

DIPLOMARBEIT

Ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades eines
Diplom-Ingenieurs (Dipl.-Ing.)

Analyse des zukünftigen Förderbedarfs von Photovoltaik-Eigenverbrauchsanlagen in Österreich

unter der Leitung von
Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. Reinhard Haas
und
Dipl.-Ing. Dr. Gustav Resch

eingereicht an der
Technischen Universität Wien
Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik
Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe

von
Gerhard Karlicek, BSc
Matrikelnummer 0828300

Wien, Juni 2017

Erklärung

Hiermit erkläre ich, dass die vorliegende Arbeit gemäß dem Code of Conduct – Regeln zur Sicherung guter wissenschaftlicher Praxis (in der aktuellen Fassung des jeweiligen Mitteilungsblattes der TU Wien), insbesondere ohne unzulässige Hilfe Dritter und ohne Benutzung anderer als der angegebenen Hilfsmittel, angefertigt wurde. Die aus anderen Quellen direkt oder indirekt übernommenen Daten und Konzepte sind unter Angabe der Quelle gekennzeichnet.

Die Arbeit wurde bisher weder im In- noch im Ausland in gleicher oder in ähnlicher Form in anderen Prüfungsverfahren vorgelegt.

Wien, Juni 2017

Gerhard Karlicek

Kurzfassung

In dieser Arbeit wird der zukünftige Förderbedarf von Photovoltaik-Anlagen in Österreich vor dem Hintergrund sinkender Investitionskosten untersucht. Betrachtet werden dachmontierte PV-Anlagen mit 5 kW, 30 kW und 100 kW Spitzenleistung, die jeweils einen Anteil am Strombedarf eines Haushaltes oder Gewerbetriebes decken. Die Wirtschaftlichkeitsanalyse wird mit der Kapitalwertmethode durchgeführt. Die Berechnungsergebnisse zeigen, dass Neuanlagen mit 5 kW Spitzenleistung ab 2020 ohne Förderungen errichtet und betrieben werden können. Bei 30kW- und 100kW-PV-Anlagen ist ein rentabler Betrieb ohne Förderungen heute schon möglich. Ein sofortiger Stopp der Förderungen wird jedoch im Sinne einer kontinuierlichen Förderpolitik als nicht zweckmäßig erachtet. Es wird in dieser Arbeit stattdessen ein degressiver Fördersatz berechnet, der den steigenden Kapitalwert von Neuanlagen durch deren sinkende Investitionskosten berücksichtigt. In diesem System würden Neuanlagen spätestens ab 2024 keine Förderungen mehr erhalten. Dies erfüllt das in den „Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020“ definierte Ziel der Europäischen Kommission, wonach Förderungen für die etablierten Erneuerbaren zwischen 2020 und 2030 auslaufen sollen. Förderungen sollen nach diesen Leitlinien auch zur Marktintegration von erneuerbarem Strom beitragen. Nach einer Erörterung verschiedener Fördersysteme wird ein investitionsbasiertes Fördersystem vorgeschlagen, in dem Betreiber den Eigenverbrauch durch die PV-Anlagen maximieren und den Überschussstrom am Strommarkt verkaufen.

Abstract

This thesis examines the prospective need for subsidies for photovoltaics in Austria in times of decreasing investment costs. As an example, rooftop-mounted photovoltaic systems with 5 kW, 30 kW, and 100 kW peak power output are investigated. They feed to the grid as well as directly supply power to a household or a commercial building, respectively. The demand for subsidies is calculated using the net present value of the project. The results show that 5 kW PV installations will be profitable without subsidies when constructed in 2020 or later. 30kW and 100kW PV units are profitable today even without subsidies. Regarding a continuous promotion policy, a sudden halt of subsidies should be avoided. Instead, a declining subsidy is calculated that takes decreasing investment costs into account. Using this promotion scheme, new PV installations would only receive subsidies until 2023. This complies with the “Guidelines on state aid for environmental protection and energy 2014-2020”. In these guidelines, the European Commission defined their goal for established renewable energy sources to become grid-competitive in the period between 2020 and 2030. According to these guidelines, subsidies should be phased out and should contribute to integrating renewable electricity in the market. After an evaluation of different promotion schemes an investment based promotion scheme seems to be best suited for PV installations. Owners of PV installations would be incentivized to maximize their own consumption and sell excess electricity on the market.

Abkürzungen

NPV ... Net Present Value, Kapitalwert

PV ... Photovoltaik

LCOE ... Levelized Costs of Electricity, Stromgestehungskosten

FLH ... Full load hours, Volllaststunden

WACC ... Weighted average costs of capital, Kapitalkosten

FIT ... Feed-In tariff, Einspeisetarif

Inhalt

1	Einleitung	1
2	Methodik der Wirtschaftlichkeitsrechnung.....	3
2.1	Ökonomisches Modell der Kapitalwertmethode	3
2.2	Berechnung der notwendigen Betriebsbeihilfe	4
2.3	Berechnung der notwendigen Investitionsbeihilfe	5
2.4	Datengrundlage	5
2.4.1	Investitionskosten	5
2.4.2	Erfahrungskurve	8
2.4.3	Strompreisentwicklung	11
2.4.4	Betriebskosten.....	14
2.4.5	Einstrahlung und Volllaststundenzahl.....	14
2.4.6	Jährlicher Stromverbrauch	15
2.4.7	Eigenbedarfsdeckung	16
2.4.8	Lebensdauer	19
2.4.9	Kalkulationszinssatz.....	19
2.4.10	Inflationsrate	20
2.4.11	Vereinfachte Annahmen	20
3	Ergebnisse	21
3.1	Entwicklung der Investitionskosten.....	21
3.2	Stromgestehungskosten und Netzparität	21
3.3	5kW-Anlage Haushalt	23
3.3.1	Sensitivitätsanalyse	23
3.3.2	Cashflow	24
3.3.3	Abhängigkeit des Kapitalwerts von Volllaststunden und Jahresstromverbrauch	27
3.3.4	Berücksichtigung des Eigenverbrauchs.....	28

3.3.5	Vergleich zwischen Süd- und Ost-West-Ausrichtung.....	29
3.3.6	Kapitalwert zukünftig gebauter Anlagen	30
3.3.7	Kapitalwertentwicklung von Standorten mit geringerer Volllaststundenzahl ..	30
3.3.8	Förderbedarf	31
3.4	30kW-Eigenverbrauchsanlage Gewerbe	35
3.4.1	Sensitivitätsanalyse	35
3.4.2	Cashflow	37
3.4.3	Abhängigkeit des Kapitalwerts von Volllaststunden und Jahresstromverbrauch	38
3.4.4	Berücksichtigung des Eigenverbrauchs.....	40
3.4.5	Vergleich zwischen Süd- und Ost-West-Ausrichtung.....	41
3.4.6	Kapitalwert zukünftig gebauter Anlagen	42
3.4.7	Kapitalwertentwicklung von Standorten mit geringerer Volllaststundenzahl ..	42
3.4.8	Förderbedarf	43
3.5	100 kW-Eigenverbrauchsanlage Gewerbe	46
3.5.1	Sensitivitätsanalyse	46
3.5.2	Diskontierter Cashflow	48
3.5.3	Kapitalwert zukünftig gebauter Anlagen	50
3.5.4	Abhängigkeit des Kapitalwerts von Volllaststunden und Jahresstromverbrauch	51
3.5.5	Förderbedarf	53
3.6	Zusammenfassung der Berechnungen	55
4	Energiepolitische Rahmenbedingungen	58
4.1	Einleitung.....	58
4.2	Definition von erneuerbaren Energiequellen.....	58
4.3	Überblick über Fördersysteme für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen.....	58

4.3.1	Einspeisetarife	59
4.3.2	Marktprämien	61
4.3.3	Investitionsbeihilfen	63
4.3.4	Ausschreibungen	64
4.3.5	Quotensysteme mit handelbaren Zertifikaten.....	65
4.3.6	Umweltbezogene Abgaben	67
4.4	Zusammenfassung im Hinblick auf PV-Eigenverbrauchsanlagen.....	67
4.5	Derzeitige Förderungssysteme für Ökostrom in Österreich	68
4.5.1	Ökostromgesetz 2012	68
4.5.2	Aktuelle Förderung von Photovoltaik-Anlagen.....	70
4.5.3	Entwicklung der bundesweiten Förderung für PV-Anlagen.....	72
4.6	Europäischer Beihilfenrechtsrahmen	73
4.7	Bedeutung der Beihilfenleitlinien für PV-Eigenverbrauchsanlagen	75
4.8	Bewertung von Investitionsbeihilfen zur alleinigen Förderung von PV-Anlagen.....	76
5	Zusammenfassung	78
	Literaturverzeichnis.....	A
	Abbildungsverzeichnis.....	D
	Tabellenverzeichnis.....	G

1 Einleitung

Die Europäische Union hat sich zum Ziel gesetzt, bis 2020 einen Anteil von 20 % erneuerbarer Energie am Endenergieverbrauch zu erreichen und ihre Treibhausgasemissionen um 20 % gegenüber 1990 zu reduzieren (Europäisches Parlament, 2009). Um diese Ziele zu erreichen, sind Anstrengungen in den Bereichen Elektrizitätserzeugung, Transport sowie Heizung und Kühlung notwendig. In den letzten 10 Jahren wurde die Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern massiv erhöht. Zwischen 2005 und 2015 wuchs in Österreich die installierte Leistung von Photovoltaikanlagen von unter $10 \text{ MW}_{\text{peak}}$ auf $937 \text{ MW}_{\text{peak}}$. Die Stromerzeugung durch PV-Anlagen führte im Jahr 2015 zu einer Reduktion der CO_2 -Emissionen in der Höhe von 787.162 Tonnen (Biermayr, et al., 2016, S. 13). Der Ausbau der Photovoltaik wurde durch Einspeisetarife und Investitionsförderungen angeregt. Dies war notwendig, da Photovoltaik vor allem wegen ihrer hohen Investitionskosten nicht mit der Elektrizitätserzeugung durch andere Energieträger konkurrieren konnte.

Photovoltaik ist aber auch eine Technologie, die in den letzten Jahren durch einen starken Rückgang bei deren Investitionskosten geprägt war. Die Kosten für eine schlüsselfertige 5 kW -PV-Anlage sank in Österreich zwischen 2011 und 2015 um 44 % von $2.964 \text{ €/kW}_{\text{peak}}$ auf $1.658 \text{ €/kW}_{\text{peak}}$. Für PV-Anlagen mit einer Leistung von mehr als $10 \text{ kW}_{\text{peak}}$ betrug dieser Rückgang im selben Zeitraum sogar 50 %, von $2.528 \text{ €/kW}_{\text{peak}}$ auf $1.274 \text{ €/kW}_{\text{peak}}$ (Biermayr, et al., 2016, S. 109). Der Rückgang bei den Investitionskosten wird sich auch in Zukunft fortsetzen. Der österreichische Gesetzgeber hat auf diese Entwicklung reagiert und die Einspeisetarife für Photovoltaikanlagen stetig reduziert. Zwischen 2012 und 2017 wurden sie von $19,7 \text{ Cent/kWh}$ auf $7,91 \text{ Cent/kWh}$ gesenkt.

Aus dieser Thematik ergeben sich folgende Fragestellungen, die in dieser Arbeit mit einer Wirtschaftlichkeitsrechnung beantwortet werden:

- Wie hoch ist der Kapitalwert von PV-Anlagen im heutigen Fördersystem?
- Wie entwickelt sich der Kapitalwert von Neuanlagen, die in den nächsten Jahren gebaut werden?
- Wann sind PV-Anlagen ohne Förderung rentabel?
- Wie hoch muss bis dahin eine Förderung sein, damit neue Anlagen weiterhin gebaut werden?
- Wie soll ein System zur Förderung der Photovoltaik gestaltet sein?

Zur Beantwortung dieser Fragen wird in Kapitel 2 die Kapitalwertmethode vorgestellt. Mit dieser Methode wird der Kapitalwert berechnet. Er ist die Summe aller über die Lebensdauer einer PV-Anlage anfallenden Zahlungen (Einnahmen und Kosten), rückgerechnet auf den Investitionszeitpunkt.

Im Anschluss daran wird die Datengrundlage hergestellt, auf deren Basis die Kapitalwertmethode durchgeführt wird. Diese umfasst beispielsweise die Investitionskosten von PV-Anlagen und deren Entwicklung sowie die zukünftige Entwicklung der Strompreise.

In Kapitel 3 werden die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnung vorgestellt. Die betrachteten Anlagen sind eine 5kW-, eine 30kW- und eine 100kW-PV-Anlage. Damit wird ein Überblick über die Wirtschaftlichkeit bei verschiedenen Anlagengrößen gegeben. Bei den PV-Anlagen wird angenommen, dass sie jeweils mit ihrer erzeugten Energie zur Eigenverbrauchsdeckung eines Verbrauchers beitragen. Bei der 5kW-PV-Anlage ist dies ein Haushalt, bei der 30kW- und 100kW-PV-Anlage jeweils ein Gewerbebetrieb. Der Eigenverbrauchsanteil des erzeugten Stroms der PV-Anlage ist, wie sich zeigen wird, ein entscheidender Faktor für die Wirtschaftlichkeit dieser PV-Anlage.

In Kapitel 4 wird die Frage beantwortet, wie ein System zur Förderung von PV-Anlagen gestaltet sein soll. Dazu wird zunächst ein allgemeiner Überblick über Systeme zur Förderung der Energieerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern gegeben. Es wird dabei auf deren Stärken und Schwächen eingegangen, insbesondere in Bezug auf die Förderung von PV-Anlagen. Nach diesem Überblick über Fördersysteme wird im Speziellen das österreichische Fördersystem besprochen. Die aktuelle Relevanz des Themas Ökostromförderungen ist dadurch gegeben, dass in Österreich eine Novelle des Ökostromgesetzes geplant ist (Stand: Mai 2017). Diese Novelle muss den Vorgaben der „Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020“ der Europäischen Kommission entsprechen. In diesen wurde unter anderem vorgesehen, dass die etablierten erneuerbaren Energien zwischen 2020 und 2030 im Netz wettbewerbsfähig werden und Förderungen dafür auslaufen sollen. Was durch diese Beihilfenleitlinien in Bezug auf die Ökostromnovelle zu berücksichtigen ist und welche Änderungen im Bereich PV-Anlagen notwendig, möglich und sinnvoll sind, wird ebenso in Kapitel 4 behandelt.

Abschließend werden in Kapitel 5 die Berechnungsergebnisse und die Erkenntnisse aus der Analyse der Fördersysteme aufgelistet.

2 Methodik der Wirtschaftlichkeitsrechnung

2.1 Ökonomisches Modell der Kapitalwertmethode

Um die Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Kraftwerkstechnologien miteinander vergleichbar zu machen, wird die Kapitalwertmethode angewendet. Diese Methode ist eine Form der dynamischen Wirtschaftlichkeitsberechnung, bei der über die Laufzeit der Anlage jährlich die Differenz aus Einnahmen und Ausgaben auf den Anfangszeitpunkt diskontiert und anschließend summiert wird. Bei dieser Berechnung werden Zahlungsströme, die am Anfang des Projekts auftreten, stärker gewichtet als jene, die am Ende auftreten. Die Formel für den Kapitalwert C_0 lautet

$$C_0 = -I_0 + \sum_{t=1}^L \frac{E_t - A_t}{(1+p)^t} \quad (1)$$

In diese Berechnung fließen die Investitionskosten I_0 , die Laufzeit L , die Einnahmen E , die Ausgaben A und der Kalkulationszinssatz p ein.

Der Kalkulationszinssatz setzt sich zusammen aus den Kosten für das Fremdkapital und der erwarteten Rendite für das eingesetzte Eigenkapital (Kost, et al., 2013, S. 36). Wird ein Projekt beispielsweise zu 25 % aus Eigenkapital, mit 8 % Renditeerwartung, und zu 75 % aus Fremdkapital, mit einem Zinssatz von 4 %, finanziert, so ergibt sich ein Kalkulationszinssatz von 5 %:

$$0,25 * 8\% + 0,75 * 4\% = 5\% \quad (2)$$

Ist der Kapitalwert negativ, so stellt dieser Wert genau die Finanzierungslücke¹ zur Wirtschaftlichkeit bzw. Wettbewerbsfähigkeit dar. Diese Kosten könnten durch eine staatliche Investitionsförderung gedeckt werden, wodurch wiederum der Anreiz bestünde, die Anlage zu errichten.

Ist der Kapitalwert Null, so werden die Renditeerwartung erfüllt und die Kosten des Fremdkapitals gedeckt. Ist der Kapitalwert positiv, so wird die Renditeerwartung übertroffen.

¹ „Differenz zwischen den während der Lebensdauer der Investition anfallenden positiven und negativen Zahlungsströmen, die auf ihren Barwert abgezinst werden (in der Regel auf der Grundlage der Kapitalkosten)“, vgl. „Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen“ Abschnitt 1.3

2.2 Berechnung der notwendigen Betriebsbeihilfe

Ausgehend von der Kapitalwertmethode kann errechnet werden, wie hoch eine Betriebsbeihilfe für eine PV-Anlage sein müsste, um einen vorgegebenen Kapitalwert zu erreichen. Die Betriebsbeihilfe kann als Einspeisetarif oder Marktprämie ausbezahlt werden. Im Fall einer gleitenden Marktprämie, wie sie hier angenommen wird, entspricht die berechnete Betriebsbeihilfe dem „anzulegenden Wert“ im Marktprämiensystem. Dieser ist ein konstanter Wert und stellt die Summe aus gleitender Marktprämie und Marktpreis dar.²

Die Betriebsbeihilfe wird im angenommenen Szenario 13 Jahre nominal konstant gehalten.³ Die Erlöse der restlichen 12 Jahre der technischen Lebensdauer der Anlage werden mit dem Spotmarktpreis vergütet angenommen. Um die Höhe des Referenzpreises zu bestimmen, sodass der Barwert der Anlage Null wird, beginnt man mit folgender Formel:

$$NPV = -INV - O\&M_{disk} + ERL_{Beihilfe_{disk}} + ERL_{14-25_{disk}} + ERL_{EB_{disk}} \quad (3)$$

In dieser Gleichung ist NPV der Barwert, INV die Investitionskosten, $O\&M_{disk}$ die Summe der diskontierten Betriebskosten, $ERL_{Beihilfe_{disk}}$ die Summe der Erlöse, die in den ersten 13 Jahren mit dem Referenzpreis vergütet wird, ERL_{14-25} die diskontierten Erlöse am Spotmarkt in den letzten 12 Jahren und $ERL_{EB_{disk}}$ die diskontierten Erlöse durch die Eigenbedarfsdeckung über die gesamte Lebensdauer.

Die Summe der Erlöse durch die Beihilfe in den ersten 13 Jahren beträgt:

$$ERL_{Beihilfe_{disk}} = P * VLS * Betriebsbeihilfe_{nom} * \sum_{n=1}^{13} \left[\frac{1}{(1+p)^n} * \frac{1}{(1+i)^{n-1}} \right] \quad (4)$$

In dieser Gleichung sind P die Anlagenleistung, VLS die Volllaststunden, p der Kalkulationszinssatz, i die Inflationsrate und n das Projektjahr. Der Term des Kalkulationszinssatzes p zinst die Erlöse des jeweiligen Jahres auf den Projektbeginn ab. In dieser Arbeit wird mit realen Werten gerechnet. Der Term der Inflation i rechnet daher die nominale Betriebsbeihilfe⁴ auf einen realen Wert für das jeweilige Jahr um.

² Als Förderung wird den Anlagenbetreibern nur die Prämie ausbezahlt, die restlichen Einnahmen müssen die Betreiber durch Direktvermarktung selbst lukrieren. Das Marktprämiensystem wird im Kapitel 4.3.2 besprochen.

³ Dies entspricht der Dauer von Einspeisetarifen nach dem österreichischen Ökostromgesetz 2012.

⁴ Eine Betriebsbeihilfe wird meist nominal festgesetzt und verliert dadurch jährlich durch die Inflation an Wert.

Im nächsten Schritt wird Formel (4) in Formel (3) eingesetzt und auf die nominale Betriebsbeihilfe umgeformt:

$$Betriebsbeihilfe_{nom} = \frac{NPV + INV + O\&M_{disk} - ERL_{14-25_{disk}} - ERL_{EB_{disk}}}{P * VLS * \sum_{n=1}^{13} \left[\frac{1}{(1+p)^n} * \frac{1}{(1+i)^{n-1}} \right]} \quad (5)$$

Diese Betriebsbeihilfe gilt sowohl für ein Marktprämiensystem als auch für Einspeisetarife. Die Höhe der Marktprämie jeden Jahres berechnet sich dann aus Betriebsbeihilfe („anzulegender Wert“) minus Spotmarktpreis.

2.3 Berechnung der notwendigen Investitionsbeihilfe

Die Investitionsbeihilfe (in €/kW), die notwendig ist, damit eine PV-Anlage einen geforderten Kapitalwert erreicht, berechnet sich über die Formel

$$Investitionsbeihilfe = \frac{NPV}{P} \quad (6)$$

NPV ist der geforderte Kapitalwert in €, den die PV-Anlage erreichen soll. P ist die installierte Leistung in kW. Bei der Berechnung der Betriebs- wie der Investitionsbeihilfe kann ein Kapitalwert gefordert werden. Dieser kann Null sein oder auch z.B. dem Wert einer Anlage aus dem Vorjahr entsprechen.

2.4 Datengrundlage

2.4.1 Investitionskosten

Die Investitionskosten für PV-Anlagen werden auf Grundlage einer Erhebung des Technikum Wien abgeschätzt (Biermayr, et al., 2016, S. 109). In dieser Erhebung wurden Anlagenplaner und -errichter nach den typischen Systempreisen schlüsselfertiger Anlagen befragt. Für Anlagen mit 1 kW_{peak}, 5 kW_{peak} bzw. Anlagen größer als 10 kW_{peak} ergeben sich im Jahr 2015 jeweils spezifische Investitionskosten von 2321 €/kW_{peak}, 1658 €/kW_{peak} bzw. 1274 €/kW_{peak}. Diese Erhebung wurde jährlich zwischen 2011 und 2015 durchgeführt und zeigt in diesen Jahren einen fallenden Trend der spezifischen Investitionskosten, dargestellt in Abbildung 1 und Abbildung 2. Als obere Grenze wird angenommen, dass eine 500kW-Anlage spezifische Investitionskosten von 947 €/kW_{peak} hat.

Der Verlauf der Kosten von PV-Anlagen zwischen 1 und 10 kW_{peak} ist in Abbildung 3 dargestellt. Verlauf zwischen 10 kW und 500 kW wird linear angenommen. Auf dieser Grundlage können

die spezifischen Investitionskosten von dachmontierten Anlagen beliebiger Größe zwischen 1 kW und 500 kW interpoliert werden.

Es ist zusammenfassend festzuhalten, dass ein Rückgang der spezifischen Investitionskosten (in €/kW) sowohl in Bezug auf die Anlagengröße als auch auf das Jahr der Installation stattfindet.

Für einen privaten Haushalt müssen bei den Investitionskosten noch 20 % Umsatzsteuer dazugerechnet werden. Für die Berechnung einer Eigenverbrauchsanlage auf einem Gewerbebetrieb wird der Netto-Betrag ohne Umsatzsteuer verwendet, da das Gewerbe als vorsteuerabzugsberechtigt angenommen wird:

„Der Vorsteuerabzug ist ein Wesenselement der USt: Der Unternehmer als Leistungsempfänger kann die ihm in Rechnung gestellten Umsatzsteuerbeträge als Vorsteuer abziehen. Damit sind alle Gegenstände des Unternehmens und alle Leistungen an das Unternehmen von der USt entlastet; in der Unternehmerkette wirkt die USt wie ein durchlaufender Posten und stellt daher keinen Kostenfaktor dar.

Der Vorsteuerabzug steht unter folgenden Voraussetzungen zu (§12 Abs. 1 Z 1 lit a):

- *Der Leistungsempfänger muss Unternehmer sein,*
- *die Leistung muss für das Unternehmen des Leistungsempfängers erbracht worden sein,*
- *eine den Formvorschriften entsprechende Rechnung muss vorliegen,*
- *die Leistung muss im Inland ausgeführt worden sein und steuerpflichtig sein.“ (Doralt, 2016, S. 171)*

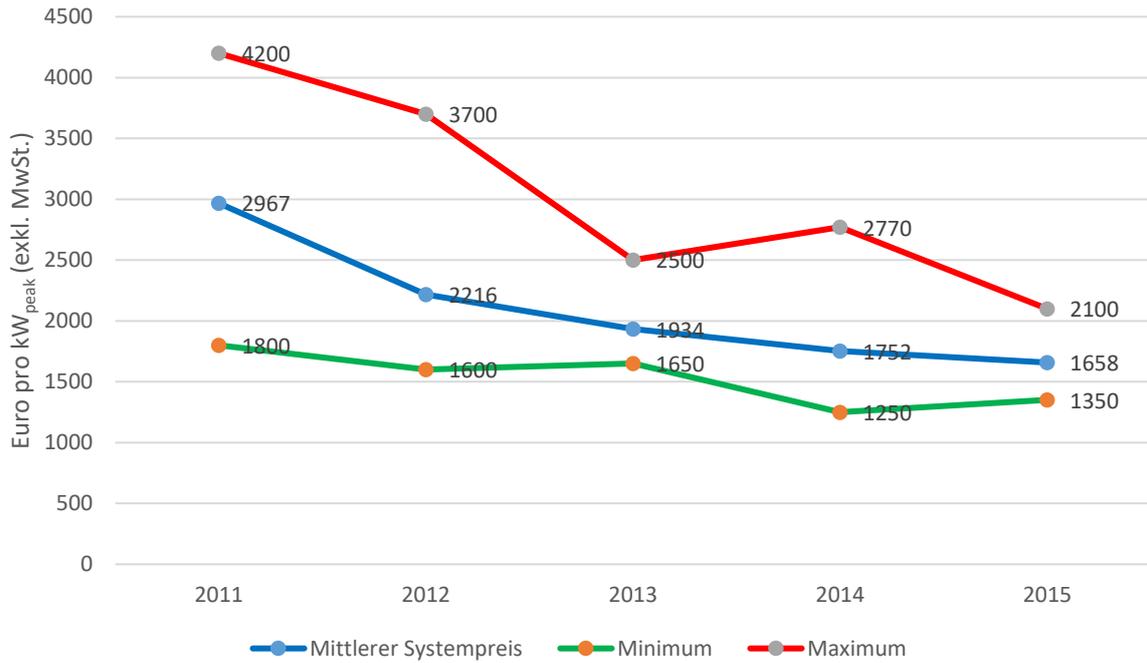


Abbildung 1: Mittelwert und Bandbreite typischer Systempreise für $5 \text{ kW}_{\text{peak}}$ netzgekoppelte Anlagen, vgl. (Biermayr, et al., 2016, S. 109), eigene Darstellung

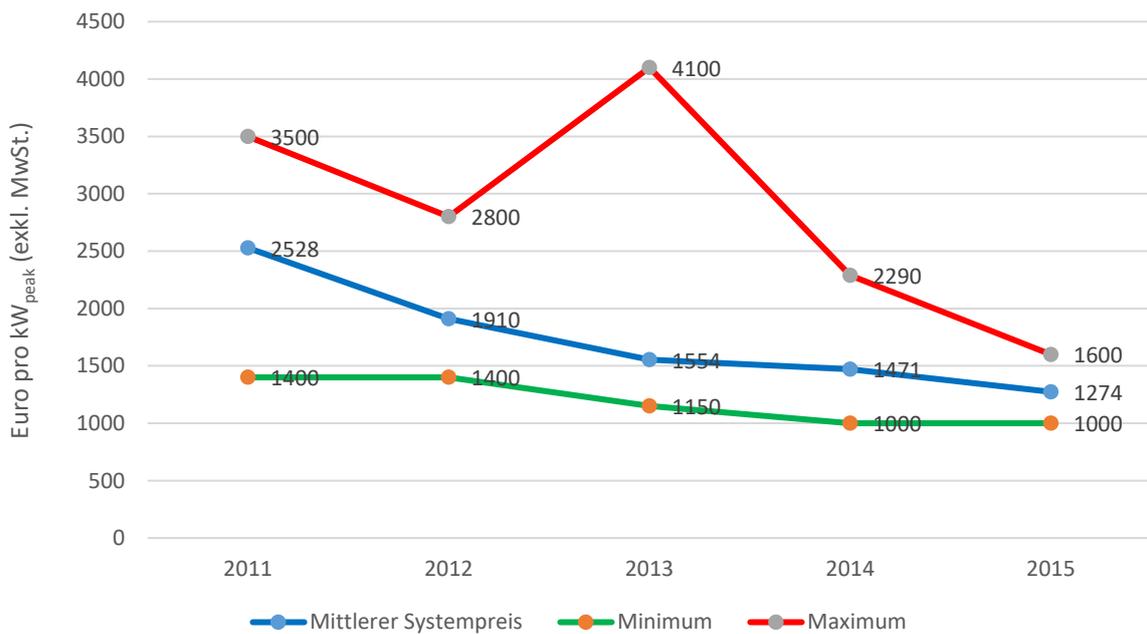


Abbildung 2: Mittelwert und Bandbreite typischer Systempreise für $>10 \text{ kW}_{\text{peak}}$ netzgekoppelte Anlagen, vgl. (Biermayr, et al., 2016, S. 109), eigene Darstellung

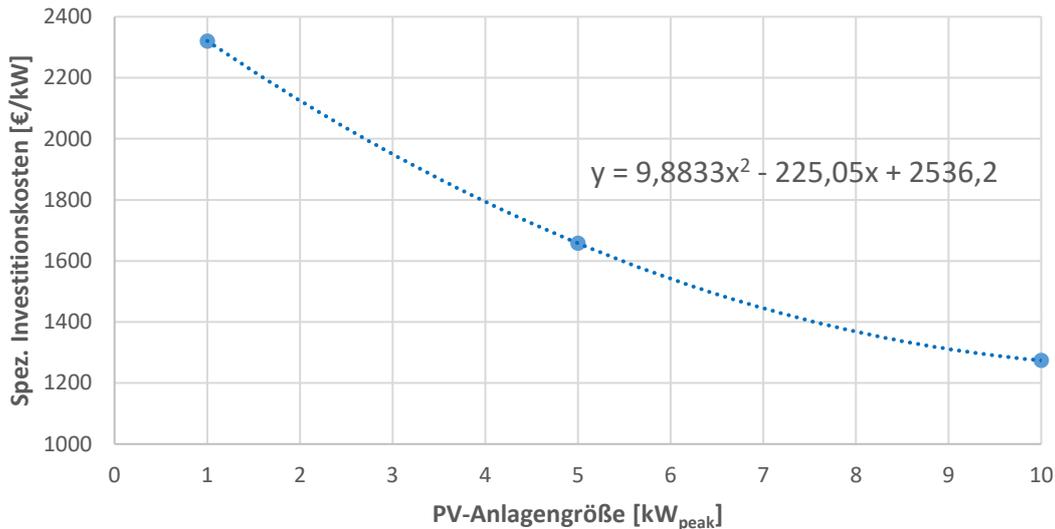


Abbildung 3: Funktion der spezifischen Investitionskosten in Abhängigkeit der Anlagengröße

2.4.2 Erfahrungskurve

Die Erfahrungskurve beschreibt, wie stark die Stückkosten einer Technologie in Abhängigkeit ihrer kumulierten produzierten Menge sinken. Die Kosten sinken pro verdoppelter kumulierter produzierter Menge um einen konstanten, vorhersagbaren Prozentsatz („Lernrate“). Die Lernrate für verschiedene Technologien lässt sich durch historische Werte vorhersagen. Für die Photovoltaik bedeutet das, dass für Neuanlagen die Installationskosten pro Kilowatt um 20 % (Lernrate für PV, siehe Tabelle 1) sinken, wenn sich die kumulierte installierte Leistung verdoppelt.

Mathematisch lässt sich das Prinzip des technologischen Lernens (Kost, et al., 2013, S. 37) folgendermaßen beschreiben:

$$C_2 = C_1 * \left(\frac{q_2}{q_1}\right)^b \quad (7)$$

C_2 ... Stückkosten bei einer erhöhten kumulierten Produktionsmenge

C_1 ... Stückkosten zu Beginn

q_2 ... erhöhte kumulierte Produktionsmenge

q_1 ... Produktionsmenge zu Beginn

b ... Lernindex

Die Formel für die Lernrate LR lautet:

$$LR = 1 - 2^b \quad (8)$$

Setzt man den Lernindex b aus (8) in (7) ein, so ergibt sich:

$$C_2 = C_1 * \left(\frac{q_2}{q_1}\right)^{\frac{\ln(1-LR)}{\ln(2)}} \quad (9)$$

Diese Formel ergibt, dass bei einer Verdoppelung der kumulierten Produktionsmenge ($q_2 = 2 * q_1$) die Kosten C_2 um die Lernrate LR im Vergleich zu C_1 sinken.

Tabelle 1: Lernraten verschiedener Erneuerbarer Energien⁵

Technologie	Lernrate
Photovoltaik Großanlage/Gebäude	20 %
Konzentrierte Solarenergie	10 %
Windkraft Onshore	5 %
Windkraft Offshore	11 %
Wasserkraft klein/groß	1 %
Biomasse	5 %
Biogas	5 %
Geothermie	5 %

Tabelle 1 listet die Lernraten verschiedener erneuerbarer Energieerzeugungsformen auf. Photovoltaik hat mit 20 % den höchsten Wert. Dies bedeutet, dass die Installationskosten von PV-Anlagen auch in der Zukunft weiter stark sinken werden. Der deutlich stärkere Kostenverfall bei Photovoltaik im Vergleich zu anderen Technologien wird auch im Ökostromgesetz berücksichtigt. So gelten für den Fall, dass die Einspeisetarife in einem Jahr nicht durch eine Verordnung angepasst werden, jeweils die letztgültigen Tarife mit einem Abschlag von 8 % für Photovoltaik bzw. 1 % für Windkraft.⁶

Wenn man den mengenmäßigen Ausbau einer Technologie prognostiziert, kann man mit Hilfe der Erfahrungskurve die Höhe des Kostenverfalls dieser Technologie abschätzen. Im World Energy Outlook 2016 werden 3 Szenarien zu energiepolitischen Maßnahmen definiert, die jeweils unterschiedliche Auswirkungen auf den Ausbau erneuerbarer Energien haben (International Energy Agency, 2016, S. Anhang B). Diese Szenarien heißen „Current Policies Scenario CPS“, „New Policies Scenario NPS“ und „450 Scenario 450S“.

Das „Current Policies Scenario“ berücksichtigt nur Maßnahmen, die bis Mitte 2015 angewendet wurden und nimmt an, dass diese unverändert weiterbestehen werden.

⁵ Daten aus „World Energy Outlook 2016 Power Generation Assumptions“, <http://www.worldenergyoutlook.org/weomodel/investmentcosts/> Abgerufen am 7.4.2017

⁶ Vgl. Ökostromgesetz 2012 §19. (2)

Das „New Policies Scenario“ ist das Kernszenario des World Energy Outlook. Zusätzlich zu den Maßnahmen des CPS werden staatliche Zusagen im Rahmen der Ziele der UN-Klimakonferenz in Paris 2015 (COP21) berücksichtigt. Diese Zusagen beinhalten Förderprogramme für erneuerbare Energien und Energieeffizienz sowie andere Maßnahmen wie zum Beispiel CO₂-Preise.

Das „450 Szenario“ nimmt Maßnahmen an, die dafür sorgen, dass die langfristige globale Temperatur um nicht mehr als 2°C steigt. Die Maßnahmen sollen erreichen, dass sich die Treibhausgaskonzentration in der Atmosphäre nach dem Jahr 2100 bei 450 ppm stabilisiert.

Mit dem angenommenen Ausbau durch die jeweiligen Politikszenerarien und der Lernrate veröffentlicht die International Energy Agency (IEA) Zahlen für die zukünftige Entwicklung der Installationskosten von erneuerbaren Energien. Für Photovoltaik in Europa werden die in Tabelle 2 aufgelisteten Installationskosten prognostiziert.

Tabelle 2: Investitionskosten PV in Europa, \$ pro kW (real, bezogen auf 2015)⁷

	2015	2020	2030	2040
New Policies Scenario				
PV Großanlagen	1320	1040	860	780
PV Gebäude	1600	1280	1080	980
450 Szenario				
PV Großanlagen	1320	1020	800	700
PV Gebäude	1600	1280	1020	900

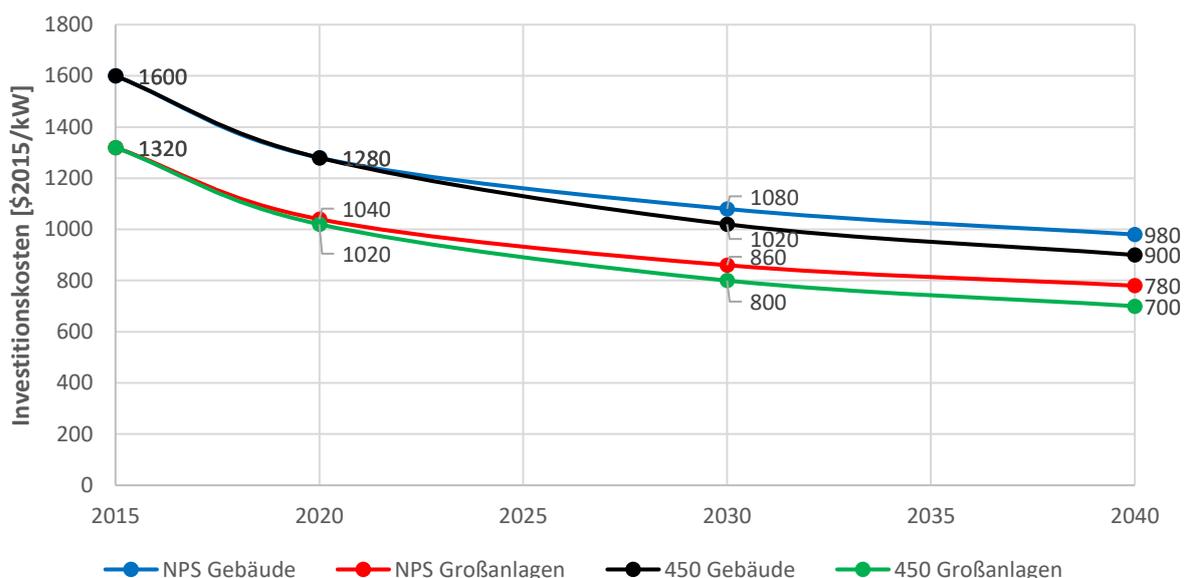


Abbildung 4: Investitionskosten PV in Europa, \$2015 pro kW⁸

⁷ Siehe Fußnote 5

⁸ Siehe Tabelle 2

Im Zeitraum von 2015 bis 2030 rechnet die IEA im World Energy Outlook (WEO) mit einer Abnahme der Investitionskosten – in Abhängigkeit des Szenarios und der Anlagengrößen – von 35 %, 33 %, 39 % bzw. 36 %. Für die Berechnungen in dieser Arbeit wird die Prognose des New Policy Scenario (NPS) für PV-Anlagen auf Gebäuden verwendet, die von einem Kostenrückgang von 33 % bis 2030 ausgeht.

2.4.3 Strompreisentwicklung

2.4.3.1 Großhandelsstrompreis

Für die Berechnung der zukünftigen Erlöse einer PV-Anlage ist der Strompreis eine zentrale und gleichzeitig schwierig zu prognostizierende Größe. Abbildung 5 zeigt den historischen Preisverlauf des European Energy Exchange (EEX) Grundlastfuture (Phelix) der Jahre 2003 bis 2016. Die Daten zu Abbildung 5 sind der Energie-Control Austria entnommen, die gemäß Ökostromgesetz dazu verpflichtet ist, vierteljährlich die durchschnittlichen Marktpreise elektrischer Grundlastenergie festzustellen und in geeigneter Weise zu veröffentlichen.⁹



Abbildung 5: EEX Grundlast Quartalsfuture, nominal (Phelix)¹⁰, eigene Darstellung

Die Preisszenarien der Großhandelsstrompreise, mit denen die Berechnungen in dieser Arbeit durchgeführt werden, werden aus dem Kurzpapier „Empowering Austria - ein Szenario des künftigen Ausbaus erneuerbarer Energien in Österreich im Einklang mit der Stromstrategie

⁹ Vgl. Ökostromgesetz 2012 § 41. (1)

¹⁰ <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/oeko-energie/marktpreis> Abgerufen am 6.12.2016

von Oesterreichs Energie“ (Resch & Liebmann, 2017, S. 5) übernommen. Die Preisszenarien wurden unter Berücksichtigung der EU Referenzpreise 2016 für fossile Energieträger modelliert. Daraus wurde ein als „Hochpreisszenario“ bezeichnetes Szenario ermittelt, das in dieser Diplomarbeit als Referenzszenario verwendet wird. Zusätzlich wird als zweites Szenario ein „Niedrigpreisszenario“ angenommen. Hier wird von konstanten Strompreisen bis 2020 ausgegangen, die erst danach zu steigen beginnen. Ab 2020 steigt es in gleicher Weise wie das Hochpreisszenario.

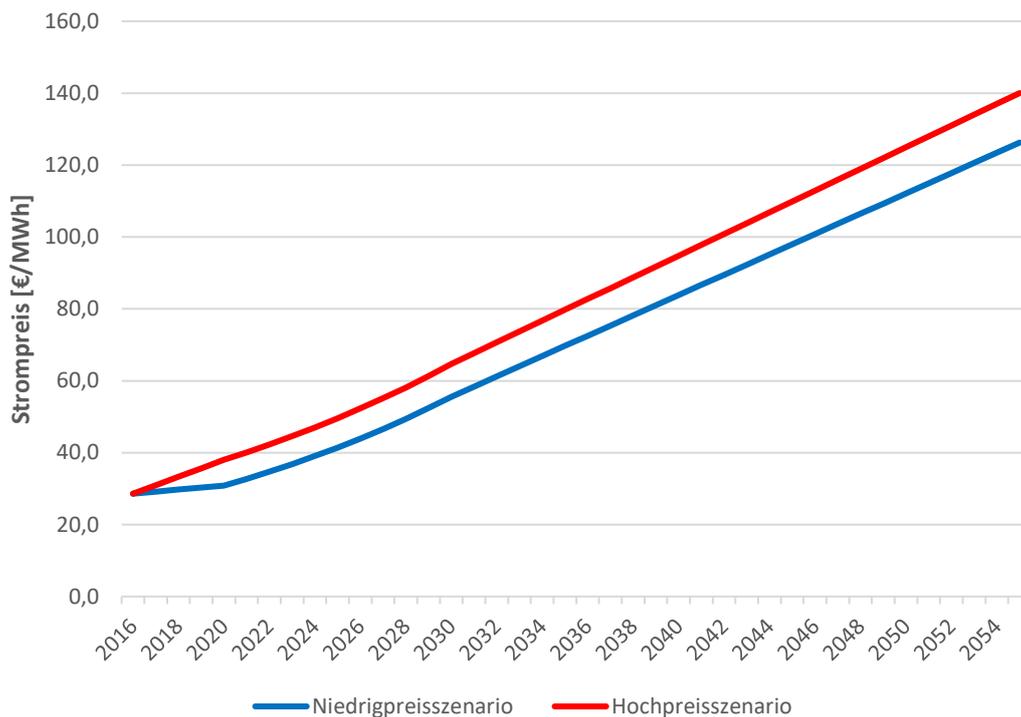


Abbildung 6: Szenarien der Strompreisentwicklung (reale Werte, bezogen auf 2017)

2.4.3.2 Haushalts- und Gewerbestrompreis

Der Haushalts- oder Gewerbestrompreis ist der Preis, den ein Haushalt oder Gewerbe für den Bezug elektrischer Energie an den Energieversorger bezahlt. Er besteht aus einem fixen und einem variablen, vom Stromverbrauch abhängigen, Teil. Für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage wird der Eigenverbrauchsanteil des erzeugten Stroms mit dem variablen Anteil des Bezugspreises bewertet. Dies entspricht damit der Ersparnis, die der Betreiber durch den nicht vom Netz bezogenen Strom hat.

Der Bezugspreis setzt sich aus drei Teilen zusammen: Dem Energiepreis, dem Netztarif sowie Steuern und Abgaben. Die Zusammenstellung für einen Haushalt auf Netzebene 7 mit 4 kW Anschlussleistung zeigt Tabelle 3:

Tabelle 3: Zusammensetzung Haushaltsstrompreis 2016¹¹

Energiekosten	
Energie-Grundpreis	18 €/Jahr
Energie-Verbrauchspreis	4,99 ct/kWh
Netzkosten	
Netznutzung-Grundpreis	24,60 €/Jahr
Netznutzung-Arbeitspreis	3,88 ct/kWh
Netzverlustentgelt	0,396 ct/kWh
Entgelt für Messleistungen	28,80 €/Jahr
Steuern und Abgaben	
Energieabgabe	1,5 ct/kWh
KWK-Pauschale	1,25 €/Jahr
Ökostrompauschale	33 €/Jahr
Ökostromförderbetrag Netznutzung	1,57 ct/kWh
Ökostromförderbetrag Netzverluste	0,104 ct/kWh
Ökostromförderbetrag Leistung	8,062 €/Jahr

In Summe ergibt sich für einen Haushalt ein variabler Anteil von 12,44 ct/kWh zuzüglich der Umsatzsteuer. Für Gewerbekunden, die einen vielfach höheren Verbrauch haben, wird ein um 20 % geringerer variabler Tarif angenommen. Außerdem ist die Umsatzsteuer für Gewerbekunden kein Kostenfaktor. Sie haben dadurch eine geringere Ersparnis durch nicht vom Netz bezogenen Strom.

In der für die Berechnungen verwendeten Prognose der Bezugspreisentwicklung wird angenommen, dass der reale Energie-Verbrauchspreis der Entwicklung des Großhandelsstrompreisszenarios folgt. Die variablen Preise für Netzkosten sowie Steuern und Abgaben werden als real konstant angenommen.

Die zunehmende Verbreitung von dezentralen PV-Anlagen, die direkt den Eigenbedarf von Verbrauchern deckt, senkt den Strombezug vom Netzbetreiber. Trotzdem muss dieser die Netzkosten decken, die jedoch weniger vom Stromverbrauch, sondern vielmehr von der Anschlussleistung des Verbrauchers und damit von der bereitgestellten Kapazität abhängen. Es wird angenommen, dass fehlende Erlöse durch eine Erhöhung des verbrauchsunabhängigen Netznutzungs-Grundpreises eingenommen werden. In gleicher Weise wird angenommen, dass sich eine mögliche Erhöhung der Ökostrompauschale in deren Fixkostenanteil niederschlägt.

¹¹ <https://www.e-control.at/documents/20903/388512/Musterrechnung+Strom+aktuell.pdf> Abgerufen am 17.4.2017

Diese Annahmen gehen also grundsätzlich davon aus, dass eher der fixe Teil und nicht der variable Teil der Kosten steigen wird. Sollte das in Zukunft nicht so sein, dann unterschätzen diese Berechnungen den Beitrag der Eigenbedarfsdeckung zur Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen.

2.4.3.3 *Einspeisevergütung für Kleinanlagen bis 10 kW*

Einige Energieversorgungsunternehmen (EVU) bieten die Möglichkeit an, überschüssigen Strom von PV-Anlagen anzukaufen. Zum Ankauf verpflichtet ist nur die OeMAG, die jedoch nur den aktuellen Marktpreis für den Strom bezahlt. Im 1. Quartal 2017 sind das 2,859 ct/kWh. EVUs bezahlen deutlich mehr für überschüssigen Strom. Die Vergütung für eingespeisten Strom beträgt je nach EVU zwischen 4 und 12 ct/kWh.¹² Die Bedingung ist meist, dass auch der Strombezug durch das jeweilige EVU erfolgt. Ebenso ist die maximale Anlagengröße je nach EVU auf 5 bis 10 kW begrenzt.

2.4.4 Betriebskosten

Die jährlichen Betriebskosten einer PV-Anlage werden mit 10 €/kW angenommen (Hartner, 2016, S. 114). Andere Quellen gehen von 1 % der Investitionskosten (Wirth, 2017, S. 8) bzw. 35 €/kW (Kost, et al., 2013) aus. Wie sich bei der Sensitivitätsanalyse zeigen wird, haben die Betriebskosten nur einen geringen Einfluss auf den Kapitalwert.

2.4.5 Einstrahlung und Volllaststundenzahl

Photovoltaik ist eine dargebotsabhängige Form der Energieerzeugung. Um ihr Erzeugungspotential berechnen zu können, muss man die jährliche Einstrahlung am jeweiligen Standort kennen. In Abbildung 7 sind die Globalstrahlung und das Stromerzeugungspotential aus optimal ausgerichteten PV-Modulen in Österreich dargestellt.

¹² <http://www.pvaustria.at/strom-verkaufen/> Abgerufen am 1.5.2017

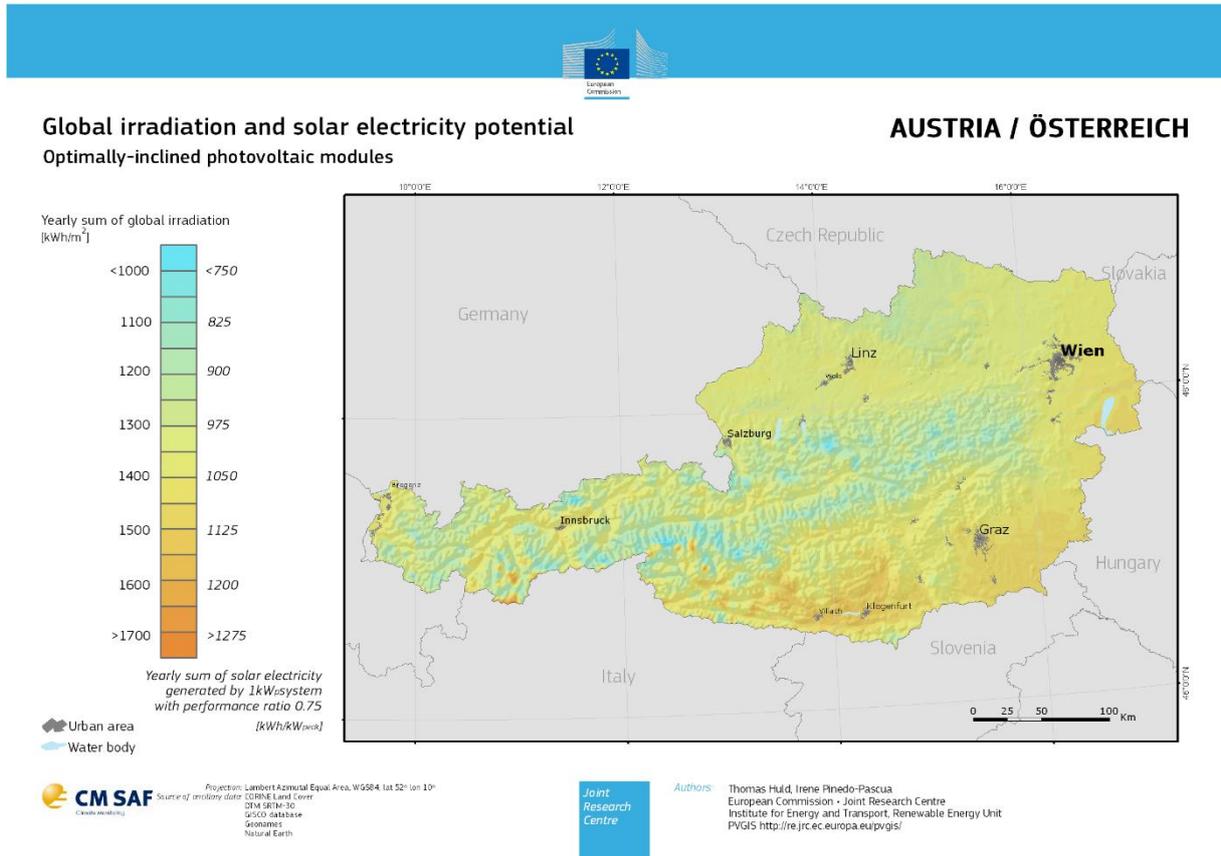


Abbildung 7: Globalstrahlung und Stromerzeugungspotential aus optimal ausgerichteten PV-Modulen in Österreich¹³

In Österreich liegen die Werte für das Verhältnis von jährlicher Stromerzeugung zu installierter Leistung von PV-Anlagen zwischen 750 und 1275 kWh/kW_{peak}. Die besten Standorte bezüglich des Erzeugungspotentials befinden sich in Kärnten, in den steirischen Bezirken Leibniz und Südoststeiermark sowie im südlichen und nördlichen Burgenland. Bei diesen Standorten kann im Schnitt mit 1200 kWh/kW_{peak} gerechnet werden. Ebenfalls gute Standorte befinden sich im restlichen Burgenland, im Raum Wien, im Weinviertel, im südlichen Waldviertel, im nördlichen Oberösterreich und im nördlichen Salzburg. An diesen Standorten gibt es ein Erzeugungspotential von 1000 bis 1100 kWh/kW_{peak}. In den alpinen Regionen Österreichs ist eine generelle Unterteilung schwierig, da die Unterschiede von Tal zu Tal groß sind. Das Inntal, das Ennstal und das nördliche Vorarlberg treten hier als gute Standorte hervor.

2.4.6 Jährlicher Stromverbrauch

Der jährliche Stromverbrauch bestimmt den Eigenverbrauchsanteil mit, das heißt wie viel des in der PV-Anlage erzeugten Stroms direkt verbraucht werden kann.

¹³ (Šúri, Huld, Dunlop, & Ossenbrink, 2007) und (Huld, Müller, & Gambardella, 2012), <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/> Abgerufen am 1.12.2016

Für einen Haushalt (5kW-PV-Anlage) wurde bei den ersten Berechnungen ein Verbrauch von 4.000 kWh/a angenommen. Dies entspricht einem Haushalt von 3 Personen und ist eher am unteren Ende des möglichen Verbrauchs angesiedelt. Dies führt bei südlicher Ausrichtung der Anlage zu einem Eigenverbrauchsgrad von 32 %. Da sich herausstellte, dass dieser Fall nur knapp zu einem wirtschaftlichen Ergebnis führt, wurde im zweiten Durchlauf der jährliche Stromverbrauch mit 6.000 kWh/a angenommen, der zu einem Eigenverbrauchsgrad von 48 % führt. Dies entspricht einem 4-Personen-Haushalt. In der Zusammenfassung der Berechnungsergebnisse wird deshalb auf die Wichtigkeit der Anlagenauslegung im Hinblick auf einen hohen Eigenverbrauchsgrad hingewiesen.

Für ein Gewerbe mit einer 30kW-PV-Anlage wird ein Referenzszenario mit einem Verbrauch von 80.000 kWh/a angenommen. Dies entspricht beispielsweise einer Tischlerei mit 11 Beschäftigten (Schlomann, et al., 2013, S. 129).

Für ein Gewerbe mit einer 100kW-PV-Anlage wird ein Eigenverbrauch von 200.000 kWh/a angenommen, der zu einem Eigenverbrauchsgrad von 67 % führt. Dies könnte zum Beispiel eine große Fleischerei mit 18 Beschäftigten sein (Schlomann, et al., 2013, S. 167).

2.4.7 Eigenbedarfsdeckung

Die Eigenbedarfsdeckung wird in den Szenarien einer 5kW-Anlage für ein Haushaltslastprofil H0 und im Szenario einer 30kW- und 100kW-Anlage für ein Gewerbelastprofil G0 berechnet. Alle drei Anlagen werden als Dachanlagen angenommen. Die Anlagen sind in den verschiedenen Szenarien jeweils einmal nach Süden ausgerichtet und einmal aufgeteilt auf 50%-Ost- und 50%-West-Ausrichtung. Der Gesamtertrag ist bei der Ausrichtung nach Ost-West zwar um ca. 10 % geringer (siehe unten), dafür erhöht diese Aufteilung den Anteil des erzeugten Stroms am Eigenbedarf. Die Frage, welche Ausrichtung wirtschaftlich besser ist, ist Teil der Untersuchung im Ergebniskapitel.

Abbildung 8 zeigt die Volllaststunden einer PV-Anlage in Abhängigkeit der Ausrichtung und des Aufstellwinkels beispielhaft am Standort Wien. Die höchste Volllaststundenzahl für eine südlich (180°) ausgerichtete Anlage wird bei einer vertikalen Neigung von 30° erreicht. Für eine nach Osten oder Westen (90° bzw. 270°) ausgerichtete Anlage wird die höchste Volllaststundenzahl bei einem Aufstellwinkel von 10° erreicht.

Genauere Werte für die Volllaststunden für den Standort Wien wurden mit dem „PVWatts Calculator“¹⁴ berechnet. Eine 1kW-Anlage in südlicher Ausrichtung mit 30° vertikaler Neigung erzeugt 1000 kWh/a. Eine zweigeteilte Anlage mit jeweils 500 W in östlicher und 500 W in westlicher Ausrichtung mit jeweils 10° Neigung erzeugt in Summe 900 kWh/a. Die Minderung des Gesamtertrags durch eine Ost-West-Ausrichtung wird daher mit 10 % angenommen.

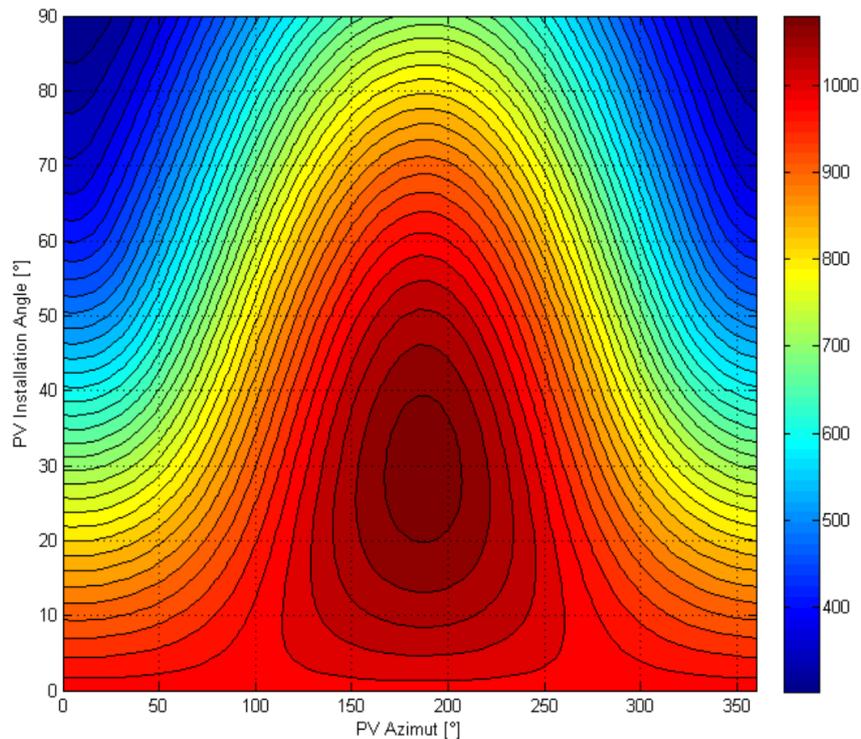


Abbildung 8: Volllaststunden in Abhängigkeit von Ausrichtung und Aufstellwinkel, Standort Wien (Hiesl, Haas, & Becker, 2014, S. 36)

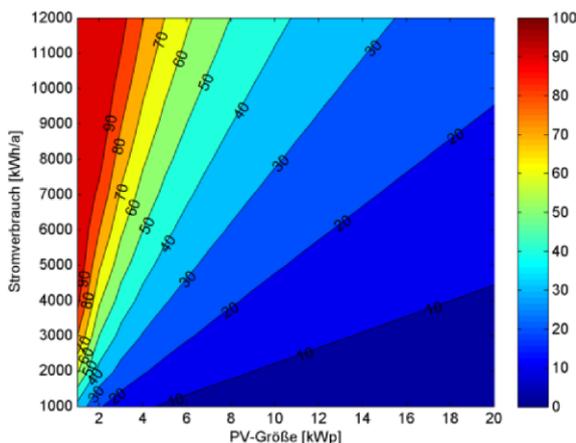


Abbildung 9: Eigenverbrauchsanteil H0 Süd 30° (Hiesl, Haas, & Becker, 2014, S. 56)

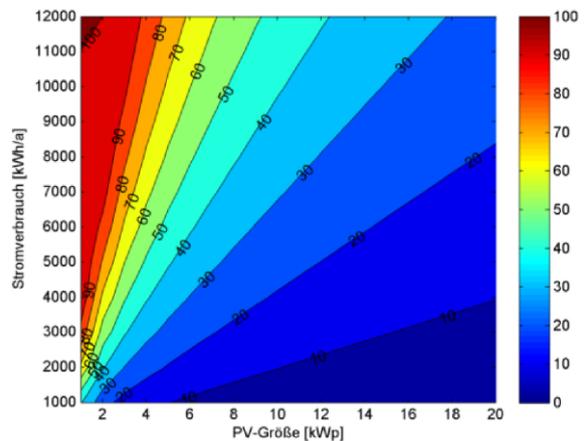


Abbildung 10: Eigenverbrauchsanteil H0 Ost-West 15° (Hiesl, Haas, & Becker, 2014, S. 56)

¹⁴ <http://pvwatts.nrel.gov/index.php> Abgerufen am 21.4.2017

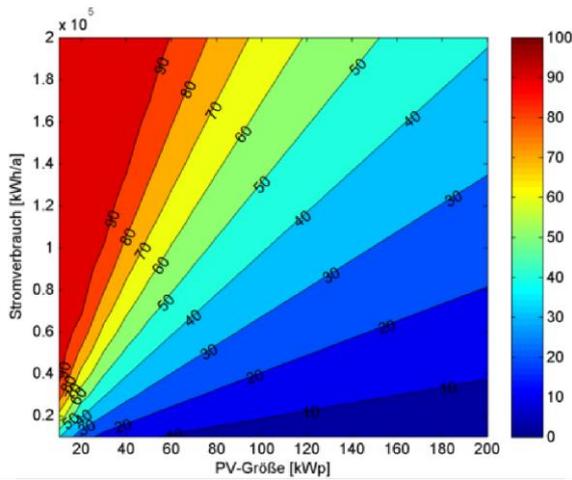


Abbildung 11: Eigenverbrauchsanteil GO Süd 30°
(Hiesl, Haas, & Becker, 2014, S. 69)

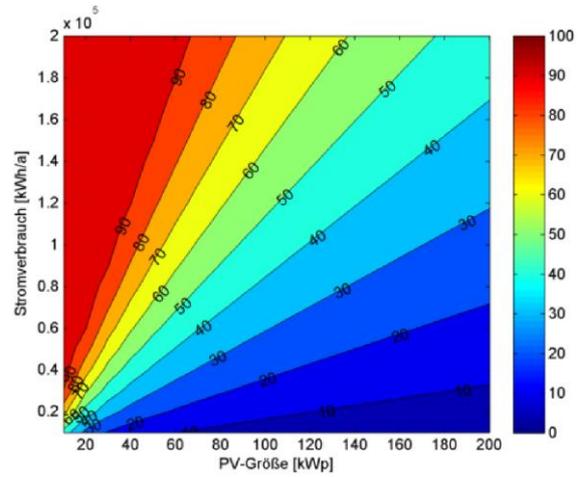


Abbildung 12: Eigenverbrauchsanteil GO Ost-West
15° (Hiesl, Haas, & Becker, 2014, S. 70)

Aus diesen Diagrammen sind Funktionen abgeleitet, die für eine gegebene Anlagenleistung einen Eigenverbrauchsanteil in Abhängigkeit des Jahresstromverbrauchs ausgeben.

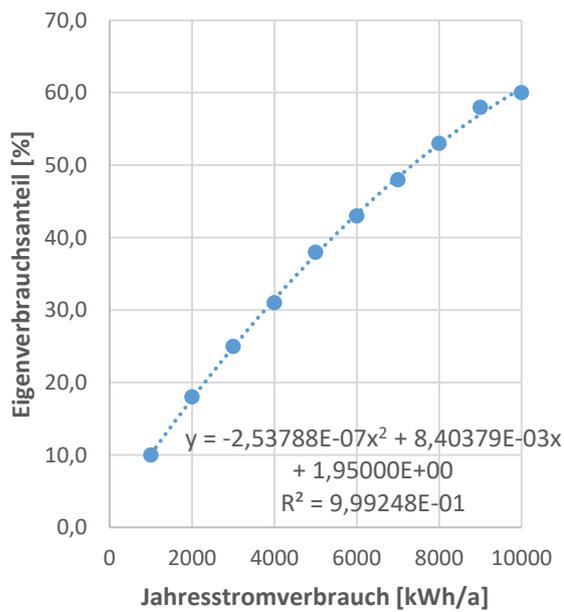


Abbildung 13: 5kW-Eigenverbrauchsanlage, Haushalt, Süd

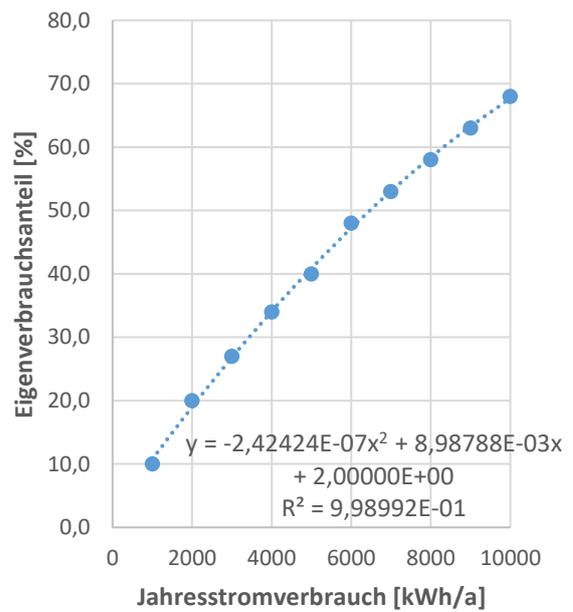


Abbildung 14: 5kW-Eigenverbrauchsanlage, Haushalt, Ost-West

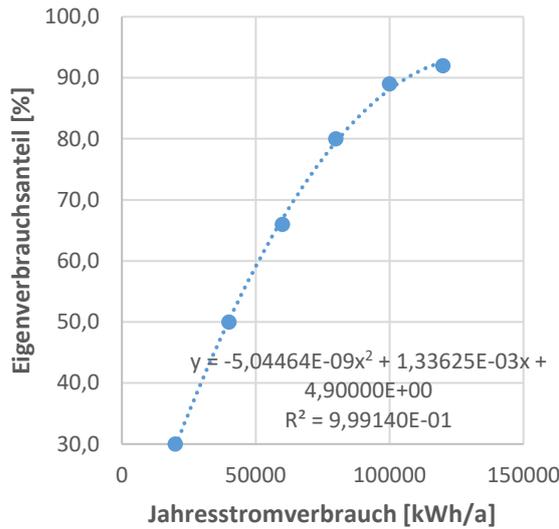


Abbildung 15: 30kW-Eigenverbrauchsanlage, Gewerbebetrieb, Süd

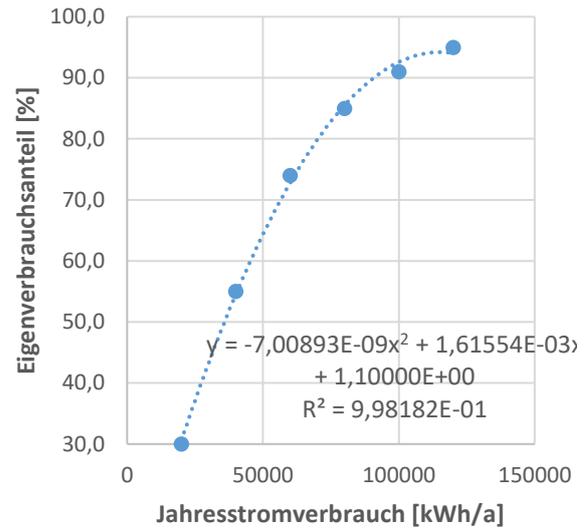


Abbildung 16: 30kW-Eigenverbrauchsanlage, Gewerbebetrieb, Ost-West

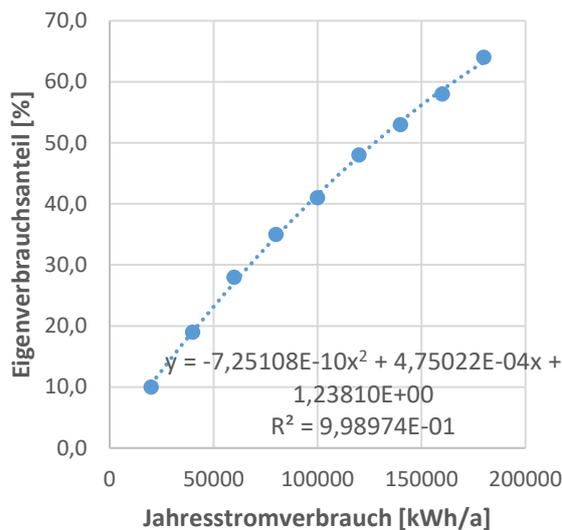


Abbildung 17: 100kW-Eigenverbrauchsanlage, Gewerbebetrieb, Süd

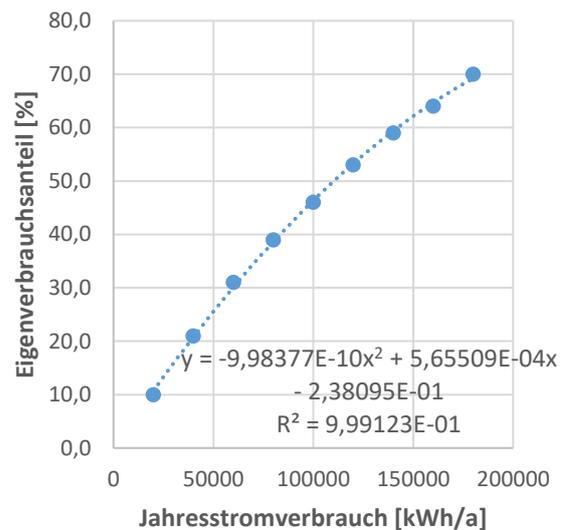


Abbildung 18: 100kW-Eigenverbrauchsanlage, Gewerbebetrieb, Ost-West

2.4.8 Lebensdauer

Die technische Lebensdauer einer Photovoltaik-Anlage beträgt 25 Jahre (Kost, et al., 2013, S. 11), (Wirth, 2017, S. 41).

2.4.9 Kalkulationszinssatz

Der Kalkulationszinssatz beinhaltet den Fremdkapitalzinssatz und die Eigenkapitalrendite. Für kleine Anlagen (5 kW) und mittlere Anlagen (30 und 100 kW) werden jeweils unterschiedliche Kalkulationszinssätze verwendet. Investoren und Unternehmer, die mittlere Anlagen betreiben, fordern eine höhere Eigenkapitalrendite als Privatpersonen, die eine kleine Anlage

betreiben (Kost, et al., 2013, S. 12). In den Berechnungen wird einmal ein WACC von 5 % und einmal 7 % verwendet, um unterschiedliche Bedingungen zu betrachten. Diese Werte sind in jenem Bereich, der im Ökostromgesetz vorgegeben ist:

*„Bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung ist von einer Verzinsung des eingesetzten Kapitals in Höhe von sechs Prozent auszugehen“.*¹⁵

2.4.10 Inflationsrate

Es wird in den Berechnungen von einer jährlichen Inflation von 2 % ausgegangen. Diese muss bei den nominell festgelegten Einspeisetarifen berücksichtigt werden, um diese Tarife in einen realen Wert für das jeweilige Jahr umzurechnen.

2.4.11 Vereinfachte Annahmen

PV-Module degradieren nur sehr langsam mit lediglich 0,1 % Leistungsverlust pro Jahr (Wirth, 2017, S. 41). Es wird zur Vereinfachung der Berechnungen angenommen, dass die PV-Module keiner Alterung unterliegen.

Der Zeitpunkt der Investition entspricht auch dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme. Es wird damit quasi keine Bauzeit angenommen.

Es wird angenommen, dass nach dem Ende der Lebensdauer kein Restwert und keine Restkosten übrigbleiben. Das heißt, dass mögliche Abbau- und Entsorgungskosten durch den Verkauf von weiterverwendbaren Anlagenteilen gedeckt werden.

¹⁵ Vgl. Ökostromgesetz 2012 § 24. (4)

3 Ergebnisse

3.1 Entwicklung der Investitionskosten

In Abbildung 19 sind die spezifischen Investitionskosten für die drei betrachteten Anlagengrößen dargestellt. Die Abnahme der Kosten wurde unter Berücksichtigung der in Tabelle 2 prognostizierten Entwicklung berechnet. Der Rückgang bei den spezifischen Investitionskosten spielt eine wichtige Rolle für den Kapitalwert und damit auch den Förderbedarf von Anlagen, die in den nächsten Jahren gebaut werden.

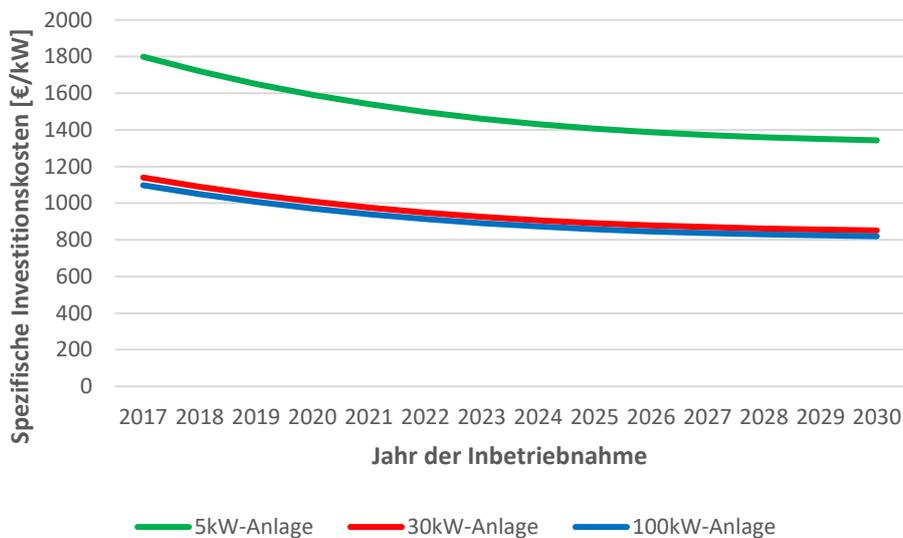


Abbildung 19: Spezifische Investitionskosten der betrachteten Anlagengrößen in Abhängigkeit des Baujahres

3.2 Stromgestehungskosten und Netzparität

Stromerzeugung aus Photovoltaik hat gegenüber anderen erneuerbaren Energieträgern wie Windkraft oder Biomasse den Vorteil, dass erzeugter Strom direkt zur Deckung des Eigenbedarfs von Verbrauchern genutzt werden kann. Damit konkurrieren die Stromgestehungskosten (engl. LCOE = Levelized Costs of Electricity) einer Anlage nicht mit dem (niedrigeren) Marktpreis, sondern mit dem (höheren) Endverbraucherpreis, in dem zusätzlich zu den Energiekosten auch Netzkosten, Steuern und Abgaben enthalten sind. Der Begriff „Netzparität“ bedeutet in diesem Zusammenhang, dass der selbst erzeugte Strom aus einer PV-Anlage für den Endverbraucher dieselben Kosten verursacht wie aus dem Netz bezogener Strom. Diese Netzparität wurde für PV-Anlagen im Laufe der letzten Jahre erreicht und auch unterschritten. Die Stromgestehungskosten einer PV-Anlage lassen sich mit der Kapitalwertmethode berechnen, bei der nur die Ausgaben berücksichtigt werden. Sie ersetzen jedoch nicht die Berechnung des Kapitalwerts selbst, der auch Preisentwicklungen und den Eigenverbrauch berücksichtigt. Die Formel (Kost, et al., 2013, S. 36) für die Berechnung lautet:

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{t,el}}{(1+i)^t}} \quad (10)$$

LCOE	Stromgestehungskosten in Euro/kWh
I_0	Investitionsausgaben in Euro
A_t	Jährliche Gesamtkosten in Euro im Jahr t
$M_{t,el}$	Produzierte Strommenge im jeweiligen Jahr in kWh
i	Realer kalkulatorischer Zinssatz
n	Wirtschaftliche Nutzungsdauer in Jahren
t	Jahr der Nutzungsperiode (1, 2, ... n)

Die jährlichen Gesamtkosten (Betriebskosten) werden mit 10 €/kW, die Nutzungsdauer mit 25 Jahren und der kalkulatorische Zinssatz¹⁶ mit 5 % für die 5kW-Anlage und 7 % für die 30kW- und 100kW-Anlage angenommen. Die produzierte Strommenge im jeweiligen Jahr ist die installierte Leistung mal einer Volllaststundenzahl von 1000 kWh/kWa.

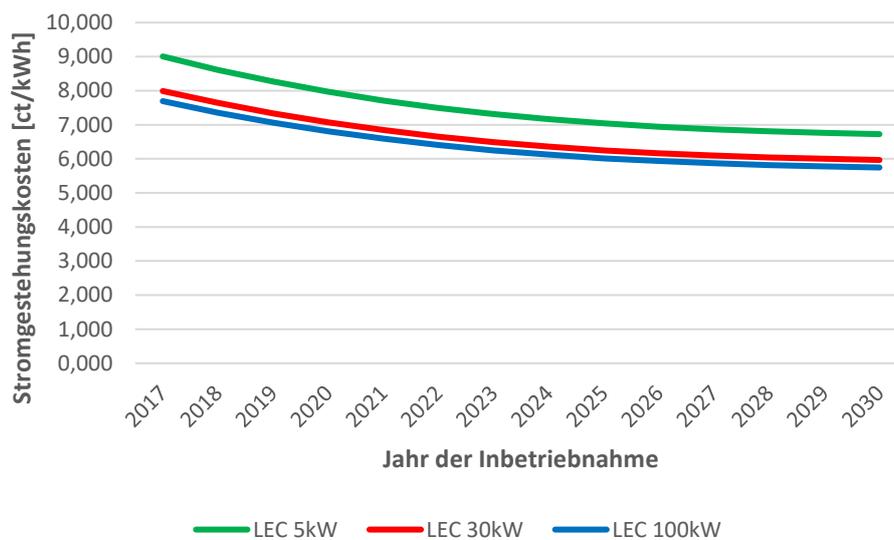


Abbildung 20: Entwicklung der Stromgestehungskosten

Die Ergebnisse der Berechnung der Stromgestehungskosten sind in Abbildung 20 dargestellt und werden durch die Ergebnisse einer Studie des Umweltbundesamts (Fallmann, Gallauner, Gössl, & Stix, 2015, S. 22) bestätigt. Die Stromgestehungskosten werden von 9 bis 7,7 ct/kWh auf 6,7 bis 5,8 ct/kWh sinken. Damit liegen sie unter den Haushalts- bzw. Gewerbestrompreisen, aber über dem Marktpreis. Für die Wirtschaftlichkeit einer Anlage ist also ein hoher Grad an Eigenverbrauch von großer Bedeutung.

¹⁶ Vgl. Kapitel 2.4.9

3.3 5kW-Anlage Haushalt

3.3.1 Sensitivitätsanalyse

Eine Sensitivitätsanalyse des Kapitalwerts zeigt, wie empfindlich das Ergebnis einer Berechnung auf eine Änderung jeweils eines Eingangsparameters reagiert. Abbildung 21 zeigt eine Sensitivitätsanalyse der Kapitalwertberechnung und stellt den Einfluss von Abweichungen der Parameter Investitionskosten, WACC, Betriebskosten (O & M), Volllaststunden (FLH), Energieverbrauch und Einspeisetarif dar.

Das Referenzszenario ist eine 5kW-Anlage südlicher Ausrichtung mit den in Tabelle 4 angegebenen Parametern. Die Auswertungen in den nachfolgenden Unterkapiteln werden von dieser Anlage ausgehend durchgeführt und jeweils nur die abweichenden Parameter erwähnt.

Es wird eine Aufdach-PV-Anlage betrachtet. Die Investitionsbeihilfe des Klima- und Energiefonds beträgt dafür 275 €/kW (siehe Kapitel 4.5.2). Für gebäudeintegrierte PV-Anlagen würde eine Investitionsbeihilfe von 375 €/kW bezahlt werden, da diese mit höheren Kosten verbunden sind, allerdings ein vielsprechendes Potential haben.¹⁷

Tabelle 4: Berechnungsparameter Referenzszenario „5kW-PV-Anlage, Haushalt“

Leistung	5kW	Erzeugte Energie	1000 kWh/kWa
Horizontale Ausrichtung	180°	Vertikale Ausrichtung	30°
Investitionskosten	1799 €/kW	Betriebskosten	10 €/kWa
Eigenverbrauch	6000 kWh/a	Lebensdauer	25 Jahre
WACC	5 %	Preisszenario	Hochpreis
Investitionsbeihilfe	275 €/kW	Einspeisetarif	30 % über Marktpreis

Im Referenzszenario aus Tabelle 4 ist der Kapitalwert positiv und beträgt 563 €. Die Sensitivitätsanalyse in Abbildung 21 zeigt, dass vor allem die Investitionskosten und die Volllaststunden starke Auswirkungen auf den Kapitalwert der betrachteten Anlage haben. Der große Einfluss der Investitionskosten wird sich auch in den nachfolgenden Berechnungen des Kapitalwerts der 30kW- und 100kW-PV-Anlagen zeigen. Diese Anlagen haben durch den Skaleneffekt niedrigere spezifische Investitionskosten und dadurch einen deutlich höheren Kapitalwert als die 5kW-PV-Anlage.

¹⁷ Stellungnahme von Stefan Reininger, Programm-Manager beim Klima- und Energiefonds, 22.5.2017

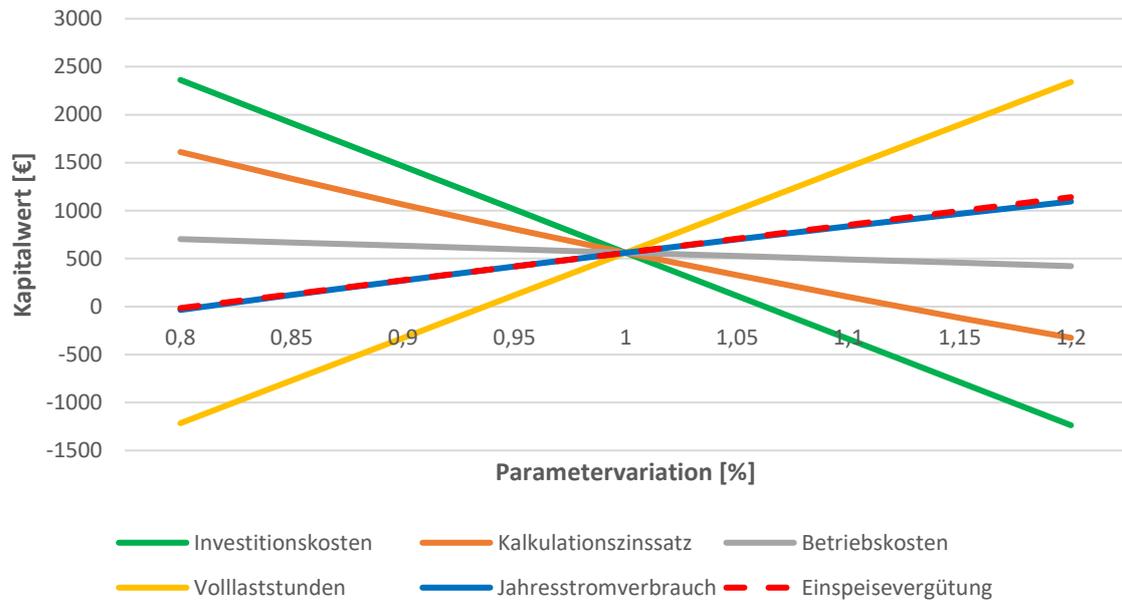


Abbildung 21: Sensitivitätsanalyse des Kapitalwerts der 5kW-PV-Anlage (Haushalt)

3.3.2 Cashflow

Im folgenden Beispiel wird die Rentabilität einer Anlage nach dem aktuellen Fördermodell berechnet. Die Anlage soll im Jahr 2017 auf dem Dach eines Einfamilienhauses in Wien installiert werden und dessen Eigenbedarf, je nach Ausrichtung und Jahresstromverbrauch zu unterschiedlichen Anteilen gemäß Abbildung 13 und Abbildung 14, decken. Das Referenzszenario wird mit den Werten aus Tabelle 4 berechnet.

Mit diesen Parametern ergibt sich ein Kapitalwert von 563 €, der Break-Even-Point wurde somit erreicht. Zum Vergleich wird auch der Cashflow und der Kapitalwert abweichender Szenarien berechnet und dargestellt. Es werden jeweils nur die vom Referenzszenario abweichenden Parameter erwähnt.

Die Szenarien „Niedrigpreis“, „Ost-West-Ausrichtung“, „6 % WACC“, „Vergütung zum Marktpreis“ und „doppelte Betriebskosten“ betrachten vom Referenzszenario abweichende Situationen. Alle führen auf einen ähnlichen Kapitalwert zwischen -13 € und -325 €. Der Break-Even-Point wird in diesen Fällen knapp nicht erreicht.

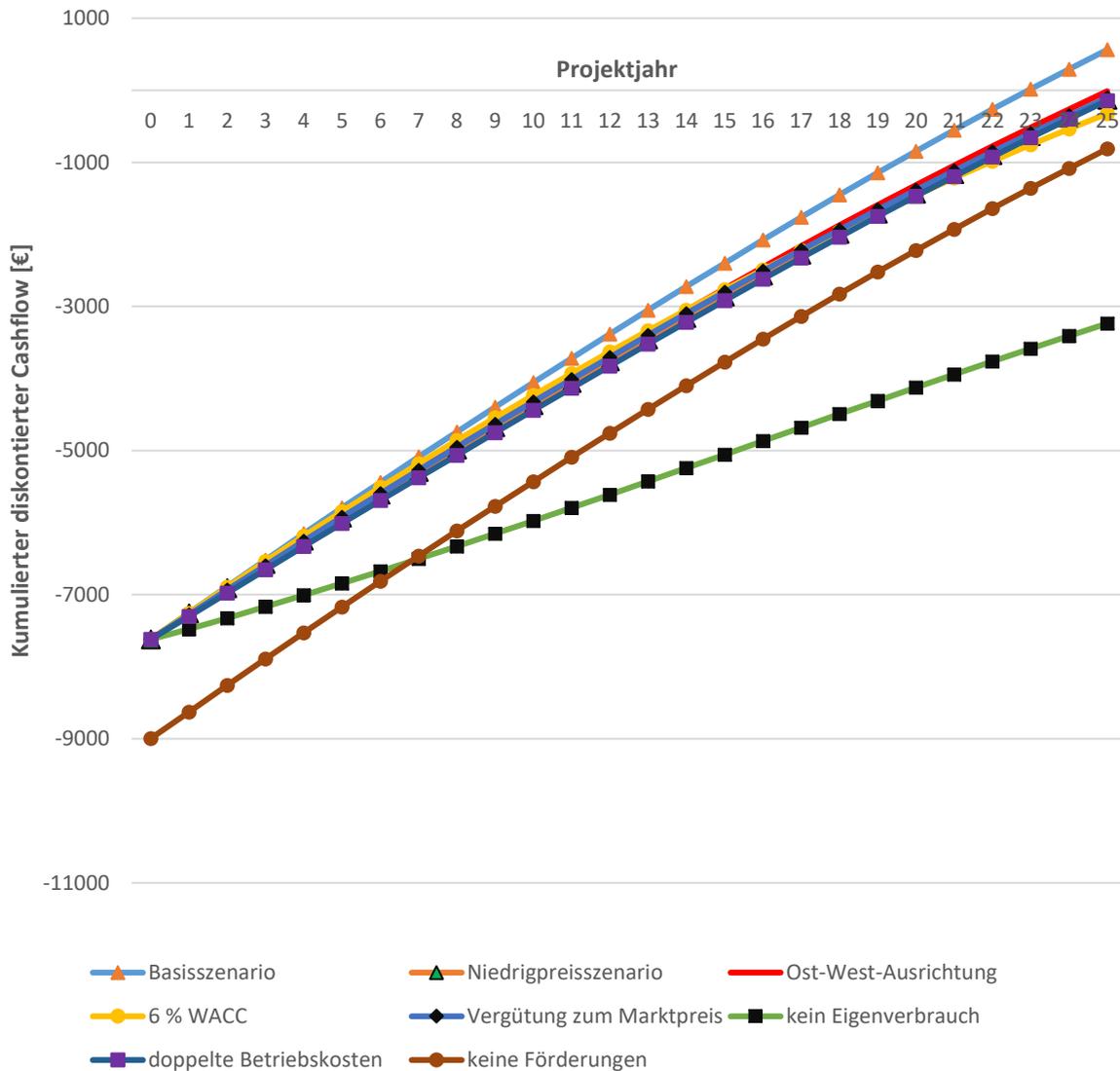


Abbildung 22: Cashflow einer 5kW-Anlage mit unterschiedlichen Berechnungsparametern

Im Szenario „Niedrigpreis“ wird dargestellt, wie sich der im Kapitel 2.4.3 vorgestellte Fall niedrigerer Großhandelsstrompreise und damit einer niedrigeren Vergütung des Überschussstroms auswirkt.

Die Berechnung des Kapitalwerts einer PV-Anlage mit Ost-West-Ausrichtung zeigt, dass dieser niedriger ist als der Kapitalwert einer Anlage mit südlicher Ausrichtung. Das liegt daran, dass der Eigenverbrauchsanteil durch diese Ausrichtung zwar erhöht wird, der verminderte Gesamtertrag dadurch jedoch nicht ausgeglichen werden kann. Ein wirtschaftlicher Vorteil durch diese Ausrichtung wäre eventuell mit einer tageszeitabhängigen Vergütung des Überschussstroms gegeben. Durch den Ausbau von PV-Anlagen im Netz kommt es verstärkt zu einer Abflachung der Mittagsspitze der Strompreise, hin zu einer Morgen- und einer Abendspitze. Das Erzeugungsprofil einer Anlage mit Ost-West-Ausrichtung würde stärker mit diesem Preisverlauf korrelieren und könnte von höheren Marktpreisen profitieren, wenn es

diese durch eine tageszeitabhängige Einspeisevergütung lukrieren könnte. Dies würde für den Anlagenbetreiber wiederum ein erhebliches Preisrisiko bedeuten. In der momentanen Marktsituation ist diese Ausrichtung auch noch nicht profitabel, es müsste erst zu einem weiteren Ausbau kommen: *„Eine Anpassung der Winkel einer fest montierten PV Anlage ist auf Basis der Simulationsergebnisse nur bei sehr hohen Anteilen (> 10 %) [Anmerkung: von Stromerzeugung aus Photovoltaik an der Stromerzeugung in Österreich] sinnvoll. In naher Zukunft sollten die Anlagen weiterhin so ausgerichtet werden, dass der energetische Output über ein Jahr maximiert wird.“* (Hartner, 2016, S. 2) Diese Thematik wird in Kapitel 3.3.5 näher betrachtet.

Ein möglicher Fall ist die Vergütung des Überschussstroms durch den Energieversorger rein zum Marktpreis. Einige Energieversorger bieten ihren Kunden eine erhöhte Vergütung an, unter der Voraussetzung, dass auch der Strombezug durch diesen Energieversorger erfolgt. Diese erhöhte Vergütung könnte jedoch seitens der Energieversorger bei steigenden Strompreisen beendet werden. Die Folge wäre ein Kapitalwert von -104 €.

Wird die Berechnung mit einem Kalkulationszinssatz von 6 % durchgeführt, so wird der Break-Even-Point ebenfalls knapp nicht erreicht. Dieser höhere Kalkulationszinssatz geht von höheren Kapitalkosten, einer höheren Renditeerwartung oder höheren Risikofaktoren aus.

Ein anderes mögliches Szenario ist das Auftreten erhöhter Betriebskosten. Dieser Fall kann durch Beschädigungen der Anlage eintreten, die Reparaturen erfordern. Die Annahme von doppelten jährlichen Betriebskosten (20 €/kW) führt zu einem Kapitalwert von -142 €.

Der letzte Fall zeigt den Cashflow einer Anlage, die ihren gesamten Strom ins Netz einspeist. Der Kapitalwert ist deutlich negativ mit -3236 €. Dieser Wert zeigt, dass es für die Berechnung der Rentabilität einer Anlage unerlässlich ist, den Eigenverbrauch zu berücksichtigen. Im Kapitel 3.3.4 wird diese Thematik näher betrachtet.

Die Fördersumme durch die Investitionsbeihilfe von 275 €/kW beträgt für eine 5kW-Anlage 1375 €. Ohne diese Förderung wären Anlagen, die im Jahr 2017 errichtet werden, unter den angenommenen Bedingungen mit einem Kapitalwert von -812 € nicht rentabel. Durch stark fallende Investitionskosten ergibt sich in den nächsten Jahren jedoch ein deutlich optimistischeres Bild für die Rentabilität von Anlagen ohne Förderungen. Die fallenden Investitionskosten und deren Auswirkung auf die Wirtschaftlichkeit werden in den nächsten Unterkapiteln behandelt.

3.3.3 Abhängigkeit des Kapitalwerts von Volllaststunden und Jahresstromverbrauch

Eine interessante Möglichkeit der Auswertung ergibt sich über die Darstellung des Kapitalwertes als Funktion von Jahresstromverbrauch und Volllaststundenzahl. In Abbildung 23 ist der Zusammenhang für eine 5kW-Anlage (Tabelle 4) unter aktuellen Förderungen dargestellt.

Abbildung 24 zeigt den gleichen Zusammenhang ohne Investitionsbeihilfe und einer angenommenen Vergütung des Überschussstroms nur in der Höhe des Marktpreises. Beachtenswert ist, dass bei einer leicht verbesserten Volllaststundenzahl von 1050 kWh/kW_a und einem erhöhten Jahresstromverbrauch von 8000 kWh/a die betrachtete Anlage ohne jegliche Förderungen betrieben werden kann. Dies kommt dadurch zustande, dass der Eigenverbrauch des erzeugten Stroms von 43 % auf 57 % ansteigt und selbst verbrauchter Strom ca. dreimal mehr wert ist als eingespeister Strom. Das macht eine PV-Anlage beispielsweise für ein Zweifamilienhaus mit höherem Verbrauch finanziell attraktiver als für ein Einfamilienhaus.

Abbildung 23 und Abbildung 24 wurden generiert, indem im Excel-Modell mit einem Makro die Eingangsparameter „Jahresstromverbrauch“ und „Volllaststunden“ in 500er- bzw. 50er-Schritten (in den entsprechenden Einheiten) variiert wurden und der sich ergebende Kapitalwert in eine Tabelle geschrieben wurde.

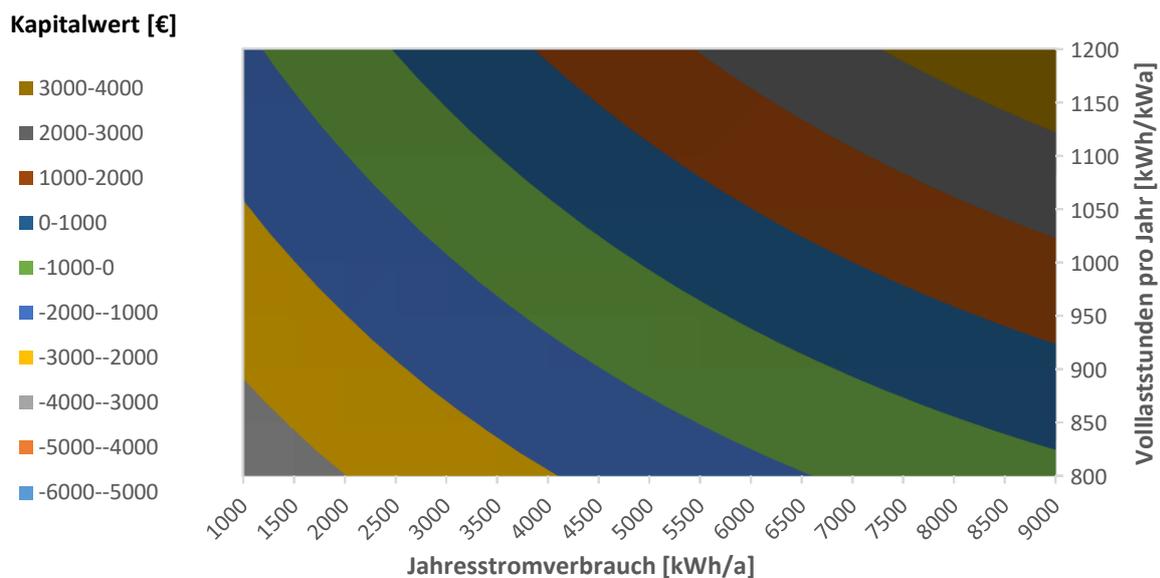


Abbildung 23: Auswirkung des Jahresstromverbrauchs und der Volllaststunden auf den Kapitalwert, aktuelle Förderungen

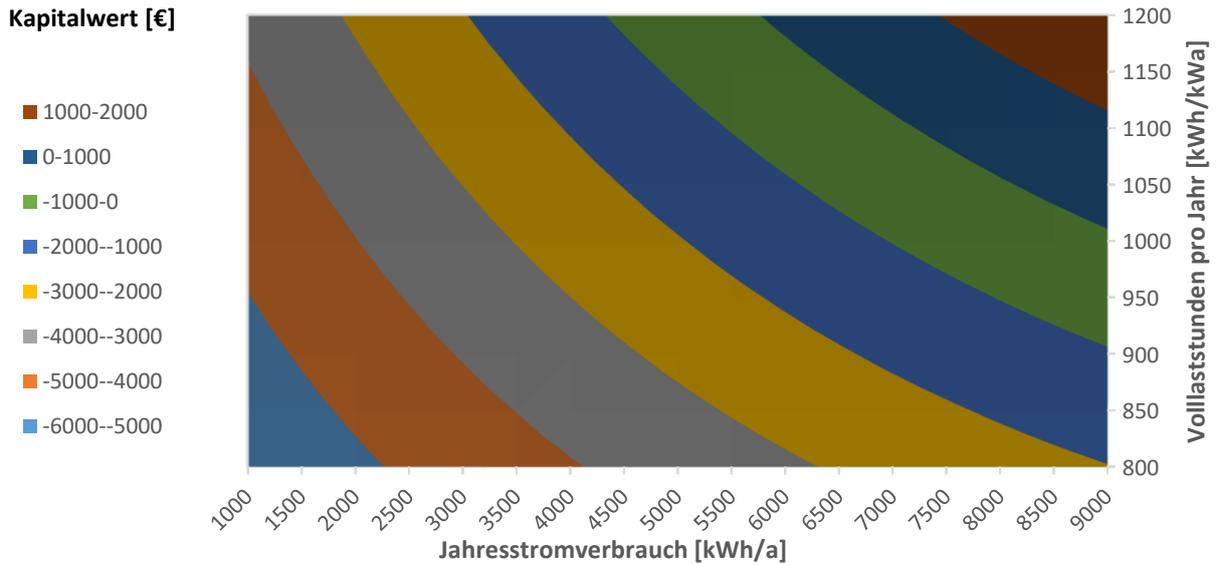


Abbildung 24: Auswirkung des Jahresstromverbrauchs und der Volllaststunden auf den Kapitalwert, keine Förderungen

3.3.4 Berücksichtigung des Eigenverbrauchs

Der Jahresstromverbrauch eines Haushalts kann in Abhängigkeit der Zahl der Bewohner in weiten Bereichen variieren. Ebenso ist entscheidend, ob der Energieverbrauch für Heizung, Warmwasserbereitung und Kochen elektrisch oder mit einer anderen Energiequelle bedient wird. Abbildung 24 zeigt, dass ein hoher Jahresstromverbrauch eine PV-Anlage (Tabelle 4) bereits heute sogar ohne Förderungen rentabel machen kann. In Abbildung 25 wird dieser Zusammenhang genauer betrachtet und der Kapitalwert in Abhängigkeit des Jahresstromverbrauchs dargestellt.

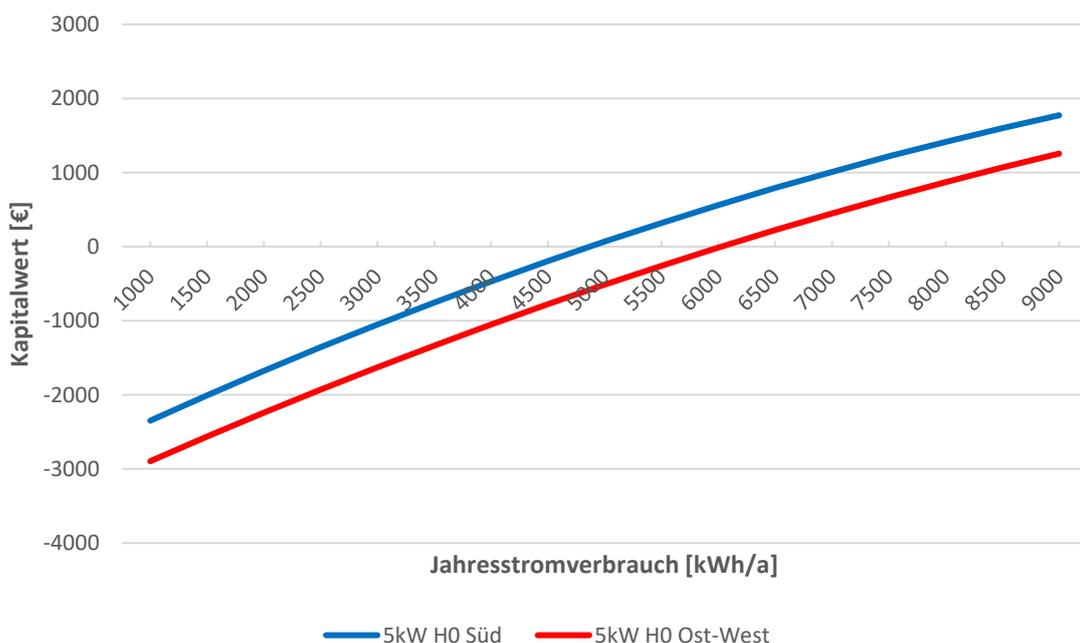


Abbildung 25: Kapitalwert zweier geförderter 5kW-PV-Anlagen in Abhängigkeit des Jahresstromverbrauchs

3.3.5 Vergleich zwischen Süd- und Ost-West-Ausrichtung

Die Auswertung in Abbildung 26 vergleicht die Rentabilität zweier Anlagen (Tabelle 4) mit verschiedenen horizontalen Ausrichtungen, einmal rein nach Süden und einmal aufgeteilt nach Osten und Westen. Eine Investitionsbeihilfe von 275€/kW wird berücksichtigt. Die Kurven stellen dabei den Grenzwert für Kapitalwert Null dar, der Bereich über der Kurve entspricht einer höheren Rentabilität, der Bereich darunter bedeutet Unrentabilität. Auf der Y-Achse ist ein „Marktpreisfaktor“ dargestellt. Dieser gibt an, um welchen Preis relativ zum Marktpreisszenario der überschüssige Strom (an das EVU) verkauft werden kann. Dies kann zum Beispiel durch ein Angebot vom EVU zustande kommen, siehe Kapitel 4.5.2. Ein Wert unter 1 ist in diesem Fall nicht möglich. Der Marktpreisfaktor kann auch als eine Abweichung des Marktpreises vom angenommenen Preisszenario interpretiert werden. Der Grenzwert „Marktpreisfaktor=0“ würde bedeuten, dass überschüssiger Strom nicht vergütet wird und stellt einen rein theoretischen Fall dar.

Die Auswertung zeigt, dass eine Anlage mit südlicher Ausrichtung unter den gegebenen Bedingungen immer eine höhere Rentabilität als eine Anlage mit Ost-West-Ausrichtung hat. Dieser Unterschied wird kleiner, je höher der Jahresstromverbrauch und je geringer die Vergütung des Überschussstroms ist.

Der Grund für dieses Ergebnis ist, dass zwar der Eigenverbrauchsanteil einer Anlage in Ost-West-Ausrichtung höher ist, und dadurch der Wert des erzeugten Stroms ebenfalls höher ist, die Minderung des Gesamtertrags um 10 % jedoch dadurch nicht aufgeholt werden kann.

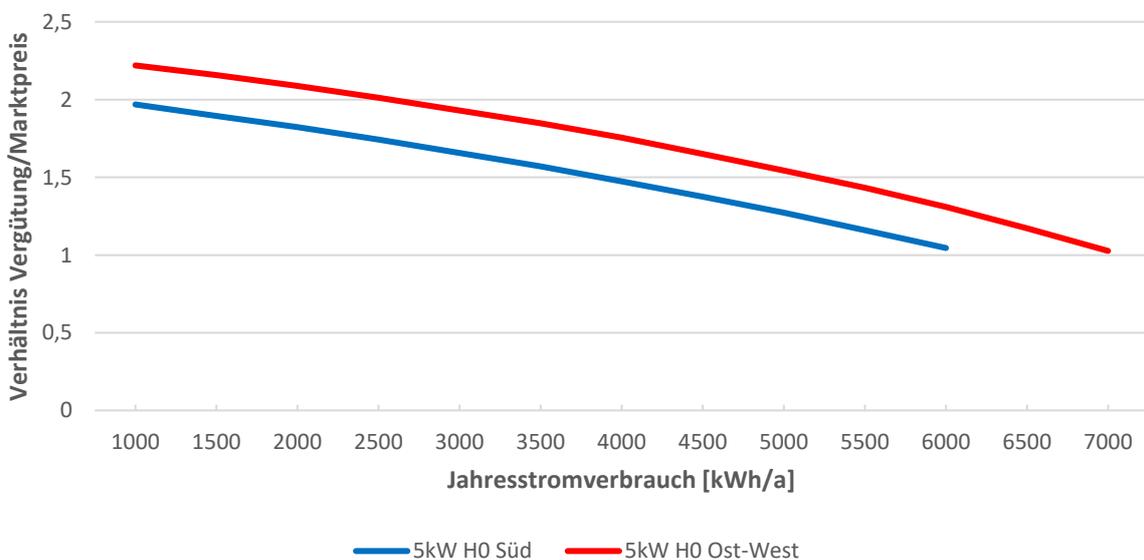


Abbildung 26: Bedingungen für Kapitalwert=0 bei unterschiedlichem Jahresstromverbrauch und Preis für Überschussstrom

3.3.6 Kapitalwert zukünftig gebauter Anlagen

Der jährliche Rückgang bei den Investitionskosten von PV-Anlagen hat einen entscheidenden Einfluss auf den Kapitalwert von Anlagen, die in den nächsten Jahren gebaut werden. Abbildung 27 zeigt die Entwicklung des Kapitalwerts zweier Anlagen ohne Investitionsförderungen und einer Vergütung des Überschussstroms allein zum Marktpreis. Anlagen mit südlicher Ausrichtung, die ab 2020 errichtet werden, haben ohne Förderungen einen positiven Kapitalwert. Für Anlagen mit Ost-West-Ausrichtung tritt dieser positive Kapitalwert mit Errichtung ab 2021 auf. Als Vergütung des Überschussstroms wurde im Sinne eines Worst-Case-Szenarios rein der Marktpreis angenommen.

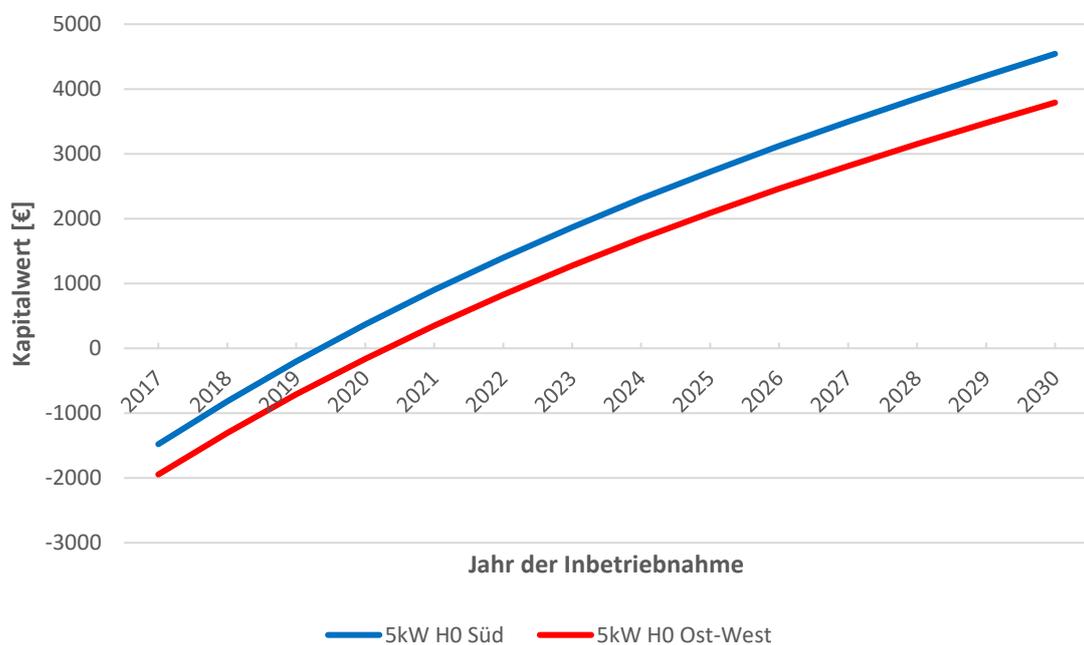


Abbildung 27: Kapitalwert in Abhängigkeit des Jahres der Inbetriebnahme, ohne Investitionsförderung, Netzeinspeisung zum Marktpreis

3.3.7 Kapitalwertentwicklung von Standorten mit geringerer Volllaststundenzahl

Mit sinkenden Investitionskosten werden PV-Anlagen auch an Standorten rentabel, an denen nur eine geringere Volllaststundenzahl erreicht werden kann. Dies ist vorteilhaft, da sich so die Installation von PV-Anlagen und damit deren Stromerzeugung nicht allein an sonnigen Standorten konzentriert.

In Abbildung 28 ist die Anzahl der Volllaststunden dargestellt, die eine jeweilige PV-Anlage braucht, um in Abhängigkeit des Jahres der Inbetriebnahme den Break-Even-Point (Kapitalwert = 0) zu erreichen. Die Volllaststundenzahl bezieht sich hier auf den Standort und den Wert, den eine optimal nach Süden ausgerichtete PV-Anlage erzielen würde. Für eine PV-

Anlage mit Ausrichtung nach Ost-West bedeuten daher z.B. 1000 Volllaststunden im Diagramm 900 tatsächliche Volllaststunden der PV-Anlage.¹⁸ Die Parameter der Anlagen sind aus Tabelle 4 entnommen. Es wird keine Förderung und eine Vergütung des Überschussstroms rein zum Marktpreis angenommen.

Wie bereits in Abbildung 27 dargestellt, erreicht eine optimal südlich ausgerichtete Anlage mit 1000 Volllaststunden pro Jahr den Break-Even-Point, wenn sie ab 2020 gebaut und in Betrieb genommen wird. Für eine Anlage mit Ost-West-Ausrichtung tritt dieser Fall erst bei Bau im Jahr 2021 auf. In Abbildung 28 ist dargestellt, wann die betrachteten 5kW-PV-Anlagen bei anderen Standorten einen positiven Kapitalwert erreichen. Für einen vergleichsweise schlechten Standort, an dem eine optimal südlich ausgerichtete Anlage nur 800 Volllaststunden pro Jahr hat, hat eine ungeförderte Anlage mit dieser Orientierung einen positiven Kapitalwert, wenn 2023 oder später gebaut wird. Für eine Anlage mit Ost-West-Ausrichtung gilt das am selben Standort für den Bau ab 2025.

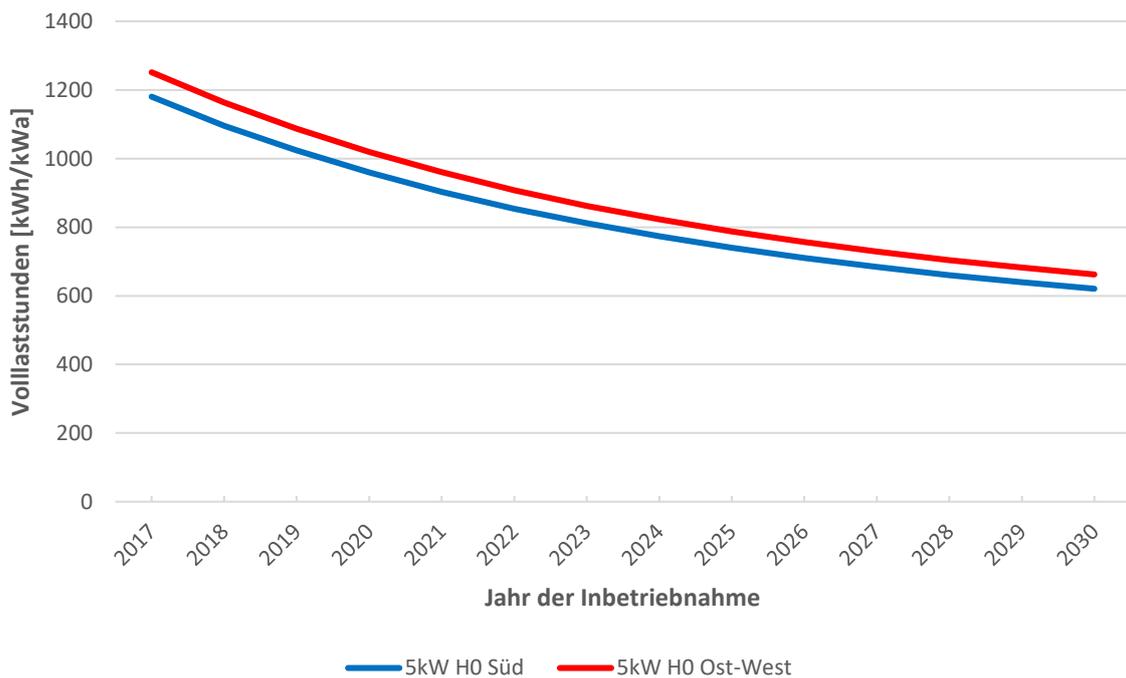


Abbildung 28: Benötigte VLS für Kapitalwert = 0, keine Förderungen, Vergütung zum Marktpreis (Hochpreisszenario)

3.3.8 Förderbedarf

Die Berechnungen in den vorangegangenen Unterkapiteln zeigen, dass PV-Anlagen mit 5 kW, die zur Eigenbedarfsdeckung eines Haushalts beitragen, in wenigen Jahren gänzlich ohne

¹⁸ Entspricht einer 10 prozentigen Minderung des Gesamtertrags, siehe Kapitel 2.4.7

Förderungen auskommen werden. Vor diesem Hintergrund ergibt sich die Fragestellung, wie die Förderung von Anlagen bis zu diesem Zeitpunkt und danach ausgestaltet sein sollte.

Grundsätzlich hat eine Förderung in diesem Zusammenhang das Ziel, den negativen Kapitalwert von Anlagen auszugleichen und dadurch zum Bau dieser Anlagen anzuregen. Es kann darüber hinaus auch energiepolitisch gewollt sein, durch eine über den negativen Kapitalwert hinausgehende Förderung einen verstärkten Anreiz zum Bau von PV-Anlagen zu setzen. Dagegen kann argumentiert werden, dass bei Förderungen Mitnahmeeffekte¹⁹ vermieden werden sollten und dass diese Mittel möglicherweise besser für andere Förderungen eingesetzt werden könnten. In den nachfolgenden Betrachtungen wird ein Fördersatz berechnet, der jeweils zum Kapitalwert einer Anlage aus 2017 führt. Bei der betrachteten 5kW-Anlage sind das 563 €. Für Neuanlagen wird der Fördersatz durch sinkende Investitionskosten stetig kleiner. Der Fördersatz stellt einen Mindestförderbetrag dar.

3.3.8.1 Investitionsbeihilfe

In Abbildung 29 ist die Höhe der Investitionsbeihilfe dargestellt, die Neuanlagen (mit Parametern aus Tabelle 4, wenn nicht anders angegeben) im jeweiligen Jahr benötigen, um den gleichen Kapitalwert wie eine Anlage aus 2017 zu haben. Die Vergütung des Überschussstroms durch den Energieversorger wird über die gesamte Lebensdauer mit dem Marktpreis angenommen. Damit zeigt sich, dass im Jahr 2018 die aktuelle Förderung von 275 €/kW ausreicht, um mit einer südlich ausgerichteten Anlage und einer Vergütung des Überschussstroms zum Marktpreis den gleichen Kapitalwert zu haben wie eine 5kW-Anlage, die 2017 errichtet wird und deren Überschussstrom vom Energieversorger zu 30 % über dem Marktpreis vergütet wird. Dieser Bedarf wird in diesem Szenario bis 2021 auf Null sinken.

Eine Anlage in Ost-West-Ausrichtung hat einen niedrigeren Kapitalwert und hätte dadurch einen höheren Förderbedarf. Die festgelegte Förderung sollte sich jedoch an einer optimal ausgerichteten Anlage orientieren.

¹⁹ „Mitnahmeeffekt“ bedeutet in diesem Zusammenhang, dass Förderungen für Investitionen in Anspruch genommen werden, welche auch ohne Förderung getätigt worden wären.

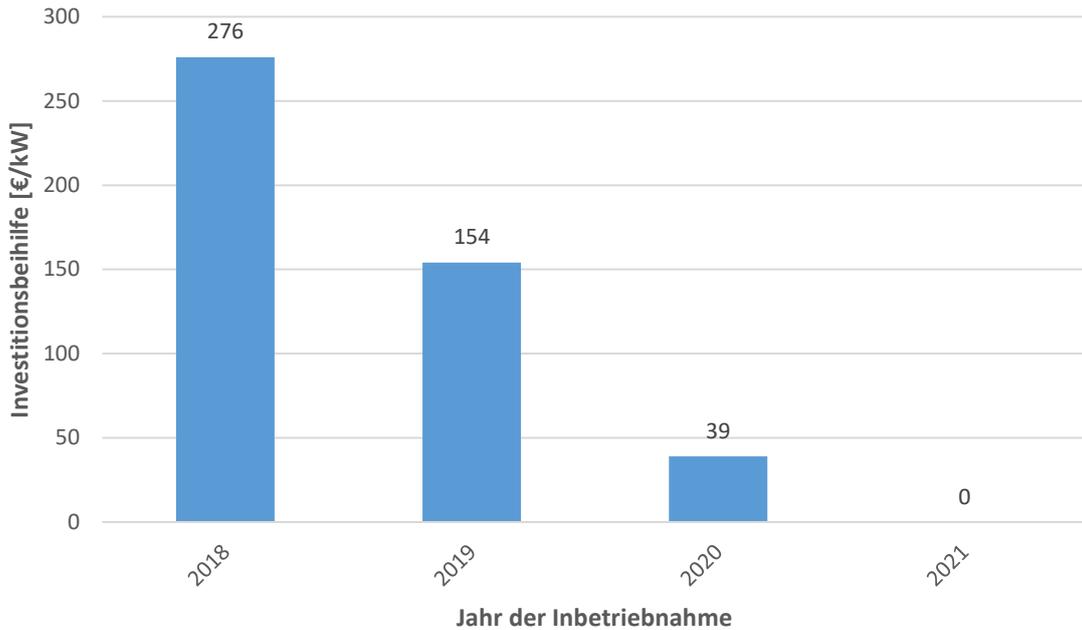


Abbildung 29: Notwendige Investitionsbeihilfe einer 5kW-PV-Anlage (Süd) für Kapitalwert=563 € (entspricht dem Referenzwert aus 2017), Vergütung des Überschussstroms zum Marktpreis

3.3.8.2 Betriebsbeihilfe

Die Förderung für PV-Anlagen könnte auch in Form einer Betriebsbeihilfe, als Einspeisetarif oder Marktprämie, bezahlt werden. Für die Berechnung der benötigten Höhe der Betriebsbeihilfe (Einspeisetarif oder „anzulegender Wert“²⁰ im Marktprämiensystem) hat die Ausgestaltung der Betriebsbeihilfe keinen Einfluss. Bei beiden Fördersystemen wird davon ausgegangen, dass die Förderung 13 Jahre lang festgesetzt ist. Anschließend wird der Überschussstrom die restlichen 12 Jahre der Lebensdauer zum Marktpreis verkauft. Die Ergebnisse dieser Berechnung sind in Abbildung 30 dargestellt. Es wird keine Investitionsbeihilfe angenommen.

²⁰ Entspricht dem Referenzwert, siehe Kapitel 2.2

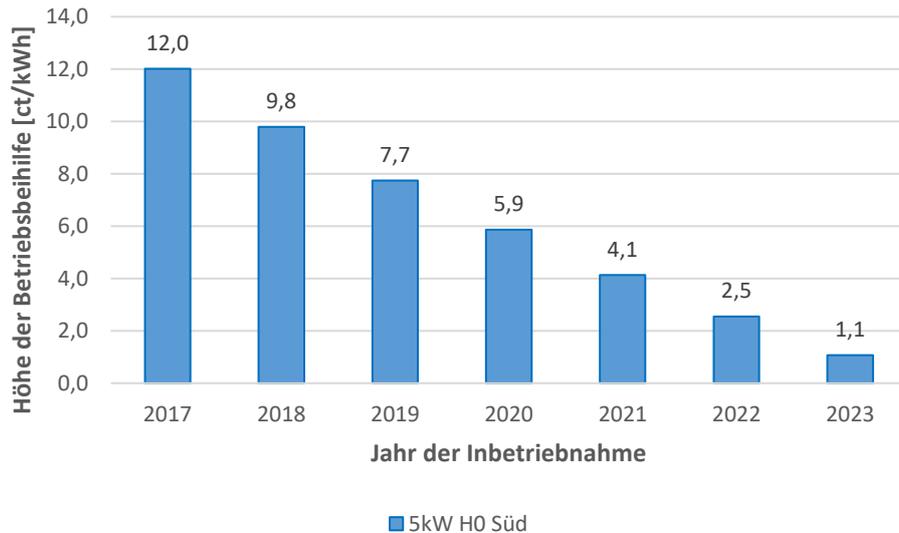


Abbildung 30: Benötigte Betriebsbeihilfen einer 5kW-PV-Anlage für Kapitalwert=563€ (entspricht dem Referenzwert aus 2017)

Aus Abbildung 30 ist ersichtlich, dass die Höhe eines Einspeisetarifs bzw. des anzulegenden Werts nach wenigen Jahren in der Höhe des dann aktuellen Marktpreises liegen wird.

3.3.8.3 Investitions- und Betriebsbeihilfe

Denkbar ist auch eine Kombination der beiden Fördersysteme, um mit den Vorteilen beider Systeme Anreize für Betreiber zu schaffen: Niedrigere Anfangskosten durch eine Investitionsbeihilfe und planbare Einnahmen durch eine Betriebsbeihilfe. Diese Berechnung ist in Abbildung 31 dargestellt. Relevant ist die linke untere Hälfte des Diagramms. *In der rechten oberen Hälfte sind Betriebsbeihilfen unterhalb des Marktpreises bzw. im negativen Bereich dargestellt, die nicht zu beachten und der Art der Darstellung geschuldet sind.*

Für die Erstellung der Grafik wurden im Excel-Modell die Parameter Jahr und Investitionsbeihilfe in den, durch die Achsen vorgegebenen, Grenzen variiert. Danach wurde die notwendige Betriebsbeihilfe mit der in Kapitel 2.2 hergeleiteten Formel so berechnet, dass sich am Ende der Lebensdauer ein Kapitalwert von 563 € ergibt.

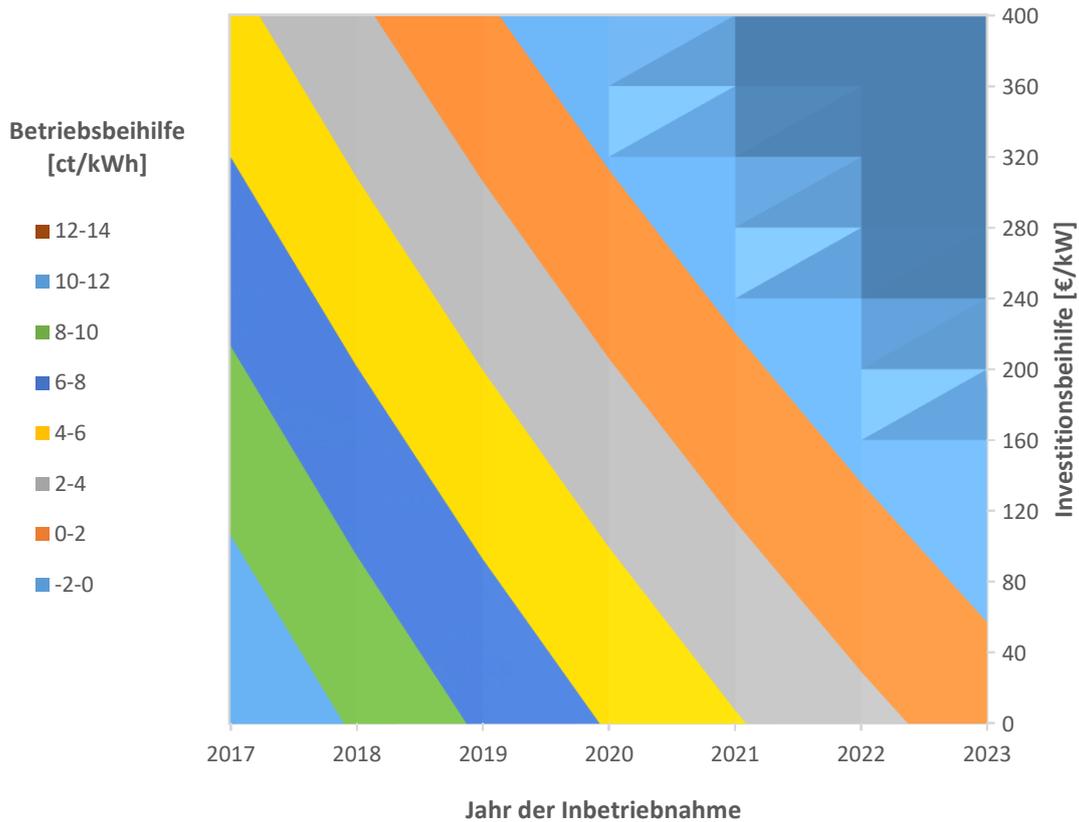


Abbildung 31: Benötigte Förderungen einer 5kW-PV-Anlage für Kapitalwert=563€ (entspricht dem Referenzwert aus 2017)

3.4 30kW-Eigenverbrauchsanlage Gewerbe

3.4.1 Sensitivitätsanalyse

Wie bei der 5kW-Anlage wird auch beim Beispiel der 30kW-Anlage im ersten Schritt eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Als Referenzszenario werden für diese und die folgenden Berechnungen in diesem Unterkapitel 3.4 die in Tabelle 5 aufgelisteten Parameter verwendet, falls nicht bei den Berechnungen explizit anders angegeben.

Tabelle 5: Berechnungsparameter Referenzszenario „30kW-PV-Anlage, Gewerbe“

Leistung	30kW	Erzeugte Energie	1.000 kWh/kWa
Horizontale Ausrichtung	180°	Vertikale Ausrichtung	30°
Investitionskosten	1.140 €/kW	Betriebskosten	10 €/kWa
Eigenverbrauch	80.000 kWh/a	Lebensdauer	25 Jahre
Kalkulationszinssatz	7 %	Preisszenario	Hochpreis
Investitionsbeihilfe	375 €/kW	Einspeisetarif	7,91 ct/kWh

Die Abweichungen in diesem Szenario im Vergleich zur 5kW-Anlage sind, abgesehen von der Anlagengröße, die Folgenden: Die spezifischen Investitionskosten sind mit 1.140 €/kW deutlich geringer. Das liegt am Skaleneffekt und daran, dass keine Mehrwertsteuer²¹ berücksichtigt wird. Der Eigenverbrauch des angeschlossenen Gewerbes wird mit 80.000 kWh/a angenommen. Dies entspricht beispielsweise einer Tischlerei mit 10 Beschäftigten. Der Kalkulationszinssatz wird höher angenommen, und zwar mit 7 %. Diese Annahme wird deshalb getroffen, da ein Unternehmen mehr Investitionsalternativen als ein Haushalt hat und dadurch eine höhere Eigenkapitalrendite erwartet. Außerdem wird einem Gewerbebetrieb unterstellt, dass er eine kürzere Amortisierungszeit erwartet. Die in der Ökostrom-Einspeisetarifverordnung festgelegte Investitionsförderung von 375 €/kW durch die OeMAG wird berücksichtigt. Diese ist höher als die Förderung von 275 €/kW, die vom Klima- und Energiefonds für PV-Anlagen bis 5 kW bezahlt wird. Als Vergütungshöhe des Überschussstroms wird der Einspeisetarif der OeMAG laut aktueller Einspeisetarif-Verordnung von 7,91 ct/kWh angenommen.

Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass die stärksten Abhängigkeiten des Kapitalwerts von den Volllaststunden, den Investitionskosten und dem Kalkulationszinssatz gegeben sind. Die Abhängigkeit des Kapitalwerts vom Einspeisetarif ist gering, da die Anlage mit einem Eigenverbrauchsanteil von 80 % nur einen vergleichsweise geringen Überschussstrom erzeugt und verkauft.

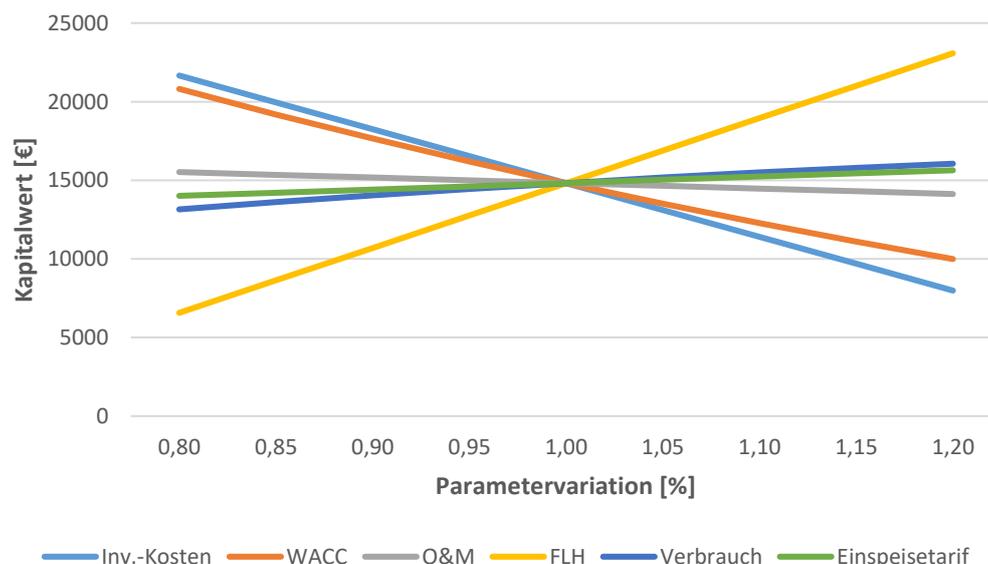


Abbildung 32: Sensitivitätsanalyse des Kapitalwerts der 30kW-PV-Anlage

²¹ Das Unternehmen wird als vorsteuerabzugsberechtigt angenommen.

3.4.2 Cashflow

In Abbildung 33 sind die Berechnungen des Cashflows einer 30kW-Eigenverbrauchsanlage dargestellt, die auf dem Dach eines Gewerbebetriebs installiert ist. Das Basisszenario zeigt, dass der Break-Even-Point unter den getroffenen Annahmen schon nach 12 Jahren erreicht wird, im Gegensatz zu den 25 Jahren bei einer 5kW-Anlage, und das obwohl mit einem höheren Kalkulationszinssatz abgezinst wird. Dies erklärt sich durch die niedrigen Investitionskosten, den hohen Eigenverbrauchsanteil von 80 % (wobei dieser mit einem niedrigeren Verbrauchspreis für Gewerbekunden bewertet wird) und den Einspeisetarif für Überschussstrom von 7,91 ct/kWh. Würde man mit einem niedrigeren Kalkulationszinssatz von 5 % rechnen, so wäre der Break-Even-Point bereits nach 10 Jahren erreicht. Eine gleichzeitige Annahme der Vergütung des Überschussstroms rein zum Marktpreis hätte geringe Auswirkungen, da nur 20 % des erzeugten Stroms ins Netz gespeist werden. Die Annahmen eines Niedrigpreisszenarios, einer möglichen Ost-West-Ausrichtung oder von doppelten Betriebskosten hätten untereinander die gleichen kapitalwert-mindernden Auswirkungen im Vergleich zum Basisszenario. Der Break-Even-Point würde in allen 3 Szenarien trotzdem erreicht und würde sich nur um 1 bis 2 Projektjahre verzögern.

Um die Wichtigkeit des Anteils des Eigenverbrauchs zu zeigen, wird ein Fall angenommen, bei dem der gesamte erzeugte Strom ins Netz gespeist wird. Am Ende der Lebensdauer ergibt sich unter diesen Voraussetzungen ein Kapitalwert von 1.282 €, der Break-Even-Point würde erst nach 23 Jahren erreicht werden.

Die Förderungen dieser Anlage setzen sich zusammen aus einer Investitionsbeihilfe von 11.250 € und Einspeisevergütungen von 18.307 € (auf den Zeitpunkt der Inbetriebnahme abgezinst). Ein Szenario ohne Förderungen ist ebenfalls in Abbildung 33 dargestellt.

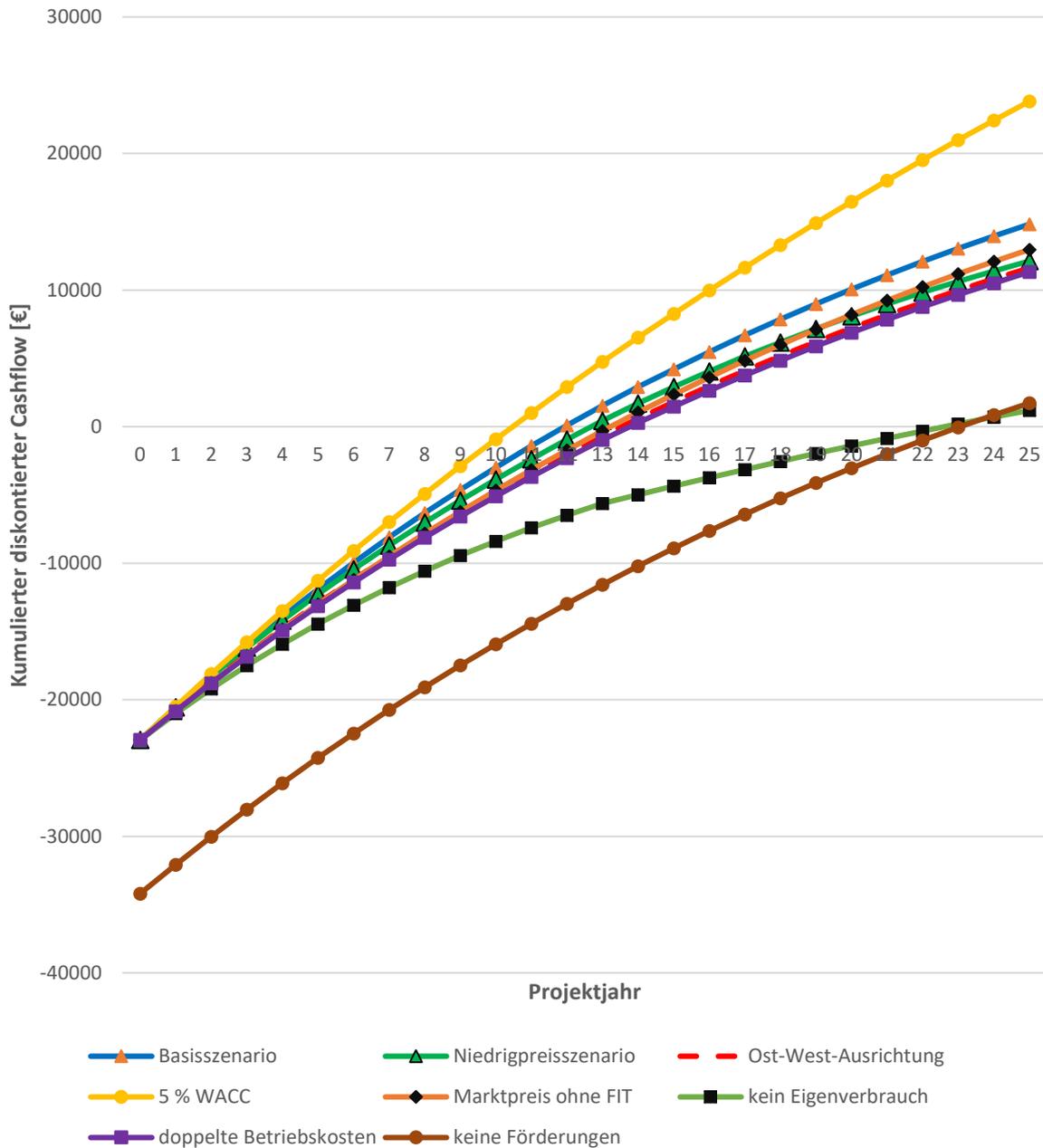


Abbildung 33: Cashflow einer 30kW-Eigenverbrauchsanlage

3.4.3 Abhängigkeit des Kapitalwerts von Volllaststunden und Jahresstromverbrauch

In Abbildung 34 und Abbildung 35 ist der Kapitalwert einer 30kW-Eigenverbrauchsanlage (südlicher Ausrichtung, Parameter aus Tabelle 5) in Abhängigkeit von Jahresstromverbrauch und Volllaststundenzahl dargestellt, einmal mit aktuellen Förderungen (Investitionsbeihilfe und Einspeisetarif) und einmal ohne Förderungen. Die Grafiken wurden durch Variation der Eingangsgrößen „Volllaststunden“ und „Jahresstromverbrauch“ im Modell erzeugt, wobei der sich jeweils ergebende Kapitalwert ausgelesen wurde.

Mit Förderungen hat die gegebene 30kW-PV-Anlage durchwegs einen positiven Kapitalwert (siehe Abbildung 34). Die Grafik macht auch Anlagen unter verschiedenen Umständen

miteinander vergleichbar: Eine Anlage mit 950 Volllaststunden pro Jahr und einem Jahresstromverbrauch (des angeschlossenen Verbrauchers) von 120.000 kWh/a hat den gleichen Kapitalwert wie eine Anlage mit den 1050 Volllaststunden pro Jahr und einem Jahresstromverbrauch (des angeschlossenen Verbrauchers) von 67.500 kWh/a.

Ohne Förderungen kommt es bei einer Anlage auf den Standort und den Jahresstromverbrauch des angeschlossenen Verbrauchers an, ob eine derartige Anlage einen positiven Kapitalwert hat (siehe Abbildung 35). Hat der angeschlossene Verbraucher, im betrachteten Fall ein Gewerbebetrieb, einen geringen Jahresstromverbrauch (im Verhältnis zur Anlagengröße) von beispielsweise 60.000 kWh/a, so müsste die Anlage 1050 Volllaststunden pro Jahr haben, um einen positiven Kapitalwert zu erreichen.

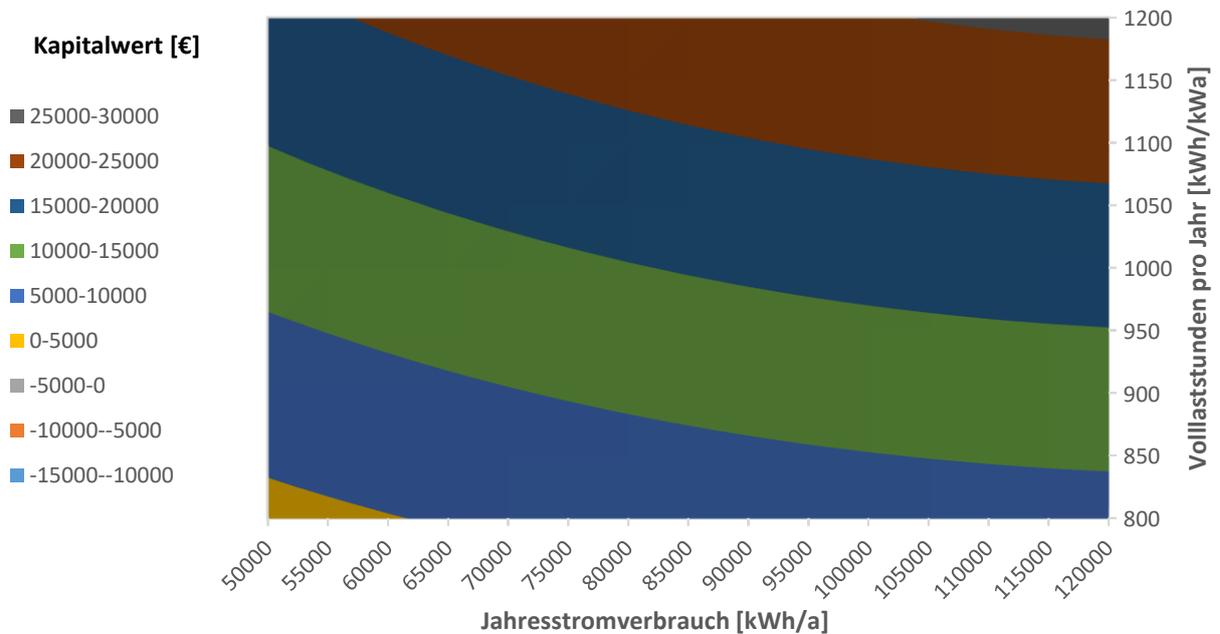


Abbildung 34: Auswirkung des Jahresstromverbrauchs und der Volllaststunden auf den Kapitalwert einer 30kW-PV-Anlage, aktuelle Förderungen

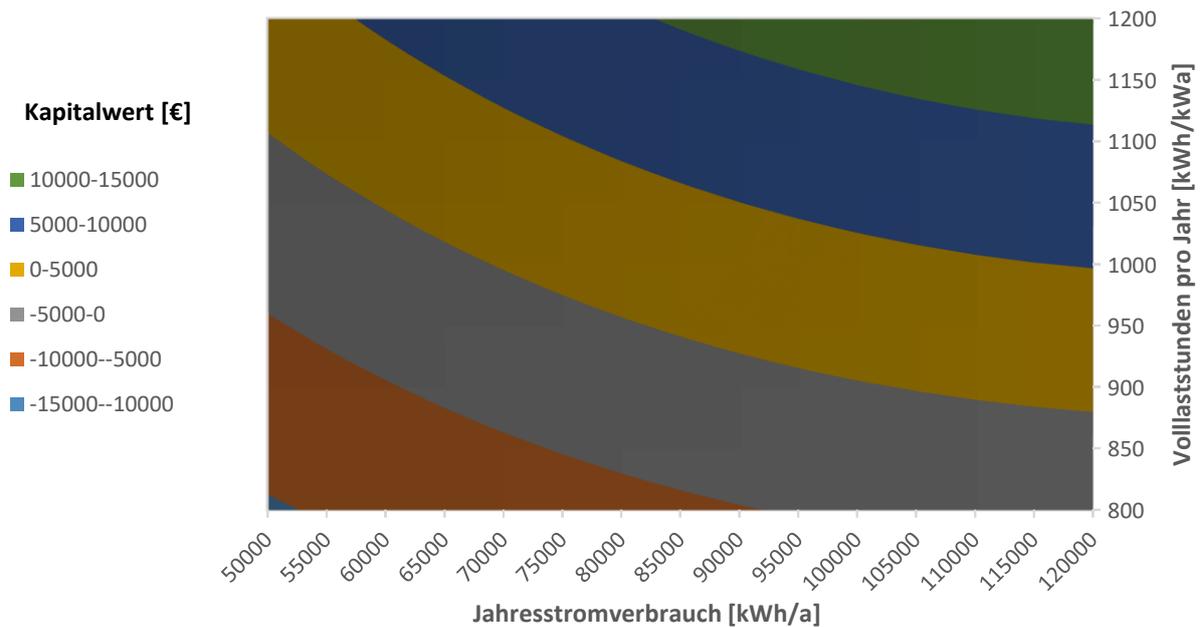


Abbildung 35: Auswirkung des Jahresstromverbrauchs und der Volllaststunden auf den Kapitalwert einer 30kW-PV-Anlage, keine Förderungen

3.4.4 Berücksichtigung des Eigenverbrauchs

In Abbildung 36 ist die Abhängigkeit des Kapitalwerts jeweils einer nach Süden und einer nach Osten und Westen ausgerichteten 30kW-Eigenverbrauchsanlage dargestellt. Es werden in diesem Fall keine Förderungen angenommen.

Die Ausrichtung nach Süden ist, wie auch bei der 5kW-Eigenverbrauchsanlage, besser in Bezug auf den Kapitalwert. Ab einem Stromverbrauch von ca. 80.000 kWh/a vergrößert sich dieser Unterschied weiter. Das liegt daran, dass der Anstieg des Eigenverbrauchsanteils bei diesem Wert bei einer Anlage mit Ost-West-Ausrichtung stagniert während er bei einer südlich ausgerichteten Anlage weiter ansteigt, siehe Abbildung 15 und Abbildung 16.

Aus Abbildung 36 ist auch erkennbar, dass Eigenverbrauchsanlagen mit südlicher Ausrichtung ab einem Stromverbrauch von 68.000 kWh/a ohne Förderungen auskommen. Bei einer Ost-West-Ausrichtung tritt dieser Fall ab 88.000 kWh/a auf.

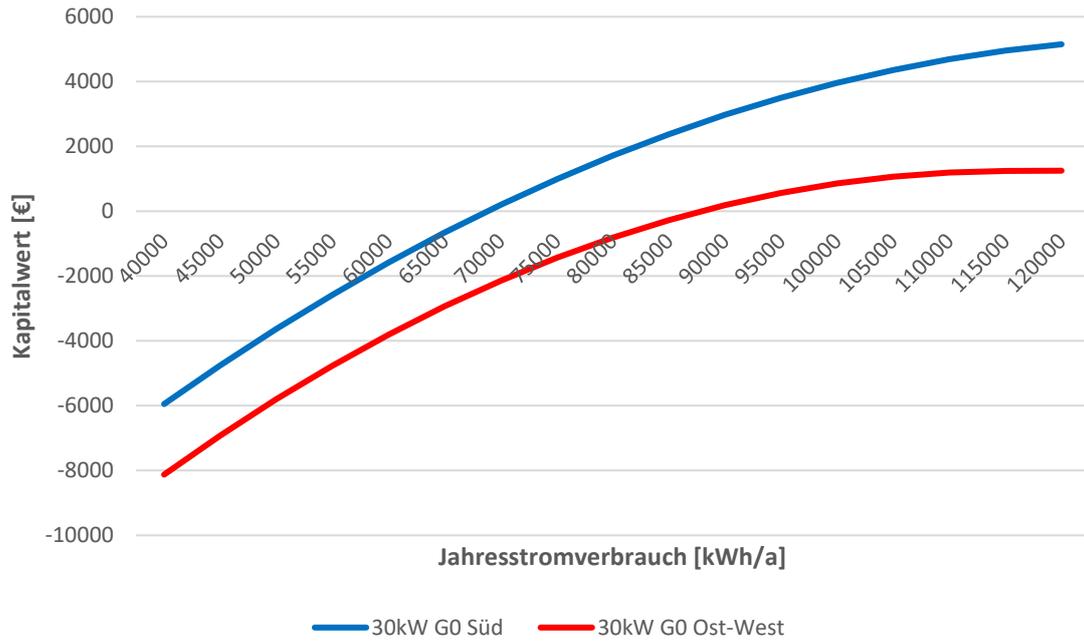


Abbildung 36: Abhängigkeit des Kapitalwerts vom Jahresstromverbrauch, keine Förderungen

3.4.5 Vergleich zwischen Süd- und Ost-West-Ausrichtung

In Abbildung 37 ist der Einspeisetarif dargestellt, den zwei 30kW-Anlagen mit unterschiedlicher Ausrichtung ohne Investitionsbeihilfe benötigen, um nach 25 Jahren den Break-Even-Point zu erreichen. Tarife unter 3 ct/kWh liegen unter dem Marktpreis und sind daher theoretischer Natur.

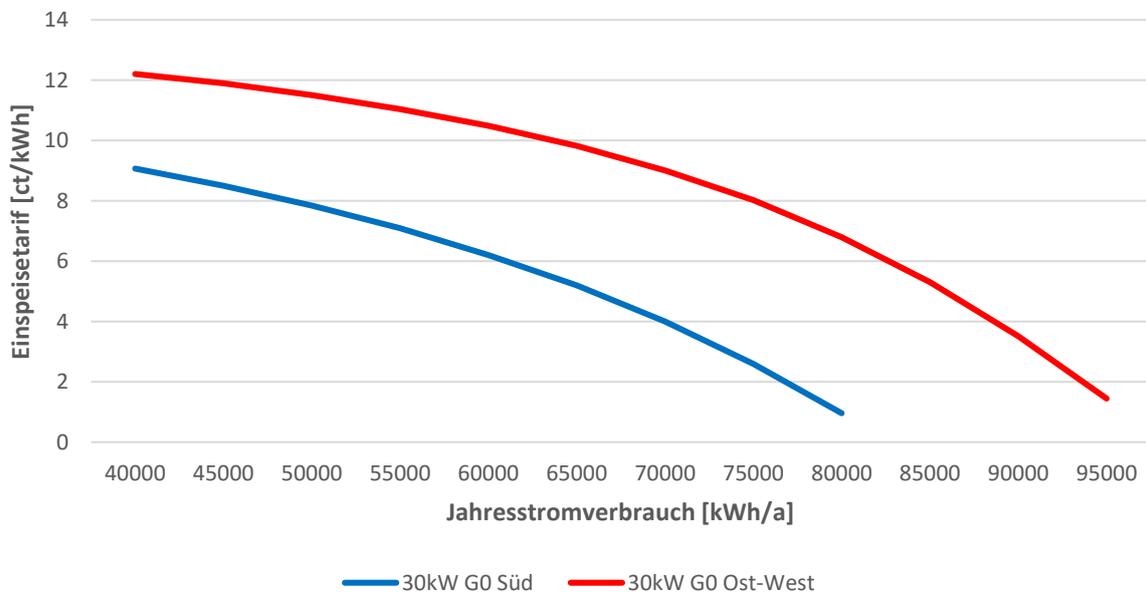


Abbildung 37: Benötigter Einspeisetarif in Abhängigkeit des Jahresstromverbrauchs, keine Investitionsbeihilfe

3.4.6 Kapitalwert zukünftig gebauter Anlagen

In Abbildung 38 ist der Kapitalwert von 30kW-Eigenverbrauchsanlagen in Abhängigkeit des Inbetriebnahmejahres dargestellt. Für alle 4 Szenarien wird eine Investitionsbeihilfe in der Höhe von 375 €/kW angenommen. Als Einspeisevergütung des Überschussstroms wird einmal der Marktpreis angenommen, einmal ein Einspeisetarif. Dieser beträgt 7,91 ct/kWh im Jahr 2017 auf 13 Jahre festgelegt und dann für Neuanlagen jährlich um 8 % verringert. Dies ist entsprechend dem Ökostromgesetz 2012 gewählt.²² Der Jahresstromverbrauch wird mit 80.000kWh/a angenommen.

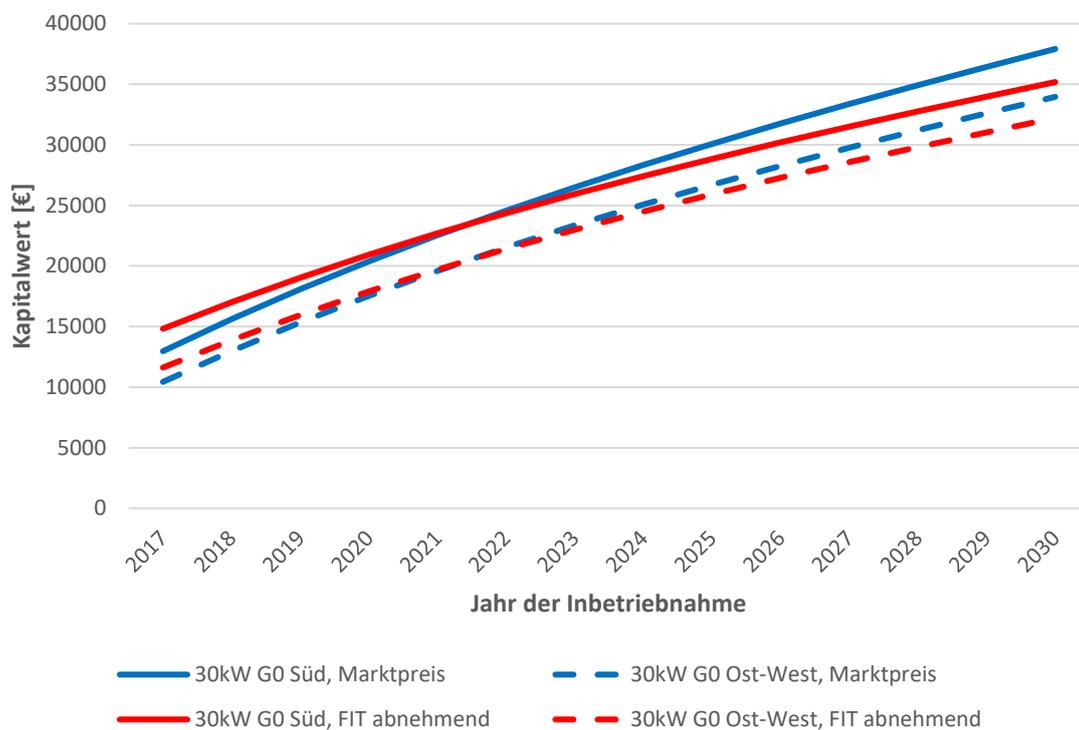


Abbildung 38: Entwicklung des Kapitalwerts, mit Förderungen

Es zeigt sich, dass es für Neuanlagen ab dem Jahr 2022 besser ist, keinen Einspeisetarif in Anspruch zu nehmen sondern den Strom zum Marktpreis zu verkaufen.

3.4.7 Kapitalwertentwicklung von Standorten mit geringerer Volllaststundenzahl

In Abbildung 39 ist dargestellt, wie hoch die Volllaststunden²³ einer Anlage sein müssten, damit sie nach 25 Jahren den Break-Even-Point erreicht. Dies wird ohne Investitionsbeihilfe berechnet. Aus der Darstellung ist ersichtlich, dass die betrachtete 30kW-Anlage mit Ost-

²² Vgl. Ökostromgesetz 2012 §19. (2)

²³ Die Volllaststunden beziehen sich in diesem Fall wieder auf den Standort, d.h. auf die erzeugte Energie einer optimal nach Süden ausgerichteten Anlage. Für eine Ost-West-Ausrichtung bedeuten 800 kWh/kWa im Diagramm daher eine tatsächliche Erzeugung von 720 kWh/kWa.

West-Ausrichtung einen positiven Kapitalwert immer erst jeweils ein bis zwei Jahre nach der 30kW-PV-Anlage am selben Standort mit südlicher Ausrichtung erreicht.

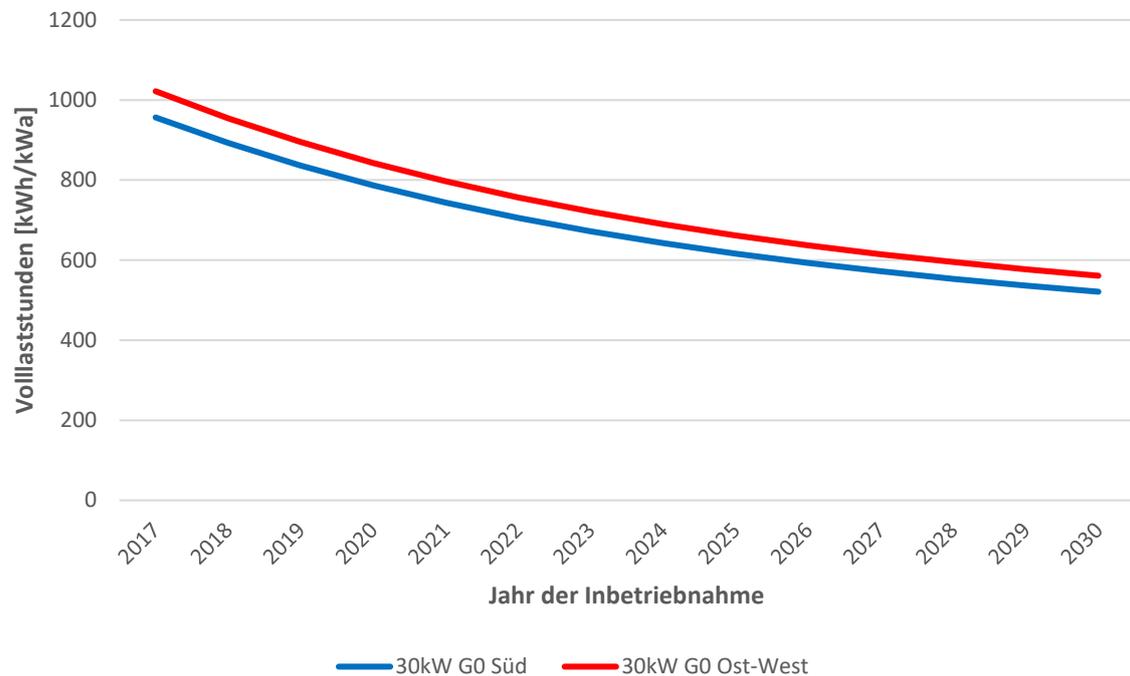


Abbildung 39: Notwendige Volllaststunden für Kapitalwert = 0

3.4.8 Förderbedarf

Aus den Darstellungen des Eigenverbrauchsanteils (Abbildung 9 bis Abbildung 12) ist ersichtlich, dass große PV-Anlagen, die den Eigenverbrauch eines Gewerbebetriebes decken, einen größeren Anteil des erzeugten Stroms zur Deckung des Eigenbedarfs bereitstellen können als kleine PV-Anlagen, die den Eigenverbrauch eines Haushalts decken. Ein hoher Eigenverbrauchsanteil ist nicht nur für den Betreiber ein wichtiges Kriterium für die Rentabilität der Anlage, sondern ist auch für das Stromnetz im Allgemeinen vorteilhaft. Es kann daher argumentiert werden, dass diese Anlagen verstärkt gefördert werden sollten. Andererseits ist die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen für den Betreiber auch heute schon ohne Förderung gegeben, und erst Recht in den nächsten Jahren durch den Rückgang der spezifischen Investitionskosten.

In den Berechnungen der Förderhöhe für die 30kW- und 100kW-PV-Anlagen wird angestrebt, dass Neuanlagen jeweils den gleichen Kapitalwert haben wie die entsprechende Referenzanlage aus dem Jahr 2017. Eine Reduktion auf Kapitalwert Null würde ein abruptes Ende der Förderungen bedeuten. Das sollte im Rahmen einer kontinuierlichen Förderpolitik vermieden werden.

3.4.8.1 Investitionsbeihilfe

Die zukünftige Förderung von PV-Anlagen könnte rein über Investitionsbeihilfen durchgeführt werden (Abbildung 40). Der Überschussstrom würde in diesem Fall mit dem Marktpreis vergütet werden. Um ein kontinuierliches Auslaufen der Förderungen zu gewährleisten, wird die Förderhöhe jährlich um den Wert gesenkt, um den die Investitionskosten sinken und die Einnahmen durch höhere Marktpreise steigen. Der Kapitalwert bleibt dadurch konstant auf 14.824 €, dem Wert des Referenzszenarios aus 2017. Dies gilt für alle folgenden Förderungsberechnungen (Investitionsbeihilfe, Betriebsbeihilfe, Investitions- und Betriebsbeihilfe). Es wird nur die Anlage in optimaler (südlicher) Ausrichtung betrachtet.

Im Jahr 2018 wird in diesem Beispiel statt des Einspeisetarifs nur mehr eine Investitionsbeihilfe bezahlt und der Überschussstrom mit dem Marktpreis vergütet. Trotzdem sinkt die notwendige Investitionsbeihilfe (damit der Kapitalwert konstant bleibt) von 375 €/kW auf 349 €/kW. Das liegt daran, dass der Einspeisetarif bei dieser Eigenverbrauchsanlage eine vergleichsweise geringe Auswirkung auf den Kapitalwert hat (siehe Sensitivitätsanalyse) und der Einfluss des Rückgangs der Investitionskosten überwiegt. Dies steht im Gegensatz zum nächsten Beispiel einer reinen Betriebsbeihilfe (ohne Investitionsbeihilfe), welche deutlich über den heutigen Wert ansteigen würde.

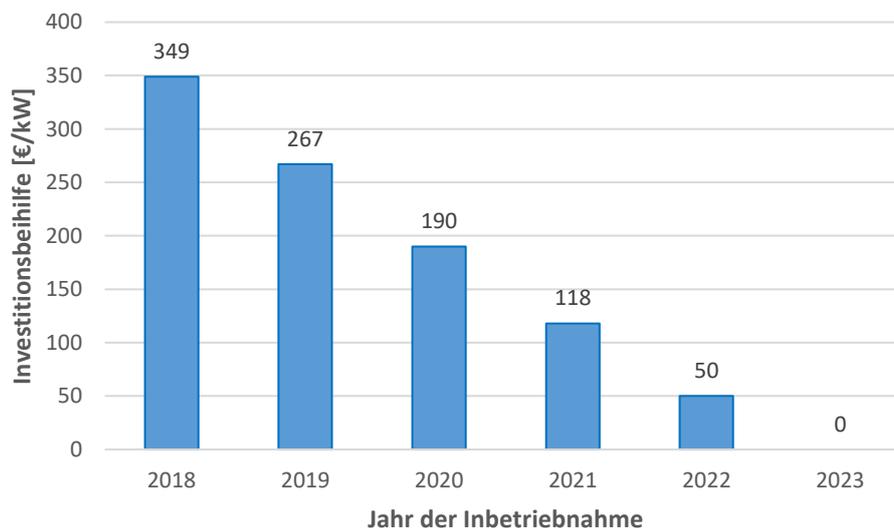


Abbildung 40: Notwendige Investitionsbeihilfe der 30kW-PV-Anlage (Süd) für einen Kapitalwert = 14.824 €

3.4.8.2 Betriebsbeihilfe

Eine Förderung könnte in Zukunft auch rein über eine Betriebsbeihilfe durchgeführt werden (Abbildung 41). Hier zeigt sich die in der Sensitivitätsanalyse festgestellte geringe Abhängigkeit des Kapitalwerts vom Einspeisetarif: Ein Wegfall von Investitionsbeihilfen muss durch einen

hohen Einspeisetarif ausgeglichen werden, um den Kapitalwert konstant auf dem Wert von 2017 zu halten. Die berechneten Betriebsbeihilfen werden auf 13 Jahre festgelegt.

Abbildung 41 zeigt, dass ein Wegfall der Investitionsbeihilfen zu einer benötigten Betriebsbeihilfe von 24,9 Cent/kWh im Jahr 2018 führen würde. Das liegt deutlich über dem aktuellen Einspeisetarif von 7,91 Cent/kWh und sogar über dem Netzbezugspreis von Strom für Endverbraucher. Eine derart hohe Vergütung würde auch eine Netzeinspeisung anstatt des Eigenverbrauchs attraktiv machen. Erst ab 2023 würde sich ein nach heutigen Maßstäben angemessener Einspeisetarif einstellen, der nach 2 Jahren bereits wieder auslaufen kann. Zusammengefasst stellt sich dieses Fördersystem als nicht vorteilhaft dar.

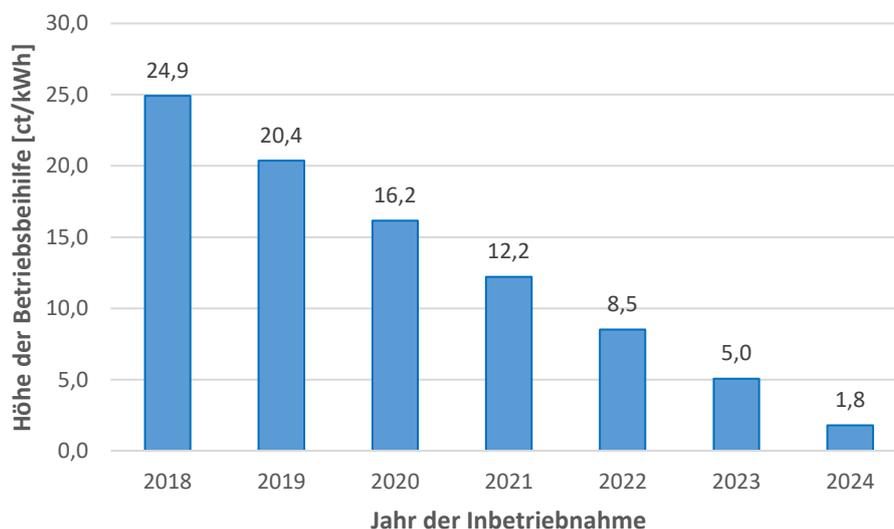


Abbildung 41: Notwendige Betriebsbeihilfe der 30kW-PV-Anlage (Süd) für einen Kapitalwert = 14.824 €, keine Investitionsbeihilfe

3.4.8.3 Investitions- und Betriebsbeihilfe

Um ein kontinuierliches Auslaufen der Förderungen zu ermöglichen, können die Investitions- und Betriebsbeihilfe auch gemeinsam schrittweise reduziert werden. Dies ist in Abbildung 42 dargestellt. Die dargestellte Kombination aus Investitions- und Betriebsbeihilfe führt in den jeweiligen Jahren zu einem Kapitalwert von 14.824 €, was dem Referenzwert aus dem Jahr 2017 entspricht. Die Betriebsbeihilfe wurde unter Verwendung der in Kapitel 2.2 vorgestellten Berechnungsmethode erstellt. Die Investitionsbeihilfe im Modell wurde im jeweiligen Jahr in den Grenzen 0 bis 400 €/kW variiert und die sich ergebende notwendige Betriebsbeihilfe in eine Tabelle geschrieben.

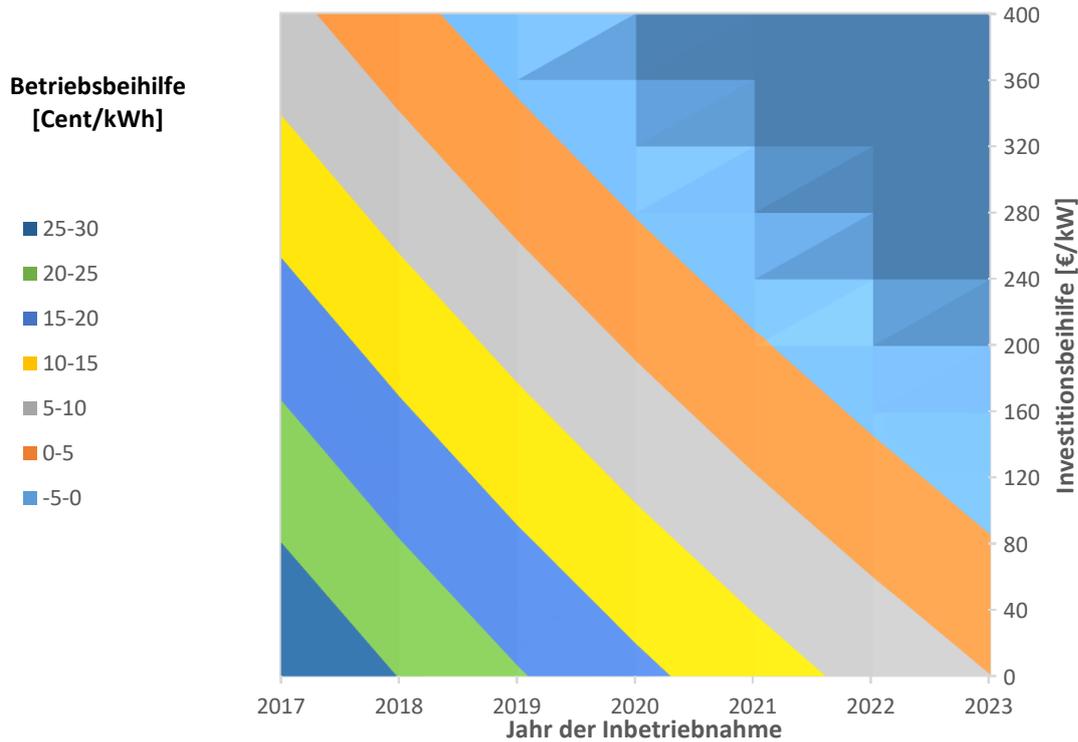


Abbildung 42: Notwendige Kombination aus Investitions- und Betriebsbeihilfe der 30kW-PV-Anlage (Süd) für einen Kapitalwert = 14.824 €

3.5 100 kW-Eigenverbrauchsanlage Gewerbe

3.5.1 Sensitivitätsanalyse

Als erster Schritt in der Betrachtung der Wirtschaftlichkeit dieser PV-Anlage wird wieder eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Die Parameter für das Referenzszenario sind in Tabelle 6 aufgelistet. Das Jahr der Inbetriebnahme ist 2017.

Tabelle 6: Berechnungsparameter Referenzszenario „100kW-PV-Anlage, Gewerbe“

Leistung	100 kW	Erzeugte Energie	1.000 kWh/kWa
Horizontale Ausrichtung	180°	Vertikale Ausrichtung	30°
Investitionskosten	1.098 €/kW (2017)	Betriebskosten	10 €/kWa
Eigenverbrauch	200.000 kWh/a	Lebensdauer	25 Jahre
Kalkulationszinssatz	7 %	Preisszenario	Hochpreis
Investitionsbeihilfe	375 €/kW	Einspeisetarif	7,91 ct/kWh

Aus der Berechnung der 5kW-Anlage wurde die Erkenntnis berücksichtigt, dass einer hoher Eigenverbrauchsgrad entscheidend ist für die Wirtschaftlichkeit der Anlage. Der Eigenverbrauch wird im Referenzszenario mit 200.000 kWh/a angenommen, was zu einem Eigenverbrauchsgrad von 67 % führt.

Die spezifischen Investitionskosten sind mit 1.098 €/kW etwas geringer als bei der 30kW-Anlage (1.140 €/kW) und deutlich geringer als bei der 5kW-Anlage (1.799 €/kW). Dies kommt vom Skaleneffekt und dadurch, dass die Gewerbebetriebe vorsteuerabzugsberechtigt sind. Die Umsatzsteuer wird daher für die Investitionskosten nicht berücksichtigt.

Zur Berechnung der aktuellen Wirtschaftlichkeit werden im Referenzszenario Förderungen von 375 €/kW für die Investition und 7,91 Cent/kWh für den Betrieb berücksichtigt.

Der Kalkulationszinssatz (WACC) wird mit 7 % angenommen. Das ist höher als beim Beispiel der 5kW-Anlage in Verbindung mit einem Haushalt, da ein Gewerbebetrieb eine höhere Eigenkapitalrendite fordert.

Dieses Referenzszenario führt auf die in Abbildung 43 dargestellte Sensitivitätsanalyse. Diese Analyse zeigt, im Einklang mit den Sensitivitätsanalysen der 5kW- und 30kW-Anlagen, dass die Anzahl der Volllaststunden (FLH, full load hours) den größten Einfluss auf den Kapitalwert hat. Es folgen der Einfluss des Jahresstromverbrauchs des angeschlossenen Verbrauchers und der Kalkulationszinssatz (WACC).

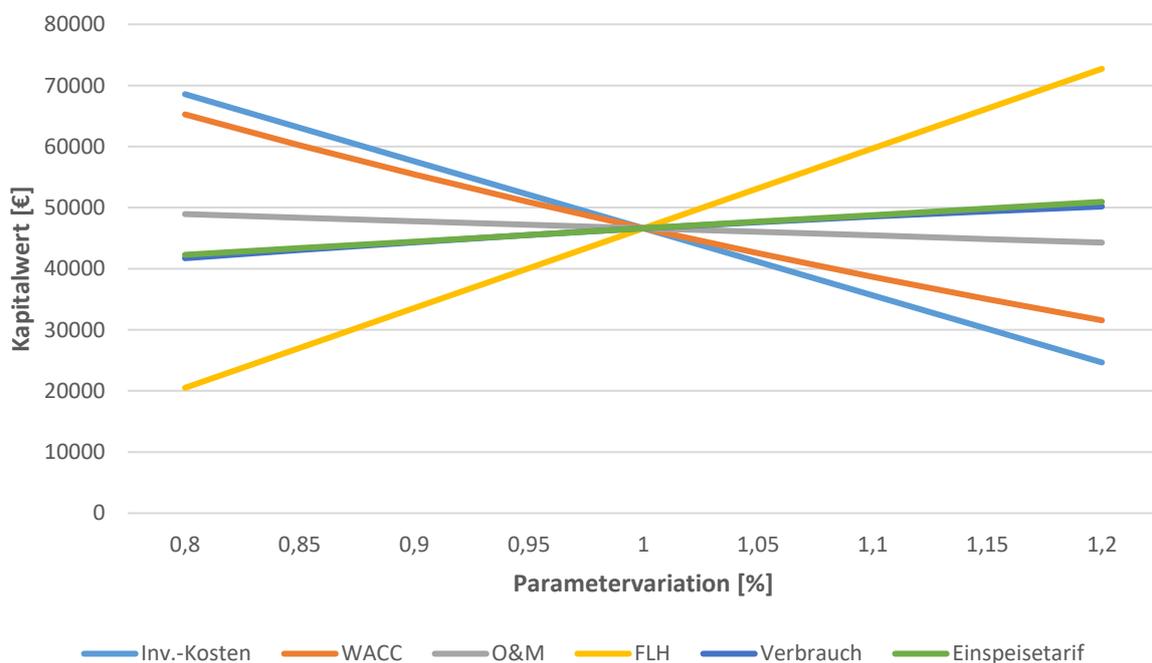


Abbildung 43: Sensitivitätsanalyse des Kapitalwerts der 100kW-PV-Anlage

3.5.2 Diskontierter Cashflow

In Abbildung 44 wird der diskontierte (abgezinste) Cashflow der PV-Anlage unter Berücksichtigung unterschiedlicher Abweichungen vom Referenzszenario dargestellt.

Die Auswertung des Basisszenarios zeigt, dass der Break-Even-Point nach 12 Jahren erreicht wird. Der Kapitalwert beträgt am Ende der Lebensdauer 46.616 €.

Hätte ein Unternehmen geringere Kapitalkosten bzw. eine geringere Renditeerwartung, und damit einen Kalkulationszinssatz von beispielsweise 5 %, so würde der Kapitalwert auf 74.612 € steigen.

Tritt statt des im Basisszenario angenommenen Hochpreisszenarios das Niedrigpreisszenario ein, so ergibt sich ein Kapitalwert von 38.189 €. Der Break-Even-Point verschiebt sich nur um wenige Monate. Das Niedrigpreisszenario beeinflusst, wegen des auf 13 Jahre festgesetzten Einspeisetarifs, anfangs nur die Erlöse²⁴ durch den Eigenverbrauch, da der Verbraucherstrompreis mit dem Preisszenario verknüpft ist. Nach 13 Jahren senkt das Niedrigpreisszenario auch die Erlöse durch den Verkauf des, dann nicht mehr subventionierten, Überschussstroms. Der Effekt des Niedrigpreisszenarios tritt durch den Einspeisetarif also verzögert auf. Da bei der Kapitalwertmethode Geldflüsse, die weiter in der Zukunft liegen, stärker abgezinst und damit weniger gewichtet werden, ist der gesamte Unterschied des Kapitalwerts im Niedrigpreisszenario im Vergleich zum Basisszenario gering.

Eine mögliche Ost-West-Ausrichtung der PV-Anlage führt zu einem Kapitalwert von 36.491 € mit einem Break-Even-Point nach 13 Jahren. Der Eigenverbrauchsanteil steigt bei dieser Ausrichtung zwar von 67 % auf 73 %, die Minderung des Gesamtertrags von 10 % kann dadurch aber nicht ausgeglichen werden.

Wird dem Betreiber kein Einspeisetarif bezahlt und verkauft er seinen Überschussstrom daher zum Marktpreis, so ergibt sich ein Kapitalwert von 36.719 € und ein Break-Even-Point von 14 Jahren. Die Wirtschaftlichkeit ist also auch ohne diese Betriebsbeihilfe deutlich gegeben. Wird zusätzlich auch keine Investitionsbeihilfe ausbezahlt, so ergibt sich ein Kapitalwert von -781 €, der Break-Even-Point wird nach 25 Jahren knapp nicht erreicht. Wie sich in den weiteren

²⁴ Die Ersparnis, die der Betreiber durch den Eigenverbrauch des produzierten Stroms aus der PV-Anlage hat, wird mit der Kapitalwertmethode als Einnahme bewertet.

Auswertungen zeigen wird, wird dieser Wert positiv, wenn die Anlage ein Jahr später, im Jahr 2018, errichtet wird.

Dargestellt ist auch der Fall, dass mit dem erzeugten Strom nicht direkt der Eigenbedarf eines Verbrauchers gedeckt wird und der gesamte Strom ins Netz gespeist wird. Unter den gegebenen Förderungen ist der Kapitalwert dieses Beispiels positiv mit 8.165 €. Der Break-Even-Point wird nach 20 Jahren erreicht.

Abschließend ist der Fall erwähnt, bei dem über die Lebensdauer doppelte Betriebskosten (20 €/kW) auftreten. Auch dieser Fall hat einen positiven Kapitalwert in einer Höhe von 34.963 € und erreicht den Break-Even-Point nach 14 Jahren.

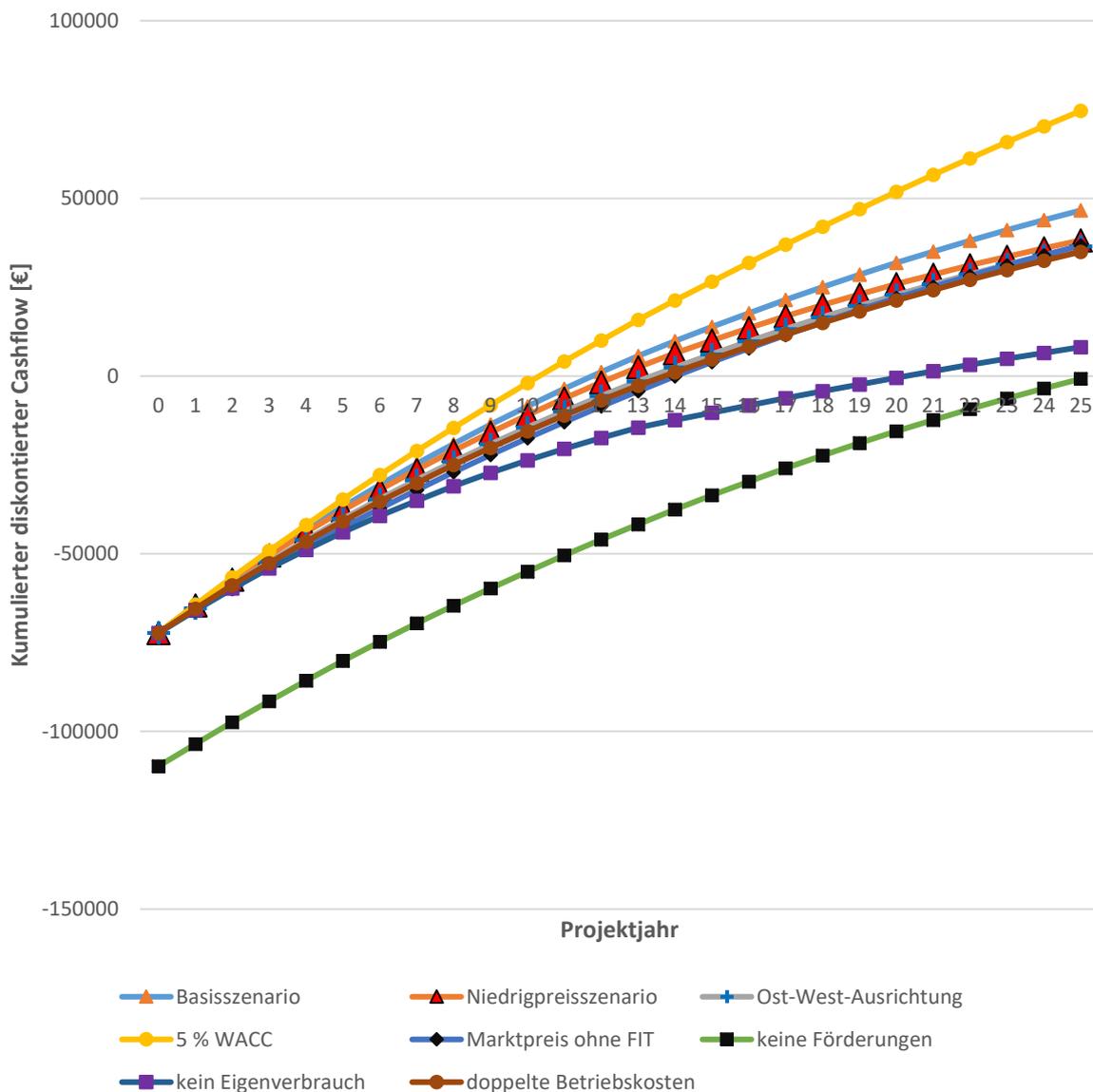


Abbildung 44: Cashflow der 100kW-PV-Anlage, jeweils Abweichung vom Basisszenario dargestellt

3.5.3 Kapitalwert zukünftig gebauter Anlagen

In Abbildung 45 ist der Kapitalwert von Neuanlagen in Abhängigkeit des Jahres ihrer Errichtung bzw. Inbetriebnahme dargestellt. Die Kennlinien stellen jeweils zwei Anlagen in Süd- und zwei Anlagen in Ost-West-Richtung dar, deren Überschussstrom einmal zum Marktpreis und einmal mit einem Einspeisetarif vergütet wird. Der Einspeisetarif ist, entsprechend dem Ökostromgesetz²⁵, degressiv gestaltet. Für Anlagen, die 2017 in Betrieb gehen, beträgt dieser Tarif 7,91 Cent/kWh. In den Folgejahren wird für Neuanlagen jeweils ein Tarif mit 8 % Abschlag zum Vorjahrestarif bezahlt. Der Tarif selbst ist nach Vertragsabschluss 13 Jahre gültig. Bei allen Anlagen wird eine Investitionsbeihilfe von 375 €/kW berücksichtigt. Zu berücksichtigen ist, dass ab dem Jahr 2022 die spezifischen Investitionskosten auf Grund des technologischen Lernens nur noch 913 €/kW betragen. Die Investitionsbeihilfe würde dann bereits 41 % der Investitionskosten betragen und damit die in der Ökostrom-Einspeisetarifverordnung festgelegte Höchstgrenze von 40 % überschreiten. Die Investitionsbeihilfe wird in dieser Berechnung, in Übereinstimmung mit der Ökostrom-Einspeisetarifverordnung, auf 40 % der Investitionskosten begrenzt.

Aus der Darstellung in Abbildung 45 ist ersichtlich, dass es bei dieser Tarifentwicklung und dem angenommenen Hochpreisszenario ab 2022 für Neuanlagen besser ist, zum Marktpreis einzuspeisen.

Die Darstellung zeigt auch den stetig steigenden Kapitalwert der Anlagen. Das liegt an den sinkenden spezifischen Investitionskosten und am Hochpreisszenario, das von stetig steigenden Strompreisen ausgeht.

Weiters erkennt man, dass die Ausrichtung der PV-Anlagen nach Ost-West einen niedrigeren Kapitalwert ergibt als eine Ausrichtung nach Süden. Ein möglicher systemdienlicher Verlauf der Einspeisung müsste, wenn von energiepolitischer Seite der Wunsch danach besteht, durch einen erhöhten Fördersatz angereizt werden.

²⁵ Vgl. ÖSG 2012 § 19 Abs. 2: „Bis zum Inkrafttreten einer neuen Verordnung gelten die für das jeweilige Vorjahr letztgültigen Tarife mit einem Abschlag von 8% bei Anlagen auf Basis von Photovoltaik (...) weiter.“ Tatsächlich wurde der Tarif zwischen 2012 und 2017 im Schnitt um jährlich 17 % reduziert.

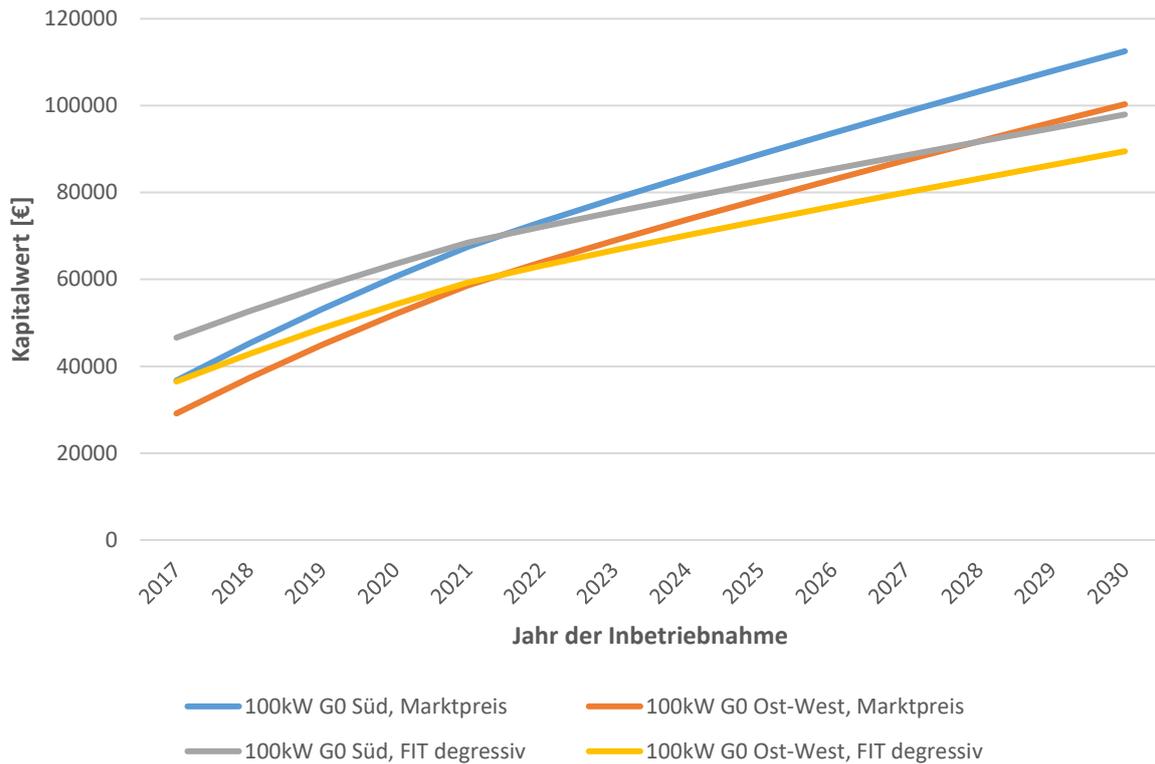


Abbildung 45: Entwicklung des Kapitalwerts neuer 100kW-Anlagen, mit Investitionsbeihilfe

3.5.4 Abhängigkeit des Kapitalwerts von Volllaststunden und Jahresstromverbrauch

In Abbildung 46 und Abbildung 47 ist der Kapitalwert einer 100kW-Anlage (Parameter aus Tabelle 6 wenn nicht anders angegeben) bei unterschiedlichen Volllaststunden und Jahresstromverbräuchen dargestellt. Die beiden Grafiken zeigen den Kapitalwert jeweils im aktuellen Fördersystem (Abbildung 46) sowie gänzlich ohne Förderungen und Vergütung des Überschussstroms rein zum Marktpreis (Abbildung 47). Die Grafiken wurden erstellt, indem der Jahresstromverbrauch in 5000er-Schritten und die Volllaststunden in 50er-Schritten im Modell in den Grenzen variiert wurden und der Kapitalwert als Ergebnis ausgelesen wurde.

Mit Hilfe der Darstellung können Anlagen unter unterschiedlichen Fördersystemen und Eingangsparametern (Jahresstromverbrauch, Volllaststundenzahl) miteinander verglichen werden.

Die Auswertung in Abbildung 46 zeigt, dass im aktuellen Fördersystem der Kapitalwert auch dann positiv ist, wenn nur eine geringe Volllaststundenzahl von 800 kWh/kWa und ein Jahresstromverbrauch von 120.000 kWh/a eintreten. Dies soll lediglich einen Worst-Case darstellen. Die Anlage wäre von der Größe her nicht passend ausgelegt und hätte nur einen Eigenverbrauchsanteil von 48 % verglichen mit 67 % bei einem Jahresstromverbrauch des angeschlossenen Gewerbebetriebes von 200.000 kWh/a.

Die Auswertung der Ergebnisse für den Fall ohne Förderungen (Abbildung 47) ergibt, dass der Kapitalwert im Referenzszenario (1000 kWh/kWa, 200.000 kWh/a) knapp negativ ist, das heißt die Anlage würde die Kapitalkosten nicht decken bzw. die Renditeerwartung nicht erfüllen. Um einen positiven Kapitalwert zu erreichen müsste die Volllaststundenzahl minimal höher sein.

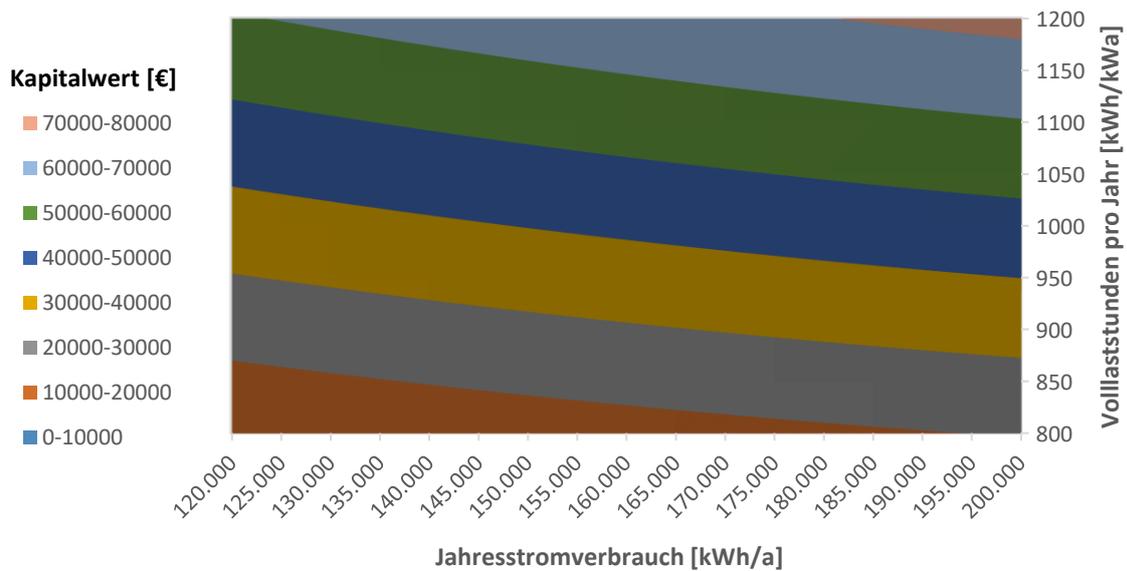


Abbildung 46: Kapitalwert einer 100kW-Anlage (2017) in Abhängigkeit der Volllaststunden und des Jahresstromverbrauchs, aktuelle Förderungen (7,91 ct/kWh FIT und 375 €/kW Investitionsbeihilfe)

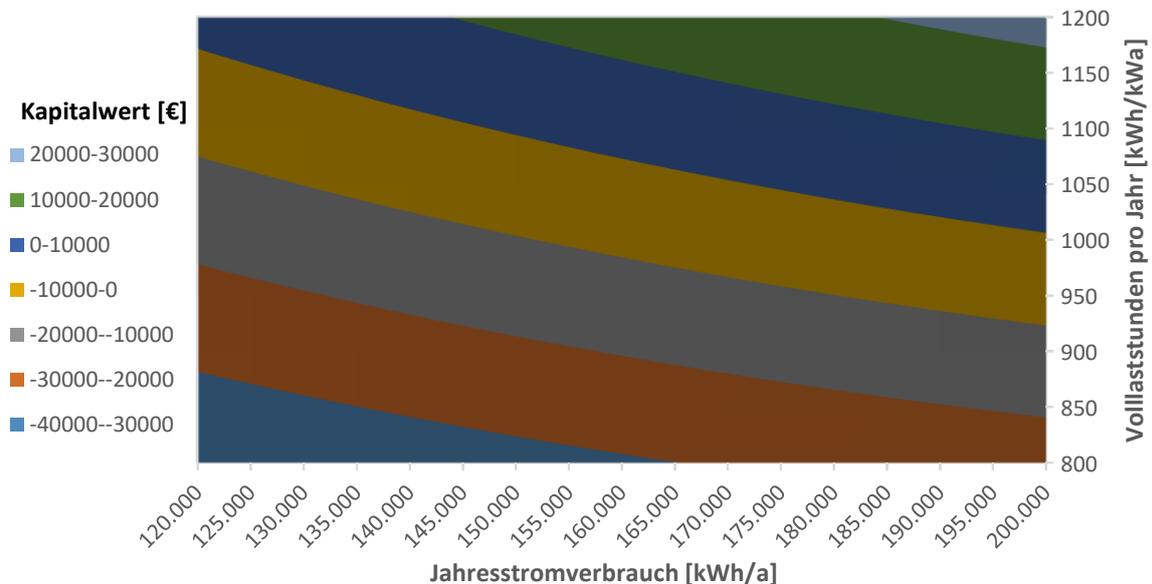


Abbildung 47: Kapitalwert einer 100kW-Anlage (2017) in Abhängigkeit der Volllaststunden und des Jahresstromverbrauchs, keine Förderungen

3.5.5 Förderbedarf

3.5.5.1 Einspeisetarif

In Abbildung 48 ist der Förderbedarf einer Anlage mit den Parametern nach Tabelle 6 gegeben. Eine Investitionsbeihilfe von 375 €/kW wird ebenfalls berücksichtigt. Die blaue Linie stellt den notwendigen Einspeisetarif für Neuanlagen dar, um den Kapitalwert von 46.616 € zu erreichen, den die Referenzanlage im Basisszenario hat. Die rote Linie zeigt den im Ökostromgesetz vorgesehenen Pfad eines degressiven Tarifs, falls dieser nicht aktiv durch eine Ökostrom-Einspeisetarifverordnung festgelegt wird. Die gelbe Linie zeigt zum Vergleich den prognostizierten Spotmarktpreis.

Aus Abbildung 48 ist ersichtlich, dass der Förderbedarf in Form eines Einspeisetarifs deutlich schneller sinkt als die automatische Anpassung durch das Ökostromgesetz. Für 100kW-Anlagen, die 2018 gebaut werden, müsste der Einspeisetarif nur noch 5,1 Cent/kWh betragen, um am Ende ihrer Lebensdauer den gleichen Kapitalwert zu haben wie Anlagen aus 2017, die einen Einspeisetarif von 7,91 Cent/kWh bekommen. Für Anlagen, die 2019 gebaut werden, beträgt dieser Wert nur noch 2,4 Cent/kWh und liegt damit unter dem Spotmarktpreis. Ab diesem Jahr kann auch begonnen werden, die Investitionsbeihilfe zu reduzieren, um die Neuanlagen weiterhin auf einem Kapitalwert entsprechend dem Jahr 2017 zu halten. Anlagen, die ab inklusive 2020 gebaut werden, benötigen keine Erlöse aus dem Verkauf des Überschussstroms, um den gleichen Kapitalwert zu haben wie Anlagen, die 2017 errichtet werden. Sie erreichen diesen Kapitalwert allein durch die Eigenbedarfsdeckung.

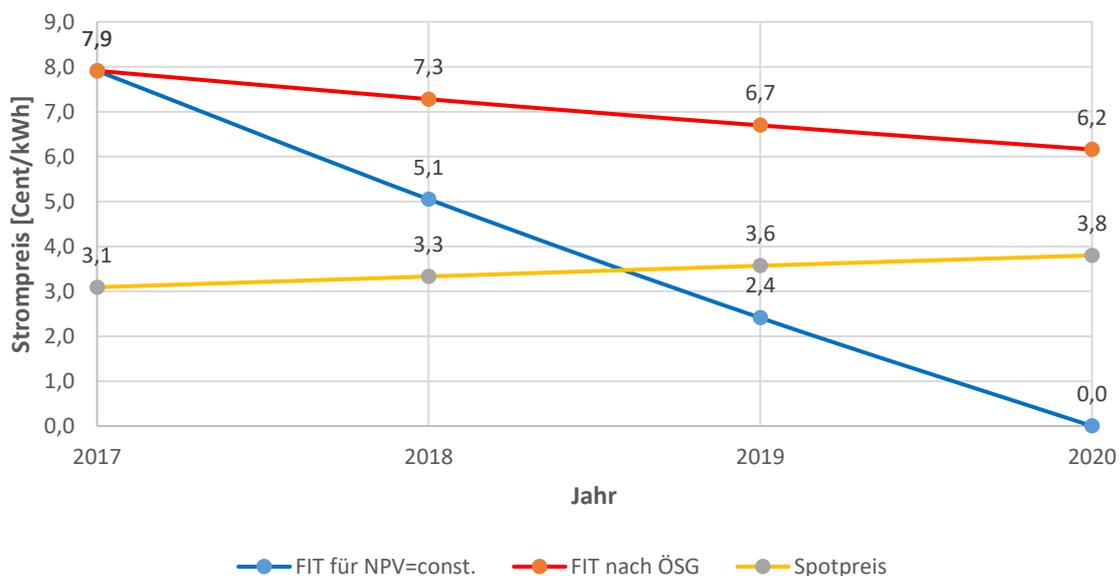


Abbildung 48: Gegenüberstellung von Förderbedarf einer 100kW-Anlage, Verlauf des Fördersatzes und Prognose des Spotpreises

3.5.5.2 Investitionsbeihilfe

Wie bei den vorangegangenen Berechnungen der 5kW- und 30kW-PV-Anlage könnte auch bei der 100kW-PV-Anlage das Auslaufen der Förderung über eine schrittweise Reduktion der Investitionsbeihilfe erfolgen. Die Vergütung des Überschussstroms erfolgt in dieser Betrachtung ab 2018 rein zum Marktpreis. Die Investitionsbeihilfe soll so reduziert werden, dass der Kapitalwert einer Neuanlage der gleiche ist wie der Kapitalwert der Referenzanlage aus 2017 (46.617 €). Der sich durch diese Vorgaben ergebende Verlauf der Investitionsbeihilfe ist in Abbildung 49 dargestellt. Bis zum Jahr 2024 wird der Bedarf an Investitionsbeihilfen auf Null sinken, bei gleichbleibendem Kapitalwert von Neuanlagen.

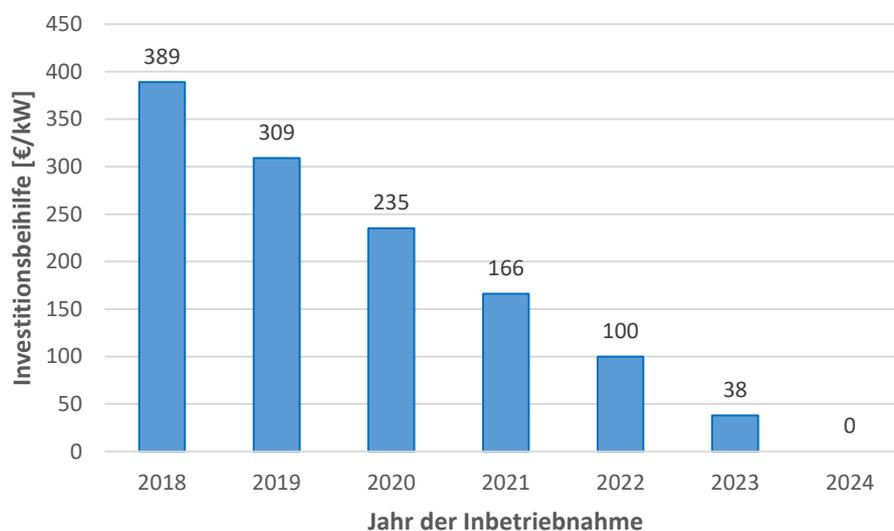


Abbildung 49: Notwendige Investitionsbeihilfe der 100kW-PV-Anlage (Süd) für Kapitalwert = 46.617 €

3.5.5.3 Betriebsbeihilfe und Investitionsbeihilfe

Abbildung 50 zeigt die Mischung aus Betriebs- und Investitionsbeihilfe die notwendig ist, um in den kommenden Jahren mit der gegebenen 100kW-Anlage (Tabelle 6) weiterhin den Kapitalwert des Referenzszenarios aus 2017 zu erreichen. Das heißt, dass um den Wert, um den bei Neuanlagen die Investitionskosten sinken und die Einnahmen durch höhere Preise steigen, die Förderungen verringert werden. Insgesamt bleiben der Kapitalwert und damit die Wirtschaftlichkeit gleich. Diese Vorgehensweise ermöglicht ein kontinuierliches Auslaufen der Förderungen.

Die Darstellung zeigt, dass dieses Auslaufen sowohl durch eine Verringerung der Investitionsbeihilfe als auch der Betriebsbeihilfe möglich ist. Ein mögliches Fördersystem, das aus Abbildung 50 ablesbar ist, wäre das Folgende: Man könnte 2018 die Investitionsbeihilfe bei 375 €/kW belassen und den Einspeisetarif auf 5 Cent/kWh senken. In den folgenden

Jahren wird der Einspeisetarif konstant auf 5 Cent/kWh gehalten und die Investitionsbeihilfe auf 310 €/kW (2019), 240 €/kW (2020), 180 €/kW (2021), 120 €/kW (2022), 60 €/kW (2023) und 0 €/kW (2024) gesenkt.

Bei einer konstanten Investitionsbeihilfe von aktuell 375 €/kW wäre man, wie auch in Abbildung 48 gezeigt, ab dem Jahr 2020 beim theoretischen Fall eines Einspeisetarifs von 0 Cent/kWh. Betreiber würden keine Vergütung mehr für ihren Überschussstrom erhalten, und trotzdem den Kapitalwert einer Anlage aus 2017 haben.

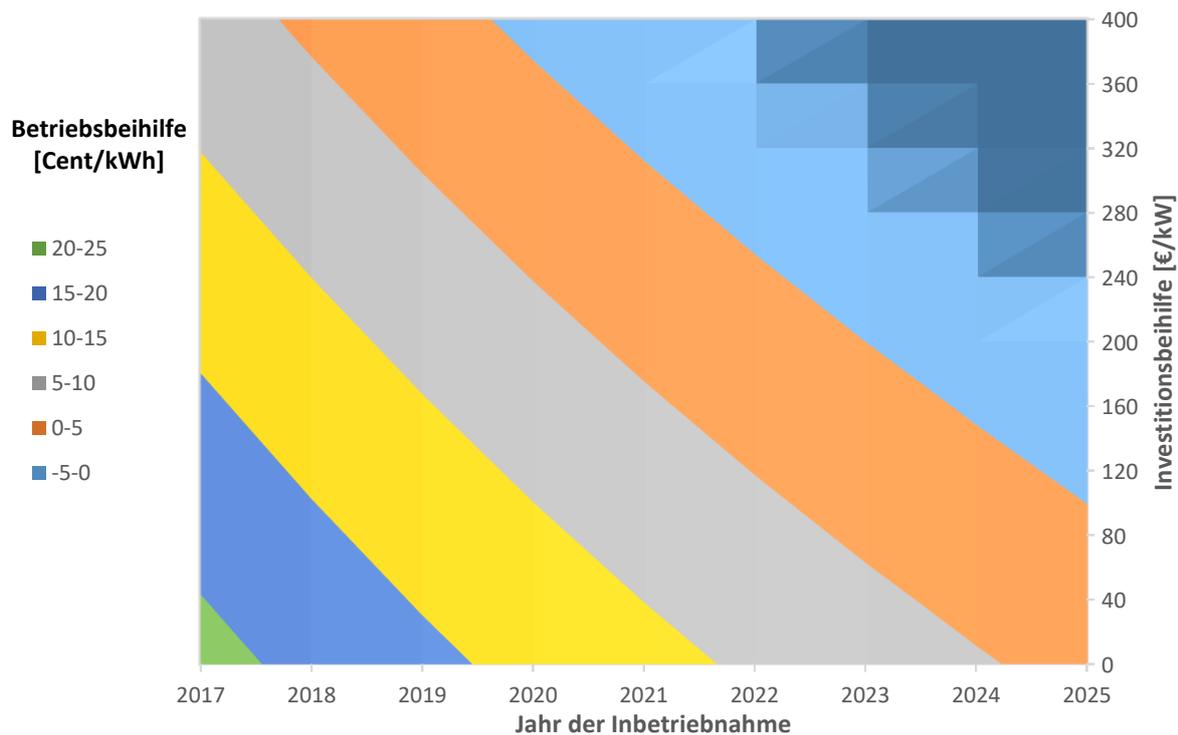


Abbildung 50: Benötigte Investitions- bzw. Betriebsbeihilfe der 100kW-PV-Anlage (Süd) für NPV=46.616€ (Referenzwert 2017)

3.6 Zusammenfassung der Berechnungen

Die Berechnungen zeigen, dass PV-Anlagen im aktuellen Fördersystem rentabel betrieben werden können und eine lohnenswerte Investition sind. Dies gilt insbesondere für größere Anlagen mit 30 kW oder 100 kW Spitzenleistung.

Es zeigt sich, dass der Eigenverbrauchsanteil einen großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlagen hat. Die Ersparnis durch den selbst verbrauchten Strom aus der PV-Anlage wird mit dem Strombezugspreis aus dem Netz gewertet. Dieser beträgt ein Mehrfaches des Marktpreises bzw. Einspeisetarifs. Der Eigenverbrauchsanteil ist vor allem für die betrachtete 5kW-Anlage von großer Bedeutung, da sie nur knapp über der Grenze der Wirtschaftlichkeit

liegt. Die betrachteten 30kW- und 100kW-Anlagen sind im aktuellen Fördersystem – auf Grund des Einspeisetarifs – auch mit geringem Eigenverbrauchsanteil (bzw. nicht an ihre Anlagenleistung angepasstem Jahresstromverbrauch des angeschlossenen Verbrauchers) rentabel. Um die Wirtschaftlichkeit einer Anlage zu maximieren, sollte die Anlagengröße natürlich dennoch an den Jahresstromverbrauch des zu versorgenden Verbrauchers angepasst sein.

Die betrachtete 5kW-Anlage erreicht den Break-Even-Point erst nach 25 Jahren. Die 30kW- und 100kW-Anlagen erreichen den Break-Even-Point bereits nach jeweils ca. 13 Jahren. Ohne Förderungen hätte eine 5kW-PV-Anlage einen negativen Kapitalwert. Die betrachteten 30kW- und 100kW-PV-Anlagen hätten auch ohne Förderungen einen positiven Kapitalwert. Die Förderungen für Neuanlagen dieser Größe könnten sofort eingestellt werden, ohne sie unwirtschaftlich zu machen. Es sollte hier jedoch auf ein kontinuierliches Auslaufen der Förderungen gesetzt werden.

Der Rückgang der Investitionskosten, der sich in den nächsten Jahren fortsetzen wird, führt bei Neuanlagen zu sinkenden Erzeugungskosten. Dies soll durch ein degressives Fördersystem berücksichtigt werden. In den Berechnungen wird angenommen, dass die Förderungen genau in jener Höhe sind, sodass Neuanlagen jeweils den Kapitalwert einer im Jahr 2017 gebauten Anlage haben. Die Förderungen werden also um den Wert reduziert, um den der Kapitalwert durch sinkende Investitionskosten und höhere Marktpreise steigen würde.

Die berechneten Betriebsbeihilfen können entweder in Form eines Einspeisetarifs oder in Form einer Marktprämie bezahlt werden. Grundsätzlich werden Marktprämien durch die EU-Beihilfenleitlinien favorisiert, es können jedoch Ausnahmeregelungen für kleine Anlagen erlassen werden. Deutschland, das sein Fördersystem größtenteils von Einspeisetarifen auf Marktprämien umgestellt hat, vergibt für PV-Anlagen unter 100kW weiterhin Einspeisetarife (siehe Kapitel 4.3).

Wie im nächsten Kapitel erörtert wird, ist ein Auslaufen von Förderungen von energiepolitischer Seite gewünscht. Etablierte Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie sollen zwischen 2020 und 2030 im Netz wettbewerbsfähig sein. Subventionen sollen daher degressiv abgeschafft werden.²⁶ Die Berechnungen in den vorangegangenen Unterkapiteln

²⁶ Vgl. Europäische Kommission: Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020, Randnummer 108

zeigen, dass das möglich ist. In den Berechnungen ist dargestellt, mit welchen Fördersätzen für Investitions- und Betriebsbeihilfen das kontinuierliche Auslaufen der Förderungen durchgeführt werden kann.

PV-Anlagen mit einer Ost-West-Ausrichtung führen zu einem höheren Eigenverbrauchsanteil des erzeugten Stroms, haben jedoch einen niedrigeren Gesamtertrag. Mit der verwendeten Berechnungsmethode führt das zu einem niedrigeren Kapitalwert dieser Anlagen. Diese Anlagen könnten von einem anderen Effekt profitieren: Findet weiterhin ein starker Ausbau von nach Süden ausgerichteten Anlagen statt, so führt deren gemeinsame Einspeisung zu einem Verfall der Preise zum Zeitpunkt von deren Einspeisung (mittags) statt. Dieser Effekt tritt ab einem Anteil von 10 % der PV-Erzeugung am gesamten Stromverbrauch deutlich auf und ist in Abbildung 51 dargestellt. Anlagen mit Ost-West-Ausrichtung könnten von höheren Preisen profitieren, da sie durch ihr Erzeugungsprofil die entstehenden Vormittags- und Nachmittagsspitzen des Strompreises abdecken. Eine Voraussetzung dafür ist, dass sie nicht durch fixe Einspeisetarife von der aktuellen Preisentwicklung ausgeschlossen werden. Marktprämien oder Investitionszuschüsse würden sich als Förderung eignen. Eine detaillierte Analyse dieses Sachverhalts müsste mit einer Modellierung mit tageszeitabhängigen Preisen durchgeführt werden.

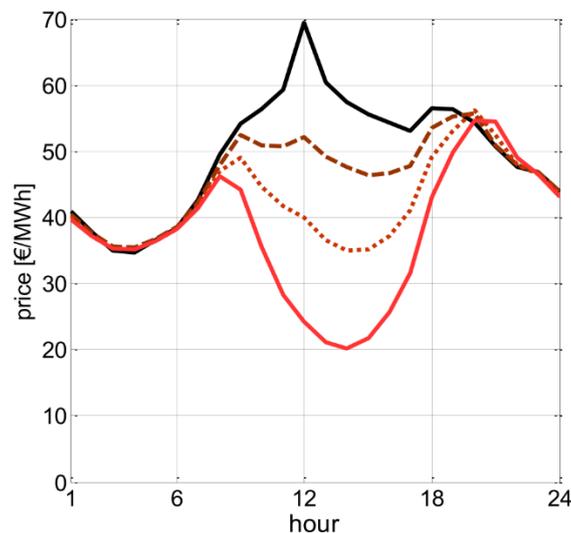


Abbildung 51: Veränderung der Strompreise durch verstärkte PV-Einspeisung im Netz. Kurven von oben nach unten: 0%, 5%, 10% und 15% PV an der gesamten Elektrizitätserzeugung (Hartner, 2016, S. 51)

4 Energiepolitische Rahmenbedingungen

4.1 Einleitung

In diesem Kapitel werden die energiepolitischen Rahmenbedingungen für die Förderung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern diskutiert. Zunächst wird der Begriff der erneuerbaren Energieträger definiert. Danach wird ein Überblick über Fördersysteme für die Stromerzeugung aus diesen Quellen und die jeweiligen Stärken und Schwächen der Fördersysteme gegeben. Darauf aufbauend wird das in Österreich geltende Fördersystem vorgestellt und speziell auf die darin enthaltene Förderung von Photovoltaik eingegangen. Im nächsten Schritt werden die „Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020“ der Europäischen Kommission vorgestellt und aufgezeigt, welche Auswirkungen sie auf das österreichische Fördersystem haben. Die Novelle des österreichischen Ökostromgesetzes, die im Jahr 2017 beschlossen werden soll, muss diese Beihilfenleitlinien berücksichtigen. Abschließend wird die Frage beantwortet, wie in Österreich in Zukunft ein System zur Förderung von PV-Anlagen gestaltet sein soll.

4.2 Definition von erneuerbaren Energiequellen

Das ÖSG 2012 bezeichnet „erneuerbare Energieträger“ als:

„...erneuerbare, nichtfossile Energieträger (Wind, Sonne, Erdwärme, Wellen- und Gezeitenenergie, Wasserkraft, Biomasse, Abfall mit hohem biogenen Anteil, Deponiegas, Klärgas und Biogas), einschließlich Tiermehl, Ablauge oder Klärschlamm.“²⁷

Ökostrom bezeichnet elektrische Energie, die aus erneuerbaren Energieträgern gewonnen wurde. In Bezug auf Förderung der Wasserkraft beziehen sich die Begriffe „erneuerbare Energie“ und „Ökostrom“ auf kleine (bis einschließlich 10 MW) und mittlere (über 10 MW bis einschließlich 20 MW) Wasserkraftanlagen²⁸. Große Wasserkraftanlagen und (Pump)-Speicherkraftwerke werden im Ökostromgesetz nicht behandelt.

4.3 Überblick über Fördersysteme für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen

Grundsätzlich gibt es Fördersysteme, damit Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie gebaut werden, die unter derzeitigen Bedingungen nicht wettbewerbsfähig sind. Dabei stehen

²⁷ Vgl. ÖSG 2012 § 5 Abs. 1 Ziffer 13

²⁸ Vgl. ÖSG 2012 § 5 Abs. 1 Ziffer 17 und 19

den Fördergebern unterschiedliche Fördersysteme zur Auswahl, um ihre politisch festgelegten Ziele für den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromproduktion zu erreichen. Tabelle 7 zeigt eine allgemeine Klassifizierung von Fördersystemen. Diese werden nach den Kriterien der Preis- und Mengenbasiertheit unterschieden.

- Regulatorisch/freiwillig (die Maßnahmen werden staatlich vorgegeben vs. sie werden von den Produzenten oder den Konsumenten freiwillig durchgeführt)
- Investitionsbezogen/betriebsbezogen (die Maßnahmen sind abhängig von der installierten Leistung vs. sie sind abhängig von der erzeugten Energie)
- Preisbasiert/mengenbasiert

Tabelle 7: Klassifizierung von Förderinstrumenten (Ragwitz, et al., 2006a, S. 3)

		Preisbasiert	Mengenbasiert
Regulative Instrumente	Investitionsbasiert	<ul style="list-style-type: none"> • Investitionszuschüsse • Investitionsbasierte Steuervergünstigungen 	<ul style="list-style-type: none"> • Ausschreibungsmodelle
	Betriebsbasiert	<ul style="list-style-type: none"> • Einspeisetarife • Erzeugungsbasierte Steuervergünstigungen 	<ul style="list-style-type: none"> • Ausschreibungsmodelle • Quoten in Verbindung mit handelbaren grünen Zertifikaten
Freiwillige Instrumente	Investitionsbasiert	<ul style="list-style-type: none"> • Teilhaberprogramme 	
	Betriebsbasiert	<ul style="list-style-type: none"> • Grüne Tarife 	

In Bezug auf die Bewertung von Förderinstrumenten sind die Begriffe **Effektivität** und **Effizienz** von Bedeutung. Die Effektivität gibt an, wie stark eine Förderung zum Zuwachs der erneuerbaren Energieerzeugung beiträgt. Die Effizienz beschreibt das Verhältnis zwischen dem finanziellen Aufwand und dem Zuwachs der Erzeugung.

Die folgende Auflistung, die auf einer tabellarischen Übersicht (Kalt, Lang, & Schmidl, 2013, S. 12-14) beruht, enthält eine Beschreibung nennenswerter Fördersysteme und deren jeweiliger Stärken und Schwächen. Darauf aufbauend wird erörtert, welche Fördersysteme im Hinblick auf PV-Eigenverbrauchsanlagen geeignet sind.

4.3.1 Einspeisetarife

Einspeisetarife sind eine Form der Betriebsbeihilfe, bei der den Betreibern von Ökostromanlagen eine im Vorhinein festgelegte Vergütung pro eingespeister Energiemenge bezahlt wird. Die Höhe des Tarifs ist auf mehrere Jahre (in Österreich 13 Jahre bzw. 15 Jahre

für Biomasse) festgelegt. Der Tarif ist technologiespezifisch und hängt von der Größe der jeweiligen Anlage ab und ist dabei unabhängig vom aktuellen Marktpreis oder der Bedarfssituation. Einspeisetarife sind ein in Europa weitverbreitetes Instrument der Ökostromförderung.

Einspeisetarife stellen für Betreiber von Anlagen eine sehr attraktive Art der Förderung dar. Die Tarife, zu denen der Strom abgenommen wird, sind festgelegt und marktpreisunabhängig. Dadurch entsteht für den Betreiber (für die Zeit der Förderung) kein Risiko, was Schwankungen des Energiepreises angeht und eine gute Planbarkeit der Einkünfte, von Umwelteinflüssen abgesehen. Außerdem entfallen für den Betreiber Prozesse wie die Vermarktung des Stroms oder die Teilnahme an einem Zertifikatshandel, womit der Betrieb auch für Kleinanlagen interessant ist.

Einspeisetarife werden in der Regel technologiespezifisch gestaltet. Dadurch wird die Tarifhöhe an die Stromgestehungskosten der jeweiligen Technologie angepasst und eine Überförderung vermieden. Durch eine höhere Förderung von zukunftssträchtigen, aber noch nicht etablierten Erzeugungsformen, kann technologisches Lernen angeregt und können diese Technologien zur Marktreife herangeführt werden.

Diesen Stärken steht eine Reihe an Schwächen gegenüber. Die Anpassung der Tarifhöhe erfordert genaue Kenntnis über aktuelle Stromgestehungskosten und damit einen hohen Informationsaufwand auf der Seite des Fördergebers. Eine zu niedrige Festsetzung kann zu einem Erliegen des Ausbaus führen, ein zu hoher Tarif verringert die Effizienz des Fördersystems.

Durch den festgelegten Tarif werden Anlagen unabhängig von der aktuellen Bedarfssituation im Netz betrieben. Diese Nachfrage wird durch den aktuellen Marktpreis nur an Betreiber weitergegeben, die keinen fixen Einspeisetarif erhalten. Dies betrifft vor allem tageszeitliche Schwankungen. Die Einspeisung von Photovoltaik- und Windkraftanlagen kann im Betrieb praktisch nur durch Abregelung verändert werden, jedoch könnte schon beim Bau auf eine systemdienliche Auslegung geachtet werden. Hier sollen Schwachwindanlagen und PV-Anlagen mit Ost-West-Ausrichtung erwähnt werden.

In Extremfällen, in denen durch hohe Einspeisung von Erneuerbaren und deren Einspeisevorrang kombiniert mit der Einspeisung von unflexiblen konventionellen Kraftwerken negative Preise entstehen, erweisen sich Einspeisetarife als besonders teuer. Der

erzeugte Strom aus erneuerbarer Energie wird mit dem Einspeisetarif vergütet, gleichzeitig muss für seine Vermarktung noch einmal bezahlt werden.

4.3.2 Marktprämien

Marktprämien (auch Einspeiseprämien genannt) sind wie Einspeisetarife ein betriebsbasiertes Fördersystem. Die erzeugte Energie wird dabei vom Betreiber selbst (oder einem beauftragten Vermarkter) direkt an Kunden vermarktet, anstatt wie bei einem Einspeisetarifsystem von der Förderstelle (in Österreich der OeMAG) aufgekauft zu werden. Als Vergütung bekommen die Betreiber zusätzlich zum selbst erlöstem Verkaufspreis eine Marktprämie. Im Folgenden wird die Marktprämie anhand des deutschen Systems beschrieben. Im Marktprämiensystem unterscheidet man zwischen einer gleitenden Marktprämie, einer fixen Marktprämie und einer fixen Marktprämie mit „Cap & Floor“.

Bei einer gleitenden Marktprämie wird ein „anzulegender Wert“ ermittelt. Dieser Wert ist die Summe aus der Marktprämie und dem mittleren monatlichen Börsenpreis, der mit einem technologiespezifischen Profilkfaktor gewichtet ist. Der anzulegende Wert ist fix, das heißt, dass die gleitende Marktprämie bei fallendem Börsenpreis steigt und umgekehrt. Dadurch ergibt sich für den Betreiber ein, verglichen mit der fixen Marktprämie, geringeres Preisrisiko.

Die fixe Marktprämie ist ein konstanter Aufschlag, der dem Betreiber zusätzlich zu dessen Erlösen am Strommarkt bezahlt wird. Sie ist dabei unabhängig von der Strompreisentwicklung und über den Förderzeitraum konstant. Damit trägt der Betreiber das volle Strompreisrisiko. Durch einen Risikoaufschlag werden wiederum dessen Erzeugungskosten und damit auch die Förderkosten erhöht. Für die Zeit der Transformation des Energiesystems hin zu einer Integration von erneuerbaren Energien wird dieses Modell auf Grund des hohen Betreiberrisikos als nicht vorteilhaft betrachtet (Maurer, 2015).

Das Modell der fixen Marktprämie mit „Floor and Cap“ stellt eine Mischform der beiden zuvor genannten Systeme dar. Dabei wird der Gesamtwert von Markterlös und Marktprämie in einem Korridor nach oben und unten begrenzt. Es werden damit einerseits überhöhte Gewinne bei steigenden Preisen verhindert und andererseits eine Absicherung gegenüber einem Preisverfall geboten.

Die jeweilige Höhe des „anzulegenden Wertes“ und der fixen Marktprämie wird im deutschen System per Ausschreibung ermittelt.

Durch die Direktvermarktung soll eine Integration der Erneuerbaren in den Energiemarkt und eine verbesserte Erzeugungsprognose stattfinden sowie eine nachfrageorientierte Produktion angereizt werden. Der europaweite Trend geht zu einer Förderung in dieser Form, die für Großanlagen in den EU-Beihilfenleitlinien auch vorgeschrieben wird.

Marktprämien sollen erneuerbare Energien stärker in das Marktgeschehen einbinden. Diese Integration geschieht dadurch, dass Produzenten ihren Strom selbst (oder durch Beauftragung eines Vermarkters) vermarkten müssen. Gleichzeitig schafft das den Anreiz, die eigenen Erzeugungsprognosen möglichst genau durchzuführen. Dadurch werden wiederum Kosten für den Ausgleichsenergiebedarf im Netz gesenkt.

Die Betreiber haben den Anreiz, nachfrageorientiert einzuspeisen, da sie Preissignale vom Markt erhalten. Sie können ihren Gewinn maximieren, indem sie zu Zeitpunkten hoher Nachfrage und damit hoher Preise einspeisen. Das ist insbesondere für Biomasse- und Biogasanlagen attraktiv, die ihre Erzeugung aktiv steuern können.

Eine gleitende Marktprämie sorgt für ein niedriges Preisrisiko auf Seiten der Betreiber und zu einer guten Planbarkeit der Einkünfte.

Im Fall einer fixen Marktprämie wird eine Einspeisung zu Zeitpunkten negativer Preise unrentabel, wenn der negative Preis größer als die fixe Marktprämie ist. Dadurch werden Situationen, in denen die Einspeisung größer als die Nachfrage ist, nicht weiter verschärft.

Ebenso wie bei Einspeisetarifen können Marktprämien technologiespezifisch sein und dadurch die Produzentenrente²⁹ minimieren.

Auch dieses Fördersystem hat inhärente Schwächen. Werden Marktprämien durch Ausschreibungen festgesetzt, so ergibt sich für die Bieter ein administrativer Aufwand, der für Kleinanlagenbetreiber eine große Barriere darstellen kann. Damit werden eher Großerzeuger bevorzugt. Eine gesetzliche bzw. regulatorische Festsetzung der Prämien ist insbesondere bei der fixen Marktprämie schwierig, da die Strompreisentwicklung großen Unsicherheiten unterliegt.

²⁹ Die Produzentenrente ist die Differenz zwischen dem Preis, den ein Produzent für den Verkauf eines Gutes bekommt und dem Preis den er mindestens erhalten müsste, um rentabel zu sein.

Es besteht beim Marktprämiensystem ein erhöhter Aufwand für Vermarktung und Prognoseerstellung, was wieder besonders für Kleinanlagenbetreiber abschreckend ist.

4.3.3 Investitionsbeihilfen

Investitionsförderungen sind eine Form der Subvention, bei der eine Förderung in Abhängigkeit der installierten Leistung ausbezahlt wird. Die Höhe der Förderung ist damit nicht an die erzeugte Energiemenge gekoppelt. Sie wird meist als Einmalzahlung zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme bezahlt, kann aber auch in Form von Steuervergünstigungen über mehrere Jahre ausbezahlt werden. Die Förderung kann an Bedingungen geknüpft sein, wie zum Beispiel einer Mindestbetriebsdauer. In Österreich sind das 10 Jahre (Reininger, 2017). Investitionsförderungen werden meist als zusätzliches Förderinstrument zu Betriebsbeihilfen eingesetzt, in Österreich für Photovoltaik- und Kleinwasserkraftanlagen. Investitionsförderungen sind im Zuge der aktuellen Debatte um die Ökostromnovelle 2017 aber auch als alleiniges Förderinstrument im Gespräch.

Der ehemalige Wirtschaftsminister Reinhold Mitterlehner sagt dazu in einer Presseaussendung:

"Unser Ziel muss [bei der Umstellung des Ökostrom-Förderregimes] lauten, von garantierten Einspeisetarifen wegzukommen und vermehrt Investitionszuschüsse zu erreichen"³⁰

Ebenso spricht sich Verbund-Chef Anzengruber in einem Interview mit der Tageszeitung „Die Presse“ für Investitionszuschüsse aus und sagt über Einspeisevergütungen und Investitionszuschüsse:

„Diese Förderung (Einspeisetarife, Anmerkung) macht die Ökostromanbieter träge. Wenn ich 13 Jahre lang gesicherte Renditen von sechs Prozent habe, muss ich mich nicht mehr anstrengen. Der Druck ist nur da, wenn ich etwas wirtschaftlich machen muss. (...) Wenn schon Förderungen, dann (...) als Zuschüsse für Investitionen.“³¹

Investitionsförderungen sind für den Betreiber ein sehr einfach zu überblickendes System, das einfach kalkulierbar ist und einen geringen administrativen Aufwand bedeutet. Wird die Investitionsförderung als alleiniges Förderinstrument ohne begleitende Einspeiseprämie

³⁰ http://www.ots.at/presseaussendung/OTS_20160928_OTS0191/mitterlehner-oekostrompaket-stellt-weichen-fuer-nachhaltige-energiepolitik Abgerufen am 1.12.2016

³¹ http://diepresse.com/home/wirtschaft/economist/5080641/VerbundChef_Foerderung-macht-Oekostromanbieter-traege Abgerufen am 16.12.2016

eingesetzt, so findet eine Integration der Erzeugungsanlage in den Strommarkt statt. Durch den Verkauf des Stroms am Markt besteht zudem der Anreiz einer nachfrageorientierten Erzeugung und einer genauen Prognose der Einspeisung.

Bei brennstoffunabhängigen Technologien wie Photovoltaik und Windkraft tritt ein Großteil der gesamten Kosten beim Bau der Anlagen auf. Wird die Fördersumme als Investitionsförderung ebenfalls am Beginn ausgezahlt, werden Finanzierungsprobleme verhindert.

Dadurch, dass die installierte Leistung und nicht die erzeugte Energiemenge gefördert wird, haben die Betreiber einen geringeren Anreiz, ihre erzeugte Energiemenge zu maximieren. Das bedeutet auch, dass möglicherweise ungünstige Standorte und ineffiziente Technologien eingesetzt werden.

Die Betreiber tragen in diesem Fördersystem ein großes Risiko was die Strompreisentwicklung angeht. Insbesondere gilt das für brennstoffabhängige Technologien wie Biomasse und Biogas, deren kurzfristige Grenzkosten im ungünstigsten Fall unter dem Strompreis liegen können und außer Betrieb gehen. Für den Fördergeber ist eine genaue Abschätzung der Preisentwicklung notwendig, um im Vorhinein eine angepasste Investitionsförderung festzulegen, die zu keiner Überförderung führt. Die Preisentwicklung ist jedoch schwer abschätzbar, was zu großen Unsicherheiten führt.

Für die Finanzierung der Investitionsförderung ist zu beachten, dass sie konzentriert im Jahr des Ausbaus und nicht über mehrere Jahre verteilt anfällt. Von einer Finanzierung über eine Verbraucherumlage ist aus diesem Grund abzusehen, da diese bei einem starken Zubau von einem Jahr zum nächsten sprunghaft steigen würde. Dieser Effekt könnte die Akzeptanz des Ausbaus in der Öffentlichkeit mindern.

4.3.4 Ausschreibungen

Ausschreibungen sind eine Form der Preisfindung für Betriebs- und Investitionsförderungen. Hierbei wird die Höhe der Förderung nicht gesetzlich bzw. regulatorisch festgelegt, sondern in einem Bieterverfahren ermittelt. Im Bieterverfahren wird ein festgelegtes Kontingent an Erzeugungskapazitäten ausgeschrieben. Jene Bieter, die den niedrigsten Fördersatz anbieten (verlangen), erhalten den Zuschlag für eine Betriebs- bzw. Investitionsförderung. In den Beihilfenleitlinien der Europäischen Kommission wird diese Preisfindung für Anlagen ab einer bestimmten Größe vorgeschrieben.

Durch den Wettbewerb der Bieter untereinander verspricht man sich, dass schlussendlich die wirtschaftlichsten Projekte gefördert werden und der gesamte Förderbedarf sinkt. Die Voraussetzung dafür ist die richtige Gestaltung der Ausschreibungen und Bieterverfahren. Zu kurze Zeiten zwischen den Gebotsrunden können dazu führen, dass es zu wenig Teilnehmer und damit einen geringen Konkurrenzdruck gibt. Zu lange Abstände zwischen den Runden können die Kontinuität des Ausbaus negativ beeinflussen. Die Umsetzung der Projekte ist nicht garantiert, da sich Gebote im Nachhinein als zu niedrig und nicht durchführbar herausstellen können.

Generell ergibt sich bei Ausschreibungsmodellen ein, verglichen mit anderen Fördersystemen, hoher administrativer Aufwand für den Gesetzgeber. Die Förderkosten sind für den Gesetzgeber nicht abschätzbar.

Sowohl für die Teilnehmer am Gebotsverfahren (Investoren bzw. Anlagenbetreiber) und den Gesetzgeber bzw. Regulator ergibt sich eine hohe Planungsunsicherheit.

Ein aktuelles, relevantes Beispiel für eine Ausschreibung sind die Offshore-Windparks „OWP West“ und „Borkum Riffgrund 2“. Das dänische Unternehmen „Dong Energy“ hat dabei den Zuschlag zum Bau von Anlagen mit einer Leistung von jeweils 240 MW erhalten, ohne dafür Betriebsbeihilfen zu erhalten. Dies stellt ein Novum der Offshore-Windkraft dar. Die deutsche Bundesnetzagentur wird die Kosten für den Netzanschluss tragen. Die Unsicherheiten, bestehen darin, dass die endgültige Entscheidung zum Bau erst 2021 fallen muss. Die Errichtung kann bis 2025 dauern. Der Betreiber spekuliert, dass bis dahin Anlagen mit einer Leistung von 13 bis 15 MW technisch realisierbar sind und auch der Strommarktpreis steigen wird.^{32 33}

4.3.5 Quotensysteme mit handelbaren Zertifikaten

Bei Förderung von Erneuerbaren durch ein Quotensystem werden Stromversorger und Stromhändler dazu verpflichtet, in ihrem Energiemix eine gesetzlich oder regulatorisch festgelegte Mindestquote an Erneuerbaren aufzuweisen. Diese Quote kann durch eigene

³² <http://www.dongenergy.com/en/media/newsroom/company-announcements-details?omxid=1557851>
Abgerufen am 21.5.2017

³³ <https://www.nytimes.com/2017/04/14/business/energy-environment/offshore-wind-subsidy-dong-energy.html>
Abgerufen am 21.5.2017

Erzeugung oder den Ankauf von Erzeugungszertifikaten anderer Anlagenbetreiber erreicht werden. Wird die Quote nicht erfüllt, müssen Ausgleichszahlungen geleistet werden.

Das Quotenmodell bietet eine vergleichsweise gute Möglichkeit, die Menge der erneuerbaren Energie im System zu steuern. Voraussetzung dafür ist, dass die Ausgleichszahlungen ausreichend hoch bemessen sind. Die Erzeuger werden durch Selbstvermarktung ihres Stroms in den Strommarkt integriert. Dies soll auch eine nachfrageorientierte Produktion anregen und die Prognosegüte erhöhen. Der Preis der Zertifikate bildet sich durch deren Handel und muss nicht vom Gesetzgeber festgelegt werden. Die Kosten sollen sich in der Theorie durch ein Marktgleichgewicht optimal einstellen.

Ist das Quotenmodell nicht technologiespezifisch gestaltet, so wird durch den Zertifikatshandel ein Wettbewerb zwischen den Erzeugungstechnologien geschaffen. Dabei sollen sich die günstigsten Technologien durchsetzen. Dadurch können sich aber auch Probleme ergeben: Wird der Zertifikatspreis durch die Grenzkosten von billigen Erzeugungstechnologien bestimmt, so wird nicht in andere Technologien investiert, die momentan teurer sind, jedoch möglicherweise ein aussichtsreiches Entwicklungspotential hätten. Es wird schwerer für diese Technologien, die Marktreife zu erreichen. Ist das Potential an billigen Erzeugungsformen ausgeschöpft und bestimmen die teureren Technologien den Zertifikatspreis, so erzielen die billigen Erzeugungsformen eine hohe Produzentenrente (d.h. einen überproportionalen Gewinn). Dieser Zusammenhang ist in Abbildung 52 dargestellt und ist ein grundsätzliches Problem von nicht-technologiespezifischen Fördersystemen. Technologiespezifische Einspeisetarife reduzieren die gesamte Produzentenrente.

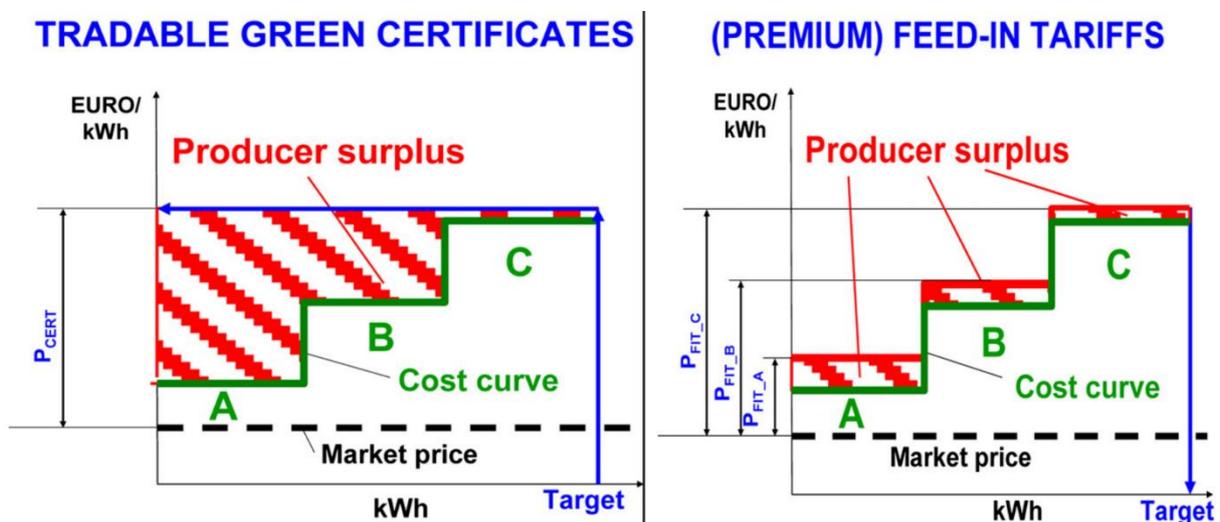


Abbildung 52: Vergleich der Förderkosten eines Quotensystems mit Zertifikaten (Tradable Green Certificates) und Einspeisetarifen (Feed-In Tariffs) (Haas, et al., 2010, S. 4)

Ein ausgewogener Mix an Erzeugungskapazitäten ist vorteilhaft, da er jahreszeitliche Unterschiede in der Stromerzeugung ausgleicht. So ist beispielsweise die Einspeisung aus Windkraft- und PV-Anlagen jahreszeitlich negativ korreliert: Während die Stromerzeugung durch Photovoltaikanlagen im Sommer ihr Maximum an Einspeisung hat, erreicht die Erzeugung durch Windkraft im Winter ihr Maximum (Wirth, 2017, S. 36).

Durch den unsicheren Zertifikatspreis entsteht ein Preisrisiko für den Betreiber. Dieses führt über einen Risikoaufschlag zu höheren Strompreisen. Außerdem muss ein Handelssystem für die Zertifikate eingeführt und betreut werden, was wiederum für den Gesetzgeber einen erhöhten administrativen Aufwand bedeutet.

4.3.6 Umweltbezogene Abgaben

Diese energiepolitische Maßnahme fördert erneuerbare Energie indirekt dadurch, dass z.B. CO₂-Steuern eingeführt werden. So werden externe Kosten, in diesem Fall die Schäden des durch CO₂-Ausstoßes verursachten Klimawandels, im Energiepreis von fossiler Stromerzeugung repräsentiert. Durch diese Maßnahme soll eine Kostenwahrheit zwischen erneuerbaren und fossilen Energien hergestellt werden, was die Erneuerbaren aufgrund ihres emissionsfreien Betriebs attraktiver macht.

4.4 Zusammenfassung im Hinblick auf PV-Eigenverbrauchsanlagen

Technologiespezifische Einspeisetarife werden als jenes Instrument angesehen, das den Erfolg der erneuerbaren Energien in Europa in den letzten Jahren bei verträglichen Kosten ermöglicht hat (Haas, et al., 2010). Sie bringen für den Betreiber planbare Einnahmen und können mit geringem Aufwand in Anspruch genommen werden, da keine Teilnahme an einer Ausschreibung oder Vermarktung des erzeugten Stroms notwendig ist. Insbesondere die durch Einspeisetarife ausgelösten Investitionen in PV-Anlagen haben durch Lerneffekte zu einem Rückgang der Stromgestehungskosten bei dieser Technologie geführt, der ohne die gezielte Förderung in einem technologieneutralen Fördersystem wohl nicht in diesem Ausmaß eingetreten wäre. Einspeisetarife können mit als Grund gesehen werden, warum PV-Eigenverbrauchsanlagen die Marktreife erreicht haben. Für PV-Anlagen, die ins Netz einspeisen, ohne direkt den Eigenverbrauch angeschlossener Verbraucher zu decken, sind weiterhin Förderungen notwendig. Ihre Stromgestehungskosten liegen noch deutlich über dem derzeitigen Marktpreis (siehe Abbildung 20).

Speziell für Photovoltaik-Eigenverbrauchsanlagen stellen auch Investitionsbeihilfen ein passendes Förderinstrument dar. Sie senken die Investitionskosten, die für private Betreiber einer Kleinanlage (beispielsweise auf einem Hausdach) und Kleinunternehmer ein Hemmnis darstellen können. Die Auszahlung der Förderung gleich am Anfang der Investition kann die Investitionsentscheidung positiv beeinflussen.

Wird überschüssiger Strom nicht mit einer Betriebsbeihilfe, sondern nur mit dem Marktpreis vergütet, so besteht weiterhin der Anreiz, einen hohen Grad an Eigenverbrauch zu erreichen. Anlagen mit einem hohen Eigenverbrauch zeichnen sich wiederum durch einen niedrigen Förderbedarf aus.

PV-Eigenverbrauchsanlagen sind im Niederspannungsnetz angeschlossen, das nicht für die Einspeisung großer Energiemengen ausgelegt ist. Bei einem verstärkten dezentralen Ausbau kann es im Netzbetrieb durch Spannungshebung zu Problemen kommen. Auch aus dieser technischen Sichtweise ist ein hoher Eigenverbrauchsanteil erstrebenswert.

Ausschreibungen (für Marktprämien) und Quotenmodelle sind Fördersysteme, die eher für Großprojekte geeignet sind. Darunter fallen große PV-Anlagen sowie Windkraftanlagen an Land und auf See. In Deutschland sind Ausschreibungen für Marktprämien für PV-Anlagen mit einer Größe zwischen 750 kW und 10 MW vorgesehen. Eigenversorgung ist mit diesen Anlagen verboten. Größere Anlagen werden nicht gefördert.³⁴

Ein Marktprämiensystem mit gleitender Marktprämie, die gesetzlich festgelegt ist, gibt es in Deutschland für PV-Anlagen mit einer Größe zwischen 100 kW und 750 kW. PV-Anlagen, die kleiner als 100 kW sind, bekommen auch in Deutschland einen Einspeisetarif.³⁵ In Österreich hingegen werden PV-Anlagen, die größer als 200 kW sind, gar nicht gefördert.

4.5 Derzeitige Förderungssysteme für Ökostrom in Österreich

4.5.1 Ökostromgesetz 2012

In Österreich wird Ökostrom durch ein System aus Einspeisetarifen und Investitionszuschüssen gefördert. Die gesetzliche Grundlage dazu bildet das Ökostromgesetz 2012. Die Betreiber von Ökostromanlagen schließen mit der Ökostromabwicklungsstelle (OeMAG), nach Maßgabe der zur Verfügung stehenden Mittel, Verträge über die Abnahme

³⁴ Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017 § 22. Abs. 3

³⁵ Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017 § 21. Abs. 1

und Vergütung von Ökostrom ab. Die OeMAG ist danach dazu verpflichtet, den ihr angebotenen Ökostrom zu festgelegten Einspeisetarifen und auf festgelegte Dauer zu kontrahieren.³⁶ Dies wird als Abnahme- bzw. Einspeisegarantie bezeichnet. Gefördert werden Ökostromanlagen auf Basis von:

- Windkraft
- Photovoltaik
- Fester und flüssiger Biomasse und Biogas
- Geothermie
- Kleinwasserkraft mit einer Engpassleistung von bis zu 2 MW

Außerdem werden Hybrid- und Mischfeuerungsanlagen für den Anteil der eingesetzten (und oben aufgelisteten) Energieträger mit Ausnahme von Anlagen auf Basis von Tiermehl, Ablauge und Klärschlamm gefördert.

Die Kosten dieses Fördersystems werden über den Ökostromförderbeitrag und die Ökostrompauschale finanziert, welche wiederum von den Verbrauchern über deren Stromrechnung getragen werden. Um die Verbraucher nicht über das nötige Maß zu belasten, wird die Höhe der technologiespezifischen Fördersätze jährlich an deren Bedarf angepasst und in der Ökostrom-Einspeisetarifverordnung festgelegt.

Es ist das Ziel des Ökostromgesetzes,

1. *„die Erzeugung von Ökostrom durch Anlagen in Österreich gemäß den Grundsätzen des europäischen Unionsrechts zu fördern;*
2. *den Anteil der Erzeugung von Ökostrom zumindest bis zu den in Abs. 2 bis Abs. 4 angegebenen Zielwerten zu erhöhen;*
3. *die energieeffiziente Erzeugung von Ökostrom sicherzustellen;*
4. *die Mittel zur Förderung von erneuerbaren Energieträgern effizient einzusetzen;*
5. *eine technologienpolitische Schwerpunktsetzung im Hinblick auf die Erreichung der Marktreife der Technologien zur Erzeugung von Ökostrom vorzunehmen, wobei auf die europäischen Schwerpunktsetzungen hinsichtlich neuer erneuerbarer Technologien, insbesondere im Rahmen des Strategieplans für Energietechnologien - SET-Plan, Bedacht genommen wird;*

³⁶ ÖSG 2012, § 12. (1)

6. die Investitionssicherheit für bestehende und zukünftige Anlagen zu gewährleisten;
7. die Abhängigkeit von Atomstromimporten bis 2015 bilanziell zu beseitigen.“³⁷

4.5.2 Aktuelle Förderung von Photovoltaik-Anlagen

Die Förderung von PV-Anlagen teilt sich in Österreich in eine bundesweite Förderung und zusätzlich bundesländerspezifische Förderungen auf. Die bundesweite Förderung für Anlagen zwischen 5 kW_{peak} und 200 kW_{peak} ist im Ökostromgesetz geregelt, die Förderung von Anlagen bis 5kW_{peak} wird vom Klima- und Energiefonds durchgeführt.

Aktuell setzt sich die bundesweite Förderung von PV-Anlagen zwischen 5 kW_{peak} und 200 kW_{peak}, die an oder auf einem Gebäude angebracht sind, zusammen aus einem Einspeisetarif von 7,91 Cent/kWh und einem Investitionszuschuss von 40 % der Errichtungskosten, maximal jedoch 375 Euro/kW_{peak}. Diese Bundesförderung wird von der OeMAG abgewickelt.³⁸ Freiflächenanlagen werden in Österreich nicht gefördert.

Die Förderung von Kleinanlagen bis 5 kW_{peak} beträgt 275 Euro/kW_{peak} für freistehende PV-Anlagen und Aufdach-Anlagen sowie 375 Euro/kW_{peak} für gebäudeintegrierte PV-Anlagen (GIPV), jeweils maximal 35 % der Investitionskosten. Im „Leitfaden Photovoltaik-Anlagen“ des Klima- und Energiefonds sind GIPV-Anlagen definiert als:

„Anlagen, bei denen das photovoltaische Element neben seiner üblichen Funktion der Stromerzeugung auch die Funktion von Bauelementen des Gebäudes übernimmt (doppelte Funktion). Der Begriff „Bauelement“ umfasst Teile der Bauwerkshülle (Dachbedeckung, Fassaden- und Beschattungselemente, Glasoberflächen). Ausdrücklich keine gebäudeintegrierten Photovoltaik-Anlagen (GIPV) sind somit PV-Module, die zusätzlich an der Gebäudehülle angebracht werden und keine Funktion von Bauelementen übernehmen.“

(Höbarth & Vogel, 2017, S. 2)

Die Förderung gilt für Einzelanlagen und sowohl für Private als auch für Betriebe. Gemeinschaftsanlagen werden mit 200 Euro/kW_{peak} bzw. 300 Euro/kW_{peak} gefördert, je nach Ausführung als freistehende/Aufdachanlage bzw. gebäudeintegrierte Anlage. Bei Anlagen größer als 5 kW_{peak} werden nur die ersten 5 kW_{peak} gefördert. (Höbarth & Vogel, 2017)

³⁷ Vgl. Ökostromgesetz 2012 §4. (1)

³⁸ ÖSET-VO 2012, § 5 Abs. 1

Alternativ können Betreiber eine bundesländerspezifische Förderung in Anspruch nehmen. Sie ist nicht mit einer Förderung durch den Klima- und Energiefonds kombinierbar. In Wien werden für betriebliche und private Anlagen, deren Leistung 5 kW_{peak} übersteigt, die über die 5 kW_{peak} hinausgehende installierte Leistung mit 400 Euro/kW_{peak} bzw. bis zu 40 % der förderungsfähigen Gesamtkosten gefördert. Die gesamte Förderung pro Förderfall ist mit 40.000 Euro begrenzt. Die ersten 5 kW_{peak} werden vom Land Wien nicht gefördert. Voraussetzungen zum Erhalt der Förderung sind unter anderem ein Nachweis von mindestens 900 Volllaststunden pro Jahr und die Möglichkeit der Einspeisung ins öffentliche Netz.³⁹

PV-Anlagen bis 5 kW_{peak} bekommen keinen Abnahmevertrag zu einem erhöhten Einspeisetarif mit der OeMAG. Sie haben trotzdem die Möglichkeit, überschüssigen Strom zu verkaufen. Zur Abnahme des Stroms verpflichtet ist nur die OeMAG, die dann jedoch nur den Marktpreis bezahlt. Aktuell (1. Quartal 2017) sind das 3,352 Cent/kWh. Eine lukrativere Möglichkeit ist der Verkauf des Stroms an Ökostromanbieter, Stadtwerke und andere Energieversorgungsunternehmen. Diese bieten einen höheren Erlös als den Marktpreis und verlangen im Gegenzug meist, dass auch Strom vom jeweiligen EVU bezogen wird. Die Abnahmepreise bewegen sich zwischen 4 Cent/kWh und 12 Cent/kWh.⁴⁰ Die Preise können nach Menge gestaffelt sein, zum Beispiel mit einem höheren Preis für die ersten eingespeisten 1000 kWh, und auf eine bestimmte Anlagengröße begrenzt sein, zum Beispiel für Anlagen bis 10 kW_{peak}.

Da die gebotenen Strompreise für Überschussstrom niedriger als die Bezugspreise sind, ist es grundsätzlich besser, mit dem erzeugten Strom einen möglichst großen Teil des Eigenbedarfs zu decken. Der Wert des erzeugten Stroms ist dann am größten.

Im ÖSG ist eine weitere Fördermöglichkeit gegeben, nämlich durch Gewährung eines „Netzparitäts-Tarifs“.⁴¹ Dieser Tarif in der Höhe von 18 Cent/kWh kann für Anlagen größer als 5 kW_{peak} für einen Zeitraum von 13 Jahren beantragt werden. Die Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2016 beschränkt diesen Netzparitäts-Tarif auf Anlagen, die

³⁹ <https://www.wien.gv.at/amtshelfer/bauen-wohnen/energie/alternativenergie/oekostromanlagen.html>
Abgerufen am 25.3.2017

⁴⁰ <http://www.pvaustria.at/strom-verkaufen/> Abgerufen am 27.3.2017

⁴¹ Vgl. ÖSG 2012 § 14 Abs. 6

gebäude- oder fassadenintegriert und kleiner als 20 kW_{peak} sind.⁴² Entscheidet sich ein Betreiber für den Netzparitäts-Tarif kann er keinen Investitionszuschuss beantragen.

Das ÖSG schließt die Förderung von PV-Anlagen von über 500 kW_{peak} aus und ermöglicht eine Differenzierung zwischen Anlagen auf Freiflächen und Gebäuden, „wobei die Gewährung einer Förderung auf gebäudeintegrierte Photovoltaikanlagen beschränkt werden kann.“⁴³ Die vom ÖSG angestrebte Art des PV-Ausbaus in Österreich sieht den Ausbau der Photovoltaik in Österreich ohne große Freiflächenanlagen vor. Die Gründe hierfür liegen darin, dass Freiflächenanlagen mit den begrenzten Landressourcen konkurrieren und damit Acker- und Wiesenflächen verdrängen könnten.

4.5.3 Entwicklung der bundesweiten Förderung für PV-Anlagen

Für Photovoltaikanlagen gibt es seit der Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2012 (kurz ÖSET-VO) einen Investitionszuschuss zusätzlich zu den Einspeisetarifen. Diese am 18. September 2012 ausgegebene Verordnung legte für *„Photovoltaikanlagen mit einer Engpassleistung von über 5 kW_{peak} bis 500 kW_{peak}, die ausschließlich an oder auf einem Gebäude angebracht sind“* Folgendes fest:

„Als Investitionszuschuss für die Errichtung wird zusätzlich ein Betrag in Höhe von 30 % der Investitionskosten, höchstens jedoch von 200 Euro/kW gewährt.“⁴⁴

Diese Zuschusshöhe war gültig von 1. Juli 2012 bis 31. Dezember 2013 für Anlagen, für die die Ökostromabwicklungsstelle zu einem Vertragsabschluss verpflichtet war. Die am 23. Dezember 2013 ausgegebene „Änderung der ÖSET-VO 2012“ schränkte den Investitionszuschuss auf Anlagen von über 5 kW_{peak} bis 350 kW_{peak} ein. Diese Änderung war für die Kalenderjahre 2014 und 2015 gültig.⁴⁵ Die ÖSET-VO 2016 schränkt den Investitionszuschuss weiter auf kleinere Anlagen von über 5 kW_{peak} bis 200 kW_{peak} ein, gewährt jedoch einen erhöhten Investitionszuschuss:

„Als Investitionszuschuss für die Errichtung werden zusätzlich 40 % der Errichtungskosten, höchstens jedoch ein Betrag in Höhe von 375 Euro/kW_{peak} gewährt.“⁴⁶

⁴² Vgl. ÖSET-VO § 5 Abs. 3

⁴³ Vgl. ÖSG 2012 § 20 Abs. 3 Ziffer 4

⁴⁴ ÖSET-VO 2012, § 5 Abs. 1

⁴⁵ Änderung der ÖSET-VO 2012, § 13a Abs. 1

⁴⁶ ÖSET-VO 2016, § 5 Abs. 1

Parallel zu dieser Entwicklung wurden vom Gesetzgeber jeweils die Einspeisetarife gesenkt.

- 2. Hälfte 2012: 19,70 Cent/kWh (5 kW_{peak} bis 500 kW_{peak})
- 2013: 18,12 Cent/kWh (5 kW_{peak} bis 500 kW_{peak})
- 2014: 12,50 Cent/kWh (5 kW_{peak} bis 350 kW_{peak})
- 2015: 11,50 Cent/kWh (5 kW_{peak} bis 200 kW_{peak})
- 2016: 8,24 Cent/kWh (5 kW_{peak} bis 200 kW_{peak})
- 2017: 7,91 Cent/kWh (5 kW_{peak} bis 200 kW_{peak})

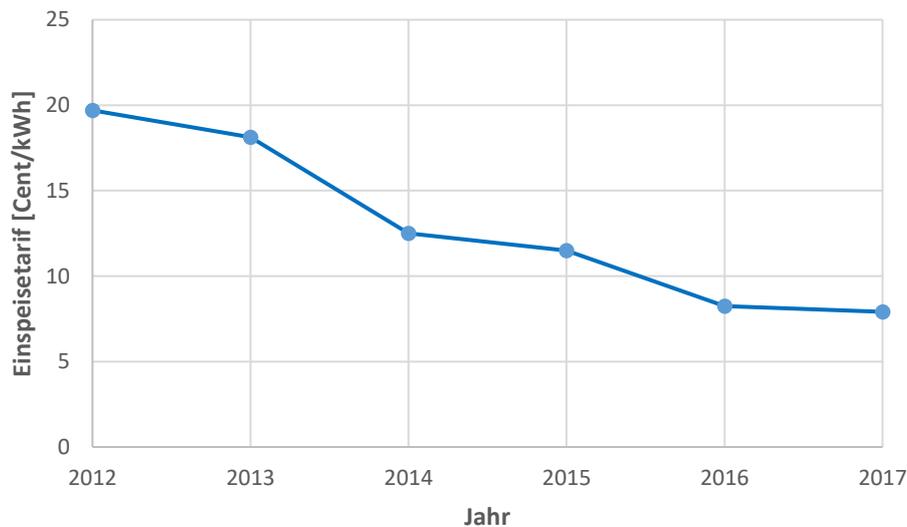


Abbildung 53: Einspeisetarif der OeMAG für PV-Anlagen >5kW_{peak}

Die Jahreszahlen gelten bei Antragstellung und Vertragsabschluss im jeweiligen Jahr. Der Trend zeigt deutlich das Absinken der Einspeisetarife. Parallel dazu wurde die Investitionsbeihilfe für Anlagen erhöht und die maximale Anlagengröße beschränkt. Diese Investitionszuschüsse gelten nur für an oder auf einem Gebäude angebrachte Anlagen, nicht für freistehende Anlagen.

Die energiepolitische Vorgabe sind also kleine bis mittlere Anlagen, die auf Gebäuden installiert sind und den Eigenverbrauch von angeschlossenen Verbrauchern decken können.

4.6 Europäischer Beihilfenrechtsrahmen

Den gesetzlichen Rahmen für Fördersysteme auf europäischer Ebene bilden die „*Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020*“.

„Diese Leitlinien der Europäischen Kommission stellen neue Vorschriften für die öffentliche Förderung von Umweltschutz und Energie auf, um den Markteintritt erneuerbarer

Energiequellen zu erleichtern. Sie sollen die EU-Länder dabei unterstützen, ihre Klimaziele für 2020 zu erreichen, und zugleich die Marktverzerrungen beseitigen, die sich aus Subventionen für erneuerbare Energiequellen ergeben können.“⁴⁷

Durch diese Leitlinien müssen bestehende Fördermechanismen nicht geändert werden. Die Leitlinien gelten ab dem 1. Jänner 2016 für neue Fördersysteme oder wenn von den Mitgliedstaaten bestehende Fördersysteme einer Anpassung unterzogen werden, die über eine Veränderung von Fördersätzen hinausgeht.

Staatliche Subventionen sind durch die Leitlinien grundsätzlich gebilligt, sie sollen jedoch stärker als bisher an Marktsignalen ausgerichtet sein und „zur Marktintegration von erneuerbarem Strom beitragen“ (Randnummer 123). Das bedeutet eine Umstellung von gesetzlich bzw. regulatorisch festgesetzten Einspeisetarifen hin zu Ausschreibungen in einem Marktprämien- oder Quotensystem. Dies beinhaltet die Pflicht der Betreiber zur Direktvermarktung des erzeugten Stroms. Ausschreibungen können technologiespezifisch durchgeführt werden, um den unterschiedlichen Entwicklungsstand der erneuerbaren Energien zu berücksichtigen (Beihilfenleitlinien, Randnummer 110).

Beihilfen können auch in Form von Investitionsbeihilfen gewährt werden (Randnummer 119). Die Beihilfenintensität⁴⁸ beträgt 55 % für kleine Unternehmen, 45 % für mittlere Unternehmen und 35 % für große Unternehmen (Beihilfenleitlinien, Anhang 1).

Es wird erwartet, „dass die etablierten erneuerbaren Energien zwischen 2020 und 2030 im Netz wettbewerbsfähig werden, was bedeutet, dass Subventionen und Befreiungen von der Bilanzausgleichsverantwortung degressiv abgeschafft werden sollten.“ (Randnummer 108) Durch Ausschreibungen soll genau dieses Auslaufen von Förderungen erreicht werden.

Die Beihilfenleitlinien ermöglichen Ausnahmen von der verpflichtenden Direktvermarktung für Anlagen mit einer installierten Stromerzeugungskapazität von weniger als 500 kW und Demonstrationsvorhaben. Für Windkraftanlagen gilt als Grenzwert eine Erzeugungskapazität von 3 MW oder 3 Erzeugungseinheiten. (Randnummer 125).

⁴⁷ http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=URISERV:0802_3&from=DE Abgerufen am 13.12.2016

⁴⁸ Anteil der Beihilfe an den beihilfefähigen Kosten

Kleinanlagen sind auch von Ausschreibungen ausgenommen: *„Für Anlagen, bei denen wegen ihrer Größe nicht davon ausgegangen werden kann, dass sie sich für eine Ausschreibung eignen, oder die sich in der Demonstrationsphase befinden, sind spezifische Ausnahmen vorgesehen, nach denen die Einbeziehung dieser Anlagen fakultativ ist.“* (Randnummer 111)

4.7 Bedeutung der Beihilfenleitlinien für PV-Eigenverbrauchsanlagen

Die Novelle des österreichischen Ökostromgesetzes, die voraussichtlich 2017 beschlossen wird, und die Änderungen am Fördersystem, die daraus folgen werden, müssen den Beihilfenleitlinien der Europäischen Kommission entsprechen. Zum jetzigen Zeitpunkt (Mai 2017) ist noch nicht abzusehen, welche Änderungen im Zuge der Gesetzesnovelle beschlossen werden. Es wird sich zeigen, wie die Bundesregierung das österreichische Fördersystem umgestalten wird.

Im Folgenden wird beschrieben, welche Förderungen für PV-Eigenverbrauchsanlagen sinnvoll und unter Berücksichtigung der Beihilfenleitlinien der Europäischen Kommission möglich sind:

Die in den Beihilfeleitlinien vorgegebenen Ausnahmeregeln lassen sich auf PV-Eigenverbrauchsanlagen anwenden, da diese in der Regel kleiner als 500 kW sind. Dadurch sind sie nicht zur Direktvermarktung verpflichtet und es könnte jedes Fördersystem, auch Einspeisetarife, für sie angewendet werden. Man kann auch argumentieren, dass die Ausnahmeregelung aus Randnummer 111 zum Thema der Ausschreibungen auf sie zutrifft, da sich diese Anlagen aufgrund ihrer Größe nicht für Ausschreibungen eignen.⁴⁹ Ausschreibungen werden generell eher für Großprojekte entworfen.

Einspeisetarife stehen jedoch in der Kritik, da sie diese Anlagen vom wettbewerblichen Strommarkt abschotten und keinen Anreiz für nachfrageorientierte Erzeugung bieten (Kalt, Lang, & Schmidl, 2013, S. 3). Die EU-Richtlinie 2009/28/EG („Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen“) stellt hierzu in Punkt 15 der Einleitung fest:

„Um einen Anreiz für die Integration von Strom aus erneuerbaren Energiequellen in den Markt zu schaffen, ist es wichtig, dass die Beihilfeempfänger ihren Strom direkt auf dem Markt verkaufen und Marktverpflichtungen unterliegen.“ (Europäisches Parlament, 2009)

⁴⁹ Das deutsche Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017 wurde unter Berücksichtigung der EU-Beihilfenleitlinien erlassen. Darin sind für PV-Anlagen bis 100 kW Einspeisetarife ohne Ausschreibungen vorgesehen.

Ein mögliches Fördersystem, das diesem Anspruch genügt, ist die Zahlung einer einmaligen Investitionsförderung. Investitionszuschüsse sind durch die Beihilfenleitlinien als Ergänzung zu oder als Ersatz von Betriebsbeihilfen ausdrücklich erlaubt. Investitionszuschüsse als alleiniges Fördersystem werden von der Interessensvertretung der österreichischen E-Wirtschaft, „Oesterreichs Energie“, als zukünftiges Fördersystem für Photovoltaikanlagen favorisiert (Kreikenbaum, 2017, S. 3). Welche Auswirkungen dieses System hätte, wird im folgenden Unterkapitel erläutert.

4.8 Bewertung von Investitionsbeihilfen zur alleinigen Förderung von PV-Anlagen

In den Berechnungen in Kapitel 3 wurde festgestellt, dass PV-Eigenverbrauchsanlagen ohne Förderung wirtschaftlich betrieben werden können. Ist jedoch von energiepolitischer Seite der Wunsch vorhanden, einen höheren Anlagenzubau anzureizen, etwa um geforderte Klimaziele zu erreichen, kann dennoch ein Fördersystem beibehalten werden. In dieser Situation würde sich ein Fördersystem rein durch Investitionsbeihilfen anbieten.

Bei dieser Art der Förderung werden PV-Anlagen in den Markt integriert, da sie ihren Überschussstrom selbst vermarkten müssen. Dieser Strom erlöst nur den Marktpreis. Auch wird durch die Differenz zwischen Netzbezugspreis und Marktpreis (statt Einspeisetarif) weiter der Anreiz gestärkt, den Eigenverbrauchsanteil am erzeugten Strom zu erhöhen, möglicherweise auch durch den Einsatz von Speichertechnologien (Häseler, 2014).

Daneben werden auch die in den letzten Jahren immer wieder eingetretenen Situationen von negativen Marktpreisen nicht verschärft, da Betreiber von PV-Anlagen in so einer Marktlage nicht einspeisen würden. Negative Preise zeigen ein Ungleichgewicht zwischen Nachfrage und Erzeugung und damit angespannte Situationen im Stromnetz an.⁵⁰ In einem Fördersystem mit Einspeisetarifen würden PV-Anlagen-Betreiber weiter einspeisen und ihren Strom vergütet bekommen, während die vergütende Stelle wiederum zusätzlich für die Abnahme des Stroms bezahlen müsste. Dies stellt eine doppelte Belastung des Fördersystems dar, die vermieden werden sollte.

Eine Eigenschaft der Stromerzeugung aus Photovoltaik ist, dass sie hohe Investitionskosten im Vergleich zu ihren niedrigen laufenden Kosten hat. Wird die Förderung daher als

⁵⁰ https://www.epexspot.com/de/Unternehmen/grundlagen_des_stromhandels/negative_preise Abgerufen am 29.5.2017

Investitionsförderung einmalig am Anfang ausgezahlt, ist das für Investoren positiv, da es mögliche Finanzierungsprobleme beim Bau verhindert.

Ein reines Investitionsbeihilfensystem wäre ein problematisches Fördersystem beispielsweise für Windkraftanlagen. In diesem System werden das volle Marktpreisrisiko und die entsprechenden Unsicherheiten, was die Preisentwicklung angeht, an die Betreiber weitergegeben. Einerseits würde das wegen eines Risikoaufschlags durch die Betreiber zu höheren Stromgestehungskosten führen. Dieses Preisrisiko kann auch die Finanzierungsbedingungen erschweren, etwa indem Geldgeber höhere Zinssätze für Fremdkapital verlangen. Andererseits müsste die Preisentwicklung vom Gesetzgeber genau abgeschätzt werden, um eine Investitionsbeihilfe in der richtigen Höhe zu bezahlen.

Für PV-Eigenverbrauchsanlagen gelten diese Probleme nur in abgeschwächter Form. Betreiber sind nur zu einem Teil auf Erlöse durch den Verkauf des Stroms am Markt angewiesen, der überwiegende Teil wird selbst verbraucht. Der Strombezugspreis, mit dem die Einnahmen (bzw. die Ersparnis) durch den Eigenverbrauch bestimmt werden, unterliegt geringeren Schwankungen. Außerdem stellt die Investitionsbeihilfe nur einen zusätzlichen Anreiz zur Investition dar, kann also von gesetzlicher Seite durchaus niedrig angesetzt werden und bedarf keiner exakten Prognose der Preisentwicklung.

Als problematisch kann der Vorzieheffekt der Förderausgaben gesehen werden. Fällt der gesamte Förderbetrag im Jahr der Genehmigung an, so stellt das eine einmalig hohe Belastung dar. Eine Umlagefinanzierung ist in diesem Fall problematisch, da diese deutlich ansteigen würde im Vergleich zum bisherigen Ökostrom-Förderbeitrag. Eine Finanzierung über den Staatshaushalt ist deswegen möglicherweise vorzuziehen.

Es sollte auch abgesichert werden, dass geförderte PV-Anlagen eine gewisse Zeit in Betrieb bleiben und Anlagenteile nicht nach kurzer Zeit wieder verkauft werden. In Österreich muss eine PV-Anlage bei einer Förderung durch den Klima- und Energiefonds *„mindestens 10 Jahre in ordnungs- und bestimmungsgemäßem Betrieb bleiben.“* (Reininger, 2017, S. 2)

Die Umstellung auf ein Marktprämiensystem (wie in Deutschland) wird als nicht sinnvoll erachtet, da die Eigennutzung und nicht die Netzeinspeisung des Stroms gefördert werden soll und die Förderung der Anlagen in wenigen Jahren ohnehin auslaufen wird. Dieses Fördersystem ist auch eher für große PV-Anlagen geeignet, die in Österreich nicht gefördert werden.

5 Zusammenfassung

In dieser Arbeit wurde untersucht, ob PV-Anlagen mit angeschlossenen Direktverbrauchern unter heutigen Förderbedingungen wirtschaftlich sind. Die Kapitalwertberechnungen zeigen, dass besonders die untersuchten Anlagen mit 30 kW und 100 kW installierter Leistung einen hohen Kapitalwert haben und damit ihre Rentabilitätserwartung übererfüllen. Einen positiven Kapitalwert erreichen diese Anlagen bereits nach 12 Jahren Betrieb, bei einer Lebensdauer von 25 Jahren. Die untersuchte Anlage mit einer installierten Leistung von 5 kW erreicht nach 23 Jahren Betrieb einen positiven Kapitalwert. Es wurde weiters untersucht, wie groß dieser Kapitalwert heute ohne Förderungen wäre. Diese Fragestellung ergibt sich, da auf europäischer Ebene das Auslaufen von Förderungen für etablierte erneuerbare Energien zwischen 2020 und 2030 vorgesehen wurde.⁵¹ Die betrachtete 5kW-Anlage erreicht ohne Förderungen keinen positiven Kapitalwert. Die 30kW- und 100kW-PV-Anlagen hingegen erreichen ohne Förderungen nach 23 bzw. 25 Jahren Betrieb einen positiven Kapitalwert. Das liegt hauptsächlich an deren – verglichen mit der 5kW-PV-Anlage – niedrigen Investitionskosten. Die Berechnungen zeigen, dass ein hoher Eigenverbrauchsanteil für die Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage von großer Bedeutung ist. Die Aussagen dieser Berechnungen hängen sehr davon ab, wie groß der Jahresstromverbrauch des angeschlossenen Verbrauchers (Haushalt oder Gewerbebetrieb) und damit der Eigenverbrauchsanteil des erzeugten Stroms ist.

Positiv auf die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen wirkt sich der Rückgang der Investitionskosten aus, der in den letzten Jahren stattgefunden hat und sich in Zukunft weiter fortsetzen wird. In dieser Arbeit wurde die Frage untersucht, wie sich dieser Kostenrückgang auf den Kapitalwert und den Förderbedarf von PV-Anlagen auswirkt. Eine 5kW-Neuanlage würde mit Errichtung ab 2020 ohne Förderungen einen positiven Kapitalwert haben. Theoretisch könnten Förderungen für die betrachteten 30kW- und 100kW-Anlagen sofort auslaufen, jene für die betrachtete 5kW-Anlage ab 2020. Im Sinne einer kontinuierlichen Förderpolitik ist dies jedoch nicht anzustreben. Es wurde daher eine Reduktion der Förderungen berechnet, sodass die Fördersumme um jenen Wert sinkt, um den der Kapitalwert durch sinkende Investitionskosten steigen würde. Dadurch haben Neuanlagen jenen Kapitalwert, den eine Referenzanlage aus 2017 hat. Der Förderbedarf, um diesen

⁵¹ Vgl. Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020, Randnummer 108

Verlauf zu erreichen, wurde in den Berechnungen durch Investitionsbeihilfen, Betriebsbeihilfen und einer Mischung aus Beiden dargestellt. Ein kontinuierliches Auslaufen von Förderungen ist bei den jeweiligen Anlagengrößen bis spätestens 2024 möglich. Ab diesem Zeitpunkt haben alle betrachteten Anlagen – wegen sinkender Investitionskosten und steigender Strompreise – ohne Förderungen den selben oder einen höheren Kapitalwert als ihr korrespondierender Anlagentyp im Jahr 2017 mit Förderungen.

Eine Ausrichtung der PV-Anlage jeweils zur Hälfte nach Osten und Westen anstatt nach Süden führt zu einem geringeren Kapitalwert der Anlage. Zwar wird der Eigenverbrauchsanteil am erzeugten Strom erhöht, dies kann jedoch die Gesamtertragsminderung nicht ausgleichen. In Kapitel 3.6 wurde ausgeführt, wie eine solche Anlage von höheren Einspeisepreisen profitieren könnte. Eine genaue Analyse dieses Zusammenhangs müsste mit stündlichen Preisen durchgeführt werden. Grundsätzlich lässt sich sagen, dass eine solche Ausrichtung erst bei einem hohen Anteil (größer 10 %) von Photovoltaik an der gesamten Stromerzeugung für den Betreiber vorteilhaft ist (Hartner, 2016, S. 51).

Die Stromgestehungskosten von PV-Anlagen (7 bis 9 Cent/kWh) liegen momentan deutlich über dem Großhandelsstrompreis von 3,5 Cent/kWh. Das Auslaufen der Förderungen für PV-Anlagen ist nur dadurch möglich, dass sie den Eigenverbrauch eines angeschlossenen Verbrauchers decken können. Dieser erspart sich den Strombezug vom Netz, der unter anderem wegen Steuern und Netzaufgaben ein Mehrfaches des Großhandelsstrompreises beträgt. In diesem Zusammenhang sei das geplante Mieterstrommodell erwähnt, das mit der geplanten Novelle des ElWOG 2010 (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz) eingeführt werden soll. Durch dieses Modell wird der Eigenverbrauch von Strom aus PV-Anlagen in Mehrparteienhäusern erleichtert und der Ausbau von PV-Anlagen im urbanen Bereich angeregt. Großprojekte (Freiflächenanlagen) können nicht vom Eigenbedarf von Haushalten, Gewerbebetrieben oder dergleichen profitieren und konkurriert weiterhin mit dem Großhandelsstrompreis. Diese Anlagenkategorie wird in Österreich jedoch auch nicht gefördert und wird daher nicht betrachtet.

In Kapitel 4.8 wurden die Untersuchungen der Fördersysteme zusammengefasst und der Schluss gezogen, dass reine Investitionsförderungen ein geeignetes Fördersystem für PV-Anlagen darstellen. Wie bereits erwähnt, könnten die Förderungen auch auslaufen. Investitionsbeihilfen würden nur für einen zusätzlichen Anreiz zum Ausbau sorgen, falls dieser

energiepolitisch gewünscht ist. Die Betreiber müssen in diesem Fördersystem auf einen hohen Eigenverbrauchsanteil achten und den Strom selbst vermarkten. Eine Marktintegration der Photovoltaik, die wichtig für das Funktionieren des Strommarktes ist, ist damit gegeben.

Literaturverzeichnis

- Biermayr, P., Eberl, M., Enigl, M., Fechner, H., Kristöfel, C., Leonhartsberger, K., . . . Wopienka, E. (2016). *Innovative Energietechnologien in Österreich und Marktentwicklung 2015*. Wien: BMVIT.
- Bonn, M., Heitmann, N., Reichert, G., & Voßwinkel, J. (2014). *Entwurf der Leitlinien der Europäischen Kommission für staatliche Umwelt- und Energiebeihilfen 2014-2020 - Juristische und ökonomische Bewertung der Prüfkriterien zur Förderung erneuerbarer Energien*. Freiburg: Centrum für Europäische Politik.
- Capros, P., De Vita, A., Paroussos, L., Fragkos, P., Höglund-Isaksson, L., Frank, S., & Witzke, H. (2016). *EU Reference Scenario 2016 - Energy, transport and GHG emissions - Trends to 2050*. Luxembourg: Publications Office of the European Union.
- Doralt, W. (2016). *Steuerrecht 2016/17 - Ein systematischer Überblick*. Wien: Universität Wien.
- Europäische Kommission. (2014). *Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020*. Brüssel.
- Europäische Kommission. (2016). *EU Reference Scenario*. Brüssel: Europäische Union.
- Europäisches Parlament. (2009). *Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG*. Brüssel: Europäische Union.
- Fallmann, K., Gallauner, T., Gössl, M., & Stix, S. (2015). *Subventionen und Kosten für Energie*. Wien: Umweltbundesamt.
- Haas, R., Resch, G., Panzer, C., Busch, S., Ragwitz, M., & Held, A. (2010). *Efficiency and effectiveness of promotion systems for electricity generation from renewable energy sources - Lessons from EU countries*. Energy.
- Hartner, M. (2016). *Economic aspects of photovoltaic from a strategic, end user and electricity system perspective*. Wien: Technische Universität Wien.
- Hartner, M., & Haas, R. (2012). *Effects of the Austrian small-scale PV systems on PV-prices and investment decisions*. Wien: TU Wien - Energy Economics Group.

- Häsel, S. (2014). *Procuring Flexibility to Support Germany's Renewables: Policy Options*. Wiesbaden: Springer Fachmedien.
- Hiesl, A., Haas, R., & Becker, G. (2014). *Gesellschaftlich optimale Nutzung von Solarstrom unter besonderer Berücksichtigung von stationären Speichern und E-Fahrzeugen als temporäre Speicher*. Wien: TU Wien - EEG.
- Höbarth, I., & Vogel, T. (2017). *Leitfaden Photovoltaik-Anlagen - Eine Förderaktion des Klima- und Energiefonds der österreichischen Bundesregierung*. Wien: Klima- und Energiefonds.
- Huld, T., Müller, R., & Gambardella, A. (2012). A new solar radiation database for estimating PV performance in Europe and Africa. *Solar Energy* 86, S. 1803-1815.
- IG Windkraft. (2015). *Vergleich der Fördersysteme für erneuerbare Energien. Quotensysteme, Ausschreibungen, Einspeisetarife/-prämien und Investitionsförderungen im internationalen Vergleich*. St. Pölten: IG Windkraft.
- International Energy Agency. (2016). *World Energy Outlook*. Paris: International Energy Agency.
- Kalt, G., Lang, B., & Schmidl, J. (2013). *Fördersysteme für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern*. Wien: Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft.
- Kost, C., Mayer, J., Thomsen, J., Hartmann, N., Senkpiel, C., Philipps, S., . . . Schlegl, T. (2013). *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*. Freiburg: Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme ISE.
- Kreikenbaum, D. (2017). *Zukünftiges Marktdesign Erneuerbare Energien - Position der österreichischen E-Wirtschaft zur großen Ökostromnovelle*. Wien: Oesterreichs Energie.
- Maurer, C. (2015). *Gleitende oder fixe Marktprämie - ein Standpunkt*. BDEW.
- Müsgens, F. (2017). *Verteilungswirkung einer Mieterstromregelung - Kurzgutachten*. BDEW.
- Proidl, H., & Sorger, M. (2015). *Gutachten: Einspeisetarife Ökostrom - Neufestsetzung für alle Bereiche für die Jahre 2016 und 2017*. Wien: Energie-Control Austria.

- Ragwitz, M., Held, A., Resch, G., Faber, T., Huber, C., & Haas, R. (2006a). *Monitoring und Bewertung der Förderinstrumente für Erneuerbare Energien in EU Mitgliedsstaaten (Kurzfassung)*. Karlsruhe: Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung.
- Ragwitz, M., Held, A., Resch, G., Faber, T., Huber, C., & Haas, R. (2006b). *Monitoring and evaluation of policy instruments to support renewable electricity in EU Member States*. Karlsruhe: Fraunhofer Institute and Innovation Research.
- Reininger, S. (2017). *Leitfaden Photovoltaik-Anlagen*. Wien: Klima- und Energiefonds.
- Resch, G. (2005). *Dynamic cost-resource curves for electricity from renewable energy sources and their application in energy policy assessment*. Wien: TU Wien.
- Resch, G., & Liebmann, L. (2017). *"Empowering Austria" - ein Szenario des künftigen Ausbaus erneuerbarer Energien in Österreich im Einklang mit der Stromstrategie von Österreichs Energie*. Wien: Österreichs Energie.
- Schlomann, B., Steinbach, J., Kleeberger, H., Geiger, B., Pich, A., Gruber, E., . . . Schiller, W. (2013). *Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2007 bis 2010*. Karlsruhe: Fraunhofer ISI.
- Steinbach, J., Ragwitz, M., Duscha, V., Fleiter, T., Braungardt, S., Wachter, K., . . . Cronenberg, A. (2016). *Grünbuch für eine integrierte Energie- und Klimastrategie*. Wien: BMWFW.
- Šúri, M., Huld, T., Dunlop, E., & Ossenbrink, H. (2007). Potential of solar electricity generation in the European Union member states and candidate countries. *Solar Energy* 81, S. 1295-1305.
- Thoman, J. (2016). *Eigentumsverhältnisse der (erneuerbaren) Elektrizitätswirtschaft & Effizienzpotentiale der Ökostromförderung in Österreich am Beispiel Windkraft*. Wien: Arbeiterkammer Wien.
- Wirth, H. (2017). *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland*. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Mittelwert und Bandbreite typischer Systempreise für 5 kW _{peak} netzgekoppelte Anlagen, vgl. (Biermayr, et al., 2016, S. 109), eigene Darstellung	7
Abbildung 2: Mittelwert und Bandbreite typischer Systempreise für >10 kW _{peak} netzgekoppelte Anlagen, vgl. (Biermayr, et al., 2016, S. 109), eigene Darstellung	7
Abbildung 3: Funktion der spezifischen Investitionskosten in Abhängigkeit der Anlagengröße	8
Abbildung 4: Investitionskosten PV in Europa, \$2015 pro kW	10
Abbildung 5: EEX Grundlast Quartalsfuture, nominal (Phelix), eigene Darstellung	11
Abbildung 6: Szenarien der Strompreisentwicklung (reale Werte, bezogen auf 2017)	12
Abbildung 7: Globalstrahlung und Stromerzeugungspotential aus optimal ausgerichteten PV-Modulen in Österreich	15
Abbildung 8: Volllaststunden in Abhängigkeit von Ausrichtung und Aufstellwinkel, Standort Wien (Hiesl, Haas, & Becker, 2014, S. 36)	17
Abbildung 9: Eigenverbrauchsanteil H0 Süd 30° (Hiesl, Haas, & Becker, 2014, S. 56)	17
Abbildung 10: Eigenverbrauchsanteil H0 Ost-West 15° (Hiesl, Haas, & Becker, 2014, S. 56) .	17
Abbildung 11: Eigenverbrauchsanteil G0 Süd 30° (Hiesl, Haas, & Becker, 2014, S. 69)	18
Abbildung 12: Eigenverbrauchsanteil G0 Ost-West 15° (Hiesl, Haas, & Becker, 2014, S. 70) .	18
Abbildung 13: 5kW-Eigenverbrauchsanlage, Haushalt, Süd	18
Abbildung 14: 5kW-Eigenverbrauchsanlage, Haushalt, Ost-West.....	18
Abbildung 15: 30kW-Eigenverbrauchsanlage, Gewerbebetrieb, Süd.....	19
Abbildung 16: 30kW-Eigenverbrauchsanlage, Gewerbebetrieb, Ost-West.....	19
Abbildung 17: 100kW-Eigenverbrauchsanlage, Gewerbebetrieb, Süd.....	19
Abbildung 18: 100kW-Eigenverbrauchsanlage, Gewerbebetrieb, Ost-West	19
Abbildung 19: Spezifische Investitionskosten der betrachteten Anlagengrößen in Abhängigkeit des Baujahres	21
Abbildung 20: Entwicklung der Stromgestehungskosten	22
Abbildung 21: Sensitivitätsanalyse des Kapitalwerts der 5kW-PV-Anlage (Haushalt).....	24
Abbildung 22: Cashflow einer 5kW-Anlage mit unterschiedlichen Berechnungsparametern	25
Abbildung 23: Auswirkung des Jahresstromverbrauchs und der Volllaststunden auf den Kapitalwert, aktuelle Förderungen	27

Abbildung 24: Auswirkung des Jahresstromverbrauchs und der Volllaststunden auf den Kapitalwert, keine Förderungen.....	28
Abbildung 25: Kapitalwert zweier geförderter 5kW-PV-Anlagen in Abhängigkeit des Jahresstromverbrauchs	28
Abbildung 26: Bedingungen für Kapitalwert=0 bei unterschiedlichem Jahresstromverbrauch und Preis für Überschussstrom	29
Abbildung 27: Kapitalwert in Abhängigkeit des Jahres der Inbetriebnahme, ohne Investitionsförderung, Netzeinspeisung zum Marktpreis.....	30
Abbildung 28: Benötigte VLS für Kapitalwert = 0, keine Förderungen, Vergütung zum Marktpreis (Hochpreisszenario).....	31
Abbildung 29: Notwendige Investitionsbeihilfe einer 5kW-PV-Anlage (Süd) für Kapitalwert=563 € (entspricht dem Referenzwert aus 2017), Vergütung des Überschussstroms zum Marktpreis	33
Abbildung 30: Benötigte Betriebsbeihilfen einer 5kW-PV-Anlage für Kapitalwert=563€ (entspricht dem Referenzwert aus 2017)	34
Abbildung 31: Benötigte Förderungen einer 5kW-PV-Anlage für Kapitalwert=563€ (entspricht dem Referenzwert aus 2017)	35
Abbildung 32: Sensitivitätsanalyse des Kapitalwerts der 30kW-PV-Anlage	36
Abbildung 33: Cashflow einer 30kW-Eigenverbrauchsanlage	38
Abbildung 34: Auswirkung des Jahresstromverbrauchs und der Volllaststunden auf den Kapitalwert einer 30kW-PV-Anlage, aktuelle Förderungen.....	39
Abbildung 35: Auswirkung des Jahresstromverbrauchs und der Volllaststunden auf den Kapitalwert einer 30kW-PV-Anlage, keine Förderungen	40
Abbildung 36: Abhängigkeit des Kapitalwerts vom Jahresstromverbrauch, keine Förderungen	41
Abbildung 37: Benötigter Einspeisetarif in Abhängigkeit des Jahresstromverbrauchs, keine Investitionsbeihilfe	41
Abbildung 38: Entwicklung des Kapitalwerts, mit Förderungen.....	42
Abbildung 39: Notwendige Volllaststunden für Kapitalwert = 0	43
Abbildung 40: Notwendige Investitionsbeihilfe der 30kW-PV-Anlage (Süd) für einen Kapitalwert = 14.824 €	44

Abbildung 41: Notwendige Betriebsbeihilfe der 30kW-PV-Anlage (Süd) für einen Kapitalwert = 14.824 €, keine Investitionsbeihilfe	45
Abbildung 42: Notwendige Kombination aus Investitions- und Betriebsbeihilfe der 30kW-PV-Anlage (Süd) für einen Kapitalwert = 14.824 €	46
Abbildung 43: Sensitivitätsanalyse des Kapitalwerts der 100kW-PV-Anlage	47
Abbildung 44: Cashflow der 100kW-PV-Anlage, jeweils Abweichung vom Basisszenario dargestellt.....	49
Abbildung 45: Entwicklung des Kapitalwerts neuer 100kW-Anlagen, mit Investitionsbeihilfe	51
Abbildung 46: Kapitalwert einer 100kW-Anlage (2017) in Abhängigkeit der Volllaststunden und des Jahresstromverbrauchs, aktuelle Förderungen (7,91 ct/kWh FIT und 375 €/kW Investitionsbeihilfe).....	52
Abbildung 47: Kapitalwert einer 100kW-Anlage (2017) in Abhängigkeit der Volllaststunden und des Jahresstromverbrauchs, keine Förderungen.....	52
Abbildung 48: Gegenüberstellung von Förderbedarf einer 100kW-Anlage, Verlauf des Fördersatzes und Prognose des Spotpreises	53
Abbildung 49: Notwendige Investitionsbeihilfe der 100kW-PV-Anlage (Süd) für Kapitalwert = 46.617 €.....	54
Abbildung 50: Benötigte Investitions- bzw. Betriebsbeihilfe der 100kW-PV-Anlage (Süd) für NPV=46.616€ (Referenzwert 2017)	55
Abbildung 51: Veränderung der Strompreise durch verstärkte PV-Einspeisung im Netz. Kurven von oben nach unten: 0%, 5%, 10% und 15% PV an der gesamten Elektrizitätserzeugung (Hartner, 2016, S. 51)	57
Abbildung 52: Vergleich der Förderkosten eines Quotensystems mit Zertifikaten (Tradable Green Certificates) und Einspeisetarifen (Feed-In Tariffs) (Haas, et al., 2010, S. 4)	66
Abbildung 53: Einspeisetarif der OeMAG für PV-Anlagen >5kW _{peak}	73

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Lernraten verschiedener Erneuerbarer Energien.....	9
Tabelle 2: Investitionskosten PV in Europa, \$ pro kW (real, bezogen auf 2015).....	10
Tabelle 3: Zusammensetzung Haushaltsstrompreis 2016	13
Tabelle 4: Berechnungsparameter Referenzszenario „5kW-PV-Anlage, Haushalt“	23
Tabelle 5: Berechnungsparameter Referenzszenario „30kW-PV-Anlage, Gewerbe“	35
Tabelle 6: Berechnungsparameter Referenzszenario „100kW-PV-Anlage, Gewerbe“	46
Tabelle 7: Klassifizierung von Förderinstrumenten (Ragwitz, et al., 2006a, S. 3).....	59