuitätenmethode

Wie bereits erläutert, werden bei dieser Methode jährliche Kosten bzw. Einnahmen ermittelt. Dazu müssen einmalig zu tätige Investitionen anhand des Zinsfußes in jährliche Kosten überführt werden. Jährlich auftretende Einnahmen, wie Einspeisevergütungen, oder Ausgaben, wie Betriebskosten, können hierbei direkt in die Bewertung einfließen. In nachfolgender Abbildung ist das Verfahren zur Berechnung einer Annuität aus einmalig auftretenden Investitionskosten dargestellt (26).

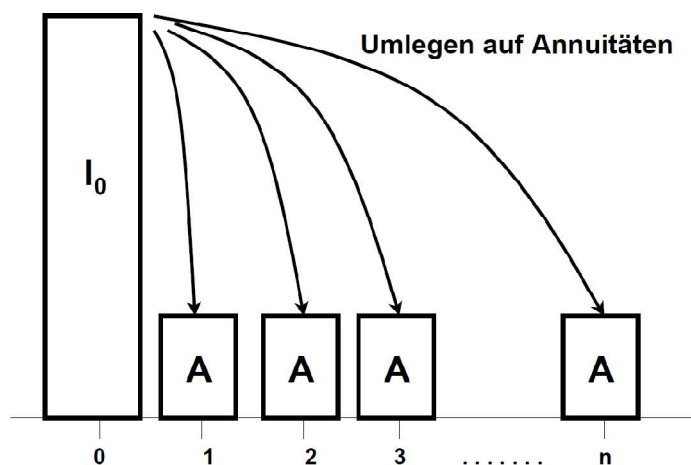


Abbildung 3.1: Annuitätenmethode (26)

Die Annuität A ermittelt sich hierbei nach (26) aus:

$$A = \alpha * I_0$$
$$\alpha = \frac{r * (1 + r)^{LD}}{(1 + r)^{LD} - 1}$$

A... Annuität der Investition I_0 [€/a]

I_0 ... Investitionskosten [€]

α ... Annuitätenfaktor

r... Vergleichszinssatz [%]

LD... Lebensdauer

Durch summieren der Annuität mit den jährlichen Kosten und abziehen der jährlichen Einnahmen lässt sich somit ein jährlicher Kosten-/Nutzenvergleich bestimmen.

3.1.2. Barwertmethode

Bei der Barwertmethode wird eine gegenteilige Vorgehensweise gewählt. Hierbei werden sämtliche Einnahmen bzw. Ausgaben mit Hilfe eines Vergleichszinssatzes in ein frei wählbares Bezugsjahr transformiert, um diese dann direkt summieren zu können. Finanzielle Aufwendungen bzw. Einnahmen, welche nach dem Bezugsjahr zustande kommen, müssen diskontiert werden, da es zu einer Wertminderung kommt. Treten diese jedoch vor dem Bezugsjahr auf, kommt es zu einer Wertsteigerung und somit einer Aufzinsung. In Abbildung 3.2 ist dies grafisch dargestellt (26).

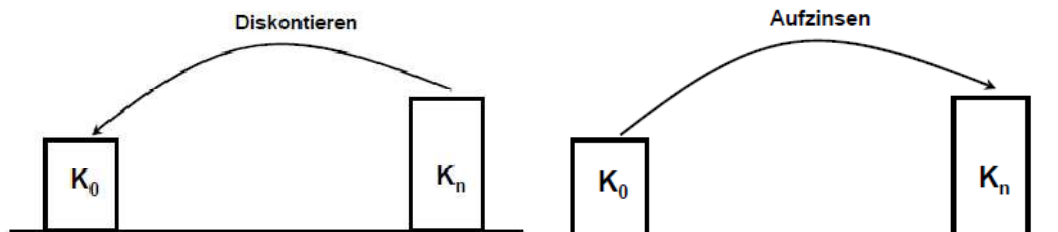


Abbildung 3.2: Diskontieren und Aufzinsen (26)

Formal lässt sich dieser Zusammenhang nach (26) folgendermaßen darstellen:

Diskontieren:

$$K_0 = \frac{K_n}{(1 + r)^n}$$

Aufzinsen:

$$K_n = K_0 * (1 + r)^n$$

3.2. Verfahren zur Kosten-Nutzen-Analyse der unterschiedlichen Maßnahmen

Um die einzelnen Maßnahmen miteinander zu vergleichen, ist es nötig eine Kosten-Nutzen-Analyse durchzuführen. Dies wird über die CO₂-Emissionsreduktionskosten bewerkstelligt. Hierbei wird der gesamte Barwert einer Anlage bestimmt und auf die CO₂-Emissionsreduktion der Anlage bezogen. Der benötigte Nettobarwert setzt sich aus dem Barwert aller Einnahmen weniger dem Barwert aller Kosten zusammen. Dessen Ermittlung wird in nachfolgendem Unterkapitel erläutert. Im Anschluss daran wird auf die weitere Vorgehensweise zur Berechnung der CO₂-Emissionsreduktionskosten anhand eines Beispiels eingegangen. Zuletzt folgt eine Erläuterung der Gap-Analyse.

3.2.1. Berechnung des Gesamtbarwertes

Um die Betriebskosten und die Einsparungen einer Anlage über die gesamte Lebensdauer dieser zu ermitteln, wurde das in Abbildung 3.3 dargestellte Verfahren angewendet. Hierbei werden die Kosten und Einnahmen anhand der Barwertmethode entsprechend dem Jahr in dem Sie auftreten diskontiert und jeweils zu einem gesamten Barwert kumuliert. Hierbei ist allerdings zu beachten, dass sämtliche Beträge auf das Jahr 2012 bezogen werden und somit auch der Barwert für Investitionskosten, welche nicht in diesem Jahr auftreten, ermittelt werden muss.

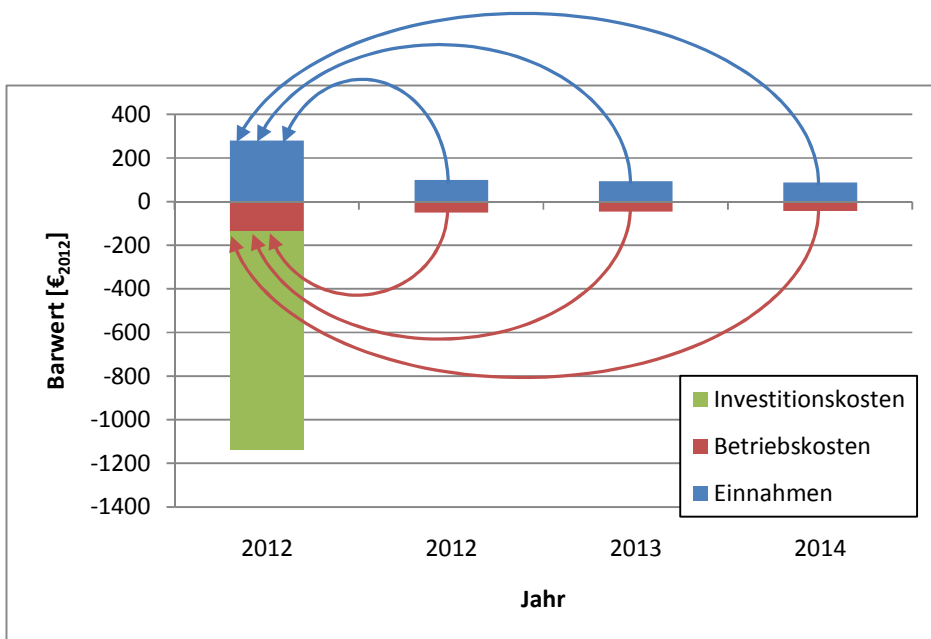


Abbildung 3.3: Methode zur Berechnung des Gesamtbarwertes

Dies führt unter Berücksichtigung der jährlichen Energiepreissteigerungsrate auf folgende formale Zusammenhänge für die unterschiedlichen Barwerte einer im Jahr n errichteten Anlage:

Investitionskosten:

$$K_0 = \frac{I_n}{(1+r)^n}$$

Einnahmen:

$$\begin{aligned} K_0 &= \frac{E * p * (1+z)^n}{(1+r)^n} + \frac{E * p * (1+z)^{n+1}}{(1+r)^{n+1}} + \dots + \frac{E * p * (1+z)^{n+LD-1}}{(1+r)^{n+LD-1}} = \\ &= E * p * \sum_{i=n}^{n+LD-1} \left(\frac{1+z}{1+r}\right)^i = E * p * \left(\frac{1+z}{1+r}\right)^n * \sum_{i=0}^{LD-1} \left(\frac{1+z}{1+r}\right)^i = E * p * \left(\frac{1+z}{1+r}\right)^n * \frac{\left(\frac{1+z}{1+r}\right)^{LD} - 1}{\left(\frac{1+z}{1+r}\right) - 1} \end{aligned}$$

Betriebskosten:

$$\begin{aligned} K_0 &= \frac{BK}{(1+r)^n} + \frac{BK}{(1+r)^{n+1}} + \dots + \frac{BK}{(1+r)^{n+LD-1}} = \\ &= BK * \sum_{i=n}^{n+LD-1} \left(\frac{1}{1+r}\right)^i = BK * \left(\frac{1}{1+r}\right)^n * \sum_{i=0}^{LD-1} \left(\frac{1}{1+r}\right)^i = BK * \left(\frac{1}{1+r}\right)^n * \frac{\left(\frac{1}{1+r}\right)^{LD} - 1}{\left(\frac{1}{1+r}\right) - 1} \end{aligned}$$

K_0 ... Barwert der Einnahmen/Ausgaben [€₂₀₁₂]

E... Energieertrag [kWh/a]

p... Energiepreis [€/kWh]

z... jährliche Energiepreissteigerungsrate [%/a]

r... Vergleichszinssatz [%/a]

n... Jahr der Anschaffung [a]

LD... Lebensdauer der Anlage [a]

BK... Betriebskosten der Anlage [€/a]

I_n ... Investitionskosten der im Jahr n errichteten Anlage [€]

Der Nettobarwert ergibt sich folglich aus dem Barwert der Einnahmen weniger den Barwerten der Betriebskosten und Investitionskosten.

3.2.2. Berechnung der CO₂-Emissionsreduktionskosten

Werden schließlich die CO₂-Vermeidungsszenarien bewertet, so kann, unter Berücksichtigung des zuvor beschriebenen Verfahrens zur Bestimmung der Nettobilanz, ein zeitlicher Verlauf dieser ermittelt werden, wobei die Barwerte (Einnahmen, Ausgaben) der gesamten Anlagen-/Maßnahmenlebensdauer zu berücksichtigen sind. Dies wird in Abbildung 3.4 am Beispiel von PV-Anlagen in Großschönau veranschaulicht. Aus den jährlichen Nettobilanzen wird schließlich der

zeitliche Verlauf der CO₂-Vermeidungskosten ermittelt, indem diese auf die CO₂-Emissionsreduktion über die gesamte Lebensdauer der Anlagen des jeweiligen Jahres bezogen werden - wie Abbildung 3.5 zeigt.

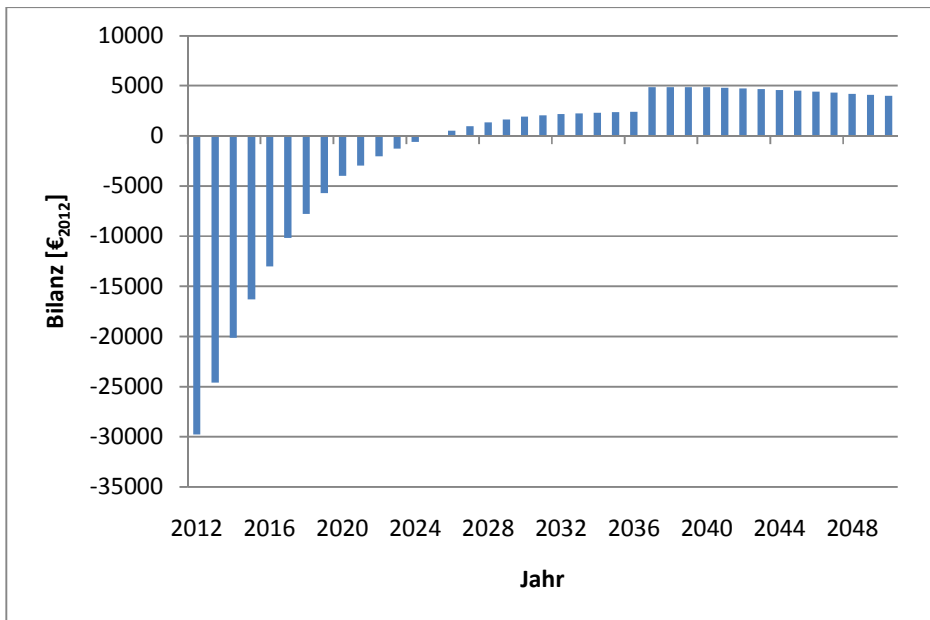


Abbildung 3.4: Zeitlicher Verlauf der Nettobilanzen am Beispiel der PV-Maßnahme

Werden die Bewertungsparameter wie im Kapitel „Datengrundlage für die wirtschaftlichen Bewertungen“ für Großschönau in der Berechnung implementiert, so können ab dem Jahr 2025 Nettogewinne durch den Einsatz von PV-Anlagen erreicht werden. Die damit korrespondierenden CO₂-Vermeidungskosten zeigt die folgende Abbildung für Großschönau.

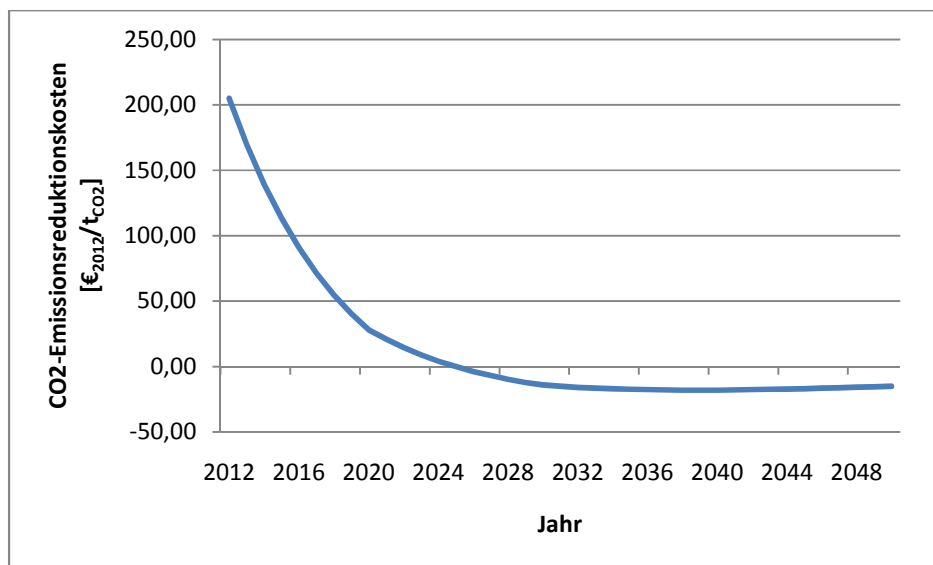


Abbildung 3.5: CO₂-Emissionsreduktionskosten PV-Maßnahme

Werden alle Jahreswerte der Einnahmen-/Ausgabenbilanzen des PV-Szenarios bis 2050 addiert und auf die gesamte erreichbare CO₂ Reduktion bezogen, so resultieren die in Tabelle 3.1 dargestellten Kosten in €/2012/t_{CO2} aus der Sicht der Gemeinde Großschöнау.

Tabelle 3.1: Bewertungsergebnisse der Photovoltaikmaßnahme

		5 Anlagen/Jahr	10 Anlagen/Jahr
CO ₂ -Emissionsreduktion	[t _{CO2}]	7232	12915
Barwert aller Anlagen	[€ ₂₀₁₂]	-54311	-108623
CO ₂ -Emissionsreduktionskosten	[€/2012/t _{CO2}]	7,51	8,41
		15 Anlagen/Jahr	20 Anlagen/Jahr
CO ₂ -Emissionsreduktion	[t _{CO2}]	17051	19638
Barwert aller Anlagen	[€ ₂₀₁₂]	-162934	-217246
CO ₂ -Emissionsreduktionskosten	[€/2012/t _{CO2}]	9,56	11,06

Diese Sichtweise repräsentiert dabei jene Kosten, die aus heutiger Sicht (Jahr 2012) auf die Gemeinde Großschöнау zukommen würden, um die CO₂-Reduktionen des PV-Maßnahmenszenarios finanzieren zu können. Aus Sicht der Anlagenbetreiber zeigt sich, dass bis zum Jahr 2025 ein Nettoverlust für diese entsteht. Dies muss daher in geeigneter Form in die Umsetzungsempfehlungen einfließen.

3.2.3. Parameterabhängigkeiten

Für die Bewertung der Abhängigkeit der Bewertungsergebnisse von den angenommenen Parametern werden die CO₂-Emissionsreduktionskosten jeweils für unterschiedliche Parameterwerte berechnet.

Dies soll am Beispiel der PV-Maßnahme für die Abhängigkeit bezüglich der Strompreissteigerungsrate erläutert werden. Nachfolgende Tabelle zeigt die für unterschiedliche jährliche Zunahmeraten des Strompreises ermittelten CO₂-Vermeidungskosten.

Tabelle 3.2: CO₂-Emissionsreduktionskosten für unterschiedliche Strompreissteigerungsrate PV-Maßnahme

Strompreissteigerungsrate [%/a]	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4
Strompreissteigerungsrate bezogen auf die Grundannahme[%]	50	75	100	125	150	175	200
CO ₂ -Emissionsreduktionskosten [€ ₂₀₁₂ /t _{CO2}]	21,00	14,75	7,51	-0,92	-10,75	-22,26	-35,77

Die so ermittelten Resultate werden nun in einem Diagramm mit einer möglichst akkuraten Trendlinie dargestellt (siehe Abbildung 3.6).

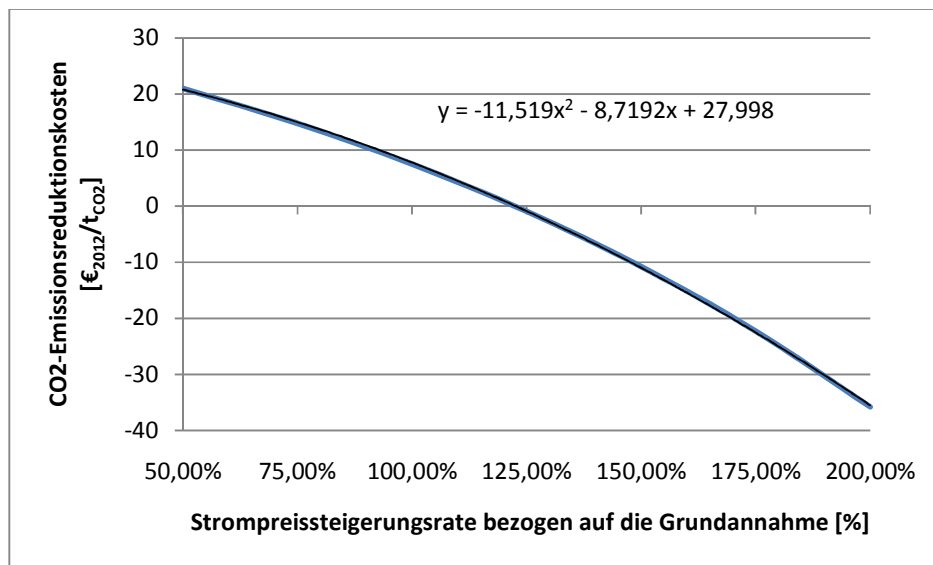


Abbildung 3.6: Sensitivitätsanalyse Strompreissteigerungsrate PV-Maßnahme

Einerseits lässt sich nun anhand des Funktionsanstiegs bestimmen wie stark sich eine Veränderung der Strompreissteigerungsrate auf das Resultat auswirkt und andererseits kann aufgrund der Kurvenform eine Aussage darüber getroffen werden, wie sich der Einfluss des Parameters auf die Ergebnisse für unterschiedliche Parameterwerte verändert.

In dem betrachteten Beispiel beträgt der Funktionsanstieg (erste Ableitung der Funktion):

$$\frac{dy}{dx} = -23,038 * x - 8,7192$$

Setzt man in diese Funktion nun den Wert 1 (entspricht 100%) ein, so erhält man den Anstieg bei einer Strompreissteigerungsrate von 100% der Grundannahme und somit bei 2%/a. Diese Steigung bezieht sich allerdings nicht auf die prozentuelle Änderung, sondern auf eine Änderung des relativen Faktors (0,01 entspricht 1%). Daher muss der so ermittelte Wert noch mit dem Faktor 0,01 multipliziert werden, um den Anstieg bezogen auf eine prozentuelle Änderung der Strompreissteigerungsrate zu erhalten. Im betrachteten Beispiel beträgt der Anstieg bei 100% der Grundannahme $-0,318 (\text{€}_{2012}/\text{t}_{\text{CO}_2})/\%$.

Zu Vergleichszwecken ist es besonders von Interesse, inwiefern sich besagte Parameterabhängigkeit relativ auf die CO₂-Vermeidungskosten der betrachteten Maßnahme auswirkt. Um dies zu bewerkstelligen wird der ermittelte Anstieg im Punkt der Grundannahme auf die CO₂-Emissionsreduktionskosten in diesem Punkt bezogen.

$$\frac{dy}{dx} \left[\frac{\%}{\%} \right] = \frac{\frac{dy}{dx}(x=1)}{y(x=1)} = \frac{-0,318 (\text{€}_{2012}/\text{t}_{\text{CO}_2})/\%}{7,51 (\text{€}_{2012}/\text{t}_{\text{CO}_2})} = -4,23 \frac{\%}{\%}$$

Eine Erhöhung der Strompreissteigerungsrate um 1 % der Grundannahme bewirkt somit eine Senkung der CO₂-Vermeidungskosten um 4,23 % jener Kosten, welche bei den angenommenen Parameterwerten entstehen würden.

Weiters lässt sich für dieses Beispiel festhalten, dass aufgrund der Konkavität der Funktion, der Einfluss einer höheren tatsächlichen Strompreissteigerungsrate stärker wird, je höher diese ist. Für niedrigere tatsächliche jährliche Änderungsraten des Strompreises gilt gegenteiliges.

3.2.4. Gap-Analyse

Für die Gap-Analyse wurden, wie bereits im Kapitel Datengrundlage erörtert, zwei unterschiedliche Entwicklungspfade ausgewählt. Für diese Entwicklungspfade werden nun die Kosten der jeweiligen Maßnahmen sowie die verbleibenden CO₂-Emissionen bestimmt. Anhand der ermittelten CO₂-Emissionen, die trotz Maßnahmensetzung bestehen bleiben, werden die Kosten für eine Kompensierung dieser, durch unterschiedliche sekundäre Maßnahmen (CDM oder JI), bestimmt. Für die Berechnung der Gesamtkosten (Summe aus den Barwerten der Kosten der Maßnahmenumsetzung und CDM bzw. JI) bzw. für einen entsprechenden Vergleich ist es nötig die Barwerte der Kosten für CDM- und JI-Projekte zu bestimmen, da diese zu unterschiedlichen Zeitpunkten auftreten.

In nachfolgender Abbildung wird dies am Beispiel des Entwicklungspfades A in Kombination mit CDM-Projekten veranschaulicht.

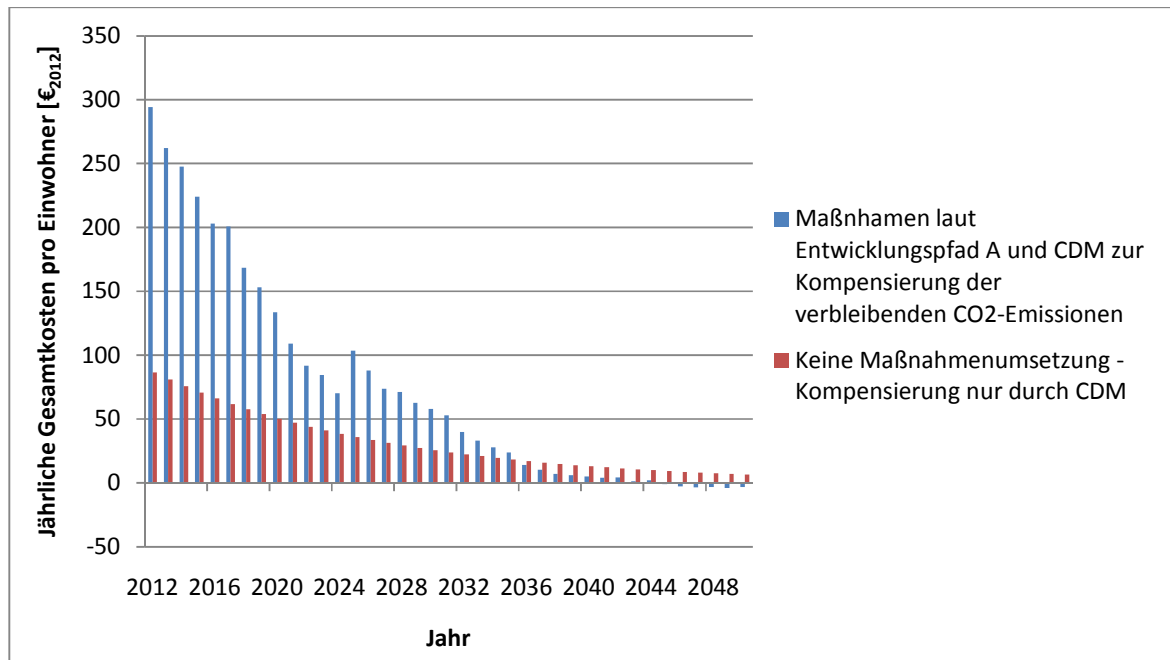


Abbildung 3.7: Gap-Analyse für Entwicklungspfad A

Zur Bestimmung der Werte der blauen Balken wurden hierbei die, in dem jeweiligen Jahr auftretenden Nettobarwerte der für diesen Entwicklungspfad definierten Maßnahmen sowie die Barwerte der Kosten für die Kompensierung der, nach Abbildung 2.2 verbleibenden Emissionen durch CDM-Projekte, summiert.

Die roten Balken stellen hierbei die Barwerte der Kosten dar, welche durch eine Kompensation sämtlicher CO₂-Emissionen durch CDM-Projekte entstehen würden.

Es zeigt sich, dass die Kosten mit Maßnahmenumsetzung zwar anfangs deutlich höher liegen, gegen Ende des Betrachtungszeitraumes (ab 2036) allerdings günstiger werden als die Kosten für eine reine Kompensierung durch CDM-Projekte. Ab 2045 kommt es sogar zu einem negativen Gesamtbarwert und somit zu einem Gewinn, wenn die angenommenen Kostenreduktionen eintreten.

Bildet man nun die Summe aus den jeweiligen Balken, so ergeben sich die Kosten, die für den Entwicklungspfad A über den gesamten Betrachtungszeitraum für die Gemeinde Großschönau anfallen.

In nachfolgender Tabelle sind diese zusammengefasst.

Tabelle 3.3: Ergebnisse der Gap-Analyse für Entwicklungspfad A

	Maßnahmen laut Entwicklungspfad A und CDM zur Kompensierung der verbleibenden CO ₂ -Emissionen	Keine Maßnahmenumsetzung - Kompensierung nur durch CDM
Kosten Maßnahmenumsetzung	2850 k€ ₂₀₁₂	- k€ ₂₀₁₂
Kosten CDM-Projekte	1292 k€ ₂₀₁₂	1746 k€ ₂₀₁₂
Summe	4142 k€ ₂₀₁₂	1746 k€ ₂₀₁₂
Gesamtkosten pro Einwohner	2917 € ₂₀₁₂	1230 € ₂₀₁₂

Wie man sehen kann, erweist sich jene Variante als die finanziell Günstigste, bei welcher die Emissionen lediglich mittels CDM-Projekten kompensiert werden. Im Falle der Maßnahmenumsetzung kommt es allerdings zu einer Reduktion der CO₂-Vermeidungskosten im Laufe der Zeit. Ebenso zu berücksichtigen ist die lokale Wertschöpfung, welche durch die Maßnahmenumsetzung erreicht werden kann. Eine detaillierte Darstellung der Ergebnisse ist in Kapitel 4 sowie eine Diskussion dieser in Kapitel 5 zu finden.

4. Ergebnisse

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Bewertungen der unterschiedlichen Maßnahmenszenarien dokumentiert. Hierbei muss allerdings berücksichtigt werden, dass die gezeigten Resultate anhand der in Kapitel 3 erläuterten Methodik ermittelt wurden und somit nicht nur die aktuelle Situation sondern auch die zukünftige Entwicklung unter den getroffenen Annahmen berücksichtigen. Die Berechnungsergebnisse repräsentieren daher den gesamten Betrachtungszeitraum. Weiters wird eine Sensitivitätsanalyse für jene Parameter durchgeführt, welche maßgeblich durch die Politik sowie die globale Marktentwicklung beeinflusst werden können.

4.1. Photovoltaik

Die Berechnungsergebnisse dieses Maßnahmenszenarios werden lediglich für eine Ausbaurrate von 5 Anlagen pro Jahr angeführt, da es unter abweichenden Ausbauraten nur zu quantitativen Unterschieden kommt. Die restlichen Resultate werden in einer zusammenfassenden Tabelle sowie im Anhang dargestellt. Die in Kapitel 4.1.1 und 4.1.2 gezeigte Tabellen und Diagramme gelten unter der Voraussetzung, dass sämtliche Grundannahmen, welche auf Basis der Datengrundlage (siehe Kapitel 2) getroffen wurden, eintreten. In 4.1.3 werden schließlich die Sensitivitäten bzw. Parameterabhängigkeiten behandelt.

4.1.1. Ergebnisse aus Sicht der Gemeinde

In nachfolgender Abbildung wird der zeitliche Verlauf der Barwerte der Einnahmen, der Betriebskosten sowie der Investitionskosten dargestellt. Der Sprung im Jahr 2037 ist auf den Austausch jener Anlagen zurückzuführen, deren Lebensdauer (25 Jahre) abgelaufen ist.

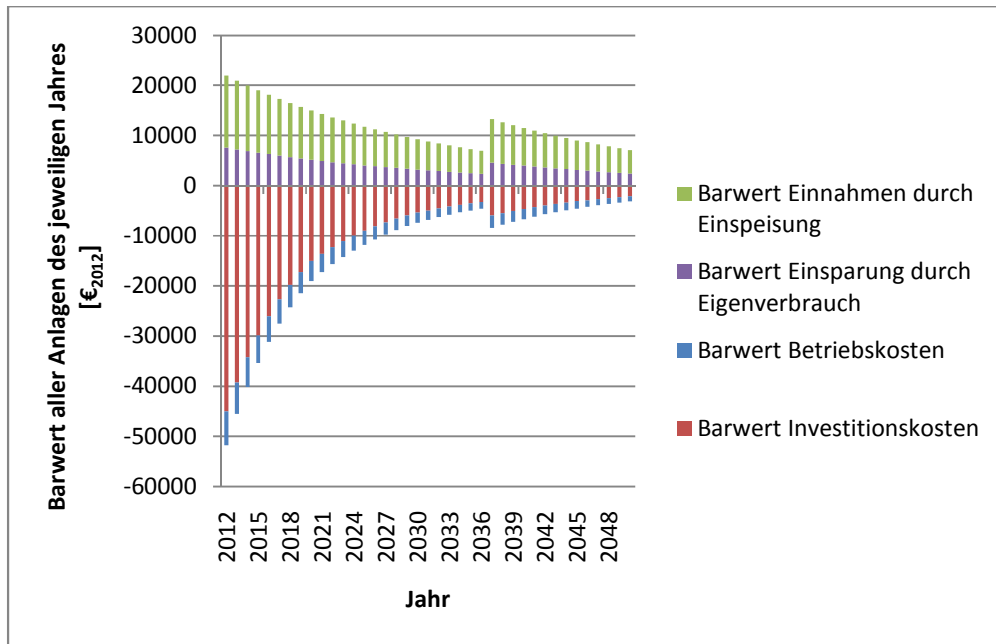


Abbildung 4.1: Barwertverlauf Photovoltaik – 5 Anlagen/Jahr

Wenn nun in jedem Jahr eine Nettobilanz gebildet wird, zeigt sich der in Abbildung 4.2 dargestellte Verlauf.

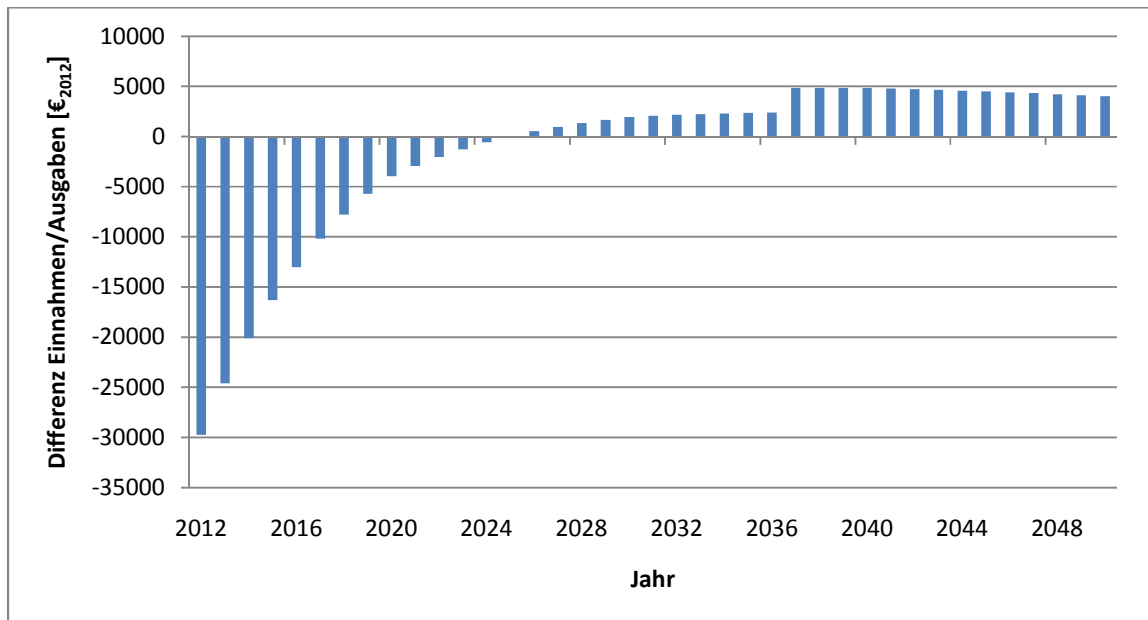


Abbildung 4.2: Verlauf der Nettobilanz Photovoltaik – 5 Anlagen/Jahr

Der Verlauf des lokalen Stromemissionsfaktors (LSF) zufolge des im Laufe der Zeit steigenden Anteils erneuerbarer Energien (durch die PV-Anlagen), welcher ausschlaggebend für die CO₂-Emissionsreduktion ist, wird in Tabelle 4.1 dargestellt.

Tabelle 4.1: Verlauf des LSF Photovoltaik - 5 Anlagen/Jahr (2)

Jahr	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
LSF [kg _{CO2} /kWh]	0,403	0,402	0,400	0,399	0,398	0,396	0,395	0,394	0,393	0,391
Jahr	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
LSF [kg _{CO2} /kWh]	0,390	0,389	0,387	0,386	0,385	0,384	0,382	0,381	0,380	0,379
Jahr	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
LSF [kg _{CO2} /kWh]	0,377	0,376	0,375	0,373	0,372	0,371	0,370	0,368	0,367	0,366
Jahr	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	
LSF [kg _{CO2} /kWh]	0,365	0,363	0,362	0,361	0,359	0,358	0,357	0,356	0,354	

Auf Basis des LSF wurden schließlich die CO₂-Emissionsreduktionen ermittelt und zusammen mit den Ergebnissen aus Abbildung 4.2 kommt es zu folgendem Verlauf der CO₂-Emissionsreduktionskosten aus Sicht der Gemeinde.

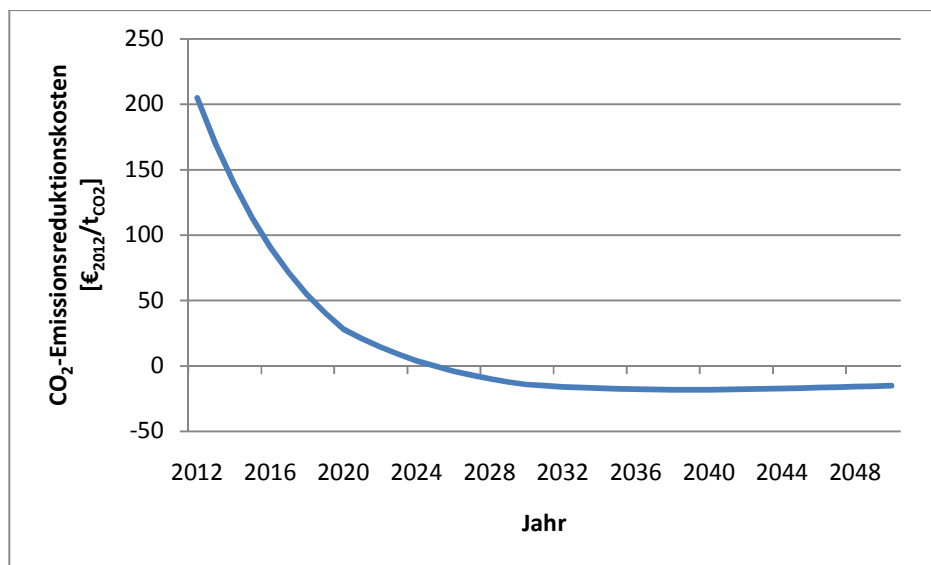


Abbildung 4.3: Verlauf der CO₂-Emissionsreduktionskosten Photovoltaik – 5 Anlagen/Jahr

Es zeigt sich, dass unter den getroffenen Annahmen ab dem Jahr 2025 negative Kosten durch diese Maßnahme entstehen und somit zusätzlich zum ökologischen ebenso ein ökonomischer Nutzen zu verzeichnen ist.

Werden nun sämtliche Nettobilanzen (auf Jahresbasis) zu einem Gesamtbarwert kumuliert und dieser auf die gesamten durch die Maßnahme erreichbaren CO₂-Emissionsreduktionen bezogen, ergeben sich folgende Gesamtkosten pro Tonne vermiedenem CO₂, die durch diese Maßnahme für die Gemeinde entstehen.

Tabelle 4.2: Bewertungsergebnisse der Photovoltaikmaßnahme

		5 Anlagen/Jahr	10 Anlagen/Jahr
CO ₂ -Emissionsreduktion	[t _{CO2}]	7232	12915
Barwert aller Anlagen	[€ ₂₀₁₂]	-54311	-108623
CO ₂ -Emissionsreduktionskosten	[€ ₂₀₁₂ /t _{CO2}]	7,51	8,41
		15 Anlagen/Jahr	20 Anlagen/Jahr
CO ₂ -Emissionsreduktion	[t _{CO2}]	17051	19638
Barwert aller Anlagen	[€ ₂₀₁₂]	-162934	-217246
CO ₂ -Emissionsreduktionskosten	[€ ₂₀₁₂ /t _{CO2}]	9,56	11,06

Die Unterschiede der Gesamtkosten für die betrachteten Ausbauraten lassen sich auf die abweichenden Verläufe des LSF sowie auf die erhöhte Anlagenanzahl ab 2037 zurückführen.

4.1.2. Ergebnisse aus Sicht der Anlagenbetreiber

Aus Gemeindesicht kommt es, wie in vorigem Unterkapitel erörtert, zu einem negativen Gesamtbarwert für die Photovoltaik-Maßnahme. Um nun die Wirtschaftlichkeit für die einzelnen Betreiber der Anlagen zu erörtern, wurde eine weitere Kosten-Nutzen-Analyse durchgeführt.

Hierbei wird für das Jahr 2012 eine Förderung durch den Bund in der Höhe von 1.150 €/kWp bzw. maximal 30% der Investitionskosten berücksichtigt (entspricht der Förderung durch den Klima und Energiefond aus dem Jahr 2011 (27)). Da, nach den Ergebnissen aus 4.1.1, bereits ab dem Jahr 2025 positive Nettobarwerte vorliegen und eine Förderung lediglich bei Unwirtschaftlichkeit zielführend ist, wurde angenommen, dass diese kontinuierlich abnimmt, bis sie schließlich ab genanntem Zeitpunkt wegfällt. In Abbildung 4.4 ist der Verlauf der Nettobarwerte für einzelne Anlagen des jeweiligen Jahres unter Berücksichtigung der Bundessubvention dargestellt.

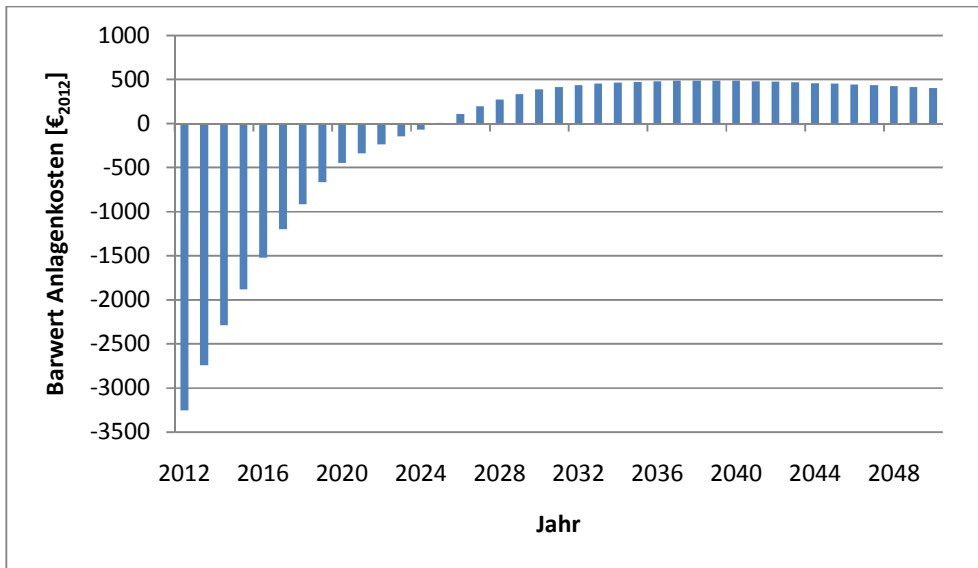


Abbildung 4.4: Verlauf der Nettobarwerte pro Anlage Betreibersicht Photovoltaik - 5 Anlagen/Jahr

Es zeigt sich ein positiver Nettobarwert und somit ein Gewinn ab dem Jahr 2025. Allerdings kommt es auch zu sehr hohen Verlusten für jene Anlagenbetreiber, deren Photovoltaik-Anlage davor errichtet wird.

4.1.3. Parameterabhängigkeiten

Um den Einfluss der angenommenen Kostendegression zu ermitteln, wurde eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Hierbei wurden die gesamten CO₂-Emissionsreduktionskosten für PV-Investitionskostenabnahmen zwischen 50% und 150% der nach (11) angenommenen Degressionen berechnet. Die Ergebnisse dieser Analyse sowie eine polynomische Trendlinie zweiter Ordnung, welche die Sensitivität nahezu perfekt widerspiegelt, sind in Abbildung 4.5 dargestellt.

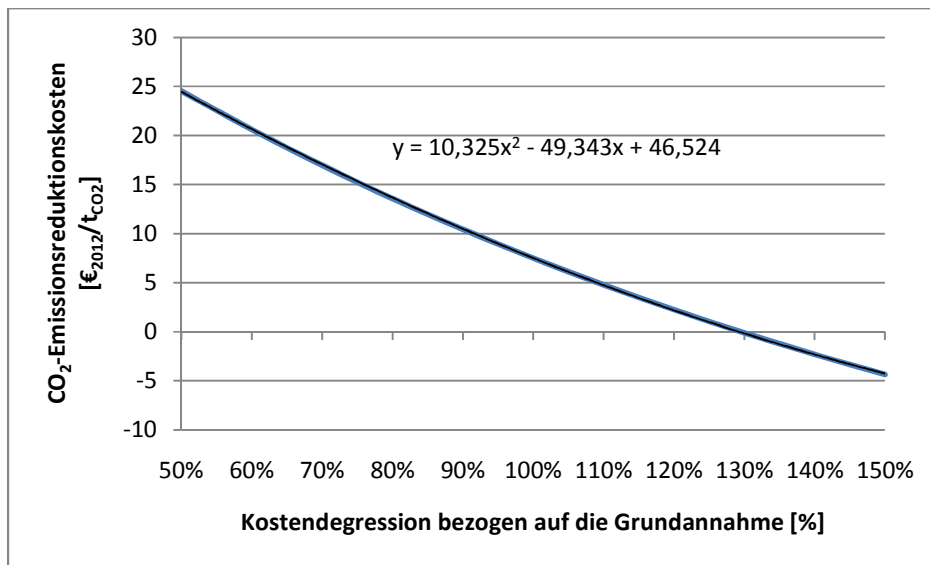


Abbildung 4.5: Sensitivitätsanalyse Kostendegression Photovoltaik - 5 Anlagen/Jahr

Es zeigt sich hier ein konvexer Verlauf mit einem Anstieg von $-0,287$ ($\text{€}_{2012}/\text{t}_{\text{CO}_2}$)/% bei einer Kostendegression von 100% der Grundannahme. Sollte die tatsächliche Kostenreduktion höher liegen als angenommen, kommt es aufgrund der Konvexität daher zu einem geringeren Anstieg der Funktion und somit einem geringeren Einfluss einer weiteren Erhöhung. Für eine niedrigere tatsächliche Preisreduktion gilt Gegenteiliges.

Die Auswirkungen der Strompreissteigerungsrate wurden ebenso durch eine Sensitivitätsanalyse ermittelt. Diese ist in Abbildung 4.6 dargestellt, wobei auf der Abszissenachse die relativen Strompreissteigerungsrate bezogen auf die Grundannahme von 2 %/a abgebildet sind.

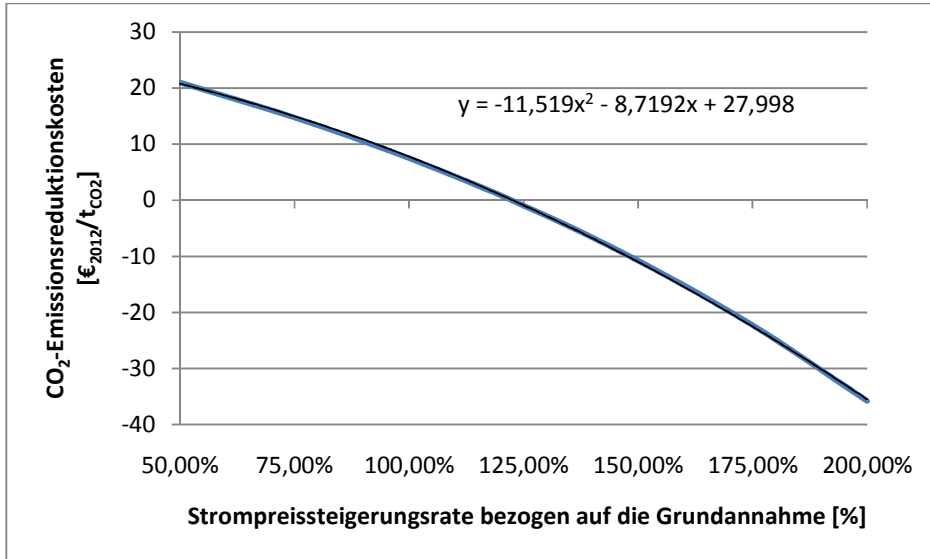


Abbildung 4.6: Sensitivitätsanalyse Strompreissteigerungsrate Photovoltaik - 5 Anlagen/Jahr

In diesem Fall kommt es zu einem konkaven Verlauf mit einem Anstieg von $-0,318$ ($\text{€}_{2012}/\text{t}_{\text{CO}_2}$)/% bei 100% der Grundannahme. Eine Abweichung der tatsächlichen Strompreissteigerungsrate vom angenommenen Wert wirkt sich somit etwas stärker auf die CO₂-Emissionsreduktionskosten aus als dies für die Kostendegression der Fall ist. Aufgrund der Konkavität lässt sich festhalten, dass der Einfluss einer höheren tatsächlichen Strompreissteigerungsrate stärker wird, je höher diese ist.

Eine weitere Sensitivitätsanalyse zeigt den Einfluss der Lebensdauer auf die CO₂-Vermeidungskosten. Diese ist in Abbildung 4.7 dargestellt. Auf der Abszissenachse ist die relative Lebensdauer bezogen auf die Grundannahme von 25 Jahren dargestellt.

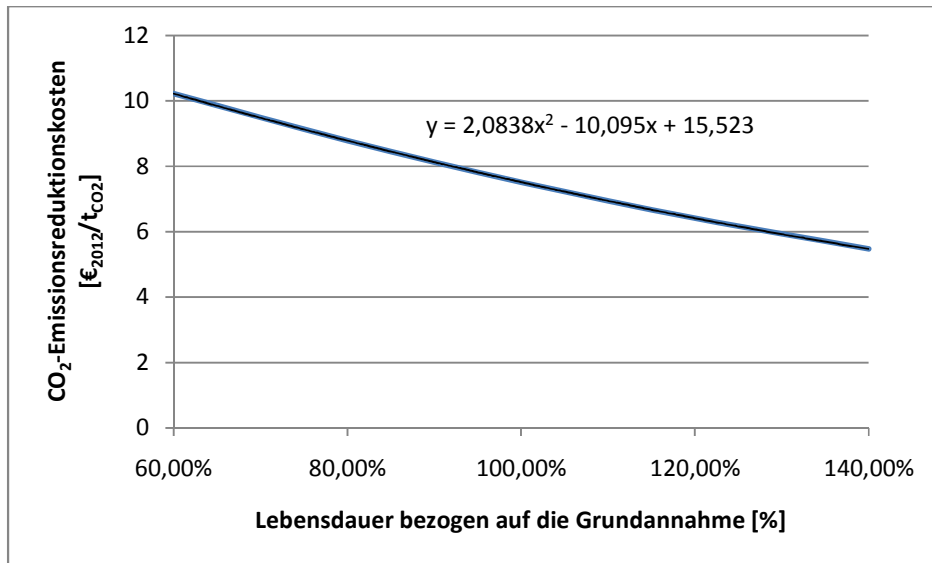


Abbildung 4.7: Sensitivitätsanalyse Lebensdauer Photovoltaik – 5 Anlagen/Jahr

Aufgrund der Konvexität der Funktion sind sämtliche diesbezügliche Schlussfolgerungen, welche für die Sensitivitätsanalyse bezüglich der Kostendegression getroffen wurden, auch für diesen Fall gültig. Der Anstieg der Trendlinie im Punkt bei 100% der Grundannahme beträgt $-0,059$ ($\text{€}_{2012}/\text{t}_{\text{CO}_2}$)/%. Somit ist der Einfluss der Lebensdauer auf die CO₂-Vermeidungskosten deutlich geringer als für die bisher betrachteten Parameter.

In nachfolgender Abbildung ist die Sensitivität der CO₂-Emissionsreduktionskosten bezüglich des gewählten Vergleichszinssatzes dargestellt, wobei auf der Abszissenachse der Zinssatz bezogen auf die Grundannahme von 7% dargestellt ist.

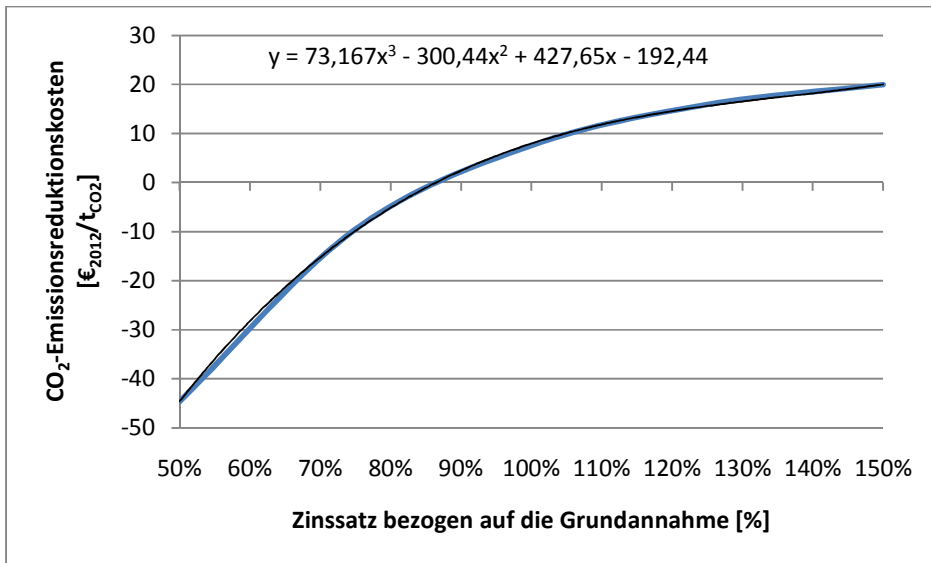


Abbildung 4.8: Sensitivitätsanalyse Zinssatz Photovoltaik – 5 Anlagen/Jahr

In diesem Fall zeigt sich ein Verlauf der nicht mehr durch eine polynomische Funktion zweiter Ordnung nachzubilden ist. Daher wurde eine Trendlinie basierend auf einem Polynom dritter Ordnung gewählt. Diese weist im Punkt der Grundannahme (100%) einen positiven Anstieg von 0,463 (€₂₀₁₂/t_{CO2})/% auf. Verglichen mit den bisher betrachteten Sensitivitäten ist der Einfluss des Zinssatzes daher am Größten. Der positive Funktionsanstieg hat zur Folge, dass eine Erhöhung des Zinssatzes auch zu einer deutlichen Erhöhung der CO₂-Vermeidungskosten führt. Dies lässt sich darauf zurückführen, dass aufgrund der Kostendegression die Investitionskosten im Laufe der Zeit abnehmen und durch die steigenden Strompreise die Einnahmen zunehmen. Daher liefern besonders die Bilanzen am Ende des Betrachtungszeitraums einen wichtigen Beitrag zur Senkung der CO₂-Reduktionskosten. Ein höherer Zinssatz bewirkt aber, dass diese stärker diskontiert werden, wodurch deren Einfluss auf die Gesamtbilanz und somit auf die Kosten zur Vermeidung von CO₂ herabgesetzt wird.

4.2. Solarthermie

Auch für dieses Maßnahmenzenario werden die Ergebnisse anhand einer der beiden betrachteten Ausbauraten (Anlagenbau bei jedem zweiten Heizkesseltausch) dargestellt da lediglich quantitative Abweichungen vorliegen. Die restlichen Resultate werden in einer zusammenfassenden Tabelle dargestellt bzw. sind im Anhang zu finden. In Kapitel 4.2.1 werden die Ergebnisse für die Modellregion Großschönau unter den getroffenen Annahmen (siehe Kapitel 2) dargestellt. Im darauffolgenden Unterkapitel wird die Kosten-Nutzen-Analyse unter der Voraussetzung der Alternativwärmebereitstellung durch Erdgas dargestellt. In Kapitel 4.2.4 folgt zuletzt noch die Diskussion der Parameterabhängigkeiten bzw. Sensitivitäten.

Im Gegensatz zur Gap-Analyse (siehe Kapitel 2.7 & 4.5) werden für die hier dargestellten Ergebnisse die CO₂-Gutschriften zufolge nicht mehr zur Wärmeenergiebedarfsdeckung genutzter Waldflächen nicht berücksichtigt. Können diese angerechnet werden, so kommt es zu erheblich niedrigeren CO₂-Vermeidungskosten für die Gemeinde Großschönau. Allerdings muss dann importiertes Holz in anderen Gemeinden mit entsprechenden Emissionen verknüpft werden.

4.2.1. Ergebnisse für die Gemeinde Großschönau

In Abbildung 4.9 ist der Verlauf der Barwerte für die Einsparungen, Betriebskosten und Investitionskosten aller Anlagen des jeweiligen Jahres, summiert über die gesamte Lebensdauer dargestellt. Da die Anlagen laut Szenariodefinition im Zuge des Heizkesseltausches installiert werden, kommt es zu einem sprunghaften Verlauf. Dieser lässt sich sowohl auf den unregelmäßigen Verlauf der Anzahl der getauschten Heizkessel als auch auf die unterschiedlichen Anlagengrößen zurückführen (siehe Kapitel 2).

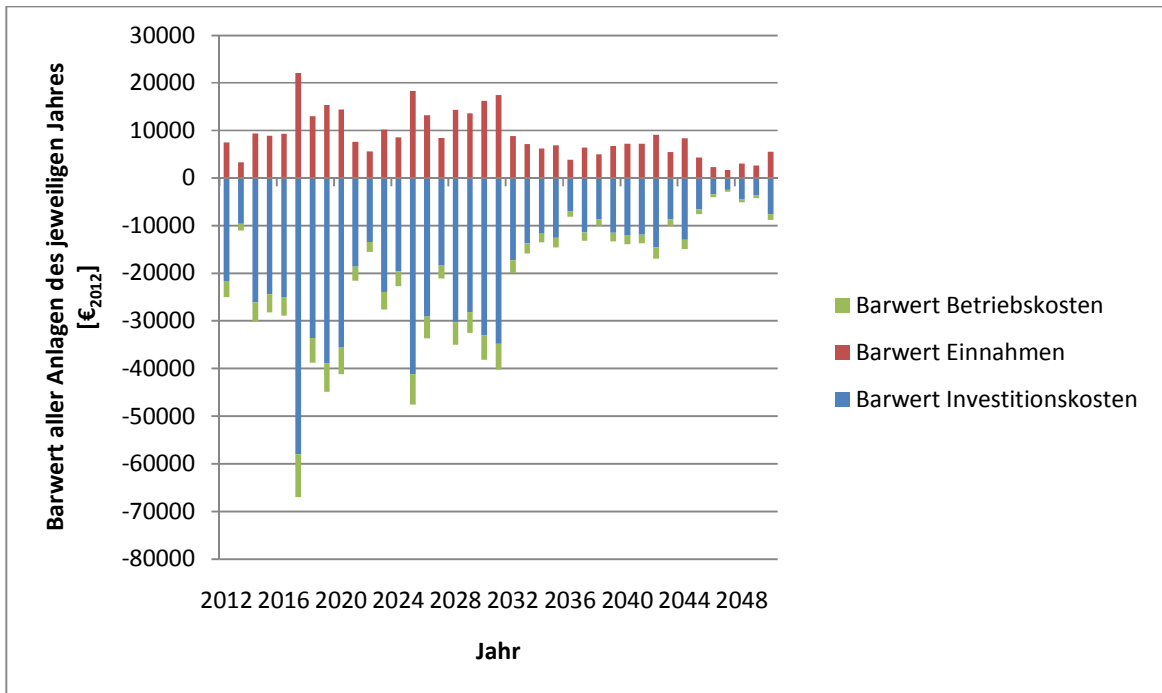


Abbildung 4.9: Barwertverlauf Solarthermie - bei 50% der Heizkesseltausche

Wird nun aus diesen Einnahmen und Ausgaben eine jährliche Bilanz für die Anlagen des jeweiligen Jahres gebildet, zeigt sich das in Abbildung 4.10 dargestellte Bild.

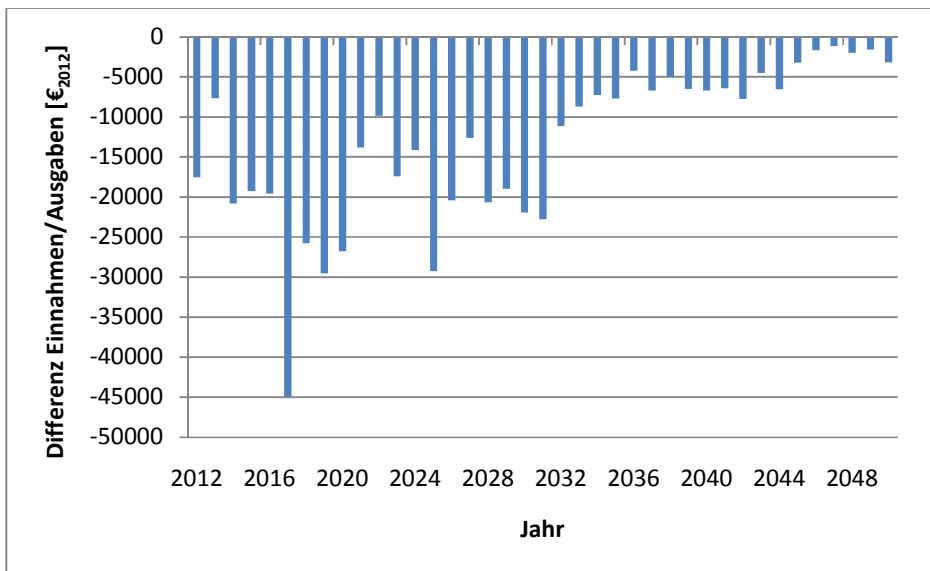


Abbildung 4.10: Nettopresentwertverlauf Solarthermie - bei 50% der Heizkesseltausche

Um einen besseren Einblick in den, unter den getroffenen Annahmen geltenden, Kostenverlauf aus Betreibersicht zu erhalten wurden die Nettobarwerte des jeweiligen Jahres auf die Kollektorfläche der entsprechenden Anlagen bezogen. Das Ergebnis ist in Abbildung 4.11 dargestellt und zeigt, dass die Anlagen im gesamten Betrachtungszeitraum negative Nettobilanzen aufweisen und somit trotz der Einsparungen durch Energieverbrauchsreduktionen zusätzliche Kosten verursachen.

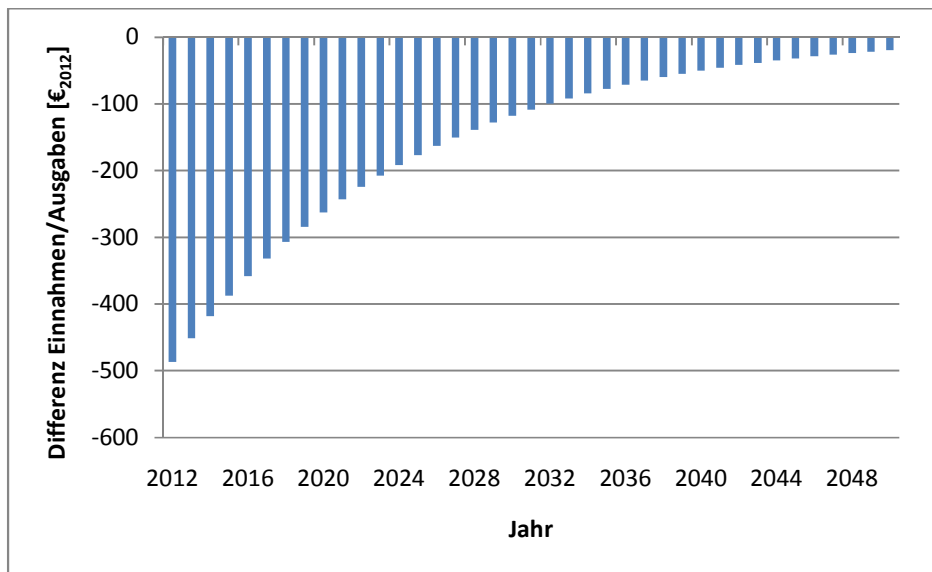


Abbildung 4.11: Nettobarwertverlauf bezogen auf die Fläche der Anlagen Solarthermie - bei 50% der Heizkesseltausche

Dies spiegelt sich auch in den resultierenden CO₂-Vermeidungskosten wider, welche über den gesamten Betrachtungszeitraum positiv bleiben.

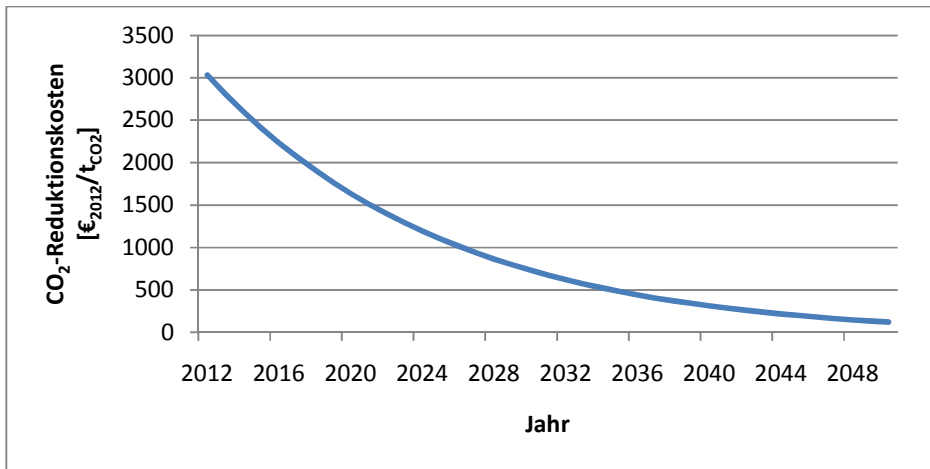


Abbildung 4.12: CO₂-Emissionsreduktionskosten Solarthermie - bei 50% der Heizkesseltausche

4.2.2. Ergebnisse für Wärmebereitstellung durch Erdgas

Aufgrund des hohen Holzanteils in der Wärmebereitstellung der Gemeinde Großschönau wurde ebenso eine Kosten-Nutzen-Analyse für eine alternative Wärmeerzeugung durch Erdgas durchgeführt. Der Verlauf der einzelnen Barwerte ist in nachfolgender Abbildung dargestellt.

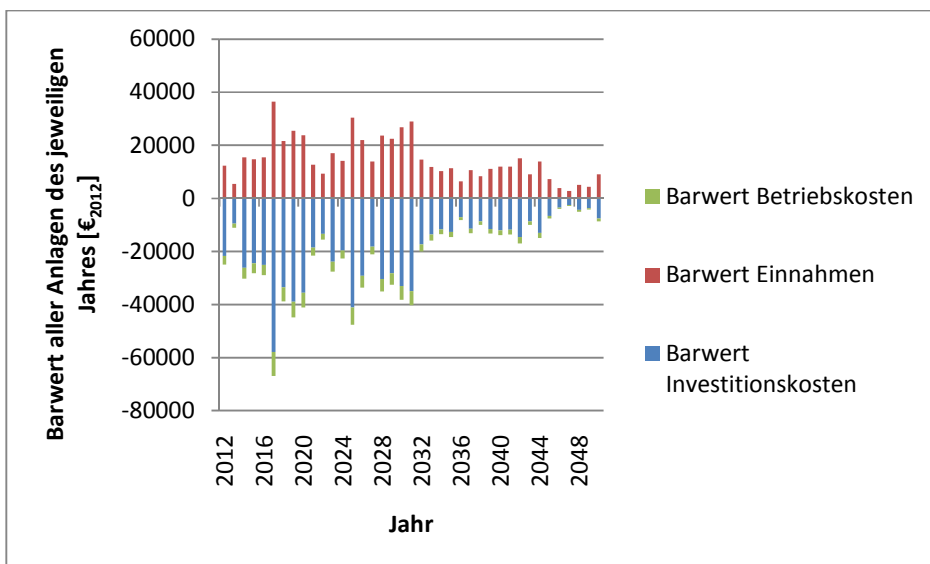


Abbildung 4.13: Barwertverlauf Solarthermie Erdgas - bei 50% der Heizkesseltausche

Hier zeigt sich ein ähnliches Bild wie bei den Berechnungen für die in Kapitel 4.2.1 behandelte Zusammensetzung der Energieträger für die Wärmebereitstellung. Während die Investitions- und

Betriebskosten dieselben Barwerte aufweisen, liegen die Einnahmen durch den etwas höher liegenden Gaspreis über denen der ersten Betrachtung.

Der Verlauf der Nettobilanz des jeweiligen Jahres ist in Abbildung 4.14 dargestellt. Der höhere Preis der Wärmebereitstellung durch Erdgas resultiert in einem positiven Barwert gegen Ende des Betrachtungszeitraumes.

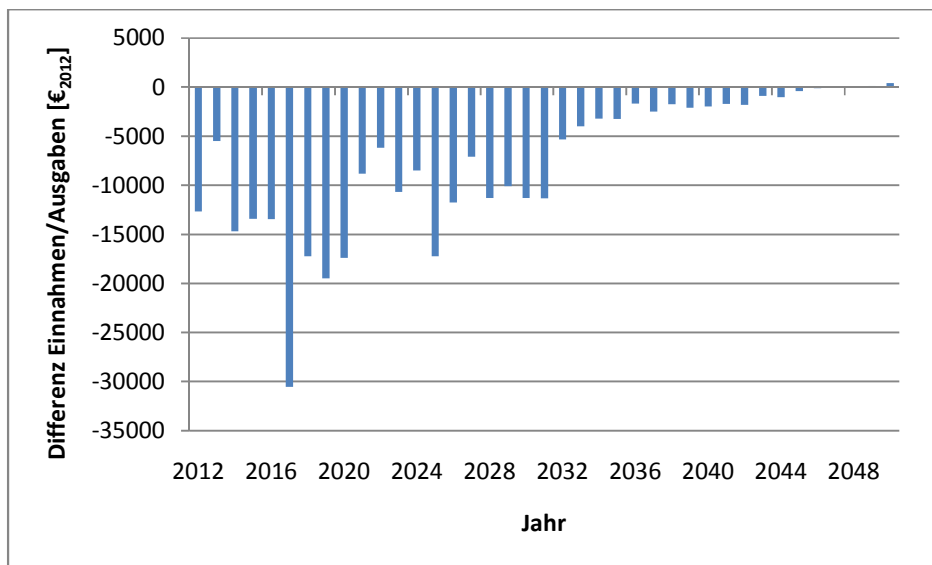


Abbildung 4.14: Nettobarwertverlauf Solarthermie Erdgas - bei 50% der Heizkesseltausche

Werden diese Nettobarwerte wiederum auf die Kollektorfläche der Anlagen bezogen (um einen Einblick in den Kostenverlauf aus Betreibersicht zu erhalten), zeigt sich, dass die Anlagen, welche in den letzten drei Jahren des Betrachtungszeitraumes errichtet werden, einen Gewinn erwirtschaften können.

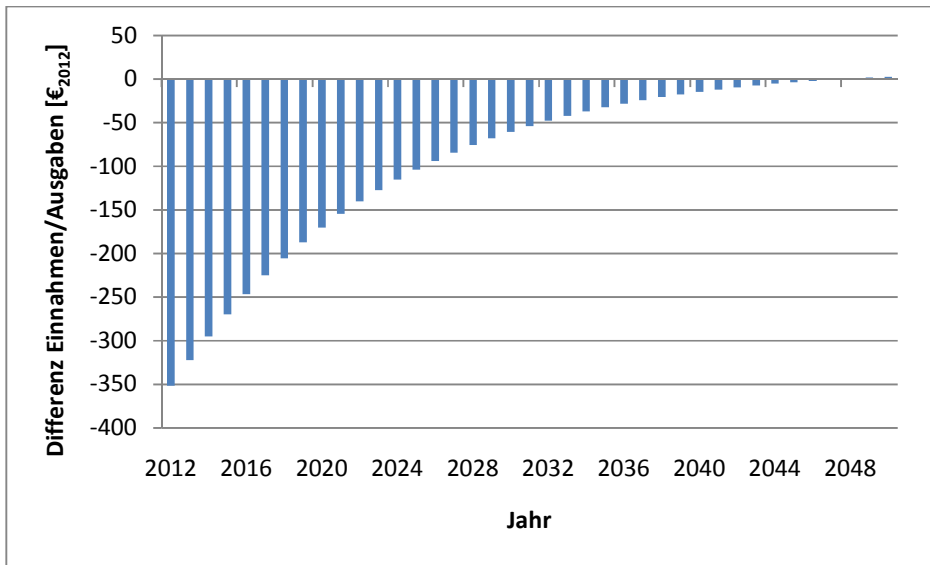


Abbildung 4.15: Verlauf der Nettobarwerte bezogen auf die Anlagenfläche Solarthermie Erdgas - bei 50% der Heizkesseltausche

Auch in den CO₂-Vermeidungskosten macht sich dieser Effekt bemerkbar. Der Verlauf dieser ist in nachfolgender Abbildung dargestellt. In den letzten drei Jahren kann somit für eine alternative Wärmebereitstellung durch Erdgas neben dem ökologischen auch ein wirtschaftlicher Nutzen erzielt werden.

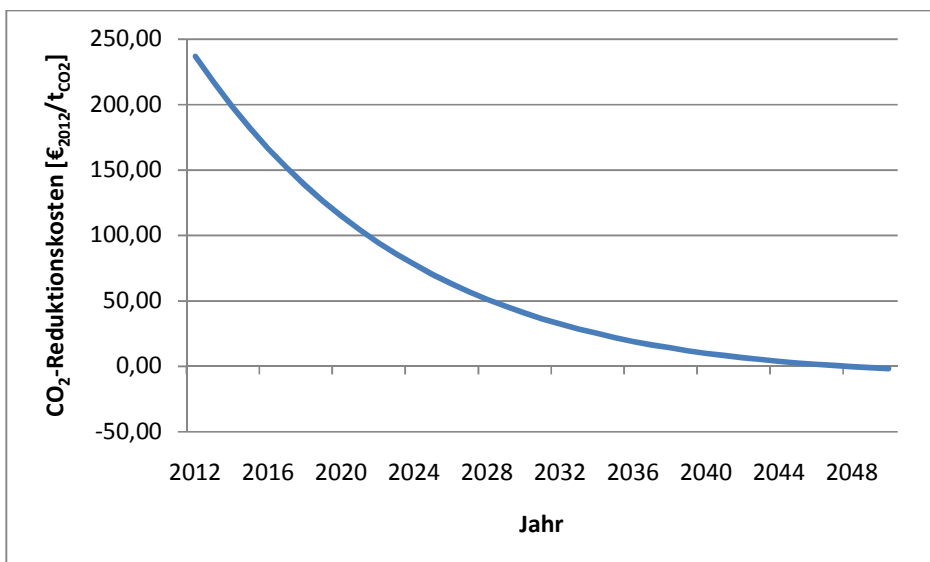


Abbildung 4.16: CO₂-Emissionsreduktionskosten Solarthermie Erdgas - bei 50% der Heizkesseltausche

4.2.3. Bewertungsergebnisse solarthermischer Anlagen

In Tabelle 4.3 sind die Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse für solarthermische Anlagen bei den entsprechenden Ausbauraten sowohl für die Gemeinde Großschönau als auch für eine Alternativwärmebereitstellung durch Erdgas zusammengefasst.

Tabelle 4.3: Bewertungsergebnisse solarthermische Anlagen

			Bei 50% der Heizkesseltausche	Bei 100% der Heizkesseltausche
Bezugsmix Großschönau	Barwert aller Anlagen	[€ ₂₀₁₂]	-515954	-950106
	CO ₂ -Emissionsreduktion	[t _{CO2}]	643	1192
	CO ₂ -Vermeidungskosten	[€ ₂₀₁₂ /t _{CO2}]	801,90	797,04
Erdgas	Barwert aller Anlagen	[€ ₂₀₁₂]	-289985	-532226
	CO ₂ -Emissionsreduktion	[t _{CO2}]	5947	11018
	CO ₂ -Vermeidungskosten	[€ ₂₀₁₂ /t _{CO2}]	48,76	48,31

Hier zeigt sich der Unterschied zwischen der Gemeinde Großschönau und einer alternativen Gemeinde, welche die Wärme komplett durch Erdgas bereitstellt, besonders stark. Neben dem deutlich weniger stark ausgeprägten negativen Gesamtbarwert, kommt es zu einer CO₂-Emissionsreduktion, die nahezu um den Faktor 10 höher liegt. Als Konsequenz dieser beiden Effekte ergeben sich schlussendlich erheblich günstigere CO₂-Emissionsreduktionskosten für die Betrachtungen mit Erdgas (für eine detailliertere Diskussion hierzu siehe Kapitel 5).

4.2.4. Parameterabhängigkeiten

Neben der Abhängigkeit der resultierenden CO₂-Emissionsreduktionskosten vom untersuchten Energieträger zur alternativen Wärmebereitstellung, welche bereits in Kapitel 4.2.2 behandelt wurde, ist vor allem die Sensitivität bezüglich der Energiepreissteigerungsrate, der Lebensdauer und des Zinssatzes von Interesse.

Die Ergebnisse der Analyse des Einflusses der Energiepreissteigerungsrate sowie eine sehr gute Näherung durch eine Polynomfunktion zweiter Ordnung sind in nachfolgender Abbildung dargestellt. Auf der Abszissenachse ist hierbei die Energiepreissteigerungsrate bezogen auf die Grundannahme von 2%/a dargestellt.

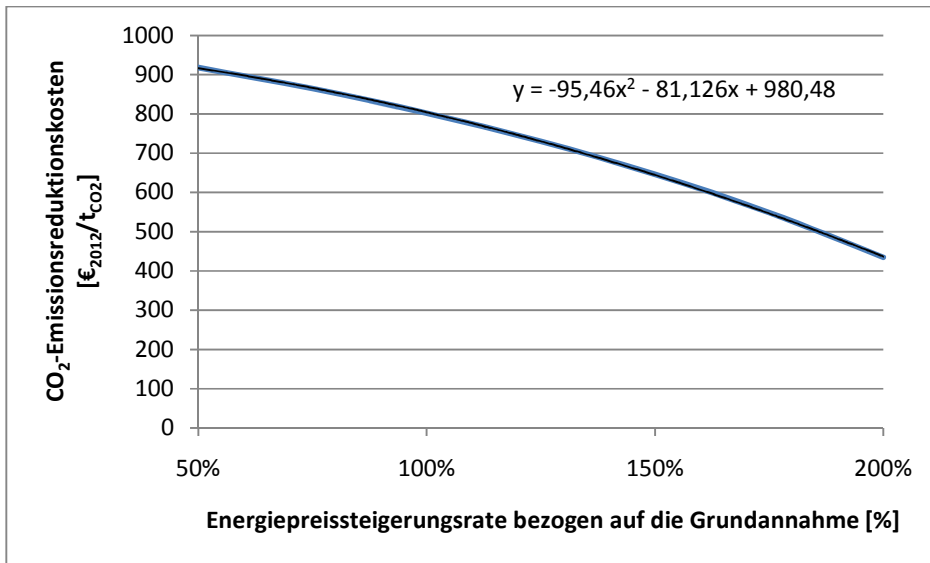


Abbildung 4.17: Sensitivitätsanalyse Energiepreissteigerungsrate Solarthermie - bei 50% der Heizkesseltausche

Es zeigt sich, ähnlich wie bei der korrespondierenden Analyse für Photovoltaikanlagen, ein konkaver Verlauf. Der Anstieg einer Tangente bei 100% beträgt $-2,72$ ($\text{€}_{2012}/\text{t}_{\text{CO}_2}$)/% und ist somit fast zehnmal so hoch wie bei der gleichen Untersuchung für Photovoltaikanlagen ($-0,318$ ($\text{€}_{2012}/\text{t}_{\text{CO}_2}$)/%). Angesichts der Tatsache dass die ermittelten CO₂-Vermeidungskosten von solarthermische Anlagen ungefähr 90-mal so groß sind wie jene von Photovoltaikanlagen, lässt sich festhalten, dass der relative Einfluss der Energiepreissteigerungsrate für solarthermische Anlagen ($-0,34$ %/%) deutlich niedriger ist als für die Photovoltaik-Maßnahme ($4,23$ %/%).

In nachfolgender Abbildung ist die Sensitivitätsanalyse bezüglich der Lebensdauer der solarthermischen Anlagen dargestellt. Die Abszissenachse zeigt somit die relative Lebensdauer bezogen auf die Grundannahme von 25 Jahren.

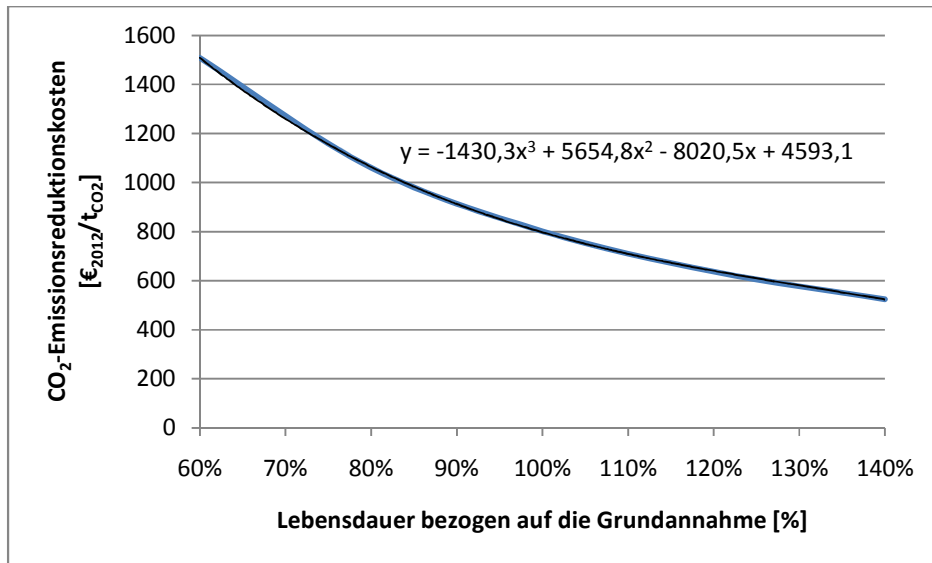


Abbildung 4.18: Sensitivitätsanalyse Lebensdauer Solarthermie – bei 50% der Heizkesseltausche

Der Anstieg liegt, verglichen mit anderen Parameterabhängigkeiten, mit einem Wert von 10,02 (€₂₀₁₂/t_{CO2})/% enorm hoch. Demzufolge ist der Einfluss auf die CO₂-Vermeidungskosten für diese Maßnahme für den Parameter Lebensdauer am größten.

In Abbildung 4.19 ist der Verlauf der CO₂-Vermeidungskosten in Abhängigkeit vom betrachteten Vergleichszinssatz bezogen auf die Grundannahme (7%) dargestellt.

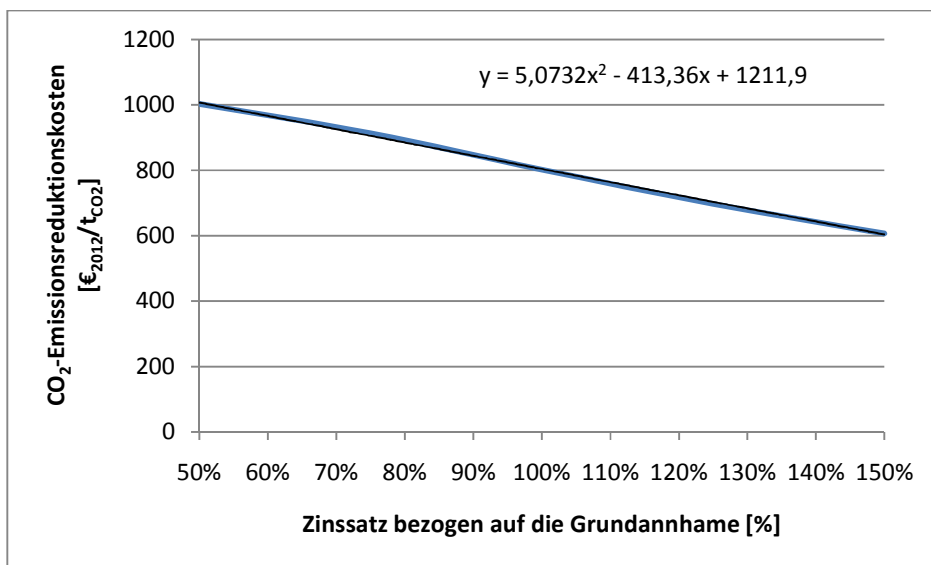


Abbildung 4.19: Sensitivitätsanalyse Zinssatz Solarthermie - bei 50% der Heizkesseltausche

Der Anstieg der Funktion im Punkt bei 100% der Grundannahme liegt bei $-4,03$ ($\text{€}_{2012}/\text{t}_{\text{CO}_2}$)/%. Dies stellt den zweithöchsten Anstieg und somit Einfluss eines Parameters auf die CO₂-Vermeidungskosten für diese Maßnahme dar.

4.3. Gebäudesanierung

Bei der thermischen Gebäudesanierung kommt es sowohl zu quantitativen als auch qualitativen Unterschieden zwischen den beiden betrachteten Sanierungsarten. Daher werden anfangs die Ergebnisse für die moderate Sanierungsvariante dargestellt und im Anschluss daran jene der ambitionierten Sanierung. Danach folgt eine Zusammenfassung der Resultate dieses Maßnahmen szenarios. In Kapitel 4.3.4. werden schließlich die Parameterabhängigkeiten diskutiert.

Im Gegensatz zur Gap-Analyse (siehe Kapitel 2.7 & 4.5) werden für die hier dargestellten Ergebnisse die CO₂-Gutschriften zufolge nicht mehr zur Wärmeenergiebedarfsdeckung genutzter Waldflächen nicht berücksichtigt. Können diese angerechnet werden, so kommt es zu erheblich niedrigeren CO₂-Vermeidungskosten. Allerdings muss dann importiertes Holz in anderen Gemeinden mit entsprechenden Emissionen verknüpft werden.

4.3.1. Moderate Sanierung

Im Falle der moderaten Sanierung wird, wie bereits im Kapitel Datengrundlage erörtert, der Energiebedarf für die Wärmebereitstellung auf unter 100 kWh/m²a gesenkt. Dies führt zu durchschnittlichen jährlichen Energieeinsparungen in der Höhe von ungefähr 28.000 kWh/Gebäude. Die Kosten für diese Sanierungsform liegen bei 41.500 €/Gebäude.

In nachfolgender Abbildung sind die Barwerte der Einsparungen aller im jeweiligen Jahr sanierten Gebäude über die gesamte Lebensdauer durch Senkung des Energiebedarfs sowie die Investitionskosten dieser dargestellt.

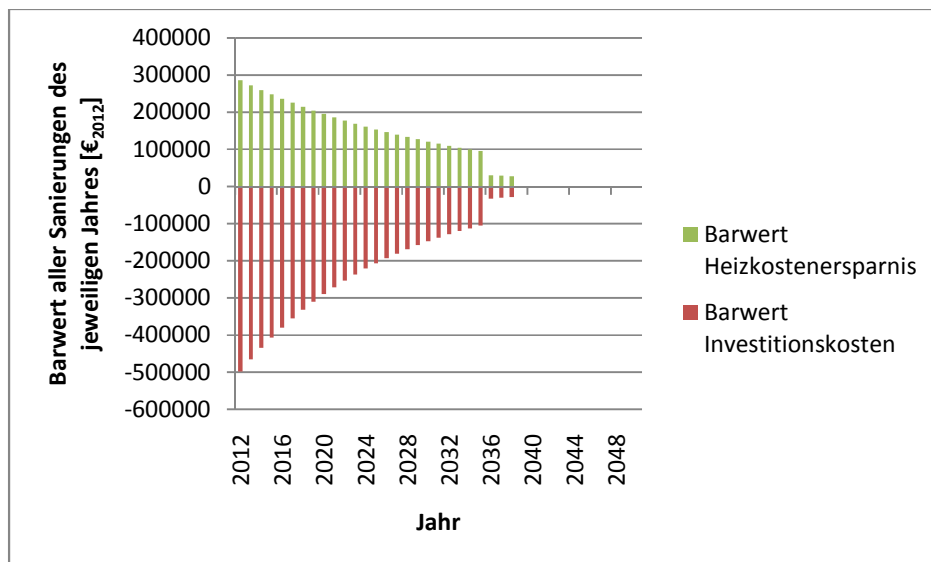


Abbildung 4.20: Barwertverlauf für die moderate Sanierung

Wie man in der Abbildung erkennen kann, sind die Sanierungen aller Gebäude bei der betrachteten Sanierungsrate bereits im Jahr 2038 abgeschlossen. Es wurde für diese Berechnung davon ausgegangen, dass sich die ab 2035 verbleibenden Sanierungen gleichmäßig über die letzten drei Jahre verteilen. Dies stellt die Ursache für den Sprung im Jahr 2036 dar.

Bildet man nun für jedes Jahr Nettobilanzen zeigt sich der in Abbildung 4.21 dargestellte Verlauf.

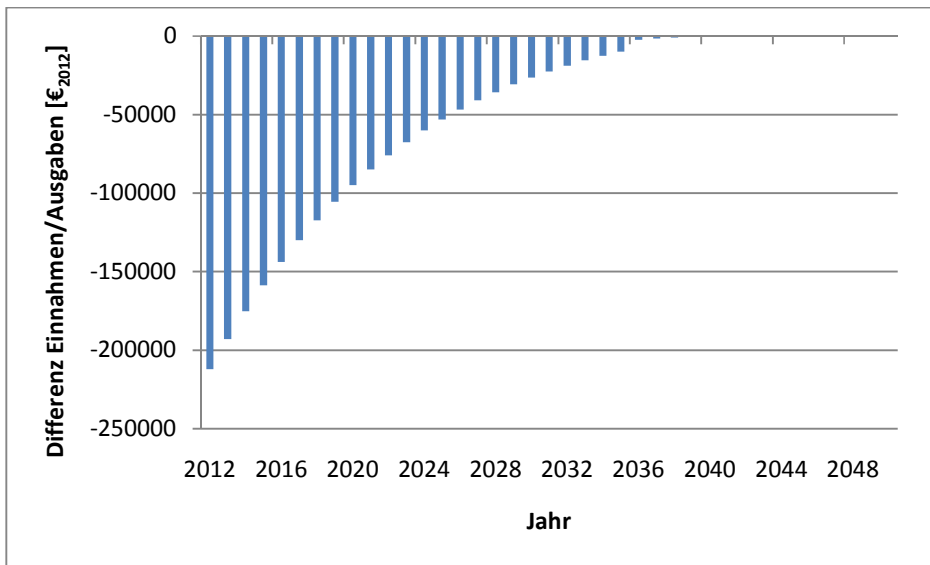


Abbildung 4.21: Verlauf der Nettobarwerte für die moderate Sanierung

Sämtliche Sanierungen weisen einen negativen Barwert auf und verursachen somit, trotz Einsparungen, über den gesamten Betrachtungszeitraum Kosten.

Dasselbe Bild zeigt sich auch für die Barwerte aus Sicht der einzelnen Gebäudebesitzer. Der sich hierfür ergebende Nettobarwertverlauf ist in nachfolgender Abbildung zu sehen.

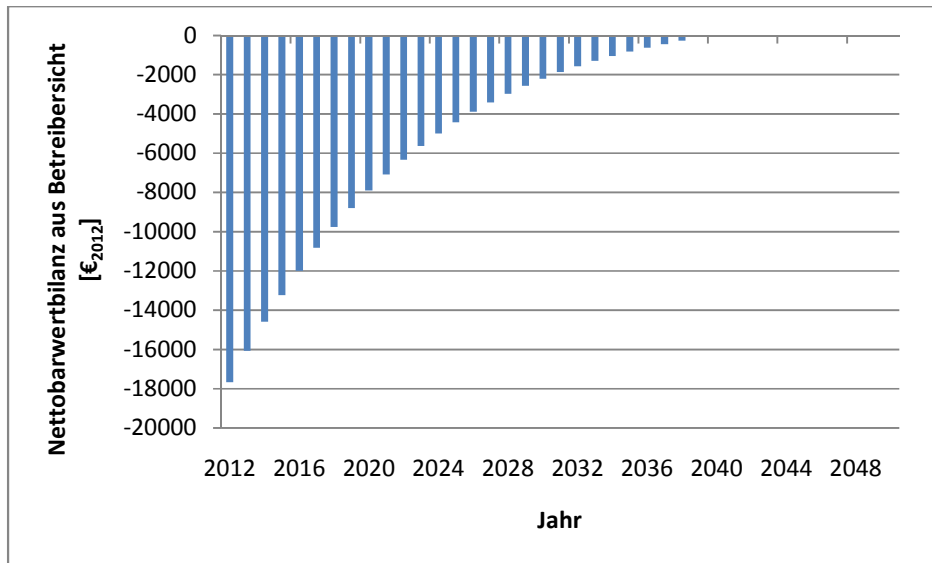


Abbildung 4.22: Nettoanwertverlauf aus Betreibersicht für die moderate Sanierung

Werden die Nettoanwerte aller Sanierungen (vgl. Abbildung 4.21) auf die durchschnittliche eingesparte Menge CO₂ bezogen, so ergibt sich folgender Verlauf für die CO₂-Emissionsreduktionskosten:

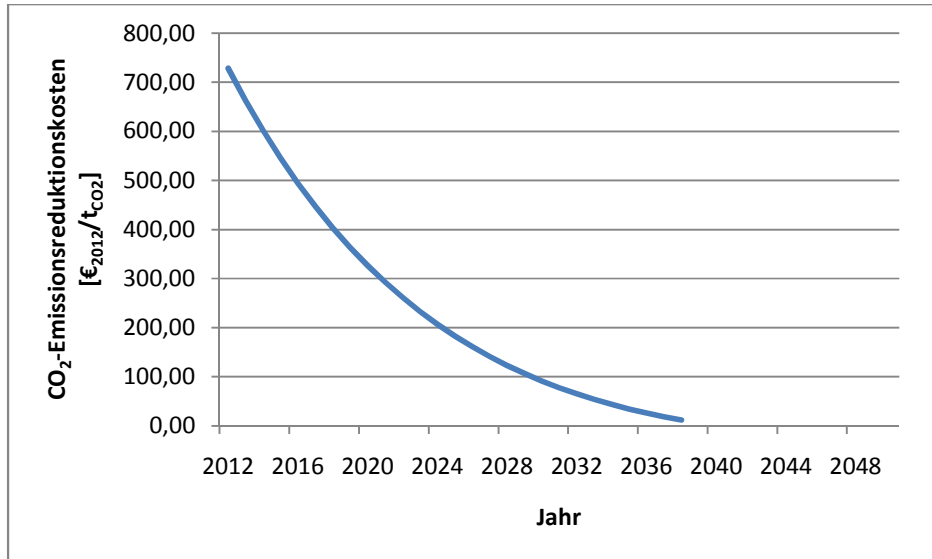


Abbildung 4.23: CO₂-Emissionsreduktionskosten der ambitionierten Sanierung

Auch in diesem spiegeln sich die positiven Kosten im gesamten betrachteten Zeitraum wider.

4.3.2. Ambitionierte Sanierung

Bei der ambitionierten Sanierungsvariante wird der Energiebedarf, der für die Wärmebereitstellung benötigt wird, auf unter 50 kWh/m² gesenkt. Somit können jährlich pro Gebäude ungefähr 37.000 kWh eingespart werden, bei Investitionskosten von 62.000 €. Der Verlauf der Barwerte der Energieeinsparungen über die gesamte Lebensdauer sowie die Investitionskosten der betrachteten Sanierungen sind in nachfolgender Abbildung dargestellt.

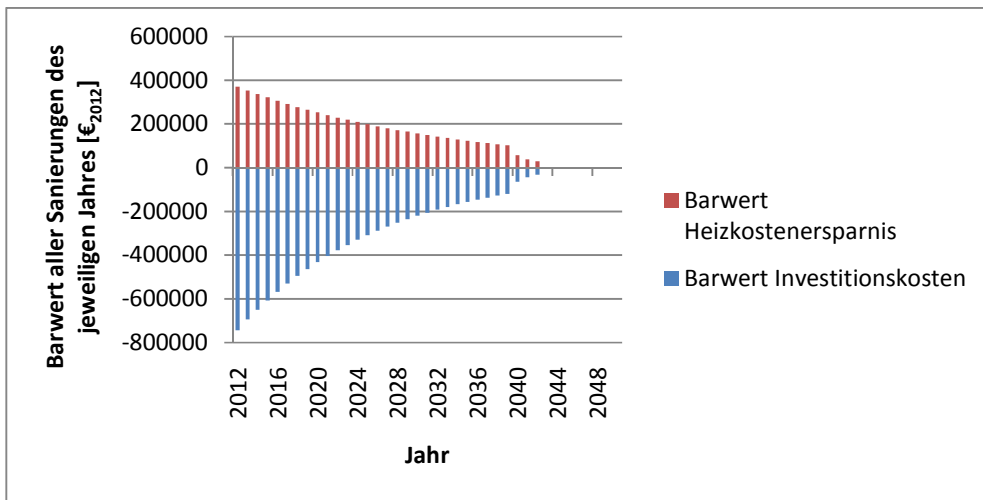


Abbildung 4.24: Barwertverlauf für die ambitionierte Sanierung

Es kommt zu einem ähnlichen Verlauf wie für die moderate Sanierung.

Bildet man nun die Differenz der Einnahmen und Ausgaben auf Jahresbasis ergibt sich der in Abbildung 4.25 gezeigte Nettobarwertverlauf.

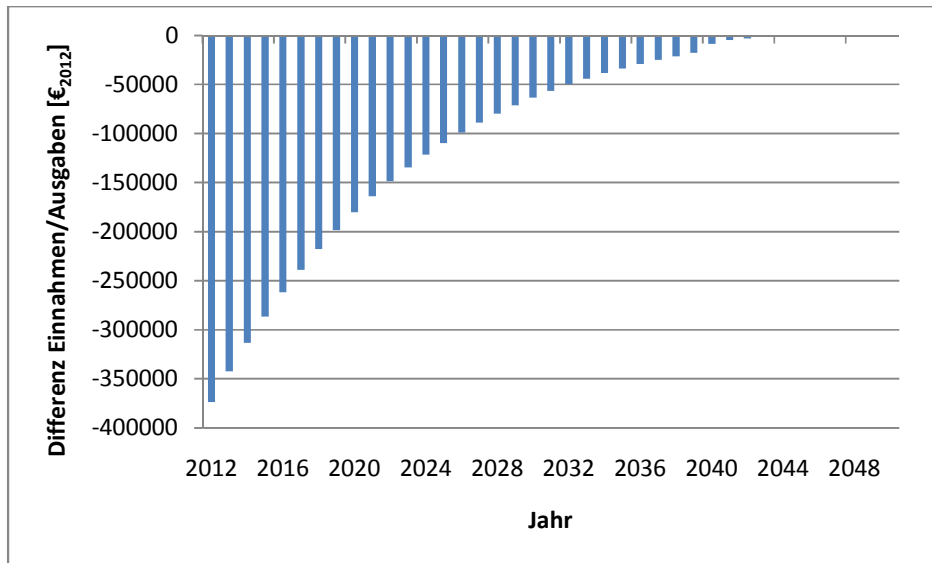


Abbildung 4.25: Nettobarwertverlauf für die ambitionierte Sanierung

Hier zeigt sich der Unterschied zur moderaten Sanierung besonders deutlich. Durch die ambitionierte Sanierung wird zwar jedes Jahr mehr Energie eingespart als im moderaten Fall, diese Mehreinsparung kann allerdings die Kosten, welche nahezu eineinhalbmal so hoch liegen, nicht kompensieren.

Aus Betreibersicht (Nettobarwerte bezogen auf die Anzahl der im jeweiligen Jahr sanierten Gebäude) ergibt sich daher folgender Verlauf der Nettobarwerte.

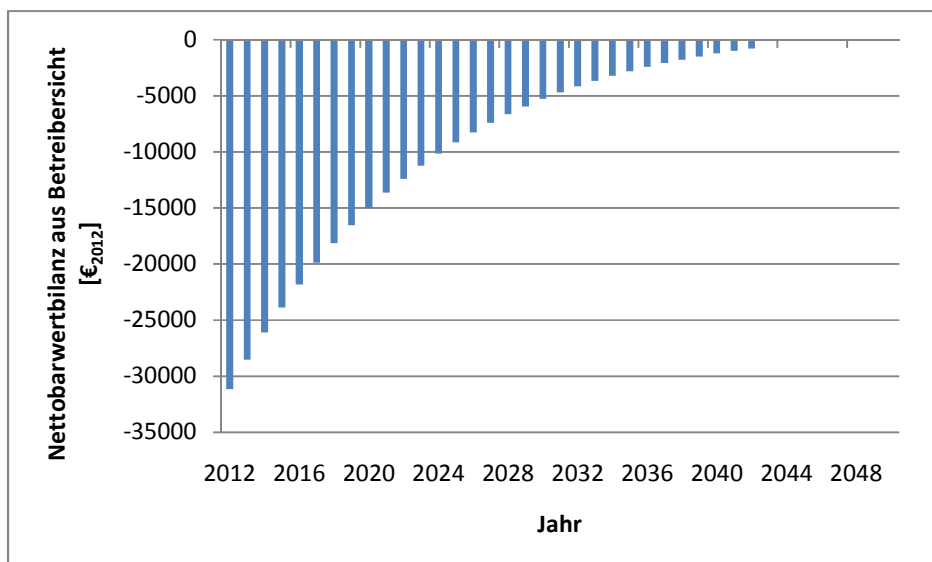


Abbildung 4.26: Nettobarwertverlauf Betreibersicht ambitionierte Sanierung

Werden die Nettobarwerte aller Sanierungen (vgl. Abbildung 4.25) nun auf die CO₂-Emissionsreduktionen der Sanierungen über die gesamte Lebensdauer bezogen, ergibt sich der nachfolgend dargestellte Verlauf für die CO₂-Vermeidungskosten. Obwohl die CO₂-Einsparungen im Falle der ambitionierten Sanierung ebenso höher liegen als für die moderate Sanierung, ergeben sich trotzdem erheblich höhere CO₂-Emissionsreduktionskosten für den Fall der ambitionierten Sanierung, da dieser höhere Nutzen die Mehrkosten nicht kompensieren kann. Dies lässt sich auf den hohen Biomasseanteil in der Wärmebereitstellung zurückführen. Dadurch ist der zusätzliche Nutzen durch CO₂-Vermeidung deutlich geringer, als es für eine Wärmebereitstellung durch fossile Energieträger der Fall wäre.

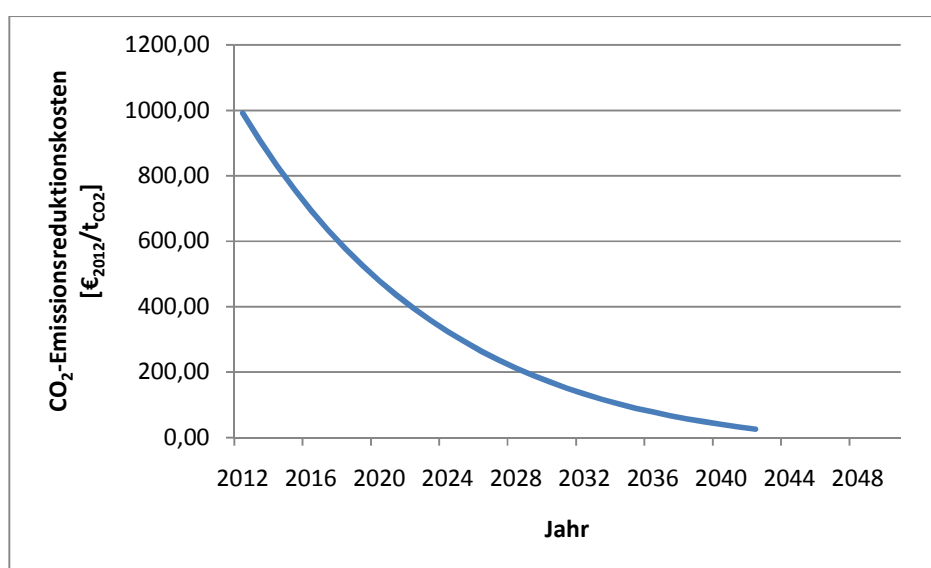


Abbildung 4.27: Verlauf der CO₂-Emissionsreduktionskosten ambitionierte Sanierung

4.3.3. Bewertungsergebnisse thermische Gebäudesanierung

In nachfolgender Tabelle werden die Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse für die beiden Varianten der thermischen Gebäudesanierung dargestellt.

Tabelle 4.4: Bewertungsergebnisse thermische Gebäudesanierung

		moderate Sanierung	ambitionierte Sanierung
Barwert der Sanierungen	[€ ₂₀₁₂]	-1939076	-3829583
CO ₂ -Emissionsreduktion	[t _{CO2}]	7277	11061
CO ₂ -Emissionsreduktionskosten	[€ ₂₀₁₂ /t _{CO2}]	266	346

Die Gesamtkosten der ambitionierten Sanierung betragen nahezu doppelt so viel wie jene der moderaten Sanierung. Dies lässt sich einerseits auf die um den Faktor 1,5 höher liegenden Investitionskosten und andererseits auf die höhere Anzahl der zu sanierenden Gebäude (siehe Kapitel 2.1) zurückführen. Zwar werden die höheren Kosten teilweise durch einen höheren Nutzen kompensiert, wie sich den Daten der CO₂-Emissionsreduktion entnehmen lässt, diese führen aber trotzdem zu signifikant höheren CO₂-Emissionsreduktionskosten der ambitionierten Sanierungsmaßnahme.

4.3.4. Parameterabhängigkeiten

Für die Maßnahme der thermischen Gebäudesanierung sind einerseits die Sensitivitäten bezüglich der Energiepreissteigerungsrate, Lebensdauer und des Zinssatzes von Bedeutung. Andererseits spielt die Abhängigkeit vom Ausmaß der Sanierung eine Rolle, welche bereits durch die zwei unterschiedlichen Maßnahmendefinitionen behandelt wurde.

In den nachfolgenden beiden Abbildungen sind daher die, für unterschiedliche Energiepreissteigerungsraten ermittelten, CO₂-Emissionsreduktionskosten für die moderate und die ambitionierte thermische Gebäudesanierung dargestellt.

Wie auch für sämtliche bisher behandelte Sensitivitäten bezüglich der jährlichen Energiepreissteigerungsrate zeigt sich in beiden Fällen ein konkaver Verlauf, was auf einen erhöhten Einfluss von Veränderungen der jährlichen Zuwachsrates des Energiepreises bei Werten über der Grundannahme schließen lässt. Im Falle niedrigerer Energiepreissteigerungsraten wird auch der Einfluss einer Veränderung dieser geringer.

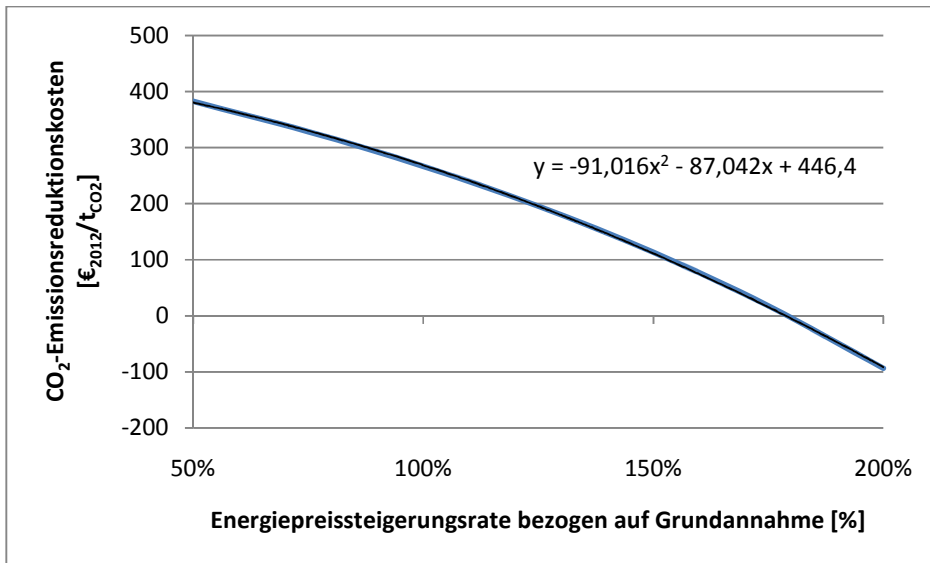


Abbildung 4.28: Sensitivitätsanalyse Energiepreissteigerungsrate moderate Sanierung

Für die moderate Sanierungsvariante kommt es zu einem Anstieg von $-2,68$ ($\text{€}_{2012}/\text{t}_{\text{CO}_2}$)/% bei 100% der Grundannahme (entspricht einer Energiepreissteigerungsrate von 2%, vgl. Kapitel Datengrundlage).

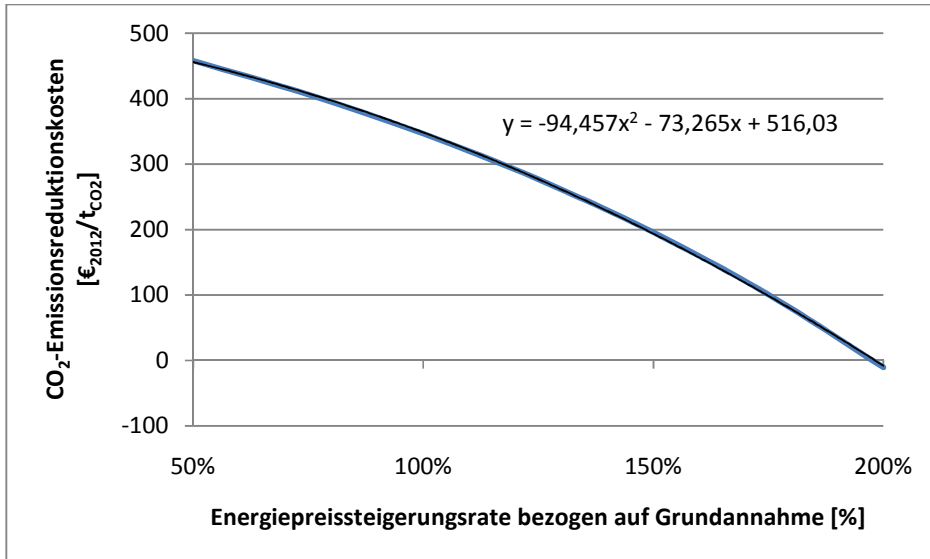


Abbildung 4.29: Sensitivitätsanalyse Energiepreissteigerungsrate ambitionierte Sanierung

Im Falle der ambitionierten Sanierung kommt es zu einem Anstieg von $-2,62$ ($\text{€}_{2012}/\text{t}_{\text{CO}_2}$)/% bei der Grundannahme und somit einem geringeren Wert als bei der moderaten Variante, trotz des deutlich höheren Ausgangswertes (346 $\text{€}_{2012}/\text{t}_{\text{CO}_2}$ im Vergleich zu 266 $\text{€}_{2012}/\text{t}_{\text{CO}_2}$). Eine Veränderung der

Energiepreissteigerungsrate wirkt sich somit relativ betrachtet deutlich stärker auf die Kosten der moderaten thermischen Sanierung aus.

Abbildung 4.30 und Abbildung 4.31 zeigen die Sensitivitätsanalysen bezüglich der Lebensdauer für die moderate und die ambitionierte Sanierung.

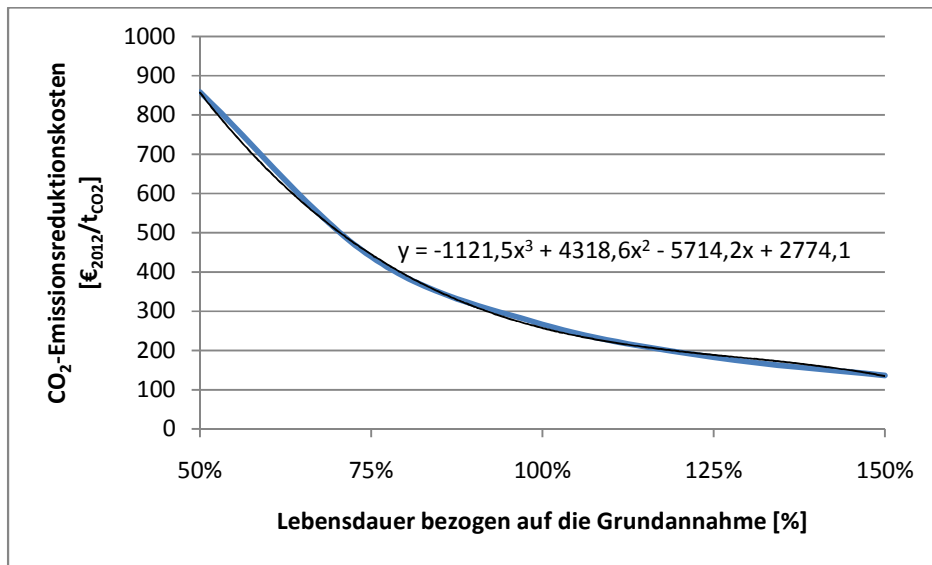


Abbildung 4.30: Sensitivitätsanalyse Lebensdauer moderate Sanierung

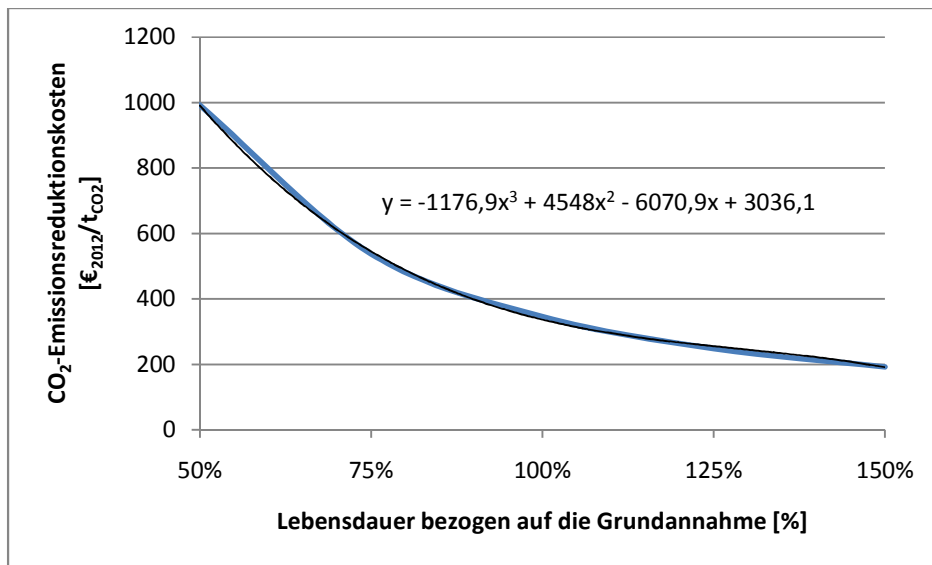


Abbildung 4.31: Sensitivitätsanalyse Lebensdauer ambitionierte Sanierung

Die Funktion hat für beide Maßnahmenarten (moderate und ambitionierte Sanierung) einen ähnlichen Verlauf, der sich lediglich durch eine Polynomfunktion dritter Ordnung charakterisieren lässt. Der Anstieg im Punkt der Grundannahme (Lebensdauer von 40 Jahren) und somit der Einfluss ist für diesen Parameter im Falle der moderaten Sanierung (-4,42 (€₂₀₁₂/t_{CO2})/%) etwas niedriger als dies für die ambitionierte Sanierung (-5,06 (€₂₀₁₂/t_{CO2})/%) der Fall ist. Die Veränderung der Lebensdauer wirkt sich in beiden Fällen für niedrige LD deutlich stärker aus als für hohe.

In den nachfolgenden beiden Abbildungen sind die Sensitivitätsanalysen bezüglich des Zinssatzes für die beiden Sanierungsvarianten dargestellt. Daher wird auf der Abszissenachse der relative Zinssatz bezogen auf die Grundannahme (7%) aufgetragen.

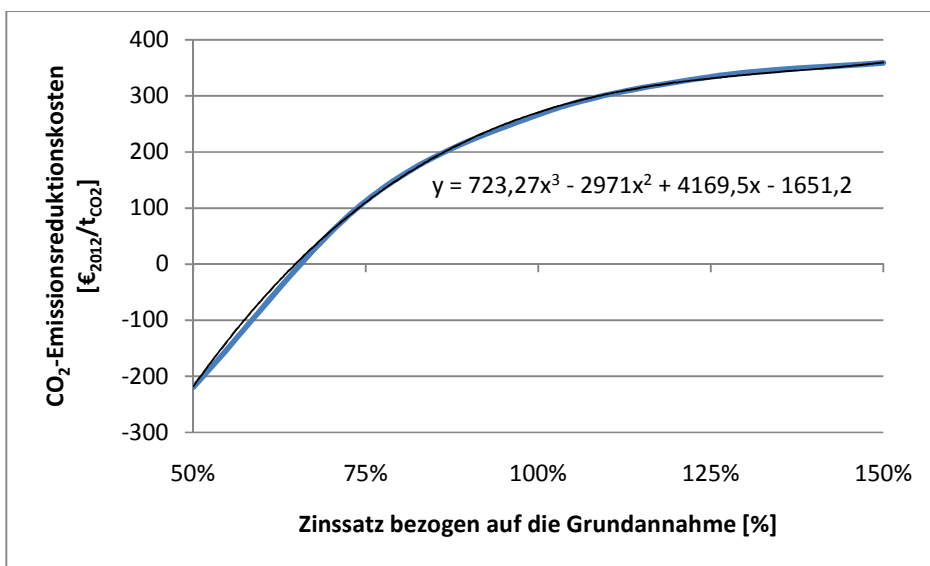


Abbildung 4.32: Sensitivitätsanalyse Zinssatz moderate Sanierung

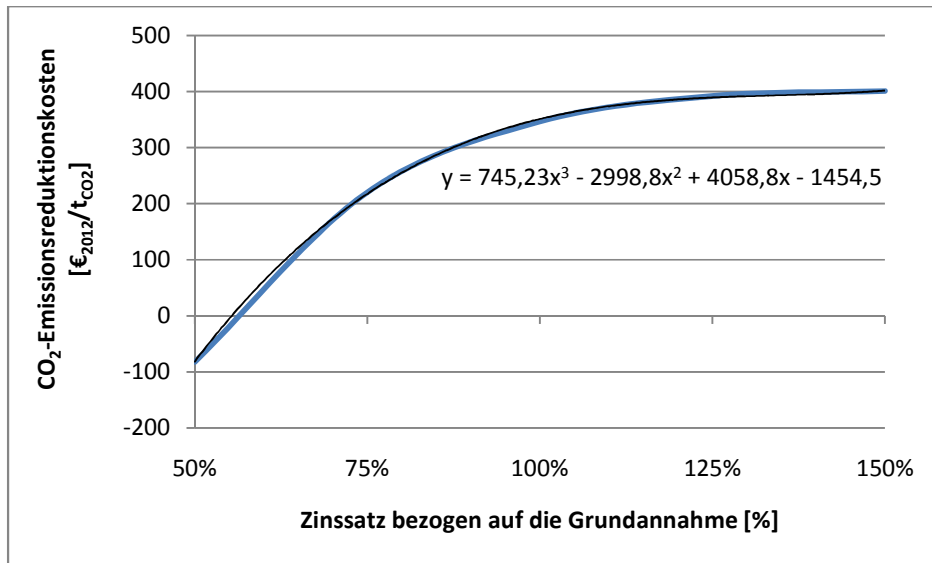


Abbildung 4.33: Sensitivitätsanalyse Zinssatz ambitionierte Sanierung

Auch in diesem Fall zeigt sich für beide Sanierungsvarianten ein ähnlicher Verlauf. Der Funktionsanstieg ist über die gesamte betrachtete Bandbreite des Zinssatzes positiv. Daher führt eine Erhöhung des Zinssatzes zu höheren CO₂-Vermeidungskosten. Die Abhängigkeit der CO₂-Emissionsreduktionskosten von diesem Parameter ist für niedrige Parameterwerte höher als dies für hohe Werte der Fall ist. Die Steigung der Funktion im Punkt der Grundannahme (Zinssatz von 7%) beträgt für die moderate Sanierungsvariante 3,97(€₂₀₁₂/t_{CO2})/%. Für die ambitionierte Sanierung liefert das Differential der Funktion einen deutlich geringeren Wert von 2,97(€₂₀₁₂/t_{CO2})/%. Somit lässt sich festhalten, dass der Zinssatz im Falle der moderaten Sanierung einen höheren Einfluss auf die CO₂-Vermeidungskosten hat. Dies lässt sich durch die bessere Bilanz aus Einnahmen und Ausgaben für diese Maßnahmenvariante erklären. Da nämlich das Verhältnis zwischen Einnahmen und Investitionskosten vor der Diskontierung für die moderate Sanierung deutlich höher liegt, wirkt sich der Diskontierungszinssatz stärker aus.

4.4. Elektro-PKW

Für dieses Maßnahmenzenario werden zuerst die Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse für den Fall, dass sämtliche Einsparungen (Treibstoffersparnis und Kfz-Steuerersparnis) aufgrund mangelnder Durchdringung über den Betrachtungszeitraum erhalten bleiben, dargestellt. Im Anschluss daran werden die Bewertungsergebnisse für den Wegfall der Steuer-Einsparungen ab 2025 angeführt. Danach folgt eine Darstellung für jeweils einen PKW pro Jahr und somit aus Sicht der einzelnen Betreiber. In Kapitel 4.4.4. werden schließlich die Resultate zusammengefasst und zuletzt erfolgt die Diskussion der Parameterabhängigkeiten. Für die Ermittlung der CO₂-Einsparungen wurde für sämtliche Betrachtungen ein konstanter lokaler Stromemissionsfaktor, welcher dem Wert vor jeglichen Maßnahmenumsetzungen entspricht, angenommen. Der Einfluss des Verlaufs des LSF (in Abhängigkeit vom gewählten PV-Szenario) wird im Unterkapitel Parameterabhängigkeiten diskutiert.

4.4.1. Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse aus Sicht der Gemeinde

In nachfolgender Abbildung ist der Verlauf der Barwerte der Treibstoffeinsparungen durch den Einsatz von Strom anstelle von Benzin sowie die Einsparungen durch Wegfall der Kfz-bezogenen Steuer über die gesamte Lebensdauer für die PKW des jeweiligen Jahres dargestellt. Weiters zu erkennen sind die Investitionskosten der Fahrzeuge des jeweiligen Jahres.

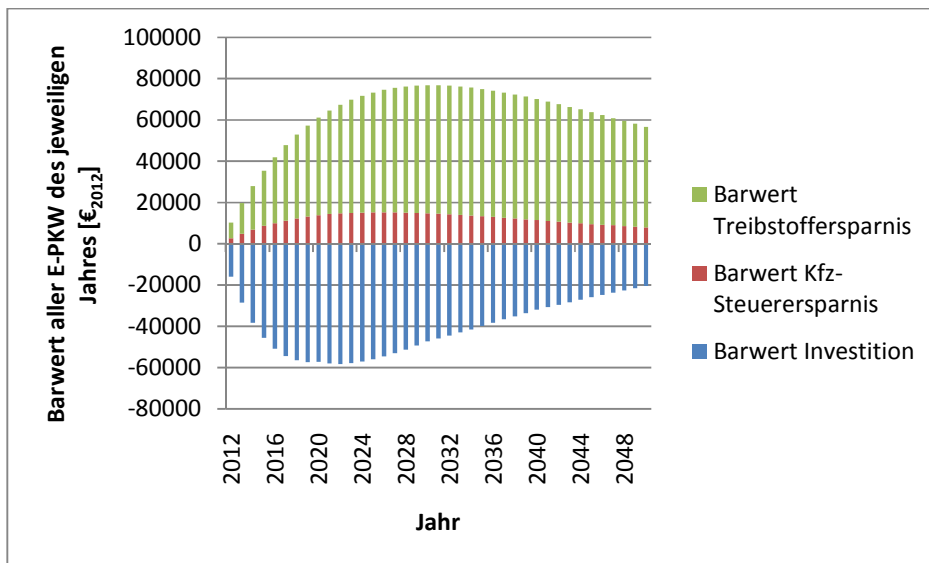


Abbildung 4.34: Verlauf der Barwerte Elektro-PKW ohne Wegfall der Einsparungen

Bildet man hier nun die Differenz zwischen Einsparungen und Ausgaben, kommt man zu dem in Abbildung 4.35 gezeigten Verlauf der Nettobarwerte der PKW des jeweiligen Jahres.

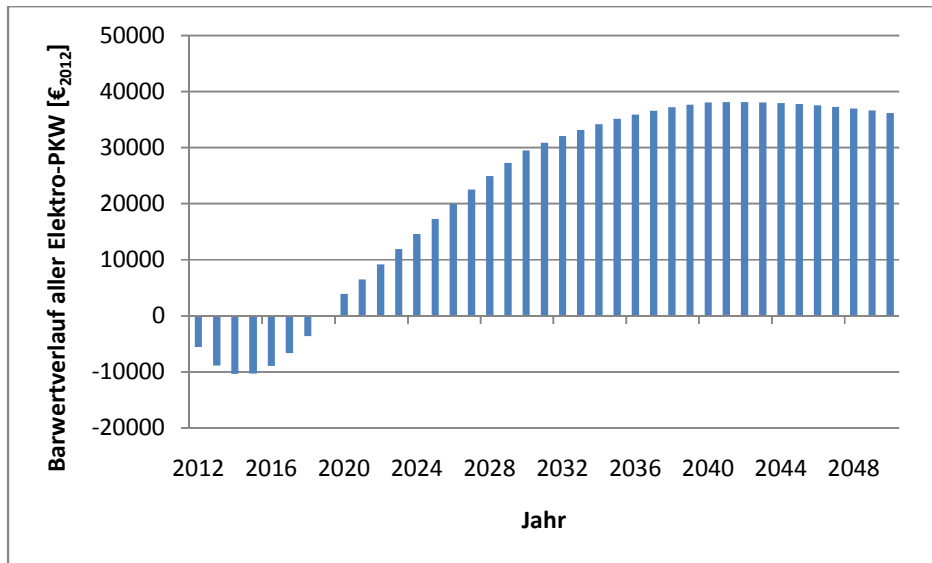


Abbildung 4.35: Nettobarwertverlauf Elektro-PKW ohne Wegfall der Einsparungen

Wie man in Abbildung 4.34 sehen kann, weisen die Einsparungen bereits nach wenigen Jahren einen höheren Betrag als die Investitionskosten auf, was zu den massiven Kostenvorteilen von Elektromobilität, dargestellt in Abbildung 4.35, führt.

Da die Einsparungen allerdings gänzlich vom Staat getragen werden müssten und dies als äußerst unrealistisch einzustufen ist, wurde eine weitere Kosten-Nutzen-Analyse unter Berücksichtigung des Wegfalles der steuerlichen Einsparungen ab 2025 durchgeführt. Hierbei wird angenommen, dass für den Betrieb eines Elektro-PKW dieselben Steuern vom Staat eingehoben werden, welche auch für fossil betriebene Fahrzeuge anfallen und somit der Kostenvorteil von Elektromobilität drastisch reduziert wird. Der Verlauf der Barwerte für diesen Fall ist in nachfolgender Abbildung dargestellt.

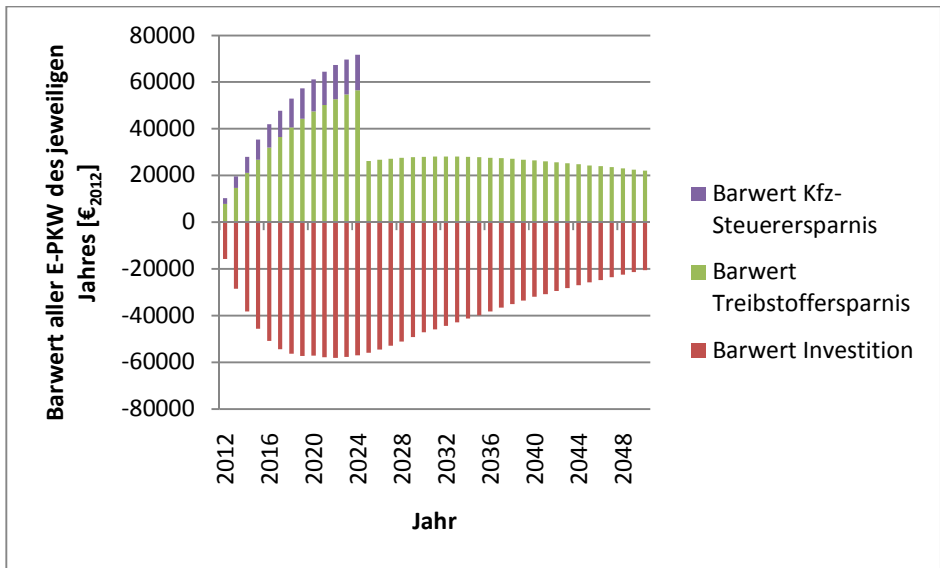


Abbildung 4.36: Verlauf der Barwerte Elektro-PKW mit Wegfall der Einsparungen ab 2025

Anfangs zeigt sich derselbe Verlauf wie für den zuvor betrachteten Fall. Ab 2025 kommt es jedoch zu keinen steuerlichen Einsparungen mehr, wodurch die Nettobarwerte, welche in Abbildung 4.37 dargestellt sind, ab diesem Zeitpunkt negativ werden und es somit zu Kosten für die Gemeinde kommt.

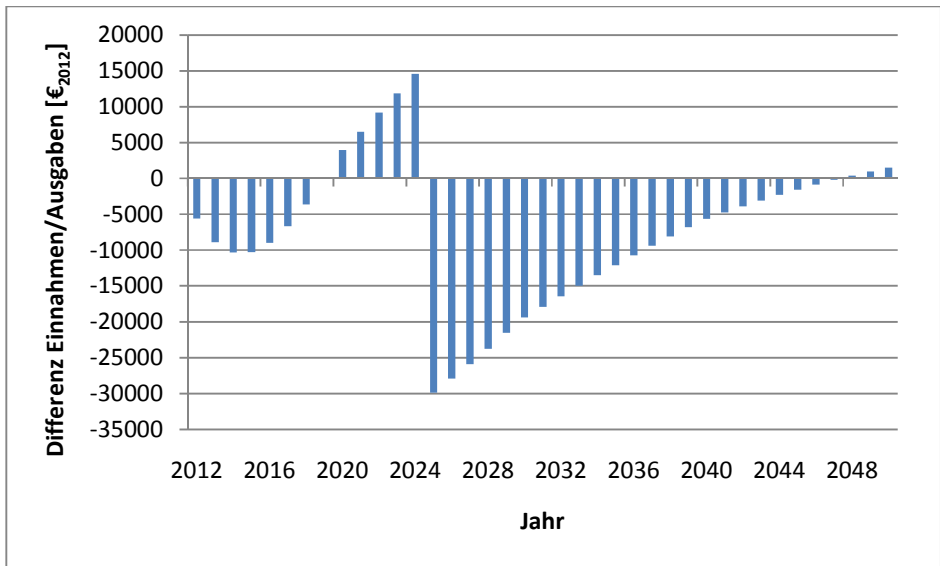


Abbildung 4.37: Verlauf der Nettobarwerte Elektro-PKW mit Wegfall der Einsparungen ab 2025

In Abbildung 4.38 werden schließlich die Verläufe der CO₂-Emissionsreduktionskosten für die zwei zuvor behandelten Fälle dargestellt.

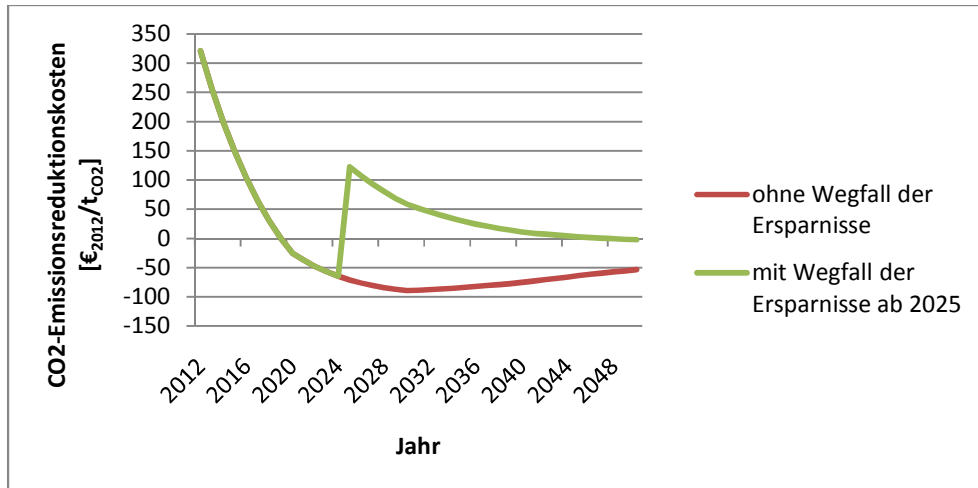


Abbildung 4.38: Verlauf der CO₂-Emissionsreduktionskosten Elektro-PKW

Hier zeigt sich der Unterschied besonders stark. In den nachfolgenden Unterkapiteln werden lediglich die Untersuchungen für den realistischeren Fall des Ausbleibens der steuerlichen Ersparnisse ab 2025 weitergeführt.

4.4.2. Bewertungsergebnisse aus Sicht der Betreiber

Um den Kostenverlauf für die Betreiber der Fahrzeuge zu untersuchen, wurden die zuvor behandelten Ergebnisse auf die Anzahl der im jeweiligen Jahr neu angeschafften PKW bezogen.

Der Verlauf der Barwerte für diese Betrachtung ist in nachfolgender Abbildung zu erkennen.

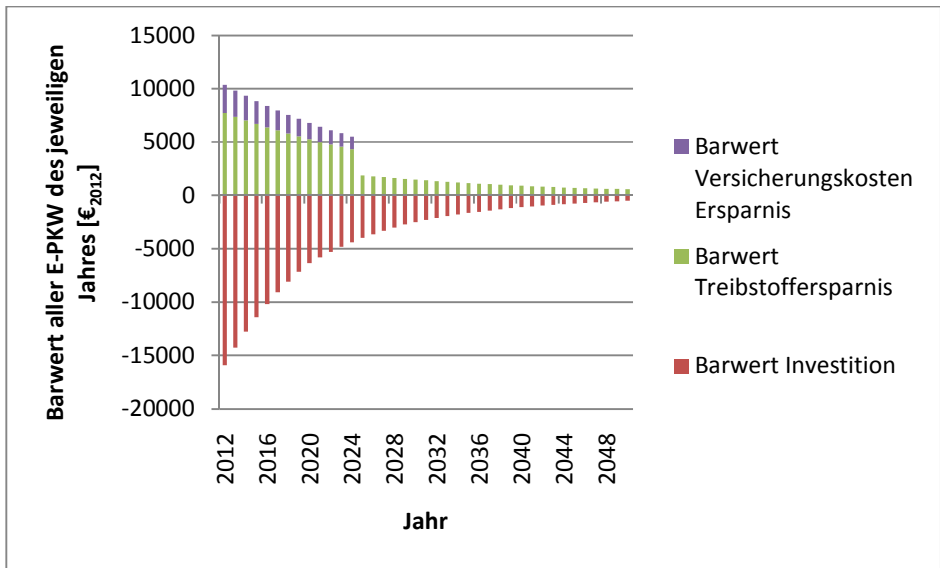


Abbildung 4.39: Verlauf der Barwerte Elektro-PKW aus Betreibersicht

In Abbildung 4.40 ist der Verlauf der Nettobarwerte für jeweils einen Elektro-PKW des entsprechenden Jahres, ermittelt durch Bildung der Differenz zwischen Einsparungen und Ausgaben, dargestellt.

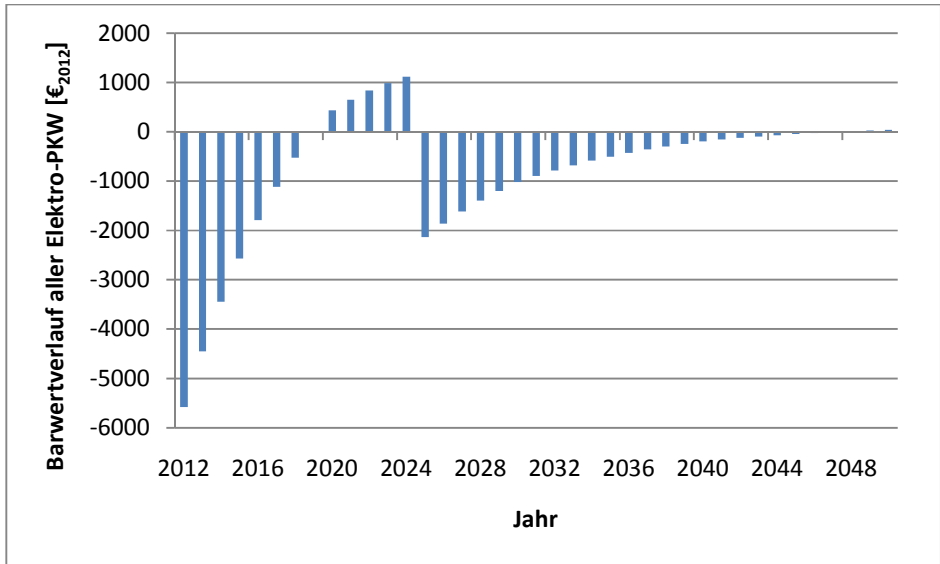


Abbildung 4.40: Nettobarwertverlauf Elektro-PKW aus Betreibersicht

Hier kann man deutlich erkennen, dass der Betrieb eines Elektro-PKW nach Wegfall der steuerlichen Einsparungen ohne entsprechende Subventionen lediglich mit Kosten verbunden ist.

4.4.3. Bewertungsergebnisse des Maßnahmen szenarios Elektro-PKW

Die Ergebnisse für dieses Szenario werden in nachfolgender Tabelle aus Sicht der Gemeinde zusammengefasst.

Tabelle 4.5: Bewertungsergebnisse des Maßnahmen szenarios Elektro-PKW

		E-PKW ohne Wegfall der Einsparungen	E-PKW mit Wegfall der Einsparungen ab 2025
Barwert aller Elektro-PKW	[€ ₂₀₁₂]	857622	-286267
CO ₂ -Emissionsreduktion	[t _{CO2}]	13565	13565
CO ₂ -Emissionsreduktionskosten	[€ ₂₀₁₂ /t _{CO2}]	-63	21

Der Unterschied der durch den Wegfall der Einsparungen entsteht beträgt demnach etwas mehr als eine Million Euro über den gesamten Betrachtungszeitraum. Insgesamt kommt es somit für die erste Betrachtung sogar zu einem finanziellen Nutzen. Für die realistischere Annahme, des Wegfalls der steuerlichen Einsparungen ab 2025, kommt es zu Kosten in der Höhe von 21 €₂₀₁₂/t_{CO2}.

4.4.4. Parameterabhängigkeiten

Für dieses Maßnahmen szenario sind die Sensitivitäten bezüglich des Jahres ab dem die Einsparungen wegfallen, der Ausbaurate der Photovoltaikmaßnahme sowie der Energiepreissteigerungsrate von Interesse. Weiters von Bedeutung ist der Einfluss der Parameter Lebensdauer, Zinssatz und Kilometerleistung.

In der nachfolgenden Abbildung sind die ermittelten CO₂-Emissionsreduktionskosten in Abhängigkeit vom Jahr des Wegfalls der Einsparungen dargestellt.

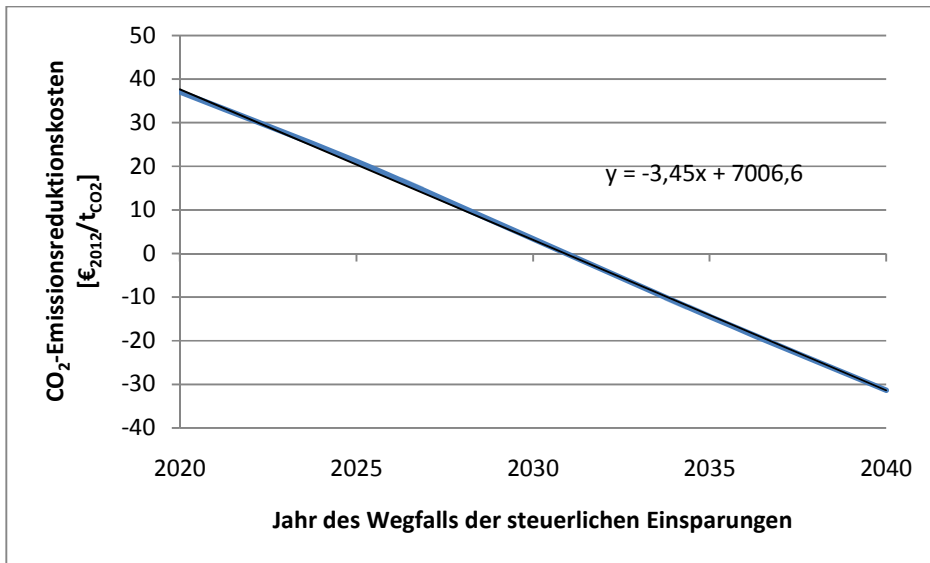


Abbildung 4.41: Sensitivitätsanalyse Jahr des Wegfalls der Einsparungen Elektro-PKW

Wie man an der geringen Abweichung der Trendlinie erkennen kann, kommt es zu einem nahezu linearen Verlauf. Mit einem Anstieg von $-3,45$ ($\text{€}_{2012}/\text{t}_{\text{CO}_2}$)/Jahr ist der Einfluss dieses Parameters erheblich.

In Abbildung 4.42 ist die Sensitivitätsanalyse bezüglich der Ausbaurrate der PV-Maßnahme und somit des korrespondierenden Verlaufs des lokalen Stromemissionsfaktor dargestellt.

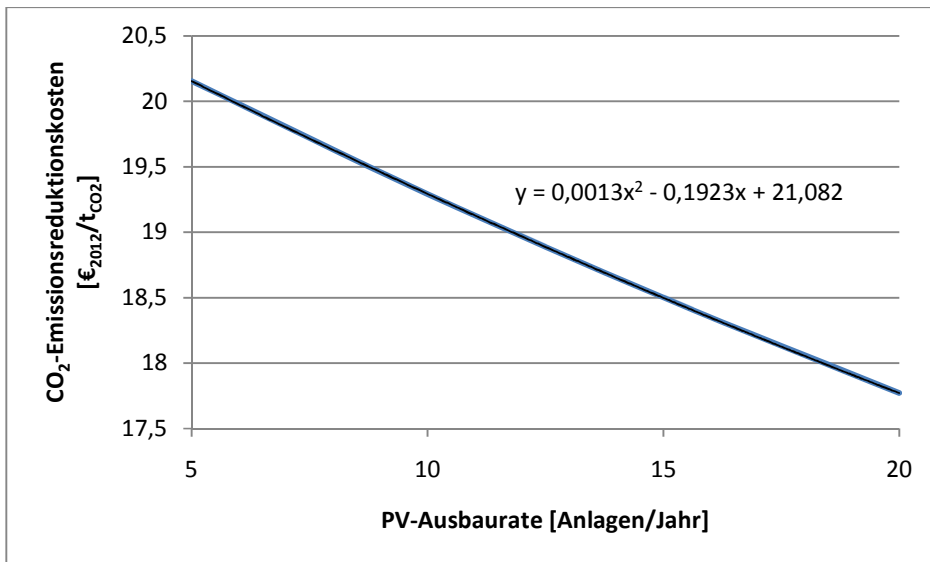


Abbildung 4.42: Sensitivitätsanalyse PV-Ausbaurrate Elektro-PKW

Auch in diesem Fall kommt es zu einem fast gänzlich linearen Verlauf mit einem nahezu konstanten Anstieg von durchschnittlich $-0,16$ ($\text{€}_{2012}/\text{t}_{\text{CO}_2}$)/(Anlagen/Jahr). Vergleicht man die zuvor gezeigte Sensitivitätsanalyse mit dieser, so zeigt sich, dass der Einfluss im ersten Fall erheblich stärker ausgeprägt ist.

In nachfolgender Abbildung ist die Sensitivität der CO_2 -Vermeidungskosten bezüglich der Energiepreissteigerungsrate zu erkennen. Hierzu wurde angenommen, dass die Änderungsraten für den Strompreis und den Benzinpreis gleich sind.

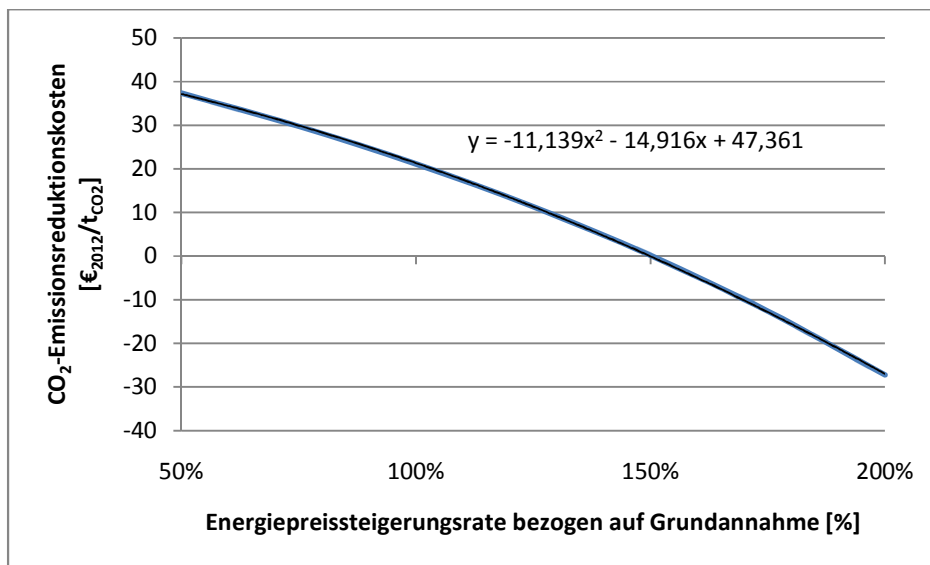


Abbildung 4.43: Sensitivitätsanalyse Energiepreissteigerungsrate Elektro-PKW

Auch für diese Maßnahme zeigt sich bei der Sensitivitätsanalyse ein konkaver Verlauf. Der Anstieg und somit der Einfluss der Energiepreissteigerungsrate beträgt bei einem Wert dieser von 2%/a (100% der Grundannahme) lediglich $-0,37$ ($\text{€}_{2012}/\text{t}_{\text{CO}_2}$)/% und ist damit absolut betrachtet auf einem ähnlich niedrigen Niveau wie die Sensitivität der CO_2 -Vermeidungskosten bezüglich der Strompreissteigerungsrate.

Die Abhängigkeit der CO_2 -Emissionsreduktionskosten von der Lebensdauer ist in nachfolgender Abbildung dargestellt.

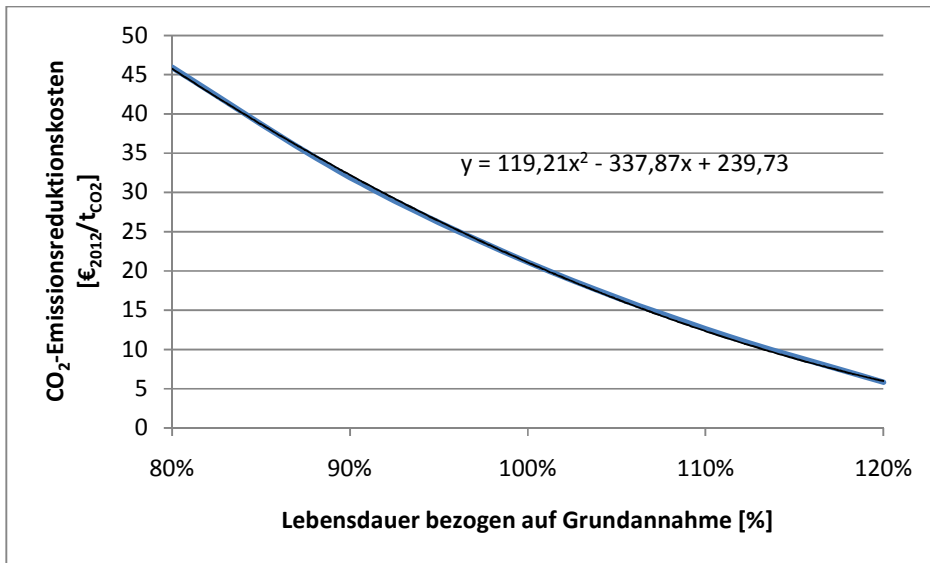


Abbildung 4.44: Sensitivitätsanalyse Lebensdauer Elektro-PKW

Der Funktionsanstieg im Punkt der Grundannahme liegt bei $-0,99$ ($\text{€}_{2012}/\text{t}_{\text{CO}_2}$)/%. In diesem Fall zeigt sich ein konvexer Funktionsverlauf, wodurch dieselben Aussagen wie für andere Sensitivitäten mit diesem Verlauf (vgl. beispielsweise Abbildung 4.5) zutreffen.

Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse bezüglich des Zinssatzes sind in Abbildung 4.45 dargestellt. Hier zeigt sich ein bisher noch nicht behandelter Funktionsverlauf.

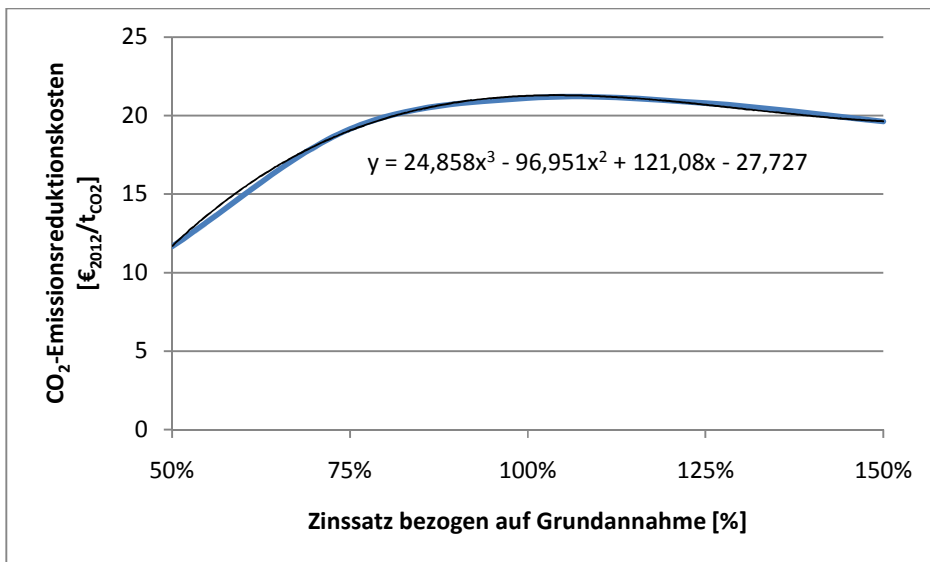


Abbildung 4.45: Sensitivitätsanalyse Zinssatz Elektro-PKW

Die hier dargestellte Funktion lässt sich lediglich durch ein Polynom dritter Ordnung abbilden und weist im Gegensatz zu den bisher behandelten Sensitivitäten ein Maximum auf, welches nahe bei dem Punkt der Grundannahme gelegen ist. Daher beträgt der Anstieg in diesem Punkt nur 0,02 ($\text{€}_{2012}/\text{t}_{\text{CO}_2}$)/%. Wie man in der Abbildung erkennen kann, weist dieser Anstieg vor dem Maximum ein positives und nach dem Maximum ein negatives Vorzeichen auf. Daher bewirkt im Falle eines niedrigen Zinssatzes eine Erhöhung dessen ebenso eine Steigerung der CO_2 -Vermeidungskosten. Für hohe Zinssätze hingegen wirkt sich eine Zinssatzerhöhung kostensenkend aus. Dies lässt sich auf den betrachteten Wegfall der steuerlichen Einsparungen zurückführen. Während sich für ganz niedrige Zinssätze die Einnahmen in den Jahren niedriger Investitionskosten besonders stark auswirken, kommt es für sehr hohe Zinssätze zu einer Dominanz der Barwerte innerhalb der ersten Jahre, wodurch der Wegfall der Steuerbegünstigungen weniger ins Gewicht fällt.

In nachfolgender Abbildung sind schließlich die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse bezüglich der jährlichen Kilometerleistung dargestellt.

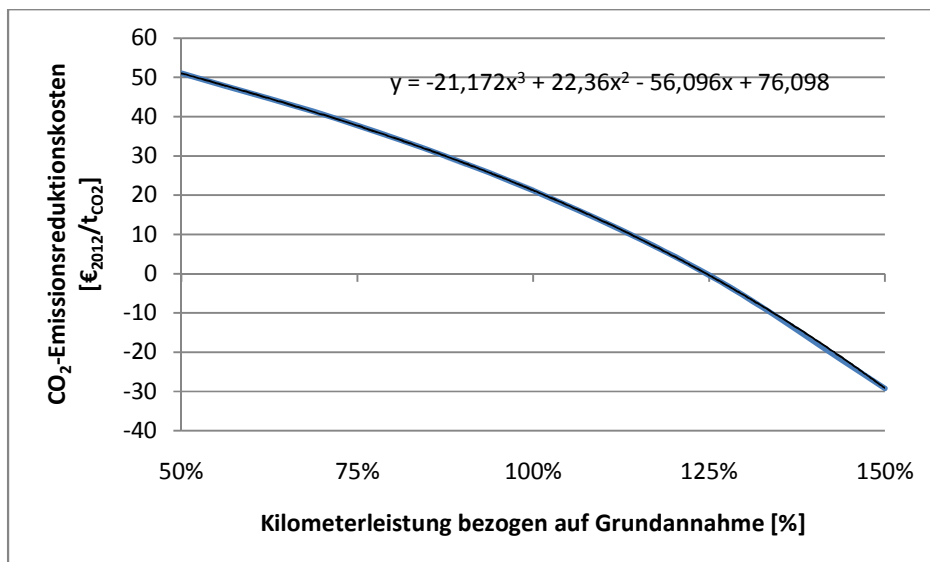


Abbildung 4.46: Sensitivitätsanalyse Kilometerleistung Elektro-PKW

Wie man sehen kann, kommt es hier zu einem konkaven Verlauf mit negativem Anstieg über die gesamte betrachtete Bandbreite der Kilometerleistung. Dieser beträgt im Punkt der Grundannahme $-0,75$ ($\text{€}_{2012}/\text{t}_{\text{CO}_2}$)/%, wodurch der Einfluss dieses Parameters als hoch eingestuft werden kann.

4.5. Gap-Analyse

Wie bereits im Kapitel 3 erläutert, beschäftigt sich diese Analyse mit der Bestimmung der Kosten für die Erreichung des Nullemissionszieles. In Kapitel 4.5.1 werden die Ergebnisse für die Kompensierung der verbleibenden CO₂-Emissionen mit Hilfe von Projekten der Kategorie „Clean Development Mechanism“ (CDM) behandelt. Im darauffolgenden Unterkapitel folgen die Ergebnisse für „Joint Implementation“ (JI) -Projekte. Während im Falle von CDM Projekte zur CO₂-Vermeidung in Entwicklungsländern umgesetzt werden und die resultierenden Gutschriften in Form von Zertifikaten verkauft werden (23), werden bei JI mit Hilfe von Investitionen und Technologietransfer Projekte zur Reduktion der CO₂-Emissionen bzw. zur Erhöhung der CO₂-Bindung umgesetzt (25). Wie bereits in Kapitel 2.7 erläutert, sind die Kosten sowie auch der Marktumfang im Falle von JI geringer als für CDM. Zuletzt werden die Parameterabhängigkeiten dargestellt. Aufgrund der mit Abstand höchsten Kosten der Maßnahme „Solarthermie“ wurde neben den Berechnungsergebnissen für den angegebenen Entwicklungspfad und jenen für die komplette Kompensierung durch CDM- bzw. JI-Projekte auch eine Alternativberechnung ohne Berücksichtigung solarthermischer Anlagen durchgeführt. Die durch den geringeren Energieverbrauch zufolge dieser Maßnahme zusätzlich verfügbare Waldmenge zur CO₂-Bindung wurde aufgrund des sehr geringen Einflusses nicht berücksichtigt.

4.5.1. Clean Development Mechanism

In nachfolgender Tabelle sind die Ergebnisse der Gap-Analyse für den in Kapitel 2 definierten Entwicklungspfad A dargestellt. Dieser ist durch eine geringe Ausprägung der Maßnahmenumsetzung gekennzeichnet.

Tabelle 4.6: Ergebnisse der Gap-Analyse CDM Entwicklungspfad A

	Maßnahmen laut Entwicklungspfad A und CDM zur Kompensierung der verbleibenden CO ₂ -Emissionen		Kompensierung nur durch CDM
	mit Solarthermie	ohne Solarthermie	
Kosten Maßnahmenumsetzung	2850 k€ ₂₀₁₂	2334 k€ ₂₀₁₂	- k€ ₂₀₁₂
Kosten CDM-Projekte	1292 k€ ₂₀₁₂	1293 k€ ₂₀₁₂	1746 k€ ₂₀₁₂
Summe	4142 k€ ₂₀₁₂	3627 k€ ₂₀₁₂	1746 k€ ₂₀₁₂
Gesamtkosten pro Einwohner	2917 € ₂₀₁₂	2554 € ₂₀₁₂	1230 € ₂₀₁₂

Obwohl in den drei Betrachtungen dieselbe Menge CO₂-Emissionen vermieden wird, kommt es zu erheblichen Kostenunterschieden. Wie man erkennen kann, ist eine komplette Kompensierung aller CO₂-Emissionen der Gemeinde ausschließlich mithilfe von CDM-Projekten über den gesamten

Betrachtungszeitraum die günstigste Alternative. Außerdem zeigen die Ergebnisse dieser Analyse, dass eine Umsetzung der Maßnahme „Solarthermie“ mit erheblichen Mehrkosten von über 14% verbunden ist. Dies ist auf das, im Vergleich zu CDM-Projekten, äußerst ungünstige Kosten-Nutzen-Verhältnis zurückzuführen.

Betrachtet man nun den zeitlichen Verlauf der Kosten, errechnet über die Summenbildung der jährlichen Nettobilanzen der einzelnen Maßnahmen bzw. CDM-Projektumsetzungen (siehe Kapitel 3.2.4), zeigt sich ein anderes Bild. Dieser ist in nachfolgender Abbildung dargestellt.

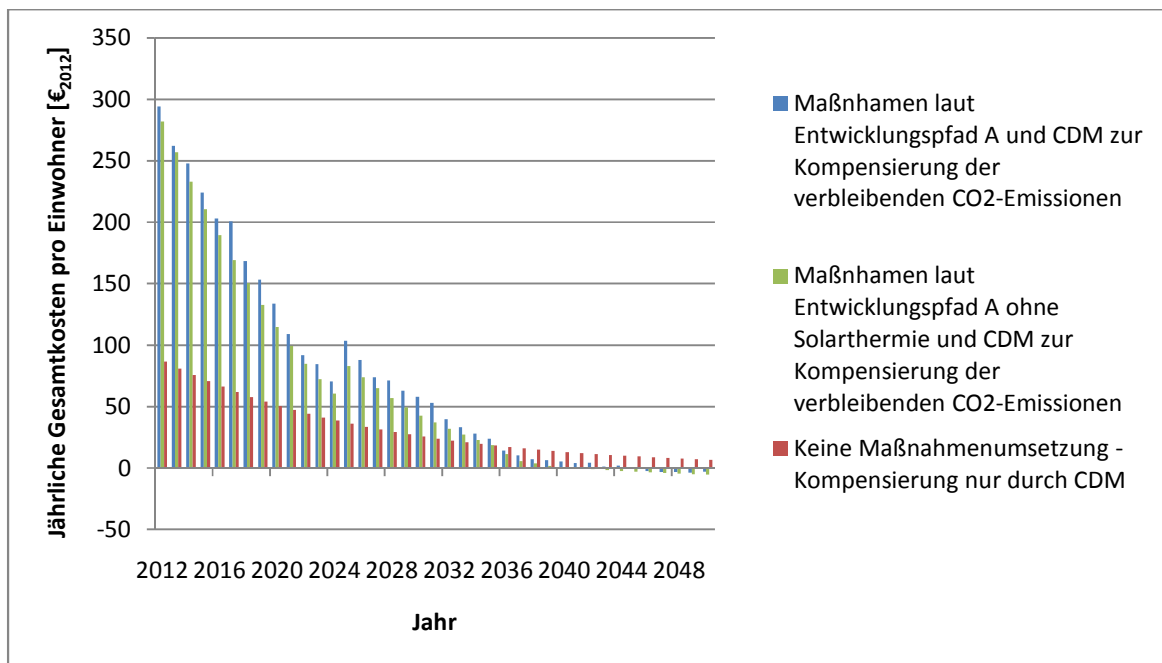


Abbildung 4.47: Gap-Analyse CDM Entwicklungspfad A

Wie man erkennen kann, kommt es zwar anfangs zu erheblich höheren Kosten im Falle der Maßnahmenumsetzung, diese nehmen aber im Gegensatz zu den Kosten für die ausschließliche CDM-Projektumsetzung im Laufe der Zeit ab und sind ab dem Jahr 2036 günstiger. Weiters kommt es sogar zu einem finanziellen Nutzen durch die Maßnahmenumsetzung in den letzten Jahren des Betrachtungszeitraumes. Während dieser Effekt unter Berücksichtigung der solarthermischen Anlagen ab dem Jahr 2045 eintritt, kommt es ohne diese Maßnahme bereits ab 2041 dazu.

In nachfolgender Tabelle sind die Ergebnisse für den Entwicklungspfad B dargestellt.

Tabelle 4.7: Ergebnisse der Gap-Analyse CDM Entwicklungspfad B

	Maßnahmen laut Entwicklungspfad B und CDM zur Kompensierung der verbleibenden CO ₂ -Emissionen		Kompensierung nur durch CDM
	mit Solarthermie	ohne Solarthermie	
Kosten Maßnahmenumsetzung	5087 k€ ₂₀₁₂	4303 k€ ₂₀₁₂	- k€ ₂₀₁₂
Kosten CDM-Projekte	982 k€ ₂₀₁₂	983 k€ ₂₀₁₂	1738 k€ ₂₀₁₂
Summe	6068 k€ ₂₀₁₂	5286 k€ ₂₀₁₂	1738 k€ ₂₀₁₂
Gesamtkosten pro Einwohner	4273 € ₂₀₁₂	3722 € ₂₀₁₂	1224 € ₂₀₁₂

Verglichen mit den Ergebnissen für den Entwicklungspfad A kommt es in diesem Fall zu erheblich höheren Gesamtkosten. Daher stellt die komplette Kompensierung der Emissionen mithilfe von CDM-Projekten auch hier die günstigste Variante dar.

Betrachtet man nun wieder den zeitlichen Verlauf, dargestellt in Abbildung 4.48, zeigen sich gänzlich andere Ergebnisse als für die erste Betrachtung.

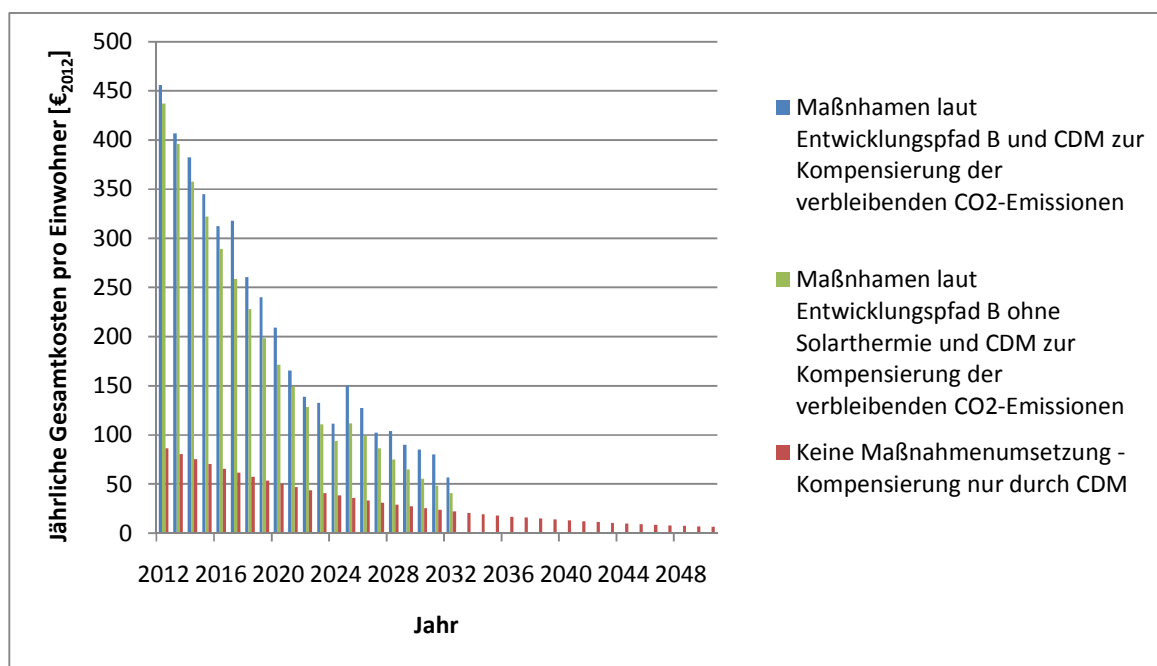


Abbildung 4.48: Gap-Analyse CDM Entwicklungspfad B

Aufgrund der hohen Ausbauraten bzw. Ausprägungen in diesem Szenario, kann das Nullemissionsziel für die Gemeinde bereits im Jahr 2033 erreicht werden. Dadurch kommt es ab

diesem Zeitpunkt zu keinen weiteren Kosten mehr im Falle der Maßnahmenumsetzung, wohingegen die Kosten für eine reine Kompensierung durch CDM-Projekte weiterhin anfallen.

4.5.2. Joint Implementation

In nachfolgender Tabelle sind die Ergebnisse für den Entwicklungspfad A in Kombination mit JI-Projekten dargestellt. Zuzufolge der niedrigeren Projektkosten liegen die Gesamtkosten in allen drei betrachteten Fällen niedriger als dies für die Betrachtungen mit CDM-Projekten der Fall ist.

Tabelle 4.8: Ergebnisse Gap-Analyse JI Entwicklungspfad A

	Maßnahmen laut Entwicklungspfad A und JI zur Kompensierung der verbleibenden CO ₂ -Emissionen		Kompensierung nur durch JI
	mit Solarthermie	ohne Solarthermie	
Kosten Maßnahmenumsetzung	2850 k€ ₂₀₁₂	2334 k€ ₂₀₁₂	- k€ ₂₀₁₂
Kosten CDM-Projekte	803 k€ ₂₀₁₂	804 k€ ₂₀₁₂	1085 k€ ₂₀₁₂
Summe	3653 k€ ₂₀₁₂	3138 k€ ₂₀₁₂	1085 k€ ₂₀₁₂
Gesamtkosten pro Einwohner	2573 € ₂₀₁₂	2210 € ₂₀₁₂	764 € ₂₀₁₂

Weiters zeigt sich, dass das Verhältnis zwischen den Kosten der Maßnahmenumsetzung und jenen der reinen JI-Projektierung aufgrund der geringeren Projektkosten deutlich schlechter ausfallen. Waren im Falle der CDM-Projekte die Kosten beispielsweise für die Maßnahmenumsetzung mit solarthermischen Anlagen um den Faktor 2,37 teurer, so sind sie für JI-Projekte um den Faktor 3,37 kostenintensiver. Demzufolge verschieben sich mit sinkenden Projektkosten die Ergebnisse zugunsten der ausschließlichen Projektumsetzung.

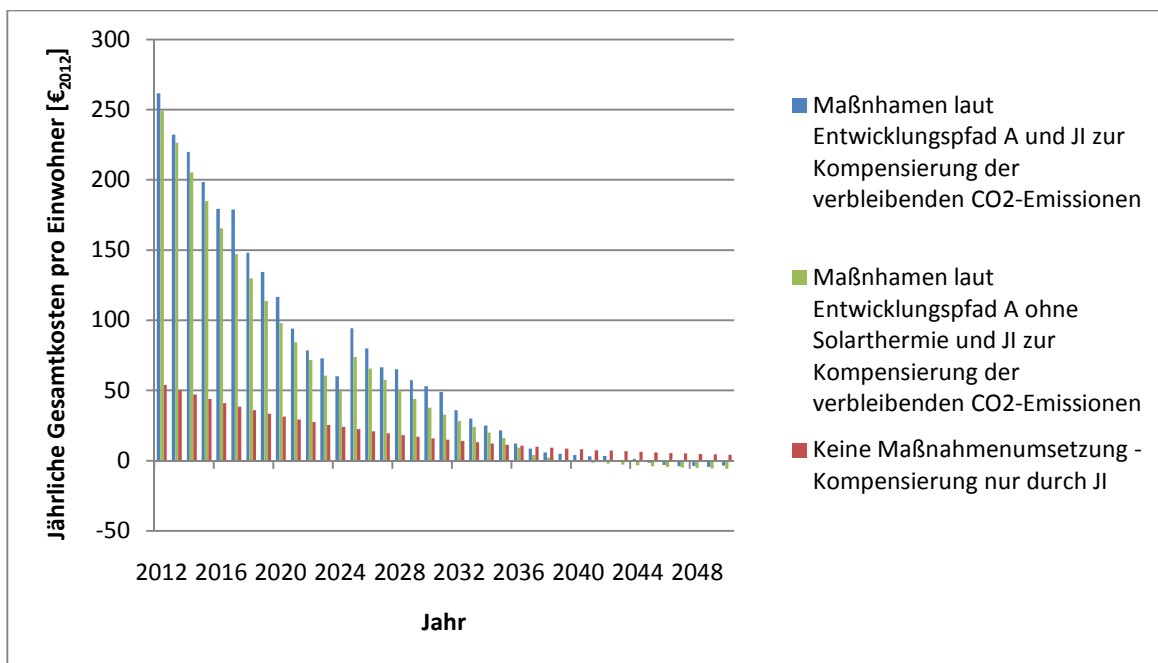


Abbildung 4.49: Gap-Analyse JI Entwicklungspfad A

Dies spiegelt sich auch im zeitlichen Verlauf wider. Beispielsweise kostet die Kompensierung der Emissionen durch Maßnahmenumsetzung in Kombination mit JI-Projekten im Jahr 2012 5-mal so viel wie die Kompensierung alleinig durch JI-Projekte.

Für den Entwicklungspfad B sind die Ergebnisse (siehe Tabelle 4.9) sogar noch drastischer, da hier die Kostenersparnis zufolge der günstigeren Projektumsetzung aufgrund des geringeren Anteils der JI-Projekte geringer ausfällt.

Tabelle 4.9: Ergebnisse Gap-Analyse JI Entwicklungspfad B

	Maßnahmen laut Entwicklungspfad B und JI zur Kompensierung der verbleibenden CO ₂ -Emissionen		Kompensierung nur durch JI
	mit Solarthermie	ohne Solarthermie	
Kosten Maßnahmenumsetzung	5087 k€ ₂₀₁₂	4303 k€ ₂₀₁₂	- k€ ₂₀₁₂
Kosten CDM-Projekte	610 k€ ₂₀₁₂	611 k€ ₂₀₁₂	1080 k€ ₂₀₁₂
Summe	5697 k€ ₂₀₁₂	4914 k€ ₂₀₁₂	1080 k€ ₂₀₁₂
Gesamtkosten pro Einwohner	4012 € ₂₀₁₂	3461 € ₂₀₁₂	761 € ₂₀₁₂

Im zeitlichen Verlauf, dargestellt in Abbildung 4.50, zeigt sich, dass die Maßnahmenumsetzung im Jahr 2012 sogar um den Faktor 7,9 höher liegt als die reine JI-Projektumsetzung.

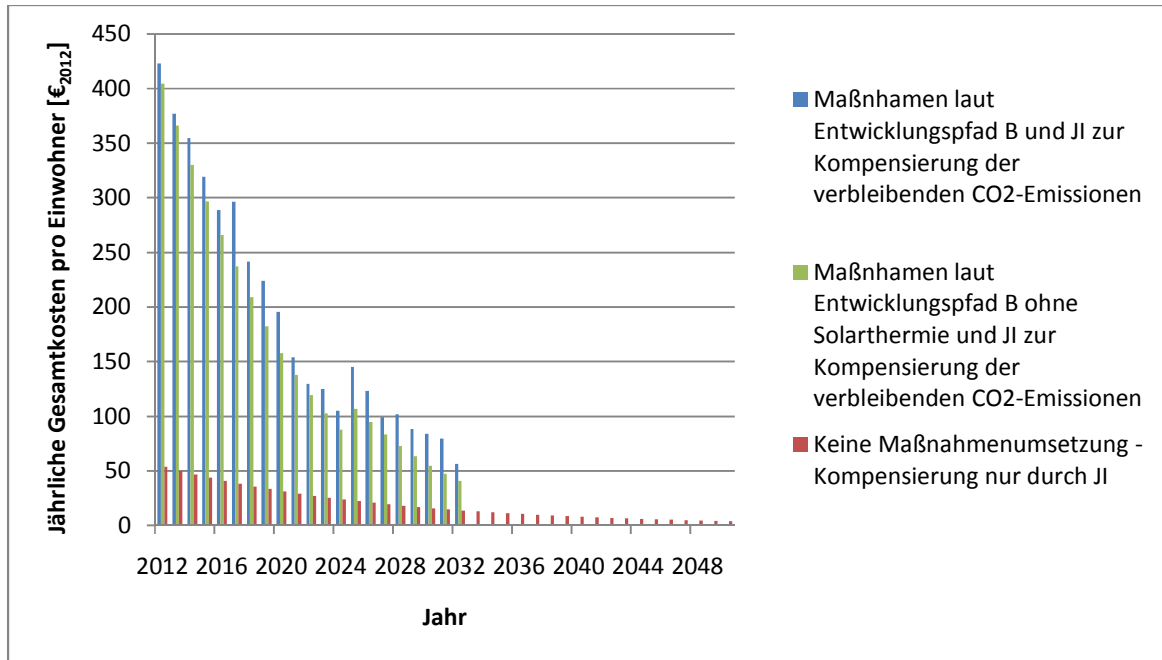


Abbildung 4.50: Gap-Analyse JI Entwicklungspfad B

4.5.3. Parameterabhängigkeiten

Der einzige Parameter, dessen Abhängigkeit für diese Analyse von Interesse ist, stellen die CDM- bzw. JI-Projektkosten dar. Diese Einflussgröße wurde schon teilweise durch die unterschiedlichen Projektarten behandelt, soll im Folgenden aber noch anhand der beiden Entwicklungspfade ohne die Maßnahme „Solarthermie“ genauer untersucht werden. Für diese Betrachtungen wird, vom Berechnungsmodell für CDM-Projekte ausgegangen, da für die wirtschaftliche Bewertung lediglich der Preis und nicht die Art der externen Projekte von Bedeutung ist. Als Bezugswert für die externen Projektkosten (CDM, JI) werden die Kosten für die Vermeidung von CO₂-Emissionen durch CDM-Projektumsetzung gewählt.

In nachfolgender Abbildung sind die Gesamtkosten pro Einwohner für unterschiedliche Werte dieser externen Projektkosten illustriert. Dargestellt werden sowohl eine reine Emissions-Kompensierung durch CDM- bzw. JI-Projekte als auch die Kombination mit der Maßnahmenumsetzung nach Entwicklungspfad A ohne die Berücksichtigung solarthermischer Anlagen.

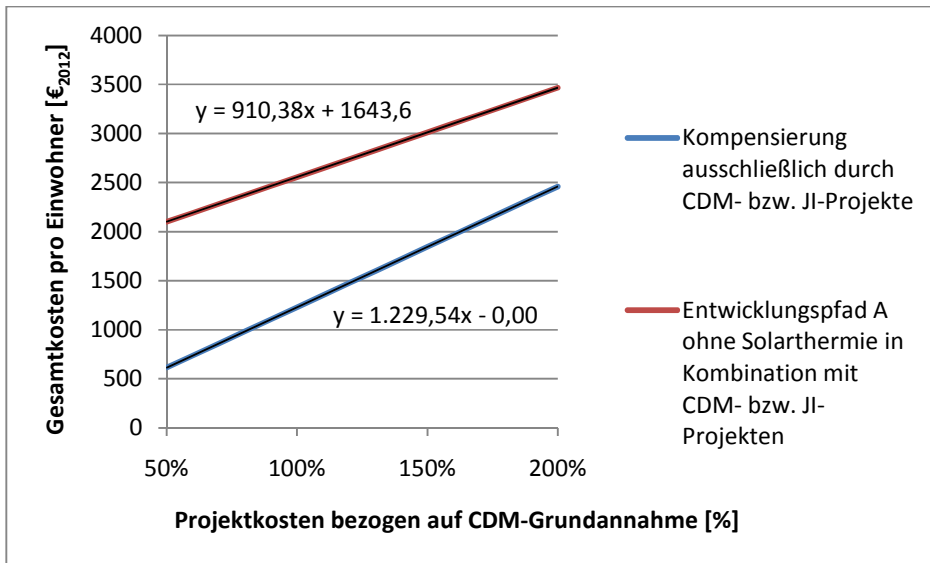


Abbildung 4.51: Sensitivitätsanalyse Projektkosten Gap-Analyse Entwicklungspfad A

Es zeigt sich für beide Betrachtungen ein linearer Verlauf mit unterschiedlichen Offsetwerten und Anstiegen. Der Schnittpunkt dieser beiden Funktionen liegt bei einem CDM- bzw. JI-Projektumsetzungspreis von $56,5 \text{ €}_{2012}/\text{t}_{\text{CO}_2}$. Ab diesen Kosten wäre somit der Entwicklungspfad A ohne Solarthermie in Kombination mit CDM- bzw. JI-Projekten ökonomisch am günstigsten.

Für den Entwicklungspfad B zeigt sich ein ähnliches Bild. Diese Sensitivitätsanalyse ist in Abbildung 4.52 dargestellt.

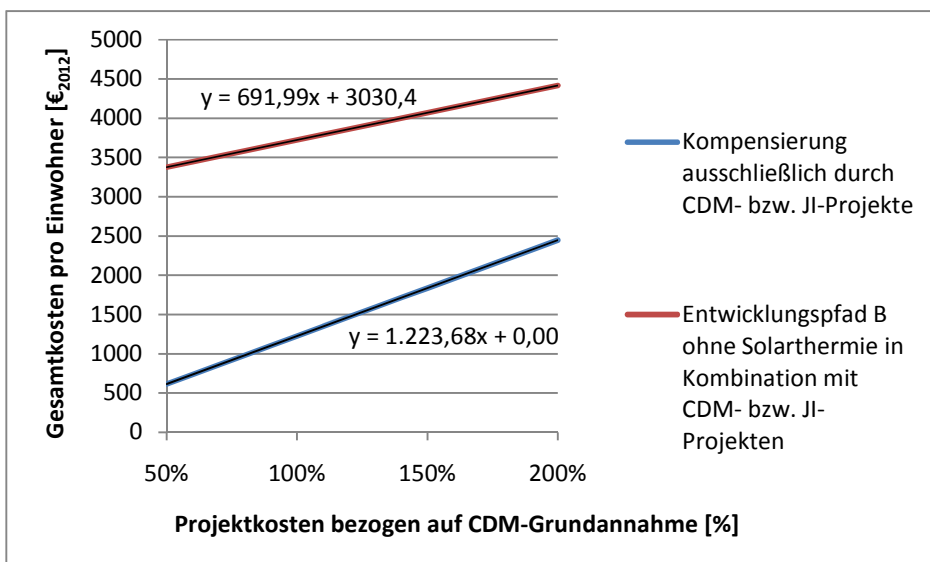


Abbildung 4.52: Sensitivitätsanalyse Projektkosten Gap-Analyse Entwicklungspfad B

Während die Kostenfunktion der Kompensierung durch CDM- bzw. JI-Projektumsetzung nahezu ident zu vorhergehender Betrachtung verläuft, ist der Anstieg der Funktion unter Berücksichtigung der Maßnahmenumsetzung erheblich geringer. Die Kosten des Entwicklungspfad B (und somit der Offset der Funktion) liegen höher als in der ersten Betrachtung. Diese geringere Steigung kann die höheren Grundkosten jedoch nicht kompensieren, weshalb die zwei dargestellten Funktionen sich bei einem höheren Wert als für die Untersuchungen zu Entwicklungspfad A schneiden. Dieser Schnittpunkt liegt bei CDM- bzw. JI-Projektkosten in der Höhe von $62,5 \text{ €}_{2012}/\text{t}_{\text{CO}_2}$.

5. Interpretation und Diskussion

Im vorigen Abschnitt wurden die Ergebnisse für die unterschiedlichen Maßnahmen dargestellt. Hierbei kam es zu sehr divergenten Resultaten, welche anhand der Gap-Analyse mit alternativen externen CO₂-Vermeidungsstrategien in Relation gesetzt wurden.

Im Folgenden werden diese Ergebnisse in Hinblick auf die in Kapitel 1.2 definierten Fragestellungen interpretiert und diskutiert. Dies wird mithilfe einer Gegenüberstellung und einer darauffolgenden Beschreibung der Parameterabhängigkeiten bewerkstelligt. Zuletzt werden die zentralen Schlussfolgerungen aus dieser Arbeit dargestellt.

5.1. Gegenüberstellung der Maßnahmen

Betrachtet man die ermittelten CO₂-Emissionsreduktionskosten der unterschiedlichen Maßnahmen, so zeigt sich das in Abbildung 5.1 dargestellte Bild. Die hier dargestellten Kosten beziehen sich auf den gesamten Betrachtungszeitraum unter den getroffenen Annahmen und repräsentieren daher nicht die aktuelle Situation.

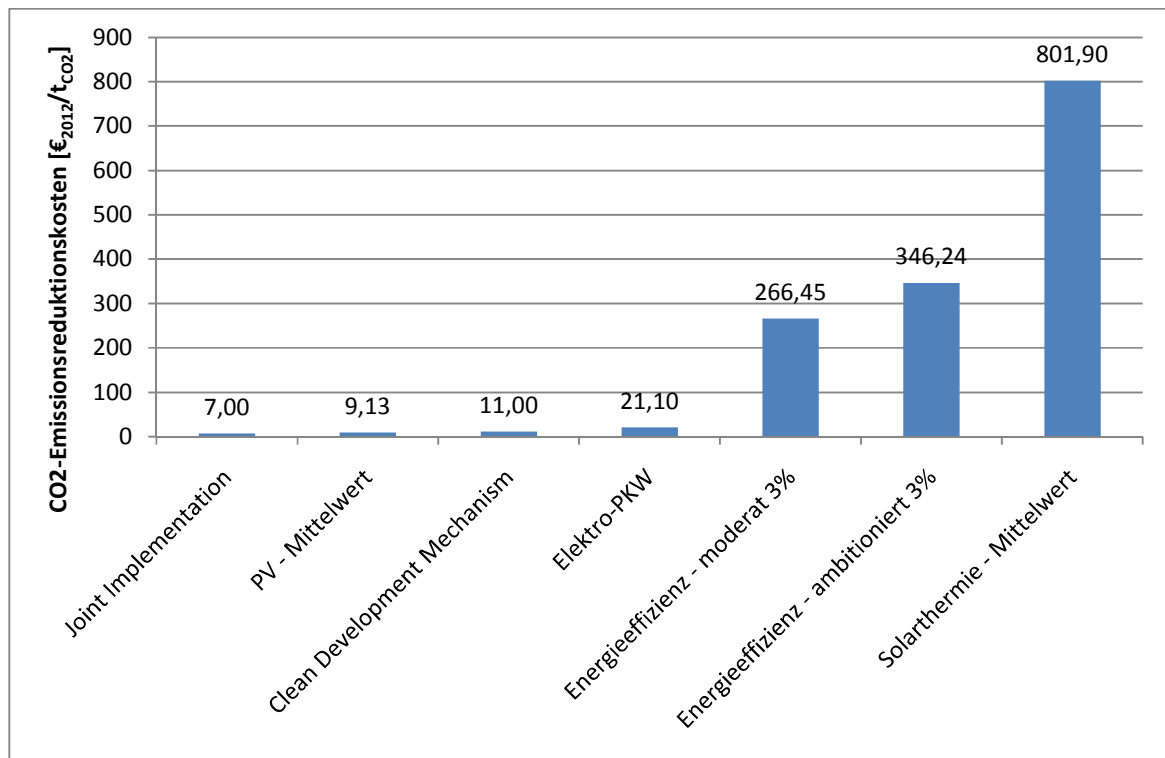


Abbildung 5.1: Gegenüberstellung der unterschiedlichen Maßnahmen

Von den betrachteten Maßnahmen stellt Photovoltaik die mit Abstand günstigste Variante dar. Hierbei kommt es durchschnittlich zu CO₂-Vermeidungskosten in der Höhe von ungefähr 9 €₂₀₁₂/t_{CO₂}. Diese liegen sogar unter den Kosten für die Emissionskompensierung mittels CDM-Projekten. Die Untersuchungen haben allerdings gezeigt, dass jene Anlagenbetreiber der ersten Jahre einen erheblichen Verlust durch die Umsetzung erleiden, wohingegen ab 2025 ein Gewinn erzielt werden kann. Um dies auszugleichen und somit eine hohe Ausbaurate innerhalb der ersten Jahre zu begünstigen, wäre eine, an die Anlagenkosten gekoppelte, Förderung in Erwägung zu ziehen.

Die zweitgünstigste Alternative stellt der Einsatz von Elektro-PKW dar. Für diese Maßnahme kommt es zu Kosten in der Höhe von 21,1 €₂₀₁₂/t_{CO₂}. Allerdings kann in diesem Fall, aufgrund der hohen Sensitivitäten, bereits eine geringe Abweichung von den angesetzten Modellparametern dieses Ergebnis stark beeinflussen (siehe 5.2). Weiters ist die Anschaffung eines Elektro-PKW statt eines fossil betriebenen Fahrzeugs derzeit mit hohen Mehrkosten verbunden. Für diese Maßnahme empfiehlt es sich daher einerseits die Potenziale aufzuzeigen und andererseits die tatsächliche Entwicklung der Preise in den nächsten Jahren zu beobachten, um einen günstigen Zeitpunkt für die Umsetzung auszumachen.

Erst danach folgen die Maßnahmen zur thermischen Gebäudesanierung sowie zu solarthermischen Anlagen, welche einen erheblichen Abstand zu den restlichen betrachteten CO₂-Vermeidungsstrategien aufweisen. Dies ist auf die in der Modellregion eingesetzten Energieträger zur Wärmebereitstellung zurückzuführen. Werden die CO₂-Emissionsreduktionskosten für den Fall einer alternativen Wärmebereitstellung durch fossile Energieträger berechnet, wie es in Kapitel 4.2.2 für Solarthermieanlagen in Kombination mit Erdgas illustriert wurde, kommt es zu völlig anderen Resultaten. Die so ermittelten Kosten würden für andere Energieträger wie beispielsweise Erdöl oder Kohle, zufolge der mit diesen Energieträgern assoziierten höheren Emissionsfaktoren und Preisen, erheblich niedriger liegen.

Die Menge des vermiedenen Kohlendioxids durch die thermische Gebäudesanierung ist für den ambitionierten Fall deutlich höher als für einen moderaten Weg (Pfad A). Dies lässt sich vor allem auf die CO₂-Gutschriften durch nicht mehr zu Heizzwecken genutzte Waldflächen, zufolge der Energiebedarfsreduktion im Sektor Wärme, zurückführen. Um dieses Potenzial voll auszuschöpfen müssen die Sanierungen jedoch zumindest im Ausmaß der ambitionierten Betrachtung durchgeführt werden. Daher ist ein entsprechendes Bewusstsein bei den Gemeindebürgern bzw. ein finanzieller Ansporn beispielsweise durch ein geeignet konzipiertes Fördersystem zu schaffen.

Die Installation solarthermischer Anlagen hat, wie bereits erläutert, das mit Abstand ungünstigste Kosten-Nutzen-Verhältnis. Wie die Gap-Analyse für den Entwicklungspfad B gezeigt hat, kann durch diese Maßnahme das Nullemissionsziel nicht schneller erreicht werden. Daher sollte die Umsetzung für jede Anlage im Detail geprüft werden.

Wie in Kapitel 4.5 bereits erläutert wurde, kommt es im Falle der kompletten Kompensierung der durch die Einwohner der Modellregion verursachten Emissionen durch Umsetzung von CDM- bzw. JI-Projekten aufgrund des günstigen Preises von 7 bzw. 11 €₂₀₁₂/t_{CO2} zu den geringsten Gesamtkosten je Einwohner. Allerdings kann nicht davon ausgegangen werden, dass dies immerfort im benötigten Maße und zu gleichen Kosten möglich ist. Dies lässt sich vor allem damit belegen, dass es sich bei den erhobenen CDM- bzw. JI-Projektumsetzungskosten um Marktdaten handelt und diese daher der dynamischen Preisbildung eines Marktes unterliegen. Weiters kann auch zufolge einer Ausschöpfung der ökonomisch günstigen Projekte innerhalb der nächsten Jahre von einem Anstieg dieser Kosten ausgegangen werden. Außerdem kommt es durch diese CO₂-Vermeidungsstrategie kaum zu regionaler Wertschöpfung, da diese Maßnahmen nicht von regionalen Firmen umgesetzt werden.

5.2. Parameterabhängigkeiten

Wie man anhand der Steigungen der einzelnen Sensitivitätsanalysen sehen kann, kommt es im Fall der Maßnahme Elektro-PKW zum größten relativen Einfluss (16,35 %/Jahr) eines einzelnen Parameters. Die Sensitivität bezüglich des Zeitpunkts des Wegfalls der steuerlichen Einsparungen ist am höchsten und weist zusätzlich noch die größte Unsicherheit auf, da es sich hierbei um eine Annahme handelt. Für dieses Szenario sind auch die Einflüsse der Lebensdauer und Kilometerleistung erheblich.

Für die Photovoltaik-Maßnahme hat der Parameter Zinssatz den höchsten Einfluss auf die CO₂-Emissionsreduktionskosten. Zuzufolge des in diesem Fall positiven Funktionsanstiegs bewirkt eine Senkung des Zinssatzes eine Reduktion der Kosten. Da es sich bei dem angenommenen Zinssatz von 7% um die Nachbildung einer kompletten Fremdfinanzierung handelt, können für diese Maßnahme die Kosten am stärksten durch einen höheren Eigenmittelanteil gesenkt werden. Außerdem haben die Kostendegression und die Strompreissteigerungsrate einen erheblichen Einfluss auf die Resultate der Kosten-Nutzen-Analyse.

Im Falle der ambitionierten Gebäudesanierung weisen die Ergebnisse die größte Abhängigkeit vom Parameter Lebensdauer auf. Daher können die Kosten dieser Maßnahme am meisten durch eine Erhöhung der LD gesenkt werden. Um dies zu bewerkstelligen besteht die Möglichkeit des Einsatzes hochwertigerer Materialien. Allerdings ist dies auch mit erheblichen Mehrkosten verbunden. Für die Berechnungen wurde der Einsatz von durchschnittlichen Materialien angenommen und Investitionskosten von ca. 62.000 €/Gebäude ermittelt. Würde man stattdessen die teuersten Materialien des nach (3) erhobenen Preisbereichs verwenden, so ergeben sich Investitionskosten in der Höhe von ungefähr 69.000 €/Gebäude. Dies wäre daher nur mit einer deutlich erhöhten Lebensdauer von über 50 Jahren zielführend. Die Einflüsse der Energiepreissteigerungsrate des

Zinssatzes sind auch in diesem Fall nicht vernachlässigbar. Daher empfiehlt es sich auch für die ambitionierte thermische Gebäudesanierung den Eigenmittelanteil zu erhöhen.

5.3. Schlussfolgerungen

Eine kostengünstige Variante zur Reduktion der CO₂-Emissionen, wäre die Umsetzung der günstigsten Maßnahme (Photovoltaik) in großem Rahmen. Somit wäre es theoretisch möglich die gesamten verursachten Emissionen durch Stromexport zu kompensieren. Ein Nachteil wäre jedoch, dass hierzu ein massiver Flächenbedarf entstehen würde, der größtenteils lediglich durch derzeit landwirtschaftlich genutzte Flächen bereitgestellt werden könnte. Weiters würde es zufolge des, durch diese Maßnahmenumsetzung benötigten, Ausbaus der Stromnetz-Infrastruktur zu markanten Mehrkosten kommen.

Entwicklungspfad B ohne Berücksichtigung solarthermischer Anlagen zeigt eine Möglichkeit zur nachhaltigen Erreichung des Nullemissionsziels im Jahr 2033 auf. Hierbei werden jährlich 20 neue Photovoltaikanlagen mit einer Spitzenleistung von 3 kWp errichtet, 12 ambitionierte Gebäudesanierungen pro Jahr durchgeführt, welche den Wärmebedarf auf unter 50 kWh/m²*a senken und jedes Jahr 10 neue Elektro-PKW (innerhalb der ersten 10 Jahre um einen PKW pro Jahr steigend, beginnend mit einem Fahrzeug) angeschafft. Durch die betrachtete intensive Umsetzung regionaler Maßnahmen, können auch lokale Firmen in den Prozess eingebunden werden und essentielle Erfahrungen auf dem zukünftig immer mehr an Wichtigkeit gewinnenden Markt für nachhaltige Energiebedarfsdeckung sammeln. Allerdings haben die Bewertungsergebnisse gezeigt, dass mit diesem Pfad auch erhebliche Kosten einhergehen. Diese betragen je Einwohner, sofern die Kompensierung der gesamten verbleibenden Emissionen (jener Teil der nicht durch Maßnahmen kompensiert werden kann) bereits ab 2012 durch externe Projekte realisiert wird, 3722 €₂₀₁₂ in Kombination mit CDM-Projekten und 3461 €₂₀₁₂ mit JI-Projekten. Dies führt zu durchschnittlichen jährlichen Kosten pro Gemeindegänger in der Höhe von 177,24 €₂₀₁₂ (CDM) bzw. 164,81 €₂₀₁₂ (JI).

Zufolge der hier dargestellten Argumente, lässt sich festhalten, dass ein Bewusstsein in der Bevölkerung geschaffen werden muss, welche Maßnahmen in welchem Ausmaß das beste Kosten-Nutzen-Verhältnis zum Erreichen des gemeinschaftlichen Ziels der Reduktion der verursachten Emissionen aufweisen. Weiters ist auch ein geeignetes regionales Fördersystem in Erwägung zu ziehen, um die Umsetzung dieser Maßnahmen zu begünstigen.

Außerdem zeigen die dargestellten Analysen, dass die günstigsten Maßnahmenkombinationen nicht ohne weiteres auf andere Regionen umgelegt werden können. Beispielsweise die Kombination der Energieträger, welche zur Wärmebereitstellung eingesetzt werden, hat einen erheblichen Einfluss auf sämtliche Energiebedarfsreduktionsmaßnahmen in diesem Sektor. Mithilfe der in dieser Arbeit dargestellten Berechnungsverfahren ist es allerdings möglich eine vergleichbare Kosten-Nutzen-

Analyse für andere Regionen durchzuführen um die ökonomisch und ökologisch günstigste Maßnahmenkombination für den Weg zu einer „Zero Carbon Town“ darzulegen.

6. Zusammenfassung

Auf dem Weg zu einer CO₂-neutralen Gemeinde gibt es eine Vielzahl von möglichen Pfaden, die eingeschlagen werden können. Da dieses Ziel einen wichtigen Teilschritt zur Stabilisierung der Treibhausgaskonzentration in der Atmosphäre unseres Planeten darstellt, ist es besonders wichtig dies möglichst kosteneffizient zu erreichen, um so die finanziellen Hürden zu senken.

In dieser Arbeit wurden mithilfe der Barwertmethode unterschiedliche Maßnahmen zur Reduktion der CO₂-Emissionen am Beispiel einer Modellregion bewertet und miteinander verglichen. Als Basis für diese Berechnungen dienten einerseits Daten bezüglich der betrachteten Modellregion und andererseits die durch Literaturrecherche erhobenen ökonomischen Parameter der untersuchten Maßnahmen.

Die wichtigsten Ergebnisse zum Vergleich der einzelnen Maßnahmen stellen die ermittelten Kosten pro Tonne vermiedenem CO₂ dar, welche in der nachfolgenden Abbildung dargestellt werden und den gesamten Betrachtungszeitraum repräsentieren.

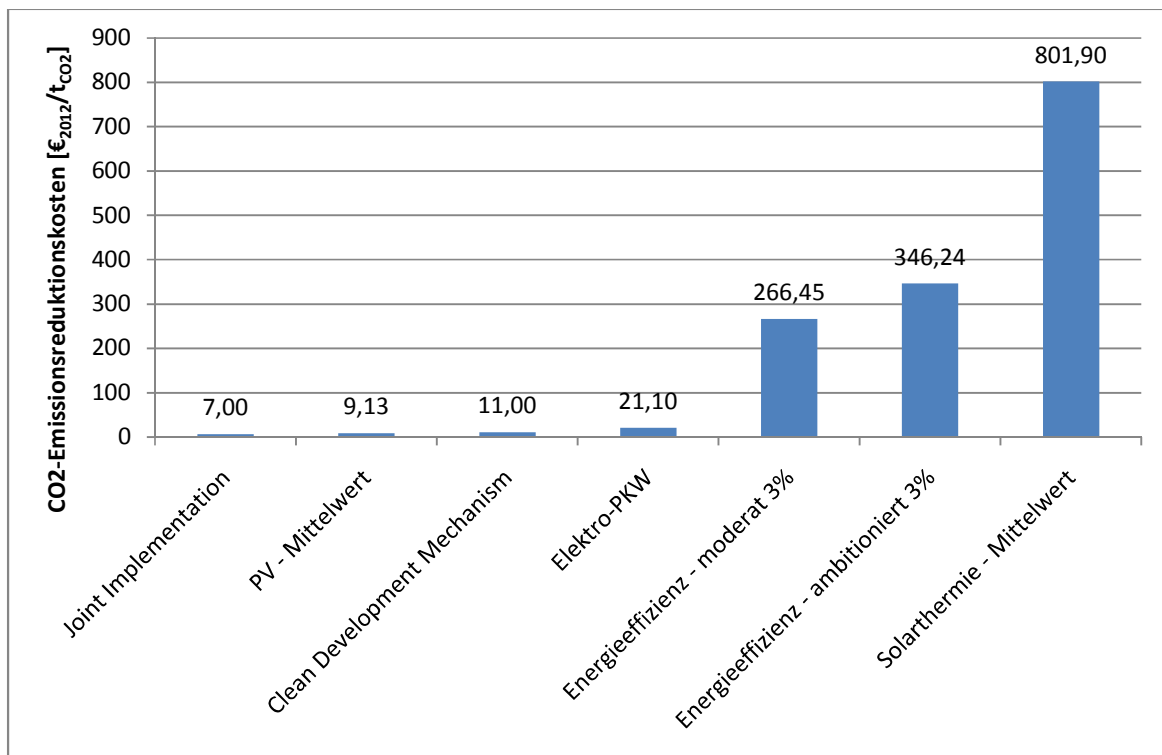


Abbildung 6.1: CO₂-Emissionsreduktionskosten der unterschiedlichen Maßnahmen

Es zeigt sich, dass die Maßnahmen „Photovoltaik“ und „Elektro-PKW“ am günstigsten sind. Mit deutlichen Mehrkosten sind die verbleibenden zwei CO₂-Vermeidungsoptionen verbunden. Allerdings kommt es für die thermische Gebäudesanierung zu den größten Mengen an verhinderten Emissionen durch Reduktion des Holzbedarfs und somit CO₂-Gutschriften durch nicht genutzte Waldflächen. Dieser Sachverhalt wird in nachfolgender Grafik dargestellt und dient für die Gap-Analyse als Datengrundlage.

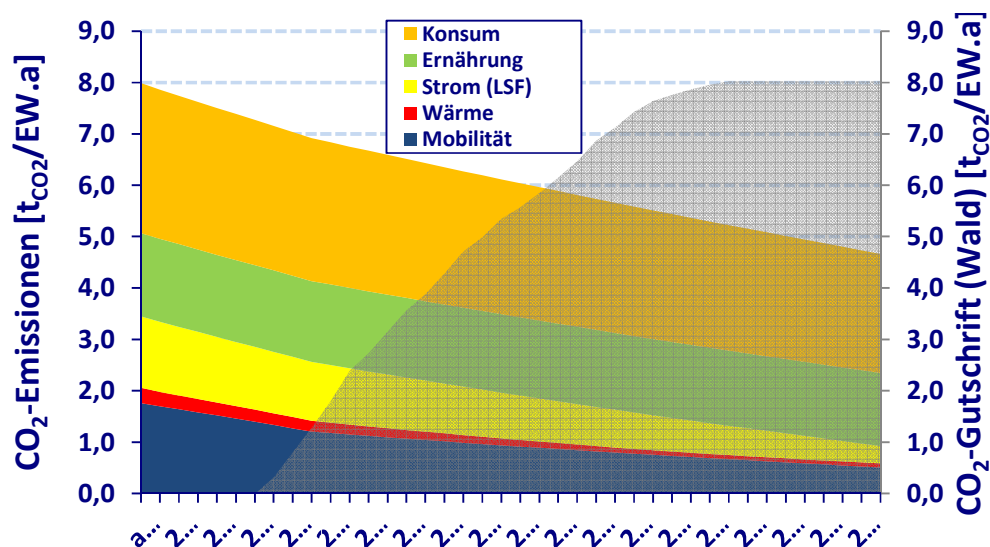


Abbildung 6.2: Verlauf der CO₂-Emissionen sowie der CO₂-Gutschrift durch Wald - Entwicklungspfad B (2)

Bei der Gap-Analyse wurden schließlich die Gesamtkosten pro Einwohner für die komplette Kompensierung der verursachten Emissionen bestimmt. Diese sind in Tabelle 6.1 für die regional nachhaltige Umsetzung des Entwicklungspfades B (starke Ausprägung der betrachteten Maßnahmen) zusammengefasst.

Tabelle 6.1: Ergebnisse der Gap-Analyse CDM Entwicklungspfad B

	Maßnahmen laut Entwicklungspfad B und CDM zur Kompensierung der verbleibenden CO ₂ -Emissionen		Kompensierung nur durch CDM
	mit Solarthermie	ohne Solarthermie	
Kosten Maßnahmenumsetzung	5086653 € ₂₀₁₂	4303224 € ₂₀₁₂	- € ₂₀₁₂
Kosten CDM-Projekte	981713 € ₂₀₁₂	982627 € ₂₀₁₂	1737631 € ₂₀₁₂
Summe	6068366 € ₂₀₁₂	5285851 € ₂₀₁₂	1737631 € ₂₀₁₂
Gesamtkosten pro Einwohner	4273 € ₂₀₁₂	3722 € ₂₀₁₂	1224 € ₂₀₁₂

Durch diese Maßnahmenkombination kann das Nullemissionsziel bereits im Jahr 2033 erreicht werden. Die jährlich anfallenden Durchschnittskosten pro Gemeindebürger für eine komplette Kompensierung der Emissionen ab 2012 durch Maßnahmenumsetzung in Kombination mit CDM-Projekten betragen (sofern die getroffenen Annahmen und Prognosen zutreffen) 177,24 €₂₀₁₂.

Um die in dieser Arbeit gezeigten Ergebnisse auch für andere Regionen ableiten zu können, ist es nötig eine fundierte Datengrundlage zu schaffen. Mit deren Hilfe und den hier gezeigten Berechnungsmethoden kann dann eine kostengünstige Lösung für die gewünschten Ziele der jeweiligen Gemeinde bestimmt werden.

7. Literaturverzeichnis

1. **Nakicenovic, N. & Haas, R.:** „Skriptum zur Vorlesung mit Übung Energieökonomie“, Skriptum; Wien : Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe, Energy Economics Group, 2011.
2. *Projekt "Zero Carbon Town"; Forschungsprojekt im Rahmen der österreichischen Programmlinie "Neue Energien 2020", FFG Projektnummer: 829865; Laufzeit April 2011 - Mai 2012*
3. **Amtmann, M., Barth, T. & Simader, G.:** "Kosten-Nutzen-Analyse von energetischen Gebäudesanierungen in Österreich", Bericht; Wien : Österreichische Energieagentur, 2011.
4. **Dengler, J., Fette, M., Henning, H.-M., Idrissova, F., Jochem, E., Kost, C., Reitze, F., Schnabel, L., Schulz, W., Steinbach, J. & Toro, F.:** "Erarbeitung einer Integrierten Wärme- und Kältestrategie - Zwischenbericht AP1", Bericht; Freiburg : Fraunhofer ISE, 2011.
5. **Biermayr, P., Eberl, M., Ehrig, R., Fechner, H., Galosi, A., Kristöfel, C., Prügler, N., Strasser, C., Weiss, W. & Wörgetter, M.:** "Innovative Energietechnologien in Österreich Marktentwicklung 2010", Bericht; Wien : Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, 2011.
6. **Jager, D., Klessmann, C., Stricker, E., Winkel, T., Visser, E., Koper, M., Ragwitz, M., Held, A., Resch, G., Busch, S., Panzer, C., Gazzo, A., Roulleau, T., Gousseland, P., Henriët, M. & Bouillé, A.:** "Financing Renewable Energy in the European Energy Market", Bericht; Ecofys, 2011.
7. **Heiztec.** [Online] 2012. [Zitat vom: 6. Januar 2012.]
http://office.heizungslager.at/files/shop/solarenergie/solar_2939.pdf.
8. **Kaltschmitt, M. & Streicher, W.:** "Regenerative Energien in Österreich: Grundlagen, Systemtechnik, Umweltaspekte, Kostenanalysen, Potentiale, Nutzung“, Buch; Wiesbaden: Vieweg + Teubner, 2009.
9. **Raymann.** PV 1 bis 10 kWp. [Online] 2012. [Zitat vom: 1. Januar 2012.]
<http://www.raymann.at/produkte/komplettpakete/pv1bis100.html>.
10. **Sonntec.** Sonntec.at - Strom aus Sonnenenergie - Photovoltaik Komplettpaketpreise. [Online] 2012. [Zitat vom: 5. Januar 2012.]
http://www.sonntec.at/index.php?option=com_content&view=article&id=101&Itemid=99.
11. **Bernreuter J.:** "Preisdynamik nach unten", Artikel Photon; Ausgabe: Oktober 2002, Seite 53

12. **Nissan**. Der innovative NISSAN LEAF - Elektrofahrzeuge. [Online] 2012. [Zitat vom: 5. Februar 2012.] <http://www.nissan.at/AT/de/vehicles/electric-vehicles/electric-leaf/leaf.html#vehicles/electric-vehicles/electric-leaf/leaf/pricing-and-specifications/cost-savings>.
13. **Thiel, C., Perujo, A. & Mercier, A.**: "*Cost and CO2 Aspects of future Vehicle Options in Europe under new Energy Policy Scenarios*", Wissenschaftlicher Artikel; 2010.
14. **UNIQA Versicherungen AG**. Kfz Steuer. [Online] 2012. [Zitat vom: 30. März 2012.] <http://www.uniqa.at/uniqaat/cms/service/kfz-zulassung-steuer/Kfz-Steuer.de.xhtml>.
15. **Bundeskanzleramt Österreich**. RIS - Gesamte Rechtsvorschrift für Mineralölsteuergesetz 1995 - Bundesrecht konsolidiert, Fassung vom 18.05.2012. [Online] 2012. [Zitat vom: 18. Mai 2012.] <http://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=10004908>.
16. **EVN**. Produktangebot Strom Privatkunden - Optima Strom. [Online] 2012. [Zitat vom: 15. März 2012.] <http://www.evn-energievertrieb.at/getdoc/3eade527-b498-4b01-9879-6fc2983d95f0/Optima-Strom.aspx>.
17. **EVN**. Produktangebot Strom Privatkunden - Sonnenstrom. [Online] 2012. [Zitat vom: 15. März 2012.] <http://www.evn-energievertrieb.at/Privatkunden/Produkte/Strom/Optima-SonnenStrom.aspx>.
18. **E-Control**. Aktueller Marktpreis gemäß §20 Ökostromgesetz. [Online] 2012. [Zitat vom: 11. Februar 2012.] <http://e-control.at/de/marktteilnehmer/oeko-energie/marktpreis>.
19. **Statistik Austria**. Statistik Austria - Preise, Steuern. [Online] 2012. [Zitat vom: 14. März 2012.] http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_und_umwelt/energie/preise_steuern/index.html.
20. **Statistik Austria**. Statistik Austria - Verbraucherpreisindex (VPI,HPI). [Online] 2012. [Zitat vom: 4. April 2012.] http://www.statistik.at/web_de/statistiken/preise/verbraucherpreisindex_vpi_hvpi/index.html.
21. **EVN**. Produktangebot Gas Privatkunden - Optima Gas. [Online] 2012. [Zitat vom: 15. März 2012.] <http://www.evn-energievertrieb.at/Privatkunden/Produkte/Gas/Optima-Gas.aspx>.
22. **Biomasseverband**. Heizkostenvergleich Februar 2012. [Online] 2012. [Zitat vom: 15. März 2012.] http://www.biomasseverband.at/uploads/tx_osfopage/Heizkostenvergleich_Februar_2012_03.pdf.
23. **unfccc**. Clean Development Mechanism (CDM). [Online] 2012. [Zitat vom: 18. Mai 2012.] http://unfccc.int/kyoto_protocol/mechanisms/clean_development_mechanism/items/2718.php.

24. **Gesamtkoordination: Kommunalkredit Public Consulting GmbH:** "*Österreichs JI/CDM-Programm 2009*", Bericht; Wien : Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, 2010.

25. **unfccc.** Joint Implementation. [Online] 2012. [Zitat vom: 18. Mai 2012.]
http://unfccc.int/kyoto_protocol/mechanisms/joint_implementation/items/1674.php.

26. **Nakicenovic, N. & Haas, R.:** "*Skriptum zur Vorlesung mit Übung Energiemodelle und Analysen*", Skriptum; Wien : Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe, Energy Economics Group, 2012.

27. **Klima und Energiefonds.** Photovoltaik-Förderaktion 2011. [Online] 2012. [Zitat vom: 5. Januar 2012.] <http://www.klimafonds.gv.at/foerderungen/aktuelle-foerderungen/2011/photovoltaik-foerderaktion-2011/>.

8. Anhang

In diesem Abschnitt werden die Berechnungsergebnisse für die nicht in der Arbeit separat behandelten Ausbauraten der Maßnahmen Photovoltaik und Solarthermie dargestellt, sofern sich diese von den gezeigten Resultaten unterscheiden.

8.1. Photovoltaik – 10 Anlagen Pro Jahr

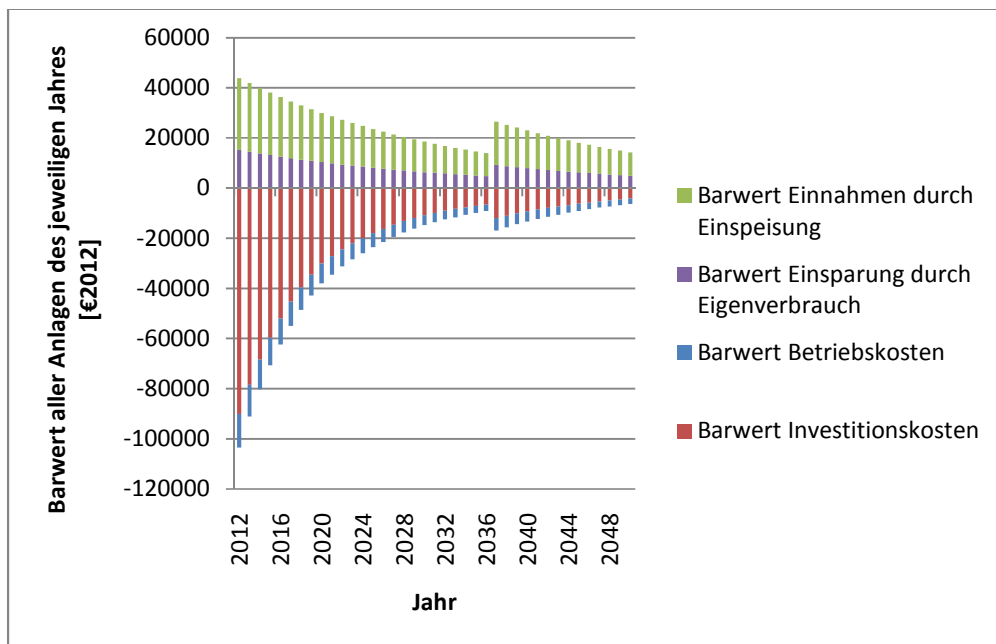


Abbildung 8.1: Barwertverlauf Photovoltaik - 10 Anlagen/Jahr

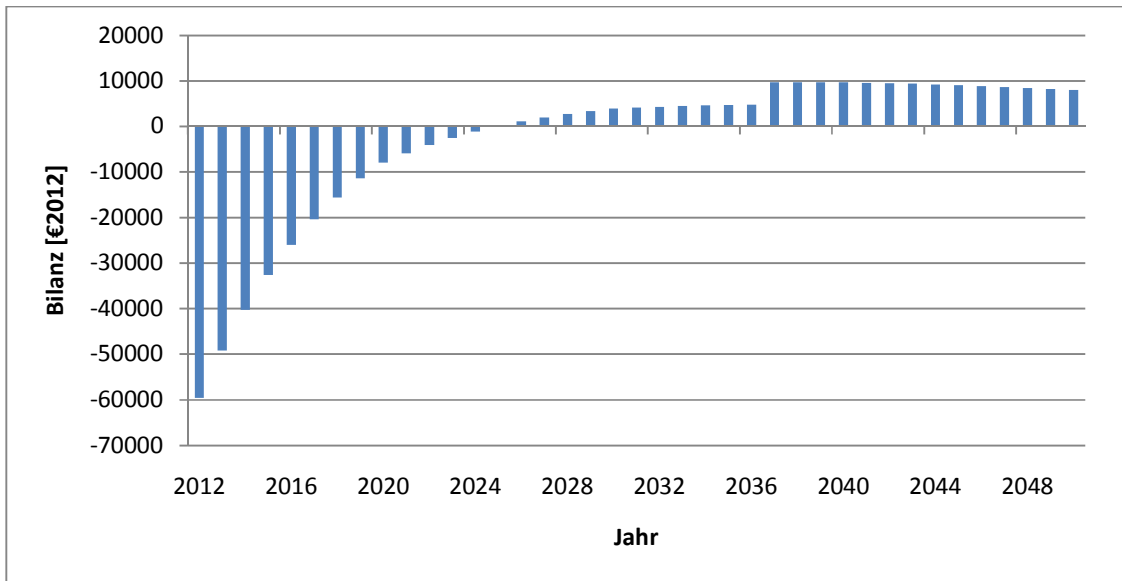


Abbildung 8.2: Verlauf der Nettobilanzen Photovoltaik - 10 Anlagen/Jahr

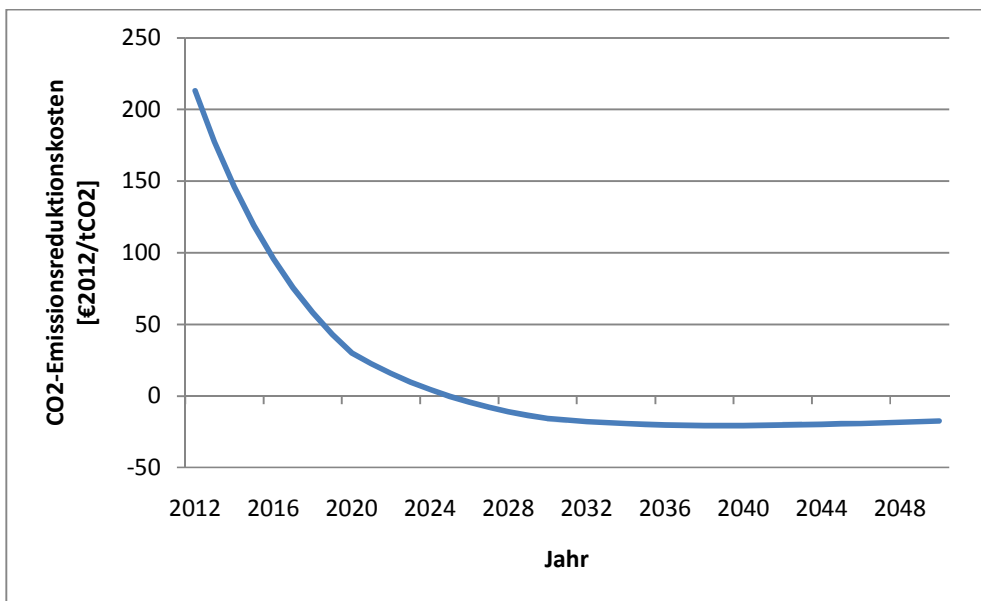


Abbildung 8.3: CO₂-Vermeidungskosten Photovoltaik - 10 Anlagen/Jahr

8.2. Photovoltaik – 15 Anlagen Pro Jahr

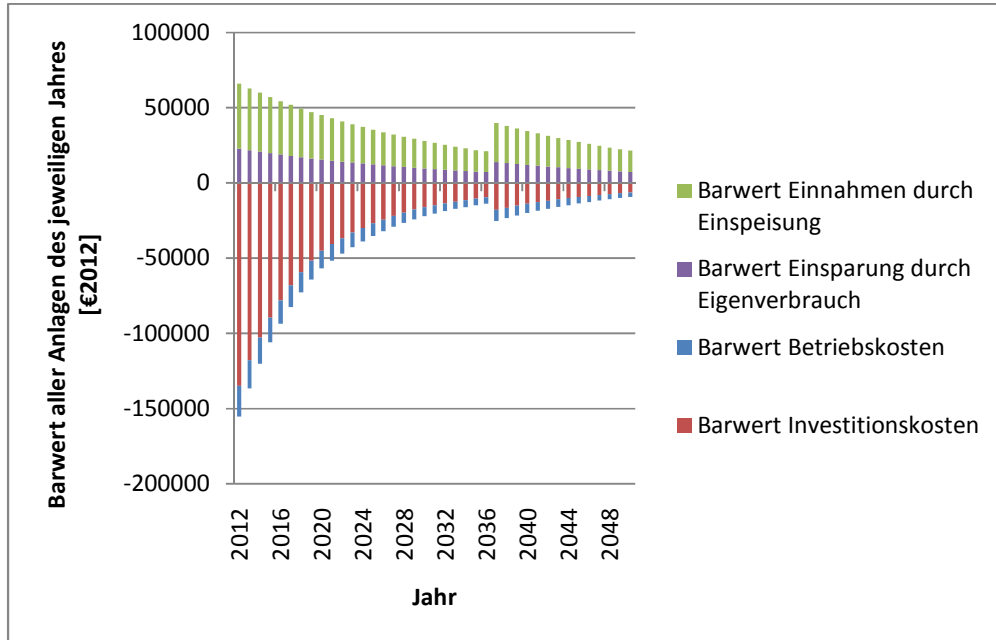


Abbildung 8.4: Barwertverlauf Photovoltaik - 15 Anlagen pro Jahr

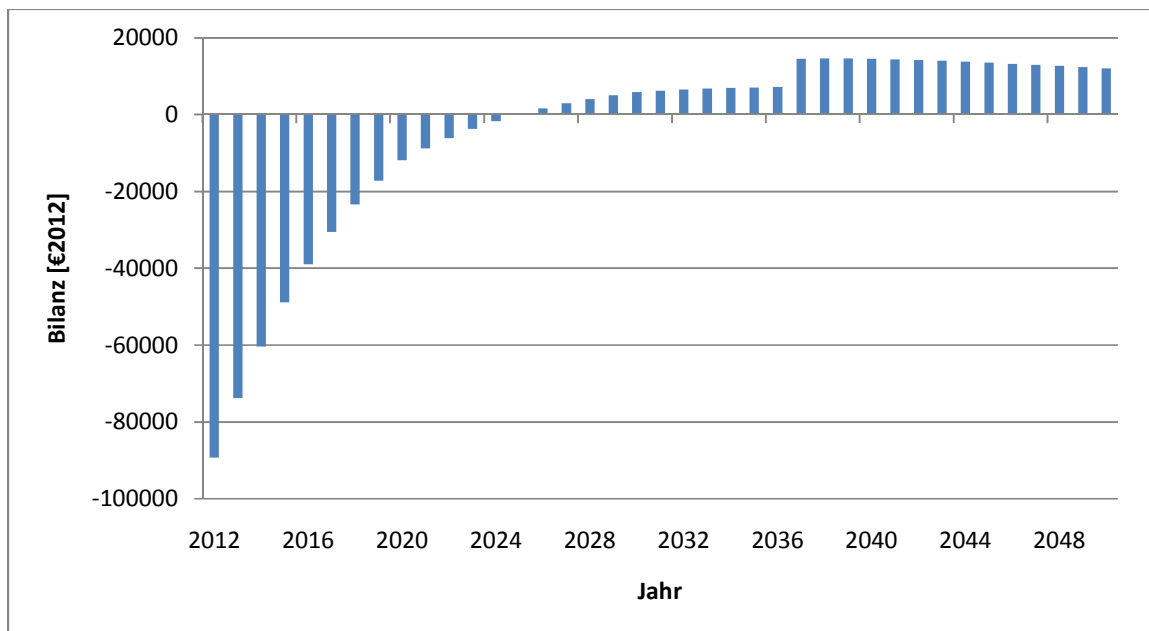


Abbildung 8.5: Verlauf der Nettobilanzen Photovoltaik - 15 Anlagen/Jahr

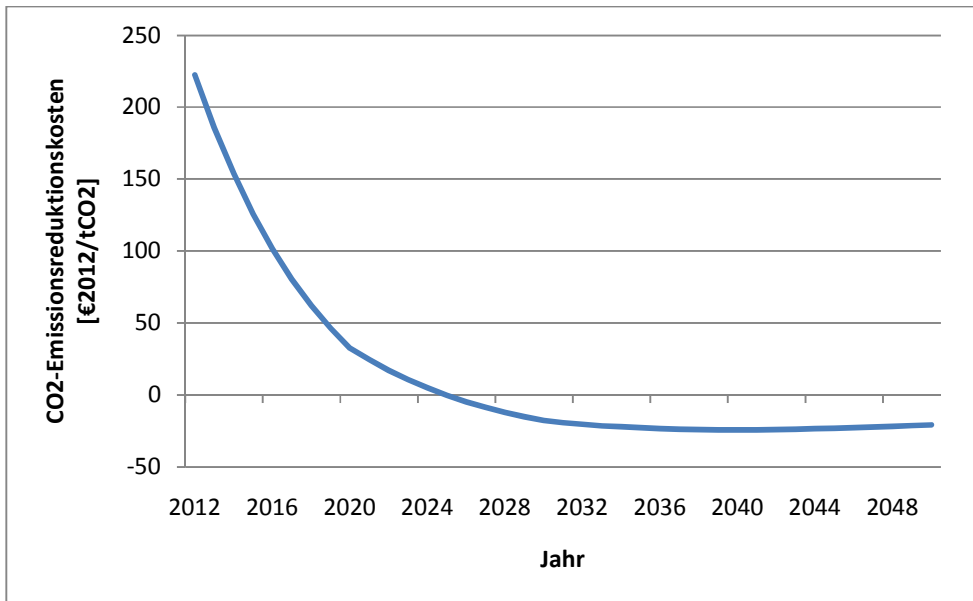


Abbildung 8.6: Verlauf der CO₂-Vermeidungskosten Photovoltaik - 15 Anlagen/Jahr

8.3. Photovoltaik – 20 Anlagen pro Jahr

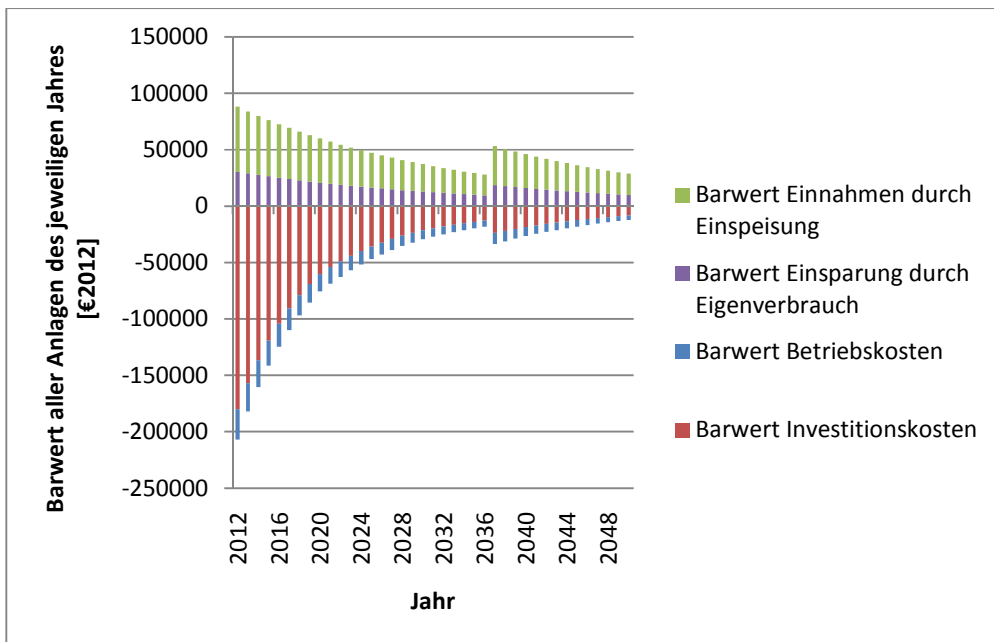


Abbildung 8.7: Barwertverlauf Photovoltaik - 20 Anlagen/Jahr

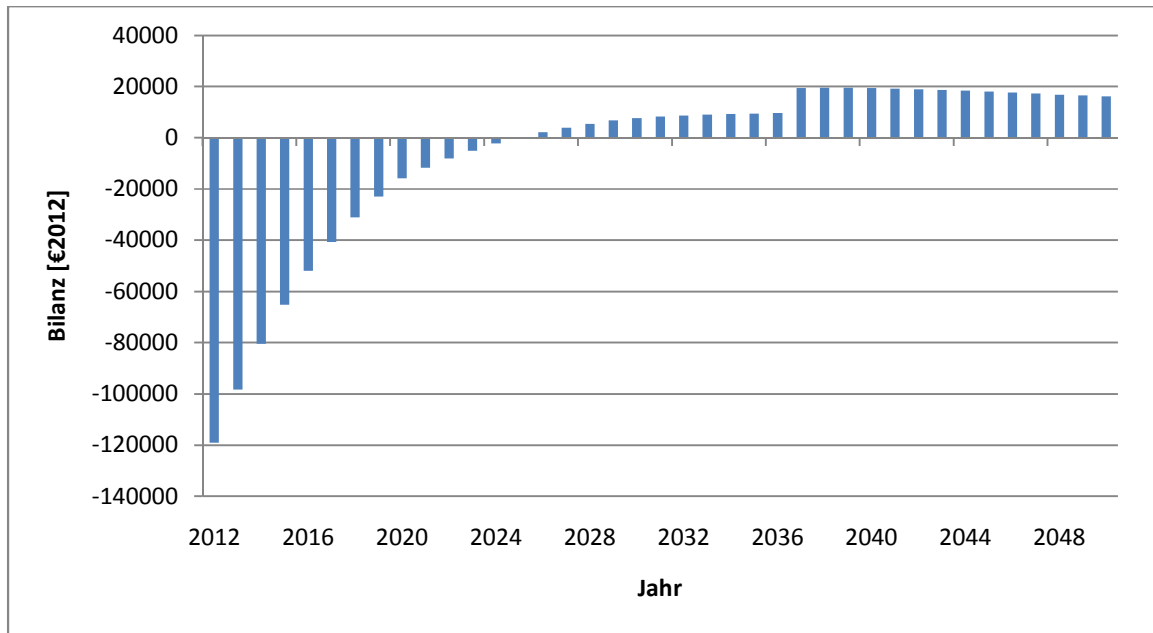


Abbildung 8.8: Verlauf der Nettobilanzen Photovoltaik - 20 Anlagen/Jahr

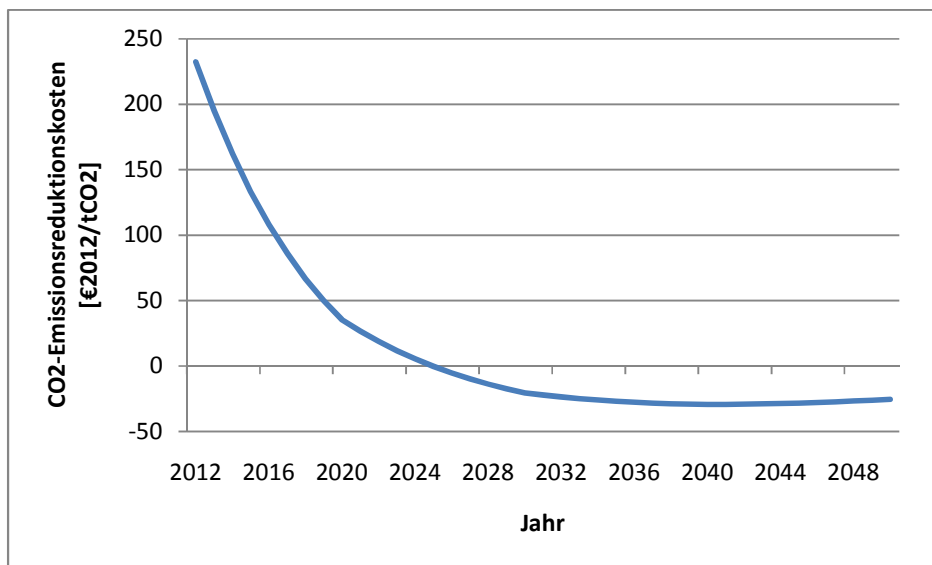


Abbildung 8.9: Verlauf der CO2-Vermeidungskosten Photovoltaik - 20 Anlagen/Jahr

8.4. Solarthermie – Bei 100% der Heizkesseltausche

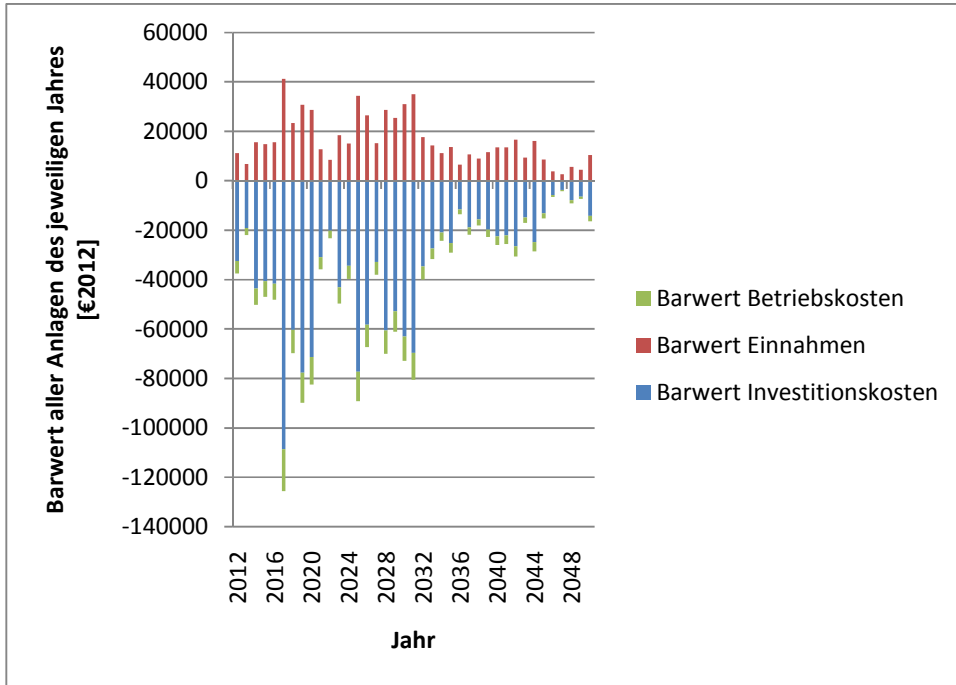


Abbildung 8.10: Barwertverlauf Solarthermie - bei 100% der Heizkesseltausche

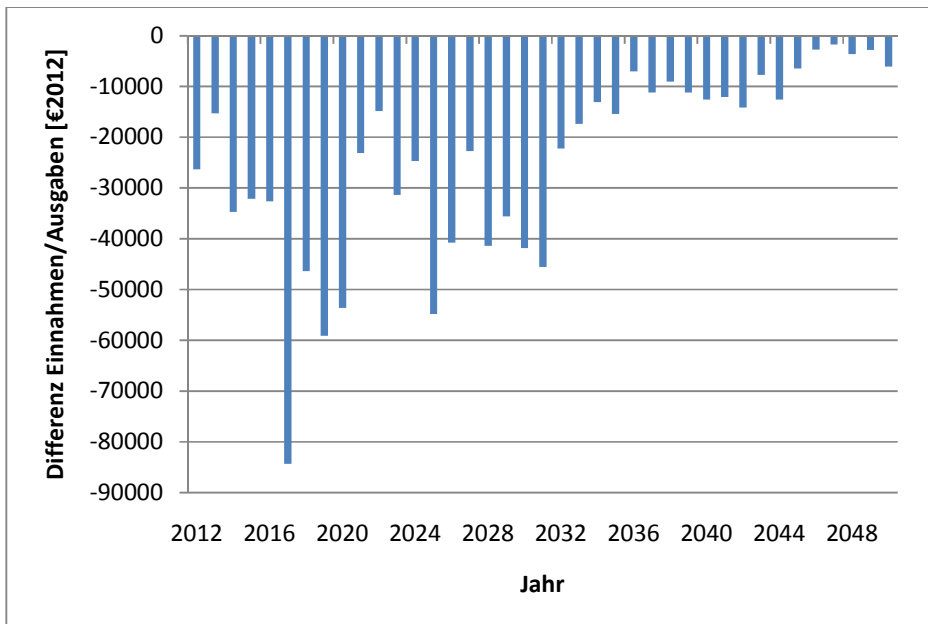


Abbildung 8.11: Verlauf der Nettobilanzen Solarthermie - bei 100% der Heizkesseltausche

8.5. Solarthermie Erdgas – Bei 100% der Heizkesseltausche

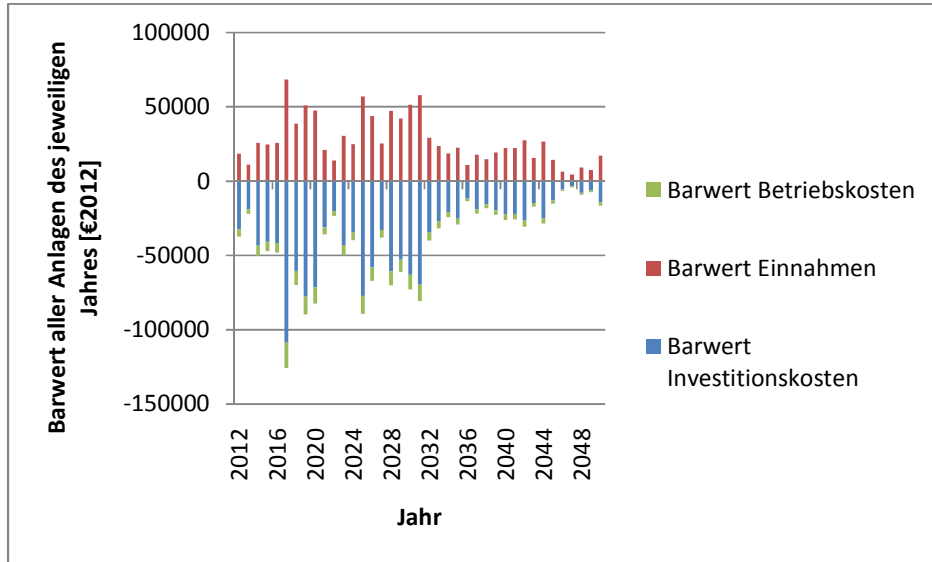


Abbildung 8.12: Barwertverlauf Solarthermie Erdgas - Bei 100% der Heizkesseltausche

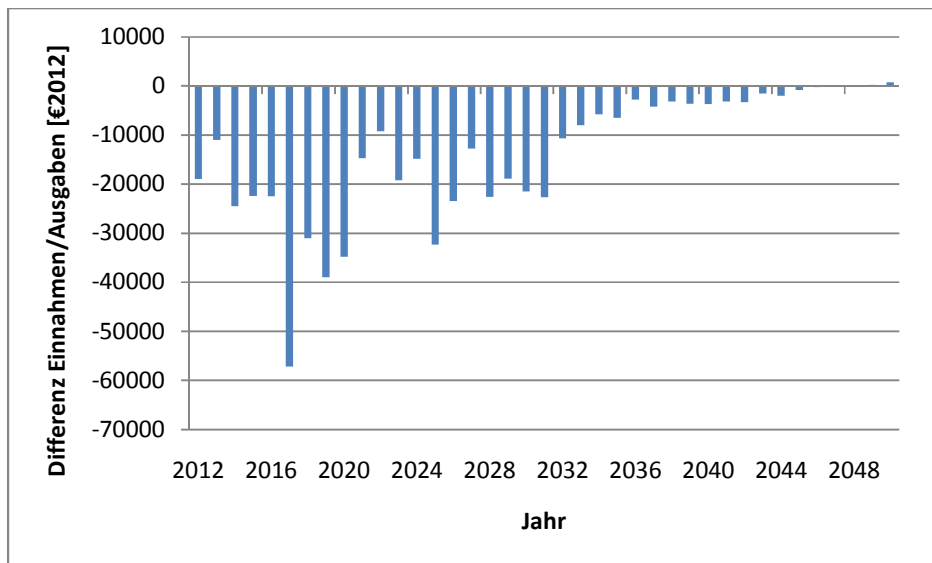


Abbildung 8.13: Verlauf der Nettobilanzen Solarthermie Erdgas - Bei 100% der Heizkesseltausche