



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN

Diplomarbeit

Modellierung der Wechselwirkungen des wirtschaftlichen Betriebes von PV-Anlagen und Verteilnetzen bei einem hohen Anteil von lokaler PV-Eigenerzeugung

ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades eines

Diplom-Ingenieurs

unter der Leitung von

Priv.-Doz. Dipl.-Ing. Dr. Johann Auer

(E370 Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe)

eingereicht an der Technischen Universität Wien

Fakultät für Maschinenwesen und Betriebswissenschaften

von

Martin Schechtner

0825805 (066 473)

Rohrauergasse 10

8680 Spital Mürzzuschlag

Wien, im August 2018

Martin Schechtner



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN

Ich habe zur Kenntnis genommen, dass ich zur Drucklegung meiner Arbeit unter der Bezeichnung

Diplomarbeit

nur mit Bewilligung der Prüfungskommission berechtigt bin.

Ich erkläre zudem an Eides statt, dass ich meine Diplomarbeit nach den anerkannten Grundsätzen für wissenschaftliche Abhandlungen selbstständig ausgeführt habe und alle verwendeten Hilfsmittel, insbesondere die zugrunde gelegte Literatur, genannt habe.

Darüber hinaus erkläre ich, dass ich dieses Diplomarbeitsthema bisher weder im In- noch im Ausland (einer Beurteilerin / einem Beurteiler zur Begutachtung) in irgendeiner Form als Prüfungsarbeit vorgelegt habe und dass diese Arbeit mit der vom Begutachter beurteilten Arbeit übereinstimmt.

Wien, im August 2018

Martin Schechtner

Danksagung

Meinen beiden Betreuern, Hans Auer und Fabian Moisl, möchte ich besonders danken für die gut geführten hilfreichen und klärenden Diskussionen und ihre Geduld bei der Betreuung meiner Diplomarbeit.

Kurzfassung

Die zunehmende Errichtung von Photovoltaik(PV)-Überschusseinspeiseanlagen stellt für den Verteilnetzbetreiber eine zunehmende Herausforderung dar, während auf gesellschaftlicher und politischer Ebene der Ausbau der Photovoltaik in steigender Geschwindigkeit voranschreitet. Durch stark gesunkene Anlagenkosten wird die Errichtung einer PV-Anlage in immer mehr Anwendungsfällen wirtschaftlich. Durch die letzte Änderung des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes werden die Errichtung und der Betrieb einer gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage ermöglicht, wodurch ein weiterer Teil der österreichischen Bevölkerung selbst erzeugten PV-Strom nutzen kann. In dieser Diplomarbeit wurde ein Modell entwickelt, um die Situation eines PV-Nutzers und eines Verteilnetzbetreibers gleichzeitig zu betrachten. Die PV-Anlagenkosten werden mit einer Annuitätenmethode ermittelt, der wirtschaftliche Nutzen der PV-Anlage wird im Eigenverbrauch und dem Verkauf des Überschussstroms modelliert. Im ersten Schritt wird die optimale PV-Anlagengröße bzw. der optimale Autarkiegrad für einen Haushaltskunden mit bekanntem Jahresstromverbrauch ermittelt, um im zweiten Schritt die aus dem Eigenverbrauch resultierende Umsatzeinbuße des Verteilnetzbetreibers zu bestimmen. Die gesunkenen Netznutzungsentgelte stehen nahezu unveränderten Kosten des Verteilnetzbetreibers gegenüber. Um den Versorgungsauftrag erfüllen zu können, werden die Netzgebühren im Rahmen der gesetzlichen Möglichkeiten steigen, was wiederum Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage hat. Da der PV-Anlagenbetreiber keine Entscheidungsgewalt über das Netznutzungsentgelt hat, wurde das Modell als Stackelberg-Optimierung aufgesetzt mit dem Verteilnetzbetreiber bzw. dem Regulator als Stackelberg-Leader und dem PV-Anlagennutzer als Stackelberg-Follower. Die Ergebnisse und die Sensitivitätsanalyse zeigen, dass der wirtschaftliche Betrieb einer PV-Anlage bei der Umsetzung von Netznutzungsentgelten mit 100 % Leistungsanteil bei den getroffenen Annahmen nicht möglich ist und somit den Ausbauzielen im Photovoltaikbereich entgegenwirkt. Bei einer weiteren Senkung der PV-Errichtungskosten bzw. einem Steigen des Börsenstrompreises werden die Errichtung und der Betrieb einer PV-Anlage über einen größeren Bereich wirtschaftlicher, somit gibt es eine nicht triviale Lösung für den optimalen Autarkiegrad auch bei einem Leistungsanteil der Netzentgelte von 100 %. Falls die Erhöhung des Leistungsanteils in den Netzentgelten vom Regulator gewünscht ist, so sollten Änderungen in den Netzgebühren graduell und unter Berücksichtigung der aktuellen Situation am Strom- und PV-Markt sowie sozialen, lokalen und energiesparenden Faktoren erfolgen, da ansonsten eine unerwünschte Verlangsamung im PV-Ausbau erfolgen kann.

Abstract

The increasing pace of installations in solar photovoltaic (PV) systems is getting more and more a challenge for the distribution system operator (DSO). At the same time, an increasing share of renewables is desired in politics and society. PV systems are getting cheaper, therefore the installation of a PV system is getting economic feasible in more and more business cases.

In Austria, the last change in the law for the electric system and the organization of the electric system (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz) made it possible to share the power output of a solar system amongst local users in a multi-party building. This law is expected to increase the share of local use of solar PV significantly and brings clean energy to more people in Austria. On the other hand, the DSO makes most of its revenue from electricity consumption on an energy basis. The local use of solar energy reduces the annual consumption from the grid and therefore reduces the revenue of the DSO while the costs are basically the same.

A model was designed in this master thesis to observe the economic situation of the DSO and the solar power user simultaneously. The costs of the PV system were annualized the benefits from it where modelled from the reduction of grid electricity and the feed-in of excess power. In a first step, the optimal nominal power of the PV system is calculated given the annual energy consumption. In a second step, the revenue loss for the DSO is calculated. The DSO has a natural monopoly, therefore his actions are under strict regulations. If the revenue is not sufficient to handle all costs to serve the wanted grid stability, the grid fees will be increased. The increased grid fees have an influence on the profitability of the PV owner and therefore a potential PV owner will have a different optimal PV nominal power output. As the PV owner has no influence about the grid fees, the model contains a Stackelberg optimization with the DSO as Stackelberg leader and the PV owner as Stackelberg follower. If the grid fees would consist out of 100 % power costs, meaning that there are now savings of the grid fees during the consumption of PV power, there would be no profitability for the PV owner. The biggest impact for profitability are in the size of the PV system, the costs of electricity, the costs for the PV system, the annual and hourly energy consumption, subsidies and the desired interest rate of the investor. Changes in the grid fees should not only consider the situation of the PV owner but should also consider social and energy efficiency aspects as well as the topology of the DSO.

Nomenklatur / verwendete Formeln

<u>Optimierungsvariablen</u>	
x	Autarkiegrad
C_{var}^{Netz}	Arbeitspreis, variable Kosten des Verteilnetzbetreibers
<u>Parameter</u>	
E_{Gesamt}	jährlicher Gesamtstrombedarf
$C_{fix}^{Energie}$	fixe Kosten des Energielieferanten
$C_{var}^{Energie}$	Arbeitspreis des Energielieferanten
C_{fix}^{Netz}	Leistungspreis, fixe Kosten des Verteilnetzbetreibers, nur initial ein Parameter
C_{var}^{Netz}	Arbeitspreis, variable Kosten des Verteilnetzbetreibers, nur initial ein Parameter
$C_{fix}^{Abgaben}$	fixe Abgaben: Ökostrompauschale und KWK-Pauschale
$C_{var}^{Abgaben}$	variable Abgaben: E-Abgabe und Ökostromförderbeitrag
$Gebrauchsabgabe$	Gebrauchsabgabe
$C_{P_{min}}$	spezifische Investitionskosten der PV-Anlage bei einer Leistung von P_{min}
P_{min}	Minimalleistung, entspricht Steckdosenmodul
$C_{P_{max}}$	spezifische Investitionskosten der PV-Anlage bei einer Leistung von P_{max}
P_{max}	Maximalleistung für Preisbildung
s_3	Skalierungsfaktor für Kostenfunktion PV-Anlage
i	Kalkulationszinssatz
n	kalkulierte Lebensdauer
$f_{Betrieb}$	laufende Betriebskosten für Wartung und Instandhaltung sowie Versicherungsprämien als Anteil der Investitionskosten
y_{spez}	spezifische Erträge der PV-Anlage pro Jahr
r_{PV}	Preis für den gelieferten Überschussstrom

z	Durchdringungsgrad an PV-Überschussanlagen des Verteilnetzbetreibers
<u>Errechnete Größen</u>	
$x (P_{PV})$	Zusammenhang Autarkiegrad PV-Leistung als Vektor
$C_{Gesamt}^{ohne PV}$	Gesamtkosten eines Netznutzers ohne PV-Anlage
C_{fix}	fixe Gesamtkosten eines Netznutzers
C_{var}	variable Gesamtkosten eines Netznutzers
C_{PV}	Gesamtkosten einer PV-Anlage als Annuität
ANF	Annuitätenfaktor
R_{PV}	Erträge aus Überschusseinspeisung
C_{Gesamt}	Gesamtkosten eines Netznutzers mit PV-Anlage
R_{Netz}	spezifischer Umsatz des Verteilnetzbetreibers je Netzkunde
Δ_{Netz}	Unterschied der Netzkosten zwischen Netznutzer mit und ohne PV-Anlage
C_{PV}^{spez}	spezifische Investitionskosten PV-Anlage

Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung.....	1
2.	State of the Art.....	3
2.1.	PV-Nutzer.....	3
2.2.	Netz.....	4
3.	Methode und Modell.....	6
3.1.	Einleitung Flussdiagramm.....	7
3.2.	Analytischer Ansatz und Formeln.....	8
3.3.	Umsetzung.....	15
3.4.	Skalierung des Modells, Daten und Annahmen.....	16
4.	Ergebnisse.....	18
4.1.	PV-Nutzer.....	18
4.2.	Regulator.....	22
5.	Diskussion und Sensitivitäten.....	26
5.1.	Variation Zinssatz.....	26
5.2.	Variationen Strompreis.....	27
5.3.	Variation Einspeisetarif.....	29
5.4.	Variation Errichtungskosten.....	31
5.5.	Variation Photovoltaikdurchdringung z.....	34
6.	Schlussfolgerungen.....	37
7.	Literaturverzeichnis.....	41

1. Einleitung

Der Ausbau der Photovoltaik (PV) erfolgte in den letzten zwei Jahrzehnten international in einer hohen Geschwindigkeit, die von vielen Beteiligten nicht vorausgesehen wurde. Durch den Zubau in energiewirtschaftlich relevantem Maßstab ergeben sich viele Fragen bezüglich des Zusammenspiels zwischen PV-Anlagen und Stromnetzen. So werden aus bisher ausschließlichen Stromverbrauchern auch Stromerzeuger, sogenannte Prosumer, die Energie wieder in die Verteilnetze einspeisen und einen Teil ihres Strombedarfes selbst decken können. Falls die Kostendegression der PV-Technologie weiter voranschreitet bzw. andere wesentliche Einflussfaktoren sich stark ändern, kann der bisher schon signifikante Ausbau der Photovoltaik sich noch zunehmend beschleunigen. Der Verteilnetzbetreiber stellt ein natürliches Monopol dar, daher wird sein Handeln in einem strengen regulatorischen Rahmen von der öffentlichen Hand beaufsichtigt. Da ein Großteil der Umsätze des Verteilnetzbetreibers auf Netzebene 7 vom Energieverbrauch abhängig ist, kann der PV-Eigenverbrauch für wirtschaftliche Probleme beim Verteilnetzbetreiber sorgen. Da sowohl der Ausbau der erneuerbaren Energien, als auch die stabile und sichere Versorgung mit elektrischer Energie durch den Verteilnetzbetreiber gesamtgesellschaftlich von großem Interesse ist, ist die Relevanz für eine detaillierte Untersuchung des Zusammenspiels dieser Akteure hoch.

Ziel der Arbeit ist es zu erörtern, ob ein Verhältnis zwischen Arbeits- und Leistungspreis existiert, das ein Pareto-Optimum darstellt und somit den wirtschaftlichen Betrieb von Verteilnetzen und PV-Anlagen gleichermaßen bestmöglich sicherstellt. Dazu sollen die folgenden Forschungsfragen beantwortet werden: Wie beeinflussen sich die PV-Anlagenbetreiber und die Verteilnetzbetreiber gegenseitig? Wie groß ist der wirtschaftliche Nutzen durch die Errichtung und den Betrieb einer PV-Anlage? Welche Auswirkungen hat die beabsichtigte Erhöhung des Leistungspreises auf die Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage?

Für die Fragestellung wurde ein Modell entwickelt, das beide Akteure berücksichtigt. Für den PV-Anlagenbetreiber wird ein Gesamtkostenansatz mit einer Annuitätenmethode gewählt. Der PV-Anlagenbetreiber wird als repräsentativer Stellvertreter für alle (potentiellen) PV-Anlagenbetreiber modelliert. Für die Modellierung der Umsatzeinbußen des Verteilnetzbetreibers durch PV-Überschusseinspeiser wird die Höhe der Umsatzeinbuße über die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage ermittelt. Das Modell ist als OPcOP (Optimization Problem Constrained by Other Optimization Problems) aufgesetzt und kann auch als Stackelberg-Modell verstanden werden, bei dem der Regulator über die Bestimmung der Netzentgelte die Rolle des Stackelberg-Leaders

innehat und der PV-Anlagenbetreiber vor der Investitionsentscheidung als Stackelberg-Follower zu sehen ist.

Das Modell kann mit einer Verteilung an Netznutzern ergänzt werden, da der Jahresstrombedarf einen erheblichen Einfluss auf das gesamte Modell hat. Im Rahmen dieser Diplomarbeit wurde ein Verteilnetzbetreiber gewählt. Eine Verteilung der Leistungs- und Arbeitspreise der unterschiedlichen Verteilnetzbetreiber würde das Modell verfeinern. Die Ergebnisse aus einer detaillierteren Darstellung der unterschiedlichen Netznutzer und Verteilnetze bilden eine gute Grundlage für die laufende Anpassung der Netzentgelte und schaffen ein Bewusstsein für die Konsequenzen, die sich bei einer Entscheidung für einen bestimmten Leistungs- und Arbeitspreis ergeben.

2. State of the Art

2.1. PV-Nutzer

Der Preis von PV-Anlagenkomponenten ist durch deutliche Skaleneffekte stetig gesunken. Seit 2010 haben sich die Anlagenpreise im Schnitt um 70 % reduziert (Verbund 2017).¹ Da die Anlagenerrichtungskosten einen deutlichen Effekt auf die Stromgestehungskosten des PV-Anlagennutzers haben, gibt es immer mehr Anwendungsfälle, in denen die Errichtung einer PV-Anlage wirtschaftlich ist. Diese Kostenreduktion spiegelt sich auch in immer weiter sinkenden Einspeisevergütungen lt. Ökostromgesetz bzw. dem deutschen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) wider.

Für Überschusseinspeiser gilt, dass die Wirtschaftlichkeit umso höher ist, je höher der Eigenverbrauchsanteil ist. Für den Eigenverbrauch fallen netzseitig keine Arbeitspreise und Netzverlustentgelte an. Abgabenseitig fällt kein Ökostromförderbeitrag und bis zur Bagatellgrenze auch keine E-Abgabe an. Somit spart der PV-Anlagennutzer auf Netzebene 7 derzeit Netzgebühren, Steuern und Abgaben in Höhe des ca. 1,5-Fachen des reinen Börsenmarktpreises für Energie. Oft werden PV-Anlagen im Haushaltsbereich aufgrund der Förderregimes deutlich größer gebaut, als für einen optimalen Eigenverbrauch sinnvoll wäre. Je größer eine PV-Anlage ist, umso niedriger ist der Eigenverbrauchsgrad, aber umso größer der Autarkiegrad. Durch die Nachrüstung eines Speichers könnte mittelfristig der Eigenverbrauchsgrad dieser zu großen Anlagen deutlich steigen. Aktuell ist aber die Errichtung eines Speichers wirtschaftlich selten sinnvoll (Fina 2017).²

Durch die letzte Änderung des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes (EIWOG) wurde die rechtliche Möglichkeit einer gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage geschaffen, worunter auch PV-Anlagen fallen (BG-Blatt 2017_I_108)³. Dadurch können sich z. B.: Mehrfamilienhäuser und Gewerbeparks den erzeugten Strom einer PV-Anlage aufteilen. Diese Anlagen weisen in der Regel einen hohen Eigenverbrauchsanteil auf. Dieser wirtschaftliche Vorteil wird aber durch den höheren Verwal-

¹ Verbund Power Facts Dezember 2017, S. 2.

² Vgl. [1], S. 61–62.

³ Bundesgesetzblatt I – Ausgegeben am 26. Juli 2017 – Nr. 108, § 16a, S. 14–15.

tungsaufwand in der Abrechnung und durch die Beteiligung vieler Teilnehmer geschmälert.

2.2. Netz

Durch den kontinuierlichen Ausbau der Photovoltaik in Österreich konnte im Jahr 2016 die Marke von 1 GW_p installierter PV-Leistung überschritten werden (BMVIT 2017)⁴ Durch den zunehmenden Eigenverbrauch reduzieren sich die Erlöse des Verteilnetzbetreibers. Der PV-Eigenverbrauch ist erlösseitig mit einer Reduktion des Strombedarfes gleichzusetzen. Diese entgangenen Erlöse führen in der nächsten Regulierungsperiode zu höheren Netzentgelten für alle anderen Netznutzer und werden unter dem Schlagwort der Entsolidarisierung von vielen Seiten als nicht verursachergerecht diskutiert.

Der Arbeitspreisanteil an den Gesamterlösen auf Netzebene 7 liegt bei einem Haushaltskunden zwischen 60–80 % bei einem Stromverbrauch von 2.200 bis 4.500 kWh abhängig vom Netzbetreiber (E-Control, Tarifikalkulator 2018).⁵ Dieser Anteil soll sich in Richtung höherer Leistungspreise verändern und wird unter anderem mit der Kostenstruktur und PV-Eigenverbrauchsanlagen begründet. In der Diskussion und Entscheidung über Netzentgelte dürfen folgende Aspekte nicht außer Acht gelassen werden:

- die soziale Komponente – so verwenden Haushalte mit niedrigem Einkommen einen überproportionalen Anteil des Haushaltseinkommens für Strom im Vergleich zu Haushalten mit Medianeinkommen (Statistik_Austria 2017)⁶
- der Anreiz zu Effizienzmaßnahmen (Agora 2018)⁷

⁴ Vgl. BMVIT, Biermayr et al. Innovative Energietechnologien in Österreich Marktentwicklung 2016. Wien: BMVIT, 2017, S. 13.

⁵ Vgl. E-Control Tarifikalkulator: abgerufen am 06.05.2018 für die PLZ 1030 und 8680.

⁶ Vgl. Statistik Austria, 2017, Haushaltsenergie und Einkommen mit besonderem Fokus auf Energiearmut, S. 57.

⁷ Vgl. Agora Energiewende, Pressemitteilung vom 12.01.2018, S. 1–2.

- die Berücksichtigung unterschiedlicher Strukturen z. B.: urbaner und ruraler Raum, in Österreich gibt es 122 Verteilnetzbetreiber, (Stromliste 2018)⁸ davon haben 38 Verteilnetzbetreiber eine Abgabemenge > 50 GWh (E-Control Konsultationspapier 2013)⁹

In Deutschland sind aktuell PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von mehr als 41 GW_p installiert. Allein im Bundesland Bayern mit einer Bevölkerung von rund 12,5 Mio. Einwohnern ist die Photovoltaik mit über 11 GW_p ausgebaut (Bayerische_Staatsregierung 2018).¹⁰ Insgesamt weist Deutschland einen deutlich höheren Anteil an volatiler Stromerzeugung als Österreich auf. Für die Diskussion über Netzgebühren in Österreich ist ein Blick über die Landesgrenze sinnvoll, weil manche Effekte erst mit einem verstärkten Ausbau der Photovoltaik bemerkbar werden. So ist in einem Vergleich der Netzentgelte deutlich bemerkbar, dass in ruralen Gebieten mit einem starken Ausbau an erneuerbarer Stromproduktion und einer niedrigen Bevölkerungsdichte die Netzentgelte deutlich höher sind als in urbanen Gebieten (Jahn 2016)¹¹. Da die Energiewende als gesamtnationale Anstrengung verstanden wird, schlägt Agora Energiewende die Gestaltung von deutschlandweit einheitlichen Netzgebühren vor. So kann über die Gestaltung der Netzgebühren auch Standortpolitik, z. B. für die industrielle Produktion, betrieben werden. Bei manchen Verteilnetzbetreibern in Deutschland sind die Netzgebühren abhängig von der Anzahl der Volllaststunden im Strombezug, was insgesamt zu relativ niedrigen Netzgebühren für konstanten Leistungsbezug führt.

⁸ Vgl. Stromliste <https://stromliste.at/verzeichnis> abgerufen am 06.05.2018. Verzeichnis aller Verteilnetzbetreiber.

⁹ Vgl. E-Control Zweites Konsultationspapier 2013, S. 107.

¹⁰ Energieatlas Bayern, 2018, S. 1.

¹¹ Vgl. Jahn 2016, Entwicklung der Strom Netzentgelte 2017: Die regionalen Unterschiede nehmen zu. Abbildung 1, S. 2.

3. Methode und Modell

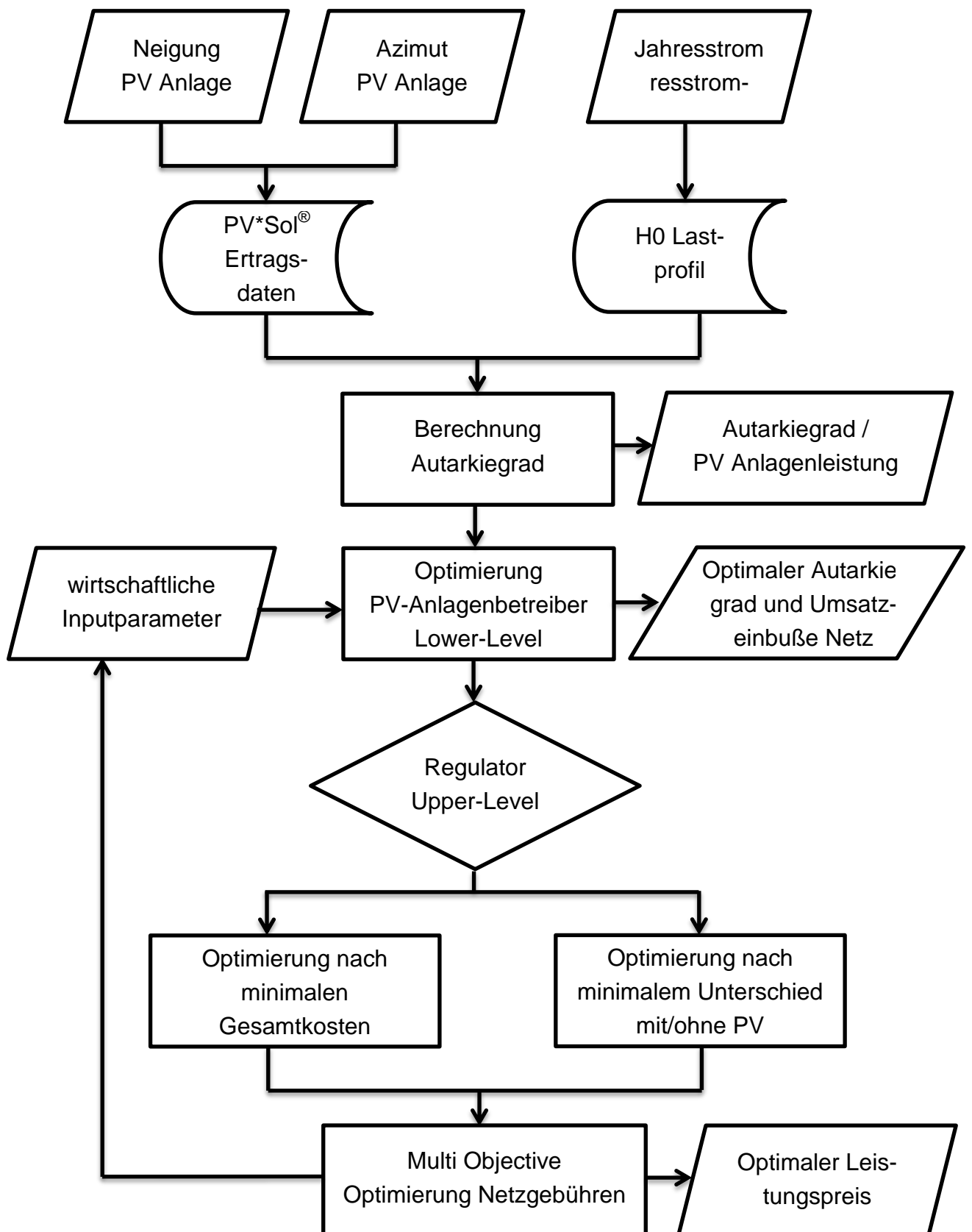
Das Modell wird im Rahmen dieser Diplomarbeit als Optimierungsproblem beschränkt von einem weiteren Optimierungsproblem formuliert. In der Fachliteratur wird dies auf Englisch als OPcOP abgekürzt (Optimization Problem Constrained by Other Optimization Problems) (Gabriel 2013).¹²

Als Lower-Level-Problem wird die Frage der wirtschaftlich optimalen Anlagengröße für einen Hausbesitzer mit einem H0-Lastprofil und bekanntem Jahresstromverbrauch formuliert. So wurde aus der Vielzahl an Möglichkeiten für die Installation einer PV-Anlage wie der Variation im Azimut und der Dachneigung, der verwendeten Zelltechnologie, der Dacheindeckung und der daraus resultierenden Art der Unterkonstruktion sowie der Art der Verkabelung und der Wahl des Wechselrichters versucht, eine repräsentative Art für die Gesamtheit zu wählen.

Als Upper-Level-Problem wird ein Teilaspekt des Regulators modelliert. Da der Verteilnetzbetreiber über ein natürliches Monopol verfügt, ist der Regulator für die Bestimmung der Netzentgelte zuständig. Bei den Netzentgelten gilt es, eine Vielzahl an unterschiedlichen Interessen abzuwägen und einen für alle Beteiligten tragbaren Mittelweg zu finden. In Rahmen dieser Diplomarbeit wird eine Optimierung nach zwei Aspekten durchgeführt. Zum einen sollen die Gesamtkosten für alle Netznutzer möglichst gering sein. Zum anderen soll im Sinne einer verursachergerechten Verteilung der Netzkosten der Unterschied der jährlichen Netzkosten zwischen einem Netznutzer mit PV-Anlage und einem Netznutzer ohne PV-Anlage möglichst gering sein.

¹² Vgl. Gabriel, Steven A. Complementarity Modeling in Energy Markets. Springer, 2013 S. 221 ff.

3.1. Flussdiagramm



3.2. Analytischer Ansatz und Formeln

Die jährlichen Stromkosten eines Netznutzers setzen sich aus den Energiekosten, den Netzkosten sowie den Steuern und Abgaben zusammen. Alle drei Komponenten enthalten fixe Bestandteile, d. h. vom Stromverbrauch unabhängige Kosten, und variable Bestandteile. Die fixen Bestandteile der Netzkosten werden auch als Leistungspreis und die variablen Bestandteile der Netzkosten als Arbeitspreis bezeichnet. Alle Berechnungen erfolgen ohne Mehrwertsteuer.

$$C_{Gesamt}^{ohne PV} = C_{fix} + C_{var} \cdot E_{Gesamt} \quad 1$$

$$C_{fix} = (C_{fix}^{Energie} + C_{fix}^{Netz}) \cdot (1 + \text{Gebrauchsabgabe}) + C_{fix}^{Abgaben} \quad 2$$

$$C_{var} = (C_{var}^{Energie} + C_{var}^{Netz}) \cdot (1 + \text{Gebrauchsabgabe}) + C_{var}^{Abgaben} \quad 3$$

$C_{Gesamt}^{ohne PV}$	jährliche Gesamtkosten ohne PV-Anlage [€/Jahr]
C_{fix}	fixe Kosten für einen Netznutzer auf Netzebene 7 [€/Jahr]
C_{var}	energieverbrauchsabhängige Kosten [€/kWh]
E_{Gesamt}	gesamter Energieverbrauch [kWh/Jahr]
$C_{fix}^{Energie}$	fixe Kosten des Energieversorgers [€/Jahr]
C_{fix}^{Netz}	Leistungspreis, fixe Kosten des Verteilnetzbetreibers [€/Jahr]
<i>Gebrauchsabgabe</i>	Gebrauchsabgabe für Energie und Netzkosten [-]
$C_{fix}^{Abgaben}$	Summe der fixen Steuern und Abgaben [€/Jahr]
$C_{var}^{Energie}$	Energiepreis, variable Kosten des Energieversorgers [€/kWh]
C_{var}^{Netz}	Arbeitspreis, variable Kosten des Verteilnetzbetreibers [€/kWh] als Summe vom Netzentgelt und Netzverlustentgelt

$C_{var}^{Abgaben}$

Summe der variablen Steuern und Abgaben [€/kWh]

Für die Modellierung der PV-Anlagenkosten wird ein linearer Kostenansatz mit fixem Bestandteil gewählt. Zum Vergleich mit den jährlichen Stromkosten wird die Investition mit einem Annuitätenfaktor und laufenden Betriebskosten in eine Annuität umgerechnet. Eine Degradation der PV-Anlage wird vernachlässigt. Die jährlichen Kosten einer PV-Anlage in Abhängigkeit von der installierten Leistung ergeben somit:

$$C_{PV}(P_{PV}) = (C_{fix}^{PV} + C_{var}^{PV} \cdot P_{PV}) * \left(\frac{(1+i)^n * i}{(1+i)^n - 1} + f_{Betrieb} \right) . \quad 4$$

$C_{PV}(P_{PV})$ Annuität der PV-Anlage [€/Jahr] in Abhängigkeit von der Anlagenleistung P_{PV} [kW_p]

C_{fix}^{PV} fixe Kosten einer PV-Anlage (Anfahrt, Sicherung, etc.) [€]

C_{var}^{PV} variable Kosten einer PV-Anlage [€/kW_p]

i Kalkulationszinssatz [%]

n kalkulierte Lebensdauer [Jahre]

$f_{Betrieb}$ laufende Betriebskosten für Wartung und Instandhaltung sowie Versicherungsprämien als Anteil der Investitionskosten [%/Jahr]

Der Autarkiegrad x , der sich durch die Nutzung von selbst erzeugten und verbrauchten PV-Stroms $E_{Eigenverbrauch}^{PV}$ (in kWh) ergibt, ist im Wesentlichen abhängig von der PV-Anlagengröße, der Ausrichtung, dem Standort und dem Lastprofil und definiert als

$$x = \frac{E_{Eigenverbrauch}^{PV}}{E_{Gesamt}} . \quad 5$$

Im Modell wird eine Batterie nicht berücksichtigt, weil es aus wirtschaftlicher Sicht derzeit sehr schwierig ist, eine Batterie sinnvoll unterzubringen (Fina 2017).¹³ Der Zusammenhang zwischen Autarkiegrad und dafür notwendiger PV-Leistung wird modelliert mit

$$P_{PV} = s_1 \cdot e^{s_2 \cdot x} . \quad \mathbf{6}$$

x	Autarkiegrad [-]
s_1	Skalierungsfaktor [kW _p]
s_2	Skalierungsfaktor [-] in Abhängigkeit von Ausrichtung und Lastprofil

Im Folgenden wird der Annuitätenfaktor ANF verwendet:

$$ANF = \frac{(1+i)^n \cdot i}{(1+i)^n - 1} + f_{Betrieb} . \quad \mathbf{7}$$

Somit ergeben sich jährliche Kosten einer PV-Anlage unter Verwendung von in Abhängigkeit vom Autarkiegrad zu

$$C_{PV}(x) = ANF \cdot (C_{fix}^{PV} + C_{var}^{PV} \cdot s_1 \cdot e^{s_2 \cdot x}) . \quad \mathbf{8}$$

Ein Netznutzer, der sich zur Errichtung einer PV-Anlage als Überschusseinspeiser entschließt, spart auf der einen Seite Strom aus dem Netzbezug und auf der anderen Seite kann er den Überschussstrom verkaufen. Im Falle einer Förderung nach Ökostromgesetz wird der Überschussstrom zu einem auf 13 Jahre garantierten Einspeisetarif vergütet und zusätzlich wird ein einmaliger Investitionszuschuss gewährt. Wenn die PV-Anlage kleiner als 5 kW_p ist, gibt es nach aktuellem Stand in Österreich keine Einspeisevergütung, sondern nur einen einmaligen Investitionszuschuss. Im Rahmen dieses Modells werden keine Förderungen berücksichtigt, um keine Verzerrungen in der Wirtschaftlichkeit zu erhalten.

¹³ Vgl. Fina. Wirtschaftlichkeitsbewertung von Photovoltaikanlagen im mehrgeschossigen Wohnbau. S. 43.

Die Erträge aus der Überschusseinspeisung werden berechnet zu

$$R_{PV}(P_{PV}) = (y_{spez} \cdot P_{PV} - x \cdot E_{Gesamt}) \cdot r_{PV} \quad 9$$

$R_{PV}(P_{PV})$	jährliche Umsätze aus der Überschusseinspeisung [€/Jahr]
y_{spez}	spezifische Erträge der PV-Anlage [kWh/(kW _p * Jahr)]
r_{PV}	Preis für den gelieferten Überschussstrom [€/kWh]

Durch Zusammenführung der Netzbezugskosten, der Umsätze aus der Überschusseinspeisung und der Kosten der PV-Anlage (Gleichungen 1, 8 und 9) und das Ersetzen der PV-Anlagenleistung mit dem Autarkiegrad ergeben sich somit die jährlichen Gesamtkosten für einen Netznutzer mit PV-Anlage zu

$$C_{Gesamt}(x) = C_{fix} + C_{var} \cdot (1 - x) \cdot E_{Gesamt} - (y_{spez} \cdot s_1 \cdot e^{s_2 \cdot x} - x \cdot E_{Gesamt}) \cdot r_{PV} + ANF \cdot (C_{fix}^{PV} + C_{var}^{PV} \cdot s_1 \cdot e^{s_2 \cdot x}) \quad 10$$

Gleichung 10 stellt die zu minimierende Zielfunktion des Lower-Level-Problems dar. Das Minimum der Gesamtkosten des Netznutzers mit PV-Anlage ist mit einem bestimmten Autarkiegrad x respektive mit einer bestimmten PV-Anlagengröße verknüpft. Darüber sind der verminderte Netzbezug und somit auch die Umsatzeinbußen der Verteilnetzbetreiber direkt ablesbar. Im Rahmen des Modells wird davon ausgegangen, dass der Durchschnitt aller PV-Anlagen auf Netzebene 7 im Gebiet des Verteilnetzbetreibers dem optimalen Deckungsgrad aus dem Lower-Level-Problem entspricht. Für die Modellierung der gesamten Umsatzeinbußen wird eine Größe für den Anteil der PV-Netznutzer im Verhältnis zu allen Netznutzern z eingeführt.

$$z = \frac{\text{Anzahl der Netzanschlüsse mit PV - Anlage}}{\text{Gesamtzahl der Netzanschlüsse}}$$

Der spezifische Umsatz je Netzkunde R_{Netz} für den Verteilnetzbetreiber ergibt sich somit zu

$$R_{\text{Netz}} = C_{\text{fix}}^{\text{Netz}} + \overbrace{(C_{\text{var}}^{\text{Netz}} \cdot E_{\text{Gesamt}} \cdot (1 - x)) * z}^{\text{Netzanschlüsse mit PV-Anlage}} + \overbrace{C_{\text{var}}^{\text{Netz}} \cdot E_{\text{Gesamt}} \cdot (1 - z)}^{\text{Netzanschlüsse ohne PV-Anlage}}$$

$$R_{\text{Netz}} = C_{\text{fix}}^{\text{Netz}} + C_{\text{var}}^{\text{Netz}} \cdot E_{\text{Gesamt}} \cdot (1 - xz) \quad \mathbf{11}$$

Gleichung 11 stellt die Umsatzeinbuße des Verteilnetzbetreibers dar. Eine Zielfunktion des Regulators ist die Minimierung der Gesamtkosten für alle Netzkunden. Im Modell soll noch ein weiterer Aspekt abgebildet werden: die Minimierung des Unterschieds der Netzkosten zwischen einem Netznutzer mit und ohne PV-Anlage.

$$\Delta_{\text{Netz}} = \overbrace{(C_{\text{fix}}^{\text{Netz}} + C_{\text{var}}^{\text{Netz}} \cdot E_{\text{Gesamt}})}^{\text{Netzanschlüsse ohne PV-Anlage}} - \overbrace{(C_{\text{fix}}^{\text{Netz}} + C_{\text{var}}^{\text{Netz}} \cdot E_{\text{Gesamt}} * (1 - x))}^{\text{Netzanschlüsse mit PV-Anlage}}$$

$$\Delta_{\text{Netz}} = C_{\text{var}}^{\text{Netz}} \cdot E_{\text{Gesamt}} \cdot x \quad \mathbf{12}$$

Gleichung 12 zeigt, dass eine absolute Gleichstellung nur möglich ist, wenn der Arbeitspreis Null ist, bzw. eine Form von Sondernetzentgelt für PV-Anlagen eingehoben wird. Somit stellt Gleichung 12 den zweiten Aspekt der Multi-Objective-Optimierung für das Upper-Level-Problem dar.

Für die Berechnung des Upper-Level-Problems wird angenommen, dass der Autarkiegrad x , der Durchdringungsgrad z und der Gesamtverbrauch E_{Gesamt} konstant sind und der Regulator über das Verhältnis zwischen Leistungs- und Arbeitsanteil entscheiden kann. Der Gesamtumsatz des Verteilnetzbetreibers soll dabei konstant bleiben. Somit lassen sich Upper- und Lower-Level-Problem wie folgt zusammenfassen:

Upper-Level-Problem:*Minimize*_{{ C_{var}^{Netz} }}

$$f(C_{var}^{Netz}) = \chi [z \cdot C_{Gesamt}(x = x^*) + (1 - z) \cdot C_{Gesamt}(x = 0)] + (1 - \chi) [\Delta_{Netz}]$$

13

s.t.

$$R_{Netz}(x = 0) = R_{Netz}(x = x^*)$$

14 x^* optimaler Deckungsgrad aus Lower-Level-Problem [-] $f(C_{var}^{Netz}) =$ Zielfunktion des Upper-Level-Problems [€/Jahr]

Lower-Level-Problem:

*Minimize*_{x}

$$f^1(x) = C_{Gesamt}(x)$$

$$f^1(x) = C_{fix} + C_{var} \cdot (1 - x) \cdot E_{Gesamt} - r_{PV} \cdot (y_{spez} \cdot s_1 \cdot e^{s_2 \cdot x} - x \cdot E_{Gesamt}) + ANF \cdot (C_{fix}^{PV} + C_{var}^{PV} \cdot s_1 \cdot e^{s_2 \cdot x}) \quad 15$$

s.t.

$$0 \leq x \leq 0,6$$

$f^1(x)$ Zielfunktion des Lower-Level-Problems [€/Jahr]

$f^1(x)$ vereinfacht und Konstanten zusammengezogen

$$f^1(x) = k_1 - k_2 \cdot x + k_3 \cdot e^{s_2 \cdot x} \quad 16$$

$$k_1 = C_{fix} + C_{var} \cdot E_{Gesamt} + ANF \cdot C_{fix}^{PV} \quad 17$$

$$k_2 = E_{Gesamt} \cdot (C_{var} - r_{PV}) \quad 18$$

$$k_3 = s_1 \cdot (ANF \cdot C_{var}^{PV} - y_{spez} \cdot r_{PV}) \quad 19$$

Erste Ableitung des Lower-Level-Problems zur Prüfung der Karush-Kuhn-Tucker(KKT)-Bedingungen

$$f^{1'}(x) = -k_2 + k_3 \cdot s_2 \cdot e^{s_2 \cdot x} \quad 20$$

Nullstelle bei

$$x = \frac{\ln\left(\frac{k_2}{k_3 \cdot s_2}\right)}{s_2}$$

3.3. Umsetzung

Für die Erstellung des PV-Erzeugungsprofils wurden im Programm PV*Sol[®] Simulationen für sieben Himmelsrichtungen und sechs Neigungen erstellt und in einer Microsoft-Excel-Arbeitsmappe als Stundenwerte extrahiert. Da bei einer horizontalen Ausrichtung (0°) der Ertrag unabhängig vom Azimut-Winkel ist, wurden insgesamt 36 Erzeugungsprofile generiert. Für die Simulation wurde von einer dachparallelen Montage und Verwendung von polykristallinen Siliziummodulen ausgegangen.

Die 15-Minuten-Werte des H0-Lastprofils (APCS 2018)¹⁴ werden mit den Stundewerten des Erzeugungsprofils unter der Annahme verglichen, dass jeder PV-Stundenwert für alle vier Viertelstunden gleichermaßen gilt. Das H0-Lastprofil wird mit E_{Gesamt} skaliert.

Unter Berücksichtigung aller 35.040 Viertelstundenwerte wird der Autarkiegrad x iterativ unter Variation der PV-Anlagenleistung ermittelt und der Zusammenhang $x(P_{PV})$ mit einer Auflösung von 1 % mit einem Makro ermittelt. Bei dieser Berechnungsart zeigt sich, dass im Gegensatz zur Annahme in Gleichung 6 der Autarkiegrad eine Polstelle bei ca. 53 % hat. Auch die Errichtung einer unendlich großen PV-Anlage würde den Autarkiegrad nicht über diese Polstelle steigern können, weil es in den Stunden mit Tageslicht nicht mehr Verbrauch gibt. Für einen Autarkiegrad von 100 % wäre die Errichtung eines Speichers notwendig. Für das Modell wurde das Erzeugungsprofil mit horizontaler Ausrichtung verwendet, Variationen mit den 35 weiteren Erzeugungsprofilen sind mit geringem Aufwand umsetzbar.

Das Ergebnis $x(P_{PV})$ wird als Vektor mit Ergänzung des spezifischen Ertrages in Matlab eingelesen und für die Berechnung des Lower-Level-Problems verwendet.

In der Umsetzung des analytischen Ansatzes des Modells hat sich herausgestellt, dass der lineare Kostenansatz aus Gleichung 4 bei der Wahl realistischer Fixkosten für PV-Anlagen vor allem im niedrigen Leistungsbereich zu hohen spezifischen Kosten führt. Da für diesen niedrigen Leistungsbereich auch die Möglichkeit besteht, ein sogenanntes Steckdosenmodul (z. B. Simon) zu verwenden und keine Installation durch ein konzessioniertes Elektronunternehmen notwendig ist, wurden die spezifischen Investitionskosten der PV-Anlage mit folgendem Ansatz modelliert:

¹⁴ Vgl. H0-Lastprofil 2017 der Clearing Stelle, <https://www.apcs.at/de/clearing/technisches-clearing/lastprofile> abgerufen am 17.06.2018.

$$C_{PV}^{spez}(P_{PV}) = C_{P_{min}} + (C_{P_{max}} - C_{P_{min}}) \cdot \frac{e^{[-s_3 \cdot (P_{PV} - P_{min})]} - 1}{e^{[-s_3 \cdot (P_{max} - P_{min})]} - 1} \quad 21$$

$C_{PV}^{spez}(P_{PV})$ spezifische Investitionskosten als Funktion der Anlagenleistung [€/kWp]

$C_{P_{min}}$ spezifische Investitionskosten bei der angegebenen Minimalleistung
 P_{min} (in kWp) [€/kWp]

$C_{P_{max}}$ spezifische Investitionskosten bei der angegebenen Maximalleistung
 P_{max} (in kWp) [€/kWp]

s_3 Skalierungsfaktor [-]

Diese Modellierung trägt auch dem Umstand besser Rechnung, dass bei der Errichtung einer PV-Anlage meist Pauschalpreise in Form von spezifischen Kosten pro Leistungseinheit kW_p ausgehandelt werden. Die hier verhandelten Preise sind stark von der Größe und verschiedenen lokalen Bedingungen (Dacheindeckung, Zugangsart, Sicherheitssystem) abhängig.

Nach erfolgter Berechnung des Upper-Level-Problems werden neue Leistungs- und Arbeitspreise des Verteilnetzbetreibers ausgewiesen, die wieder eine Auswirkung auf das Ergebnis des Lower-Level-Problems haben. Die neuen Leistungs- und Arbeitspreise werden in einer Schleife so lange berechnet, bis sich ein Leistungspreis von 100 % bzw. ein Arbeitspreis von 0 % ergibt. Durch die Nebenbedingung in Gleichung 14 sind Arbeits- und Leistungspreis nicht unabhängig voneinander. Die Wahl des Arbeitspreises ergibt analytisch die Höhe des Leistungspreises. Die Ergebnisse werden in Kapitel 4 dargestellt.

3.4. Skalierung des Modells, Daten und Annahmen

Für die Berechnung des Modells wurden folgende Annahmen getroffen:

E_{Gesamt}	3.500 kWh/Jahr	jährlicher Gesamtstrombedarf
$C_{fix}^{Energie}$	15 €/Jahr	fixe Kosten des Energielieferanten
$C_{var}^{Energie}$	5,88 Cent/kWh	Arbeitspreis des Energielieferanten
C_{fix}^{Netz}	56,16 €/Jahr	Leistungspreis, fixe Kosten des Verteilnetzbetreibers

		treibers
C_{var}^{Netz}	4,027 Cent/kWh	Arbeitspreis, variable Kosten des Verteilnetzbetreibers
$C_{fix}^{Abgaben}$	29,63 €/Jahr	fixe Abgaben: Ökostrompauschale und KWK-Pauschale
$C_{var}^{Abgaben}$	2,62173 Cent/kWh	variable Abgaben: E-Abgabe und Ökostromförderbeitrag
Gebrauchsabgabe	6 %	bezogen auf die Nettoenergie- und -netzkosten
$C_{P_{min}}$	2000 €/kWp	spezifische Investitionskosten der PV-Anlage bei einer Leistung von P_{min}
P_{min}	0,15 kWp	Minimalleistung, entspricht Steckdosenmodul
$C_{P_{max}}$	950 €/kWp	spezifische Investitionskosten der PV-Anlage bei einer Leistung von P_{max}
P_{max}	50 kWp	Maximalleistung für Preisbildung
s_3	0,14	Skalierungsfaktor für Kostenfunktion PV-Anlage
i	2 %	Kalkulationszinssatz
n	25 Jahre	kalkulierte Lebensdauer
$f_{Betrieb}$	1 %	laufende Betriebskosten für Wartung und Instandhaltung sowie Versicherungsprämien als Anteil der Investitionskosten
y_{spez}	974 kWh/kW _p	spezifische Erträge der PV-Anlage pro Jahr
r_{PV}	2,5 Cent/kWh	Preis für den gelieferten Überschussstrom
$x (P_{PV})$	0,1 bei 0,36 kW _p 0,2 bei 0,72 kW _p 0,3 bei 1,24 kW _p 0,4 bei 2,54 kW _p 0,5 bei 10,1 kW _p 0,53 bei 48 kW _p	einzelne Punkte des Vektors $x (P_{PV})$
z	0,15	Durchdringungsgrad an PV-Überschussanlagen des Verteilnetzbetreibers

4. Ergebnisse

4.1. PV-Nutzer

Für einen PV-Anlagenbetreiber als Überschusseinspeiser aufgeführt ist die PV-Anlagenleistung in Abhängigkeit vom Autarkiegrad unabhängig von wirtschaftlichen Inputparametern. Die in Kapitel 3.3 beschriebene Polstelle ist aus Abbildung 1 und Abbildung 2 ersichtlich. Die Linearität bis zu einem Autarkiegrad von ca. 25 % bedeutet, dass bis zu einer Anlagenleistung von ca. 1 kW_p der gesamte erzeugte PV-Strom selbst genutzt werden kann. Über diesem Punkt beginnt die Überschusseinspeisung und die PV-Anlage muss stetig erweitert werden, um weitere Stunden im Lastprofil mit PV-Strom zu versorgen bis zu einem Autarkiegrad von ca. 53 %. Darüber hinaus kann der Autarkiegrad nur mit einem Energiespeicher erhöht werden. Sämtliche Ergebnisse gelten für ein H0-Lastprofil, skaliert mit E_{Gesamt} , und können sich von einem real gemessenen Lastprofil stark unterscheiden.

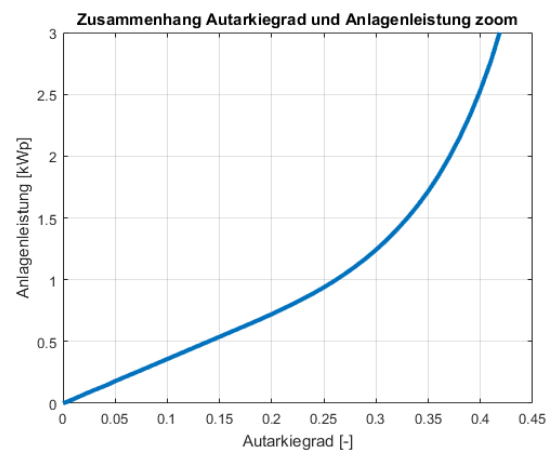
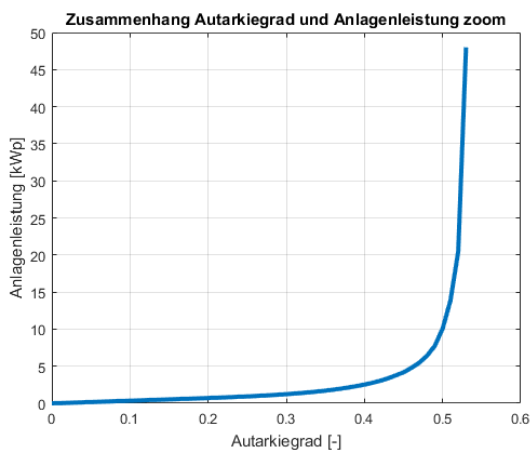


Abbildung 1: Zusammenhang x und $P_{PV}(x)$ Abbildung 2: Zusammenhang x und $P_{PV}(x)$ zoom

In Abbildung 3 ist die verwendete Kostenfunktion dargestellt. Die bis zu einer bestimmten Anlagengröße exponentiell sinkenden spezifischen Errichtungskosten einer PV-Anlage sind dort erkennbar.

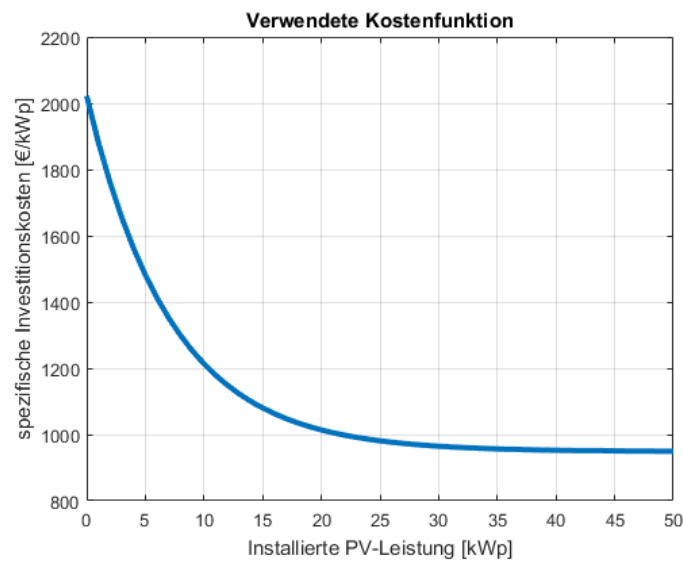


Abbildung 3: Verwendete Kostenfunktion

Ein Vergleich der beiden Kostenansätze zeigt, dass insbesondere bei geringen Leistungen der lineare Kostenansatz von Gleichung 4 zu hohen spezifischen Errichtungskosten führt (siehe Abbildung 4 und Abbildung 7). So kann die Möglichkeit eines sogenannten Balkonmoduls oder Steckdosenmoduls (Kelag 2018)¹⁵ mit einem linearen Kostenansatz nur unzureichend abgebildet werden. Es würde durch die hohen Fixkosten für Planung, Anfahrt, Baustelleneinrichtung etc. zu spezifischen Investkosten von über 8.000,- Euro/kW_p kommen, was deutlich über den aktuellen Marktpreisen für Steckdosenmodule liegt.

¹⁵ Vgl. z. B. Kelag Angebot mit SET – Mein Kraftwerk 580W_p abgerufen am 08.05.2018.

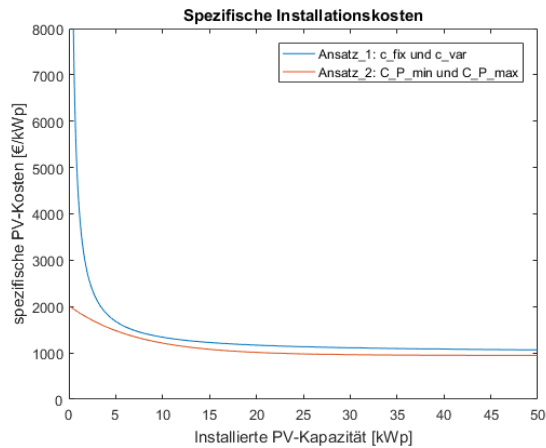


Abbildung 4: Spezifische Investitionskosten für die beiden Kostenansätze

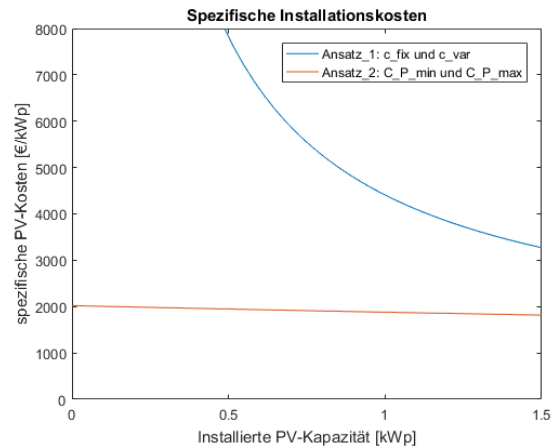


Abbildung 5: Spezifische Investitionskosten für die beiden Kostenansätze bei geringen Leistungen

Bei der Darstellung der Gesamtkosten über die installierte PV-Kapazität gibt es einen deutlichen Bereich von ca. 5–10 kW_p, in dem die Gesamtkosten ungefähr gleich hoch modelliert sind (siehe Abbildung 6). Diese Leistungsgröße ist in Österreich weit verbreitet. Insbesondere für geringe Leistungen bis ca. 1,5 kW_p sind jedoch deutliche Unterschiede sichtbar (siehe Abbildung 7).

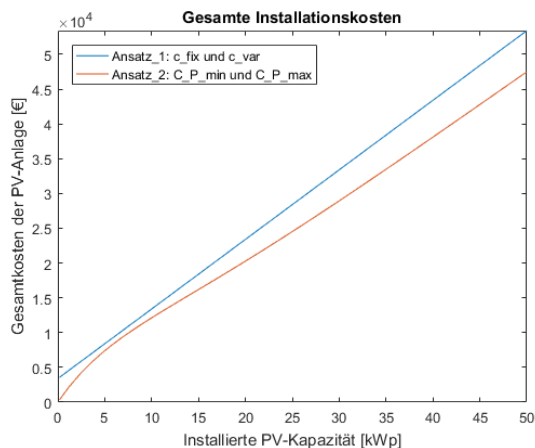


Abbildung 6: Gesamte Investitionskosten für die beiden Kostenansätze

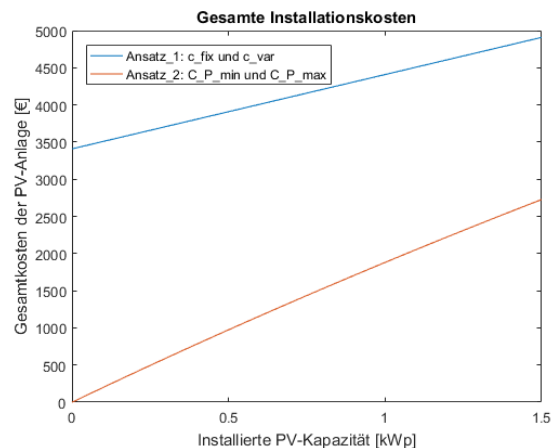


Abbildung 7: Gesamte Investitionskosten für die beiden Kostenansätze bei geringen Leistungen

In Abbildung 8 und Abbildung 9 ist die Zielfunktion aus Gleichung 16 dargestellt. Unter Berücksichtigung der Daten aus Kapitel 3.4 ergibt sich eine maximale Kosteneinsparung bei einem Autarkiegrad von 23 %, was einer PV-Anlagenleistung von weniger als 1 kW_p entspricht. Die in der Regel deutlich größer gebauten PV-Anlagen sind zu einem großen Teil auf die Förderungen zurückzuführen, wie in Kapitel 3.2 beschrieben. So kann ein Einspeisetarif lt. Ökostromgesetz nur für PV-Anlagen, deren Leistung über 5 kW_p liegt, beantragt werden. Es zeigt sich, dass diese Anlagen bei

einem H0-Lastprofil einen deutlichen Überschussanteil aufweisen, sodass die bestehenden Regelungen als zielführend interpretiert werden können. Der Jahresverbrauch E_{Gesamt} und auch das Lastprofil können bei Aggregaten wie z. B. einer Klimaanlage, Wärmepumpe, elektrischer Brauchwasserbereitung etc. deutlich höher sein, sodass für manche Netznutzer auf Netzebene 7 eine deutlich größere PV-Anlage wirtschaftlich sinnvoll sein kann. Das hier beschriebene Modell soll einen möglichst repräsentativen Durchschnitt der Netznutzer darstellen, was durch die Recherche von E_{Gesamt} berücksichtigt wurde.

Insgesamt ist die mögliche Einsparung durch die Errichtung einer PV-Anlage für einen durchschnittlichen Haushaltskunden mit ca. 10 €/Jahr bzw. weniger als 2 % der jährlichen Stromgesamtkosten als gering einzustufen. Oftmals geben auch nicht wirtschaftliche Gründe wie die persönliche Überzeugung, das Unabhängigkeitsgefühl oder das Image den entscheidenden Ausschlag bei der Entscheidung zur Anlagenerichtung. So wären meist durch einen regelmäßigen Wechsel des Energieversorgers größere Einsparungen möglich, was nur von einem kleinen Teil der Netzkunden in Anspruch genommen wird.

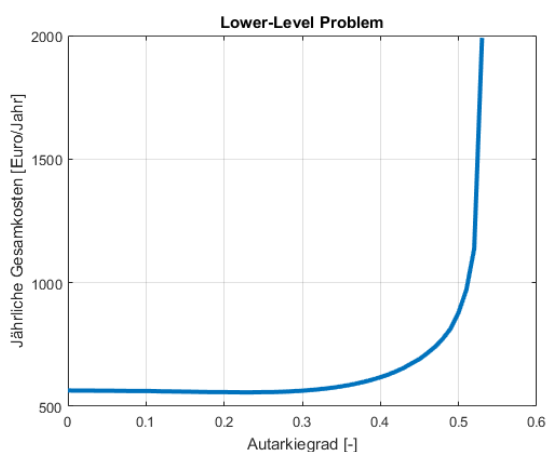


Abbildung 8: Lower-Level-Problem für gesamten Wertebereich

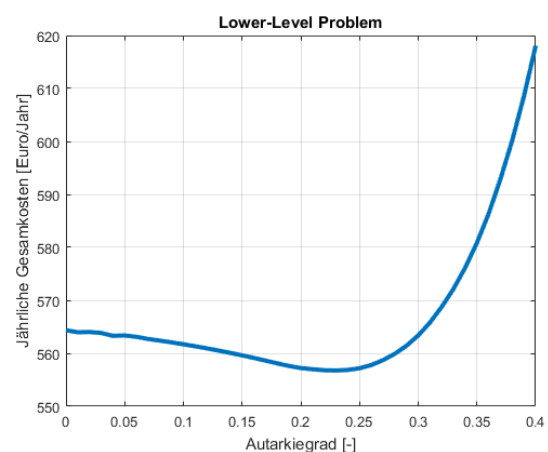


Abbildung 9: Lower-Level-Problem zoom

Zudem ist erkennbar, dass die Errichtung einer relativ großen PV-Anlage wie z. B. einer Anlage mit 10 kWp (was einem Autarkiegrad von 50 % entspricht) ohne Förderung, besonderes Lastprofil oder begünstigten Abnahmetarif sich in diesem Modell mit Mehrkosten von ca. 300 €/Jahr über die berechnete Lebensdauer niederschlägt.

4.2. Regulator

Zur besseren Vergleichbarkeit der Ergebnisse des Upper-Level-Problems bzw. der Sicht des Regulators werden die Ergebnisse in Verhältnissen dargestellt. Der Punkt 100 % / 100 % ist so immer als Ausgangssituation des Lower-Level-Problems zu interpretieren und ist die erste Iteration des Modells für das Upper-Level-Problem. Dieser Initialisierungspunkt berücksichtigt nicht die geforderte Gleichheitsbedingung in Gleichung 14, was die meist starke Steigung von 100 % auf 99 % erklärt. In Abbildung 10 bis Abbildung 35 sind die Ergebnisse des Upper-Level Problems bis zu dem Wertebereich dargestellt, an dem sich keine Änderungen im Trend mehr zeigen.

Im Startpunkt der Iterationen ergibt sich durch die Annahme von z und des optimalen Autarkiegrades x^* eine relative Umsatzeinbuße des Verteilnetzbetreibers von ca. 2,5 %. Diese Umsatzeinbuße erscheint auf den ersten Blick als nicht signifikant, steht aber nahezu unveränderten Kosten gegenüber. Bei einer Eigenkapitalrendite von 5 % würde daher diese Umsatzeinbuße das Jahresergebnis des Verteilnetzbetreibers nahezu halbieren, sodass die Argumentationen der Verteilnetzbetreiber nachvollziehbar sind.

In Abbildung 10 ist der Zusammenhang zwischen Arbeitspreis und Leistungspreis dargestellt. Da aktuell der Arbeitspreis auf Netzebene 7 einen deutlich größeren Anteil an den Gesamtumsätzen des Verteilnetzbetreibers ausmacht, ergibt sich die relative hohe Steigung. Der Knick bei 99 % ist auf die Initialisierungsbedingungen zurückzuführen, wie oben beschrieben.

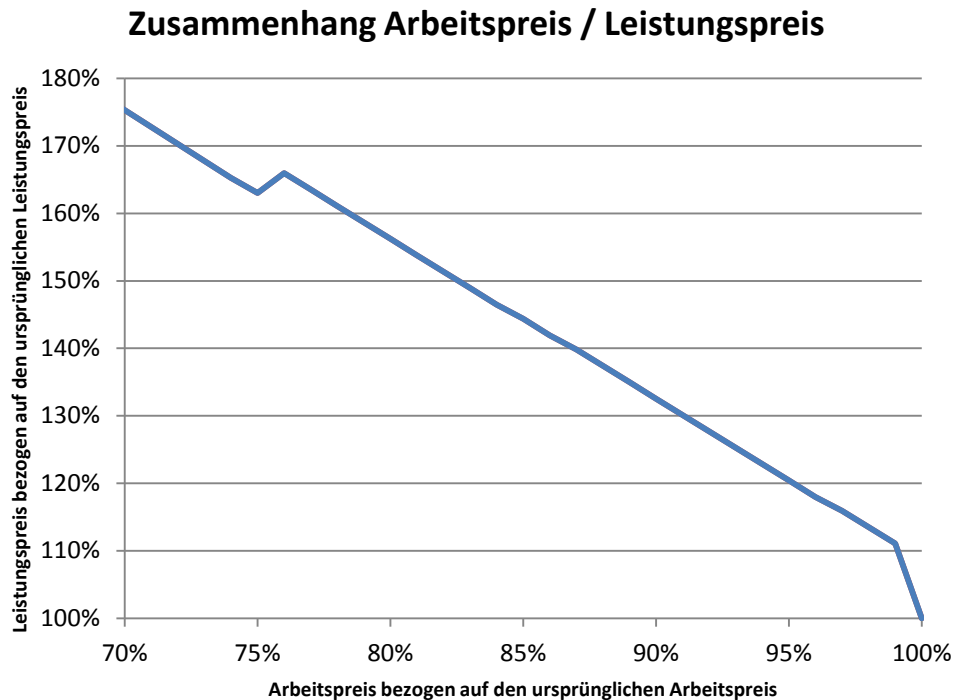


Abbildung 10: Zusammenhang zwischen Arbeitspreis und Leistungspreis des Verteilnetzbetreibers

Der zweite Knick in Abbildung 10 bei ca. 76 % ist dem Umstand geschuldet, dass sich dort im Rahmen dieses Modells keine wirtschaftlich sinnvolle PV-Anlage mehr ergibt ($x^* = 0$) und daher der Arbeitspreis bei gleichen Leistungspreisen um 2 % reduziert werden kann. Das Ergebnis des Lower-Level-Problems in Form von x^* ist in Abbildung 11 dargestellt.

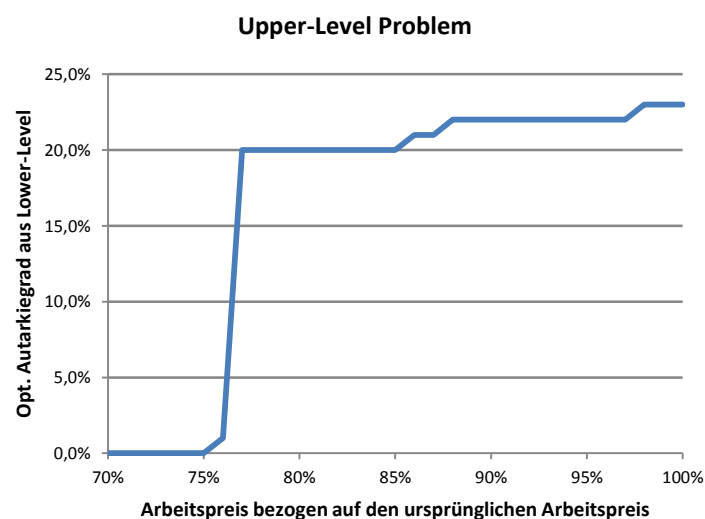


Abbildung 11: Upper-Level-Problem optimaler Autarkiegrad bedingt durch Variation des Arbeitspreises

Da die Netzkosten nur einen Teil der Gesamtkosten eines Netznutzers darstellen, steigen die Gesamtkosten aller Netznutzer nicht im selben relativen Ausmaß an, wie aus Abbildung 12 ersichtlich. So steigern sich durch den Anstieg des Leitungspreises die Gesamtkosten aller Netznutzer um ca. 0,9 %. Dass die Gesamtkosten bei 76 % nicht auf 100 %, sondern auf 100,2 % zurückfallen, wie beim Fehlen der Photovoltaik im Modell anzunehmen wäre, ist darauf zurückzuführen, dass sich im Ausgangspunkt 100 % / 100 % die PV-Nutzer nicht nur Netzgebühren, sondern auch Kosten im Energie- und Abgabebereich sparen. Diese Einsparung ist im Punkt $x^* = 0$ nicht erzielbar und daher steigen die Gesamtkosten im Vergleich zum Ausgangspunkt um ca. 0,2 %.

Die verursachergerechte Kostentragung als zweiter Aspekt der Zielfunktion mit $\chi = 0$ ist in Abbildung 13 dargestellt. Es ist erkennbar, dass eine absolute Gleichstellung bei der Tragung der Netzentgelte nur möglich ist, wenn entweder keine PV-Anlagen errichtet werden, wie im Punkt bei 76 %, oder die Netzentgelte über 100 % aus dem Leistungspreis bedient werden.

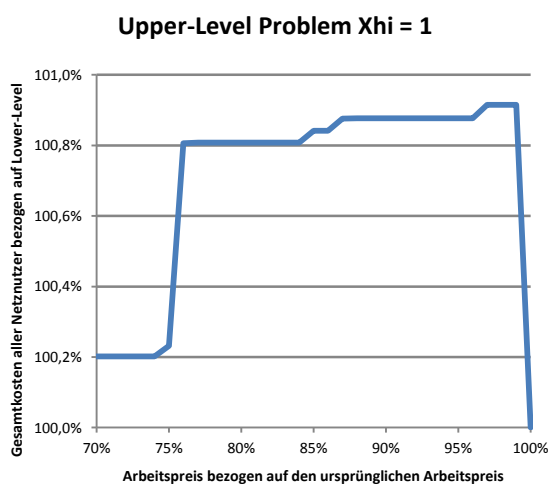


Abbildung 12: Upper-Level-Problem $\chi = 1$ Gesamtkosten

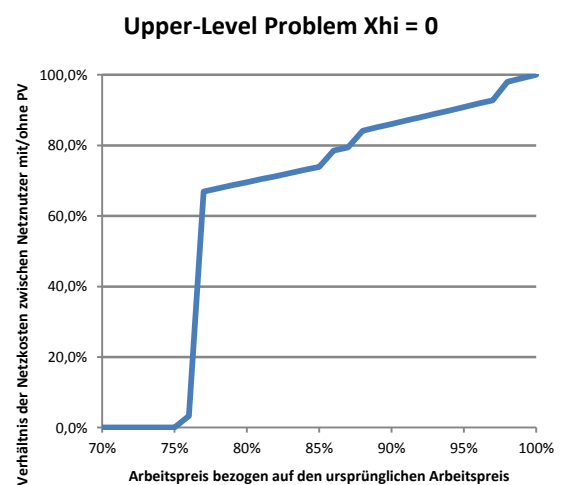


Abbildung 13: Upper-Level-Problem $\chi = 0$ Unterschied zwischen Netznutzern mit und ohne PV

Da der Regulator eine Vielzahl an Aspekten berücksichtigen muss, sind beide Aspekte in einer Multi-Objective-Optimierung zusammengeführt worden. Die Ergebnisse bei einem gemischten Ansatz sind in Abbildung 14 dargestellt. Hervorzuheben ist

der Punkt bei ca. 88 % Arbeitspreis, an dem das ursprüngliche Ausmaß der Zielfunktion ohne Umsatzeinbuße des Verteilnetzbetreibers erreicht wird.

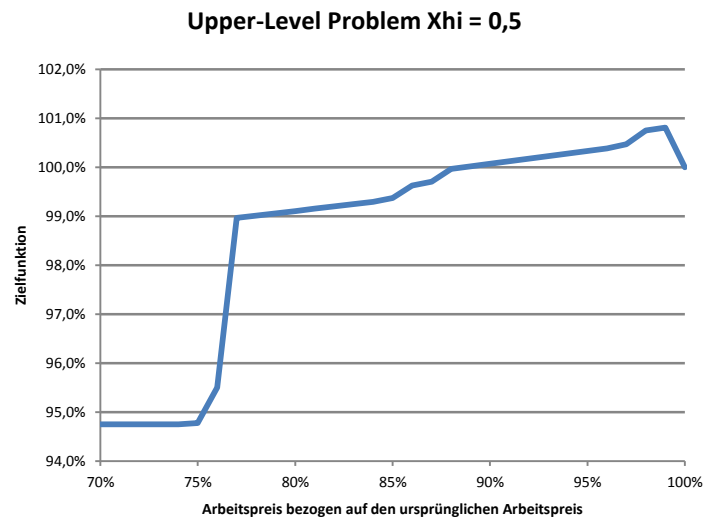


Abbildung 14: Upper Level-Problem $\chi = 0,5$ Zielfunktion

5. Diskussion und Sensitivitäten

5.1. Variation des Zinssatzes

Der verwendete Zinssatz i wurde so gewählt, dass er dem aktuellen Kreditzinsniveau entspricht. In Europa hat sich der EURIBOR bzw. der Leitzins drastisch reduziert, sodass aktuell von einer Niedrigzinsperiode gesprochen werden kann. Bei einer Variation des Zinssatzes auf 4 % ergibt sich keine wirtschaftlich sinnvolle PV-Anlage, wie in Abbildung 15 dargestellt. Im Modell sollen typische Einfamilienhäuser berücksichtigt werden. Gewerbliche Anlagenbetreiber benötigen für ein funktionierendes Geschäftsmodell eine deutlich höhere Verzinsung, um in eine PV-Anlage zu investieren. Bei einem entsprechend hohem Stromverbrauch kann die PV-Anlage bei gleichem Autarkiegrad deutlich größer dimensioniert werden und die spezifischen Investitionskosten sind entsprechend niedriger, sodass auch eine höhere Verzinsung erreicht werden kann. Bei vielen Unternehmen liegt die Hurdle-Rate auch deutlich über 4 %, womit eine frei finanzierte Vollein-speiseranlage schwierig umsetzbar wird.

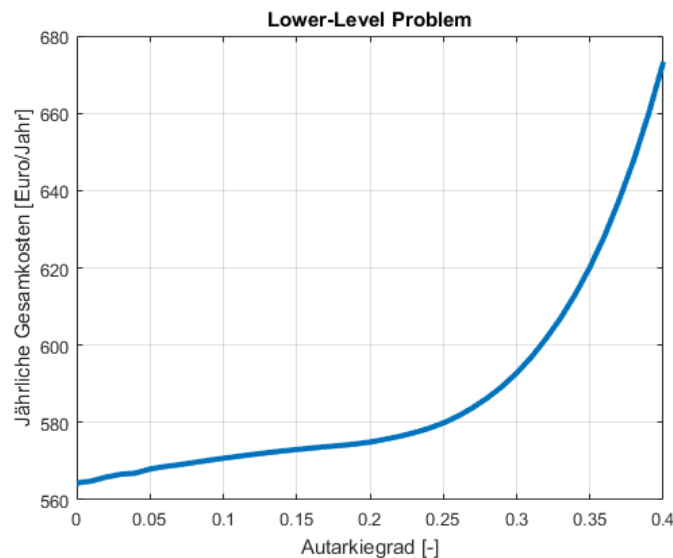


Abbildung 15: Lower-Level-Problem bei einer Verzinsung von 4 %

Da keine Kostensenkung für den PV-Anlagenbetreiber möglich ist, handelt es sich hierbei um die triviale Lösung, was darin erkennbar ist, dass x^* Null ist.

5.2. Variationen des Strompreises

Der Börsenstrompreis und davon abhängig auch der Endkundenenergiepreis des Energieversorgers unterliegen starken Schwankungen sowohl im Jahresvergleich als auch innerhalb des Jahres bezogen auf Monate, Wochen und einzelne Tagen. Der verwendete Energiebezugspreis $C_{var}^{Energie}$ stellt aufgrund der gewählten Annuitätenmethode einen repräsentativen Durchschnitt über die gesamte Betriebszeit dar und ist schwer zu prognostizieren. Im ersten Schritt wurde der Energiebezugspreis $C_{var}^{Energie}$ verdoppelt, was die mögliche Reduktion der Gesamtkosten deutlich steigert (siehe Abbildung 16). Auch bei 100 % Leistungspreis ist eine wirtschaftlich sinnvolle PV-Anlage möglich (siehe Abbildung 17). Insgesamt würden PV-Anlagen auch größer gebaut werden, wenn der Börsenstrompreis sich verdoppeln würde.

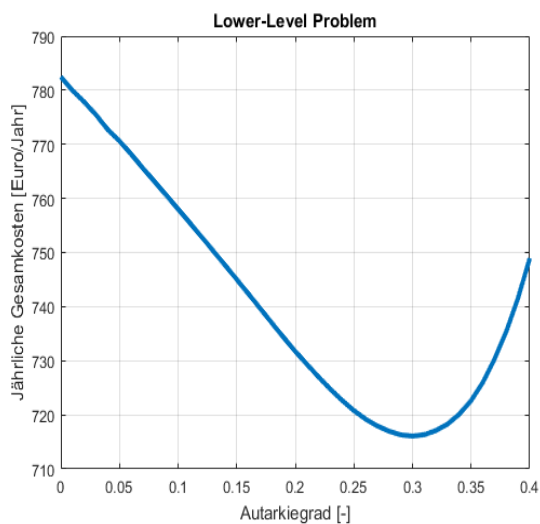


Abbildung 16: Gesamtkostenfunktion des PV-Nutzers bei doppeltem Energiepreis

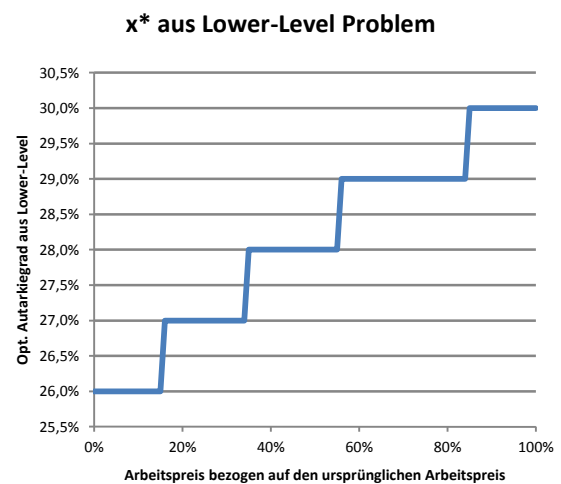


Abbildung 17: Verlauf des optimalen Autarkiegrades bei doppeltem Energiepreis

So ist die Sichtweise des Regulators aus dem Upper-Level-Problem auch ohne entsprechenden Knick z. B. bei der Minimierung des Unterschieds der bezahlten Netzentgelte für $\chi = 0$, weil in jedem Punkt noch eine PV-Anlage errichtet werden könnte. Die Ergebnisse sind in Abbildung 18 und Abbildung 19 dargestellt.

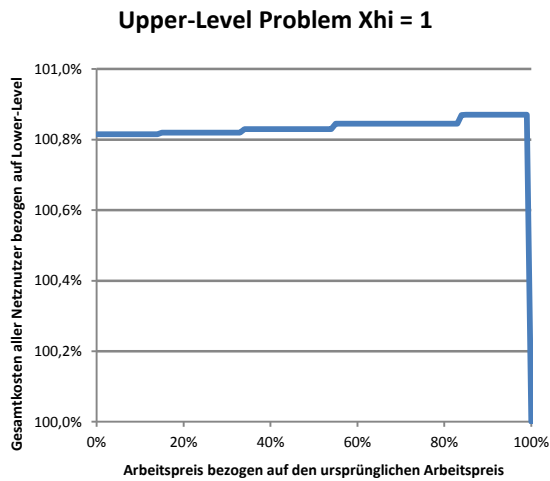


Abbildung 18: Upper-Level-Problem für $\chi = 1$ bei doppeltem Energiepreis

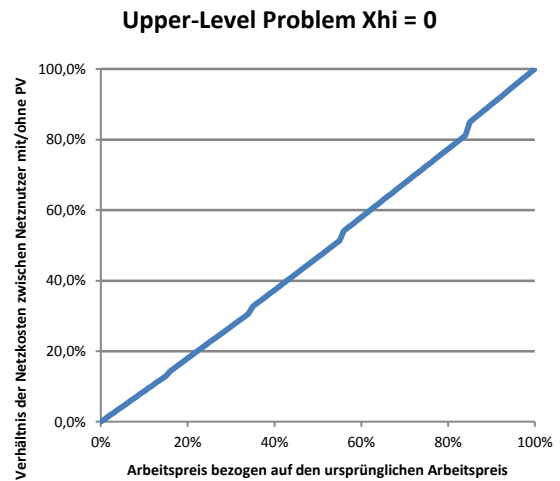


Abbildung 19: Upper-Level-Problem für $\chi = 0$ bei doppeltem Energiepreis

Bei einer Halbierung des Energiebezugspreises $C_{var}^{Energie}$ ergibt sich wieder die triviale Lösung mit $x^* = 0$ (siehe Abbildung 20). Dieser Energiebezugspreis würde derzeit lt. Tarifkalkulator der E-Control unter dem billigsten Anbieter liegen (Tarifkalkulator 2018). Das würde entsprechend bedeuten, dass es über die Betriebszeit der PV-Anlage zu sinkenden Börsenstrompreisen kommt.

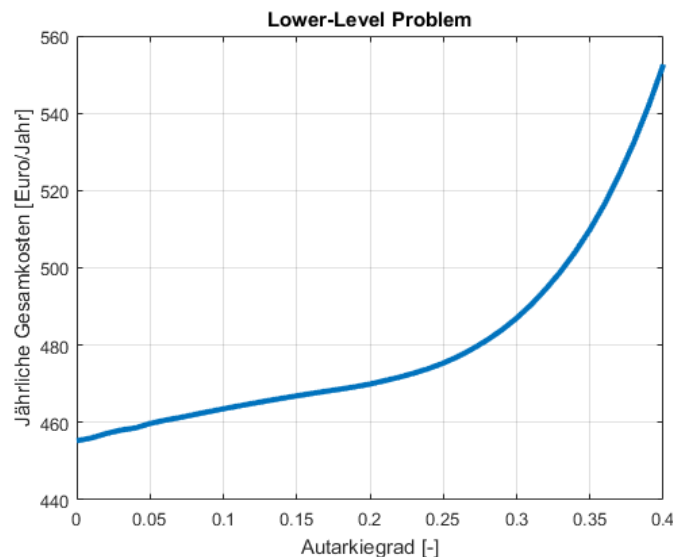


Abbildung 20: Lower-Level-Problem bei halbem Energiepreis

5.3. Variation des Einspeisetarifes

In vielen Ländern weltweit wird der Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere der Photovoltaik, durch die gesetzliche Zusicherung von Einspeisetarifen bzw. Marktprämien forciert. Die Höhe dieser Vergütungen orientiert sich an den Stromgestehungskosten der jeweiligen Technologie. Einen ähnlichen Effekt haben auch langfristige Stromabnahmeverträge, sogenannte Power-Purchase-Agreements, die sich allerdings am Erwartungswert des Börsenstrompreises orientieren. Der gewählte Verkaufspreis für Überschussstrom r_{PV} ist im Vergleich zum Strombezugspreis relativ niedrig, weil im Modell die Annahme getroffen wird, dass durch das europaweit ähnliche Erzeugungsprofil aller PV-Anlagen die Wertigkeit des PV-Stroms niedriger ist.

In Österreich gibt es für PV-Anlagen, die den Kriterien des Ökostromgesetzes entsprechen, aktuell einen Einspeisetarif und einen Investitionszuschuss. Bei einer Variation des Verkaufspreises für Überschussstrom r_{PV} auf 8 Cent/kWh zeigt sich, dass der PV-Anlagennutzer bestrebt ist, die PV-Anlage so groß wie möglich zu bauen, um von sinkenden Anlagenpreisen zu profitieren. So können bei der Errichtung einer PV-Anlage mit einer Leistung von ca. 47 kW_p ($\triangleq x^* = 0,53$) die Gesamtkosten negativ werden, was einem Gewinn entspricht. In diesem Fall stellt die verfügbare Dachfläche einen der limitierenden Faktoren dar. Eine Variation der Netzentgelte für Netzbezugsstrom hat somit keinen nennenswerten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage. In Österreich muss eine PV-Anlage mit einer Leistung von mindestens 5 kW_p errichtet werden, um Anspruch auf einen Einspeisetarif lt. Ökostromgesetz zu haben.

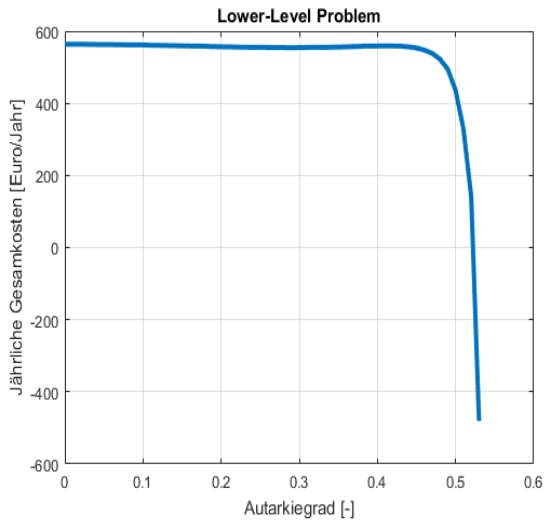


Abbildung 21: Gesamtkostenfunktion des PV-Nutzers bei einem Einspeisetarif

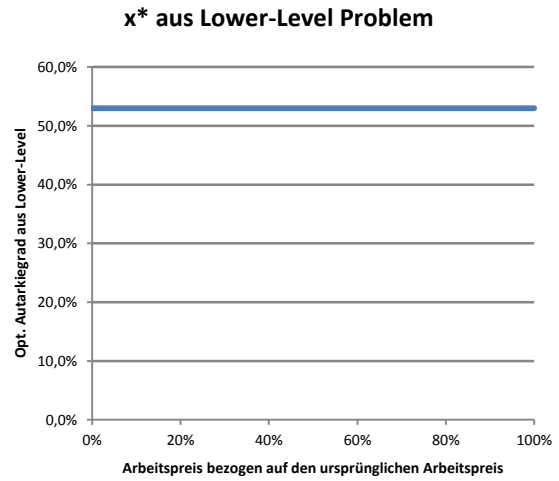


Abbildung 22: Verlauf des optimalen Autarkiegrades bei einem Einspeisetarif

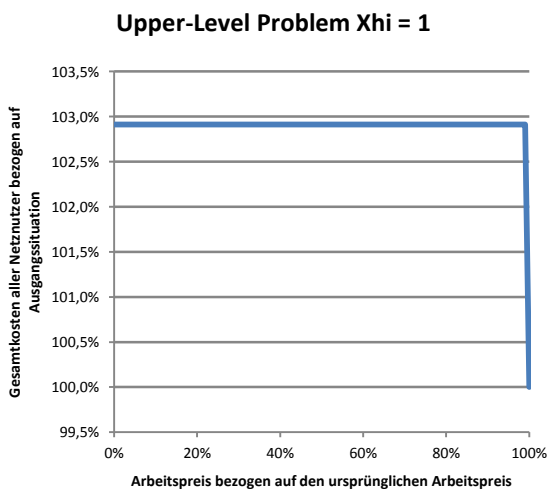


Abbildung 23: Upper-Level-Problem für $\chi = 1$ bei einem Einspeisetarif

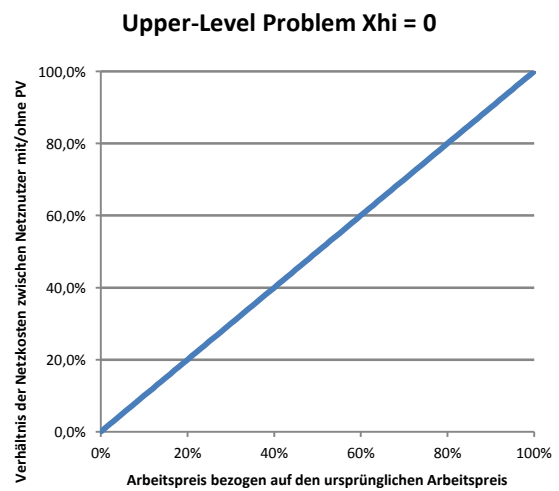


Abbildung 24: Upper-Level-Problem für $\chi = 0$ bei einem Einspeisetarif

Insgesamt senken sich die Gesamtkosten im Vergleich zur Ausgangssituation, weil der PV-Anlagenbetreiber einen erheblichen Gewinn mit dem Betrieb der PV-Anlage macht. Da der Einspeisetarif aber über die Ökostromumlage finanziert wird und die notwendige Erhöhung dieser Umlage nicht im Modell berücksichtigt wird, handelt es sich um eine Verlagerung der Gesamtkosten von den Netznutzern ohne PV-Anlage hin zu PV-Anlagenbetreibern. Die Höhe des Gewinns ist im Allgemeinen durch diese

Variation aber zu hoch angesetzt, da der Einspeisetarif nach Ökostromgesetz für 13 Jahre gilt, und nicht für die gesamte Betriebszeit der PV-Anlage. Darüber hinaus ist der angesetzte Kalkulationszinssatz aufgrund der in Kapitel 5.1 beschriebenen Niedrigzinsperiode als relativ gering anzusehen. Die anfallenden Einkommenssteuern bei einem Gewinn werden im Modell ebenfalls nicht berücksichtigt, sodass die Ergebnisse für eine angemessene Diskussion über Einspeisetarife nicht überinterpretiert werden dürfen.

5.4. Variation der Errichtungskosten

Die Komponenten von PV-Anlagen sind durch technische Fortschritte und ausgeprägte Skaleneffekte in der Vergangenheit stark gesunken. In Abbildung 25 und Abbildung 26 sind die Preisentwicklungen von PV-Anlagen für die Jahre 1988 bis 2013 dargestellt. Es zeigt sich, dass die spezifischen Investitionskosten von ca. 15.000 €/kWp im Jahr 1988 auf ca. 1.684 im Jahr 2013 gesunken sind. Somit haben sich die spezifischen Investitionskosten in den letzten 30 Jahren mehr als dreimal halbiert, also eine Reduktion von ca. 88,8 % erlebt.

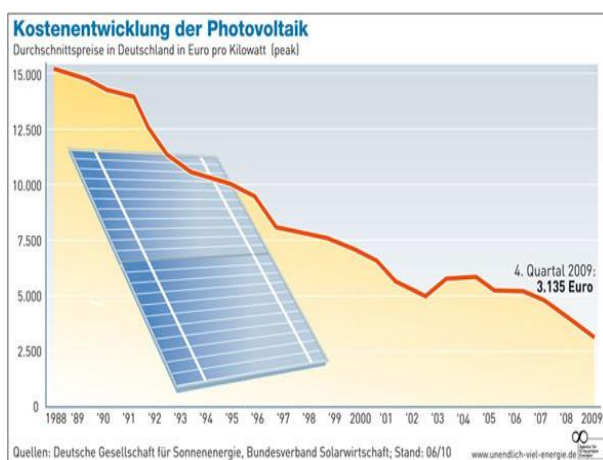


Abbildung 25: Kostenentwicklung von PV-Anlagen von 1988 bis 2009. (Preisentwicklung 2018)

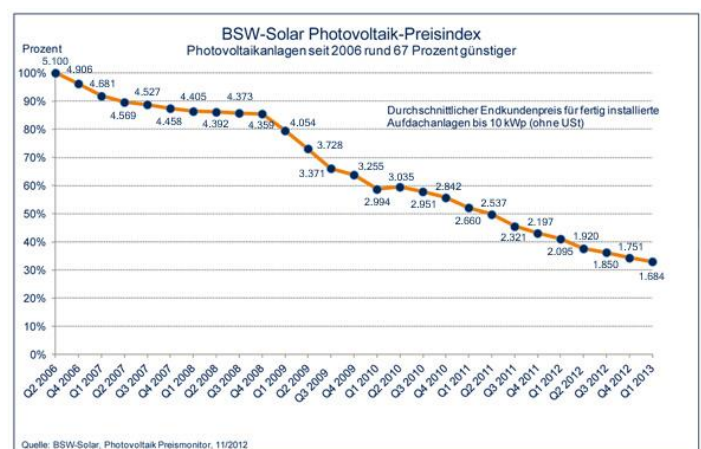


Abbildung 26: Kostenentwicklung von PV-Anlagen von 2006 bis 2013. (Preisentwicklung 2018)

Aktuell machen die Personal- und Unterkonstruktionskosten sowie sonstige Kosten einen immer größer werdenden Anteil der spezifischen Investitionskosten aus, insgesamt ist aber noch immer von sinkenden Anlagenpreisen auszugehen z. B. durch höhere Wirkungsgrade. Daher wurden die spezifischen Investitionskosten über den

gesamten Größenbereich halbiert. Die verwendete Kostenfunktion ist in Abbildung 27 dargestellt.

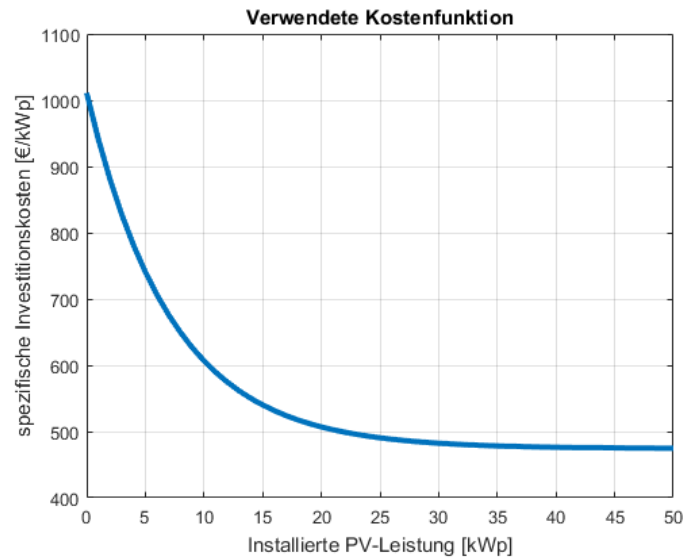


Abbildung 27: Spez. Investitionskosten bei einer Halbierung der Errichtungskosten

Die gesunkenen Anlagenkosten spiegeln sich in niedrigeren Stromgestehungskosten und somit in einem höheren optimalen Autarkiegrad wider. Auch die insgesamt mögliche jährliche Einsparung für einen PV-Nutzer ist deutlich größer. Lag der Unterschied zwischen einem normalen Netznutzer und einem PV-Nutzer in Kapitel 4 bei gut 1 %, liegt der Unterschied bei Halbierung der Installationskosten schon bei ca. 14 % (siehe Abbildung 28). Die Errichtung einer PV-Anlage rechnet sich auch bei einem Leistungspreis von 100 %, wie in Abbildung 29 dargestellt.

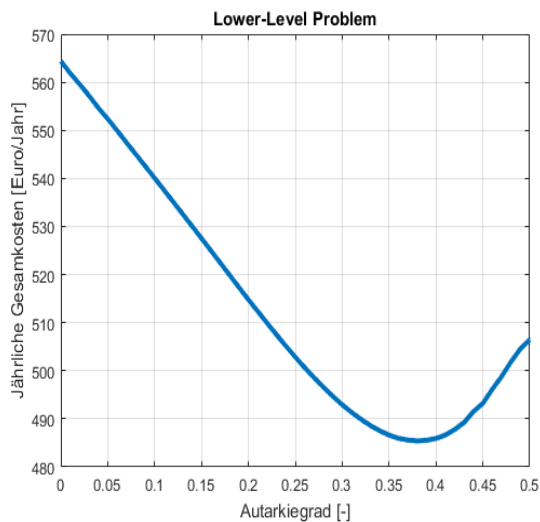


Abbildung 28: Gesamtkostenfunktion des PV-Nutzers bei Halbierung der Errichtungskosten

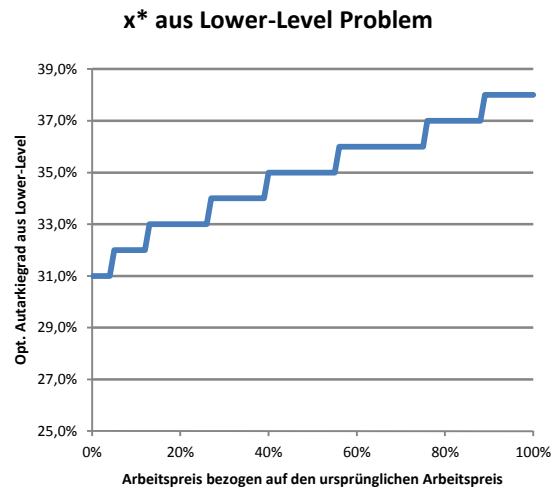


Abbildung 29: Verlauf des optimalen Autarkiegrades bei Halbierung der Errichtungskosten

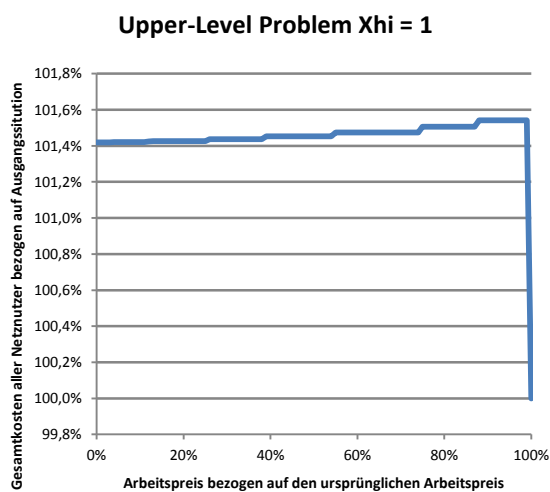


Abbildung 30: Upper-Level-Problem für $\chi = 1$ bei Halbierung der Errichtungskosten

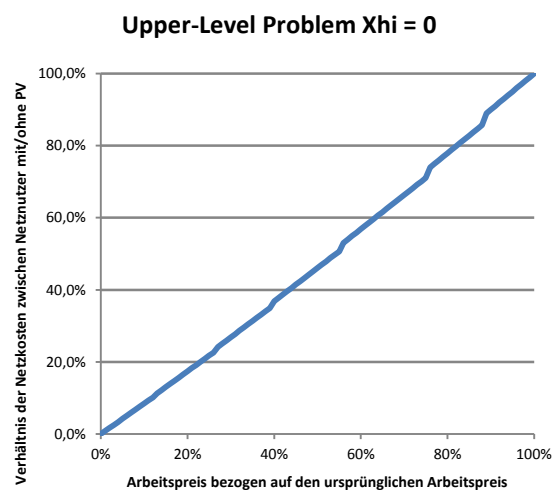


Abbildung 31: Upper-Level-Problem für $\chi = 0$ bei Halbierung der Errichtungskosten

Der relativ starke Anstieg in den Gesamtkosten von Abbildung 30 liegt in der großen Umsatzeinbuße des Netzbetreibers begründet, der im Modell durch die Gleichheitsbedingung in Gleichung 14 beschrieben und nach der ersten Iteration eingehalten wird. Im durchgehenden Verlauf der Darstellung für $\chi = 0$ in Abbildung 31 ist zu erkennen, dass in jedem Punkt die Errichtung einer PV-Anlage wirtschaftlich ist. Eine vollständige Gleichstellung von Netznutzern mit bzw. ohne PV-Anlage ist nur bei ei-

dem Leistungspreis von 100 % bzw. über eine Sondernetzgebühr für PV-Nutzer möglich.

5.5. Variation der Photovoltaikdurchdringung z

Die Durchdringung eines Versorgungsgebietes eines Verteilnetzbetreibers mit PV-Anlagen hängt stark von der Siedlungsstruktur, den Sinus-Mileus®, der Netztopologie und anderen Einflussfaktoren ab. Technisch ist es möglich, einen hohen Anteil der Gebäude mit PV-Anlagen auszustatten, insbesondere bei Einfamilienhäusern. Daher wird in dieser Variation die Photovoltaikdurchdringung von $z = 0,15$ auf $z = 0,9$ angehoben. Auf diese Weise ändert sich bei dieser Variation das Lower-Level-Problem nicht und hat nur Auswirkungen auf das Upper-Level-Problem. Auch der Teilaspekt mit einer möglichst verursachergerechten Netzkostentragung ändert sich nicht. Da deutlich mehr PV-Anlagen im Versorgungsgebiet vorhanden sind, ist die Gesamtumsatzeinbuße des Netzbetreibers entsprechend höher. Dies führt zu höheren Gesamtkosten für alle Netznutzer in Höhe von ca. 5,5 % (siehe Abbildung 32 und Abbildung 33).

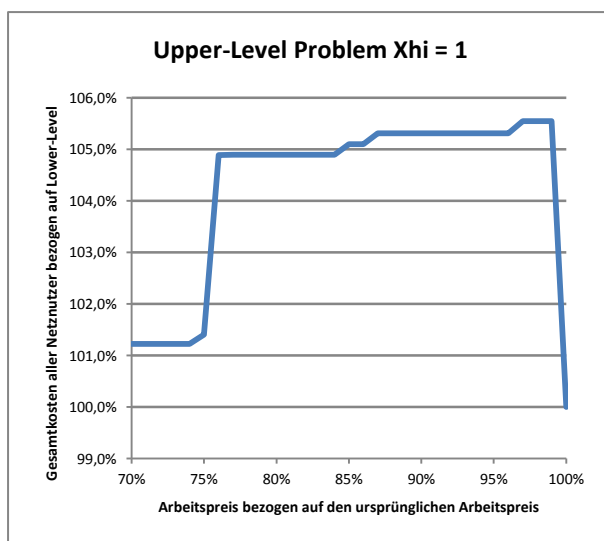


Abbildung 32: Upper-Level-Problem für $\chi = 1$ bei Erhöhung der PV-Durchdringung auf $z = 90$ %

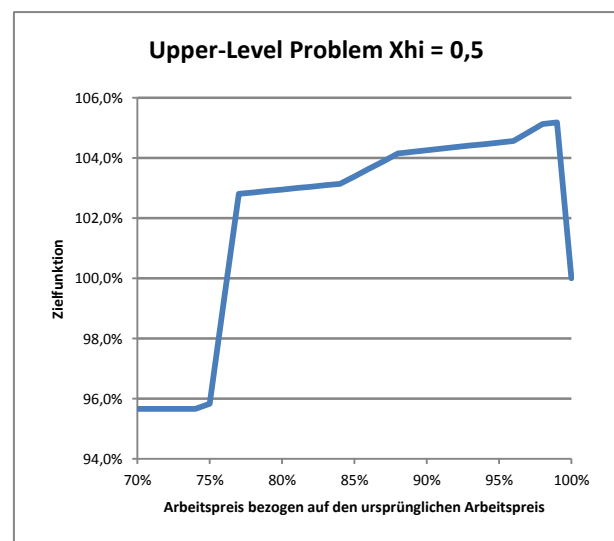


Abbildung 33: Upper-Level-Problem für $\chi = 0,5$ bei Erhöhung der PV-Durchdringung auf $z = 90$ %

Bei einer Reduktion der PV-Durchdringungsrate auf $z = 2\%$ liegt die Umsatzeinbu-
 ße für den Verteilnetzbetreiber auf geringem Niveau und die Gesamtkosten aller
 Netznutzer liegen bei ca. 0,1 % über den aktuellen Kosten.

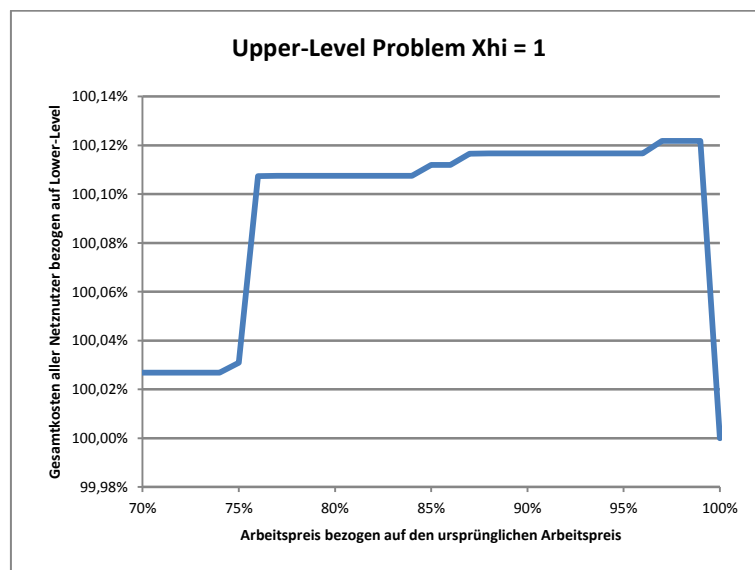


Abbildung 34: Upper-Level-Problem für $\chi = 1$ bei Senkung der PV-Durchdringung z auf 2 %

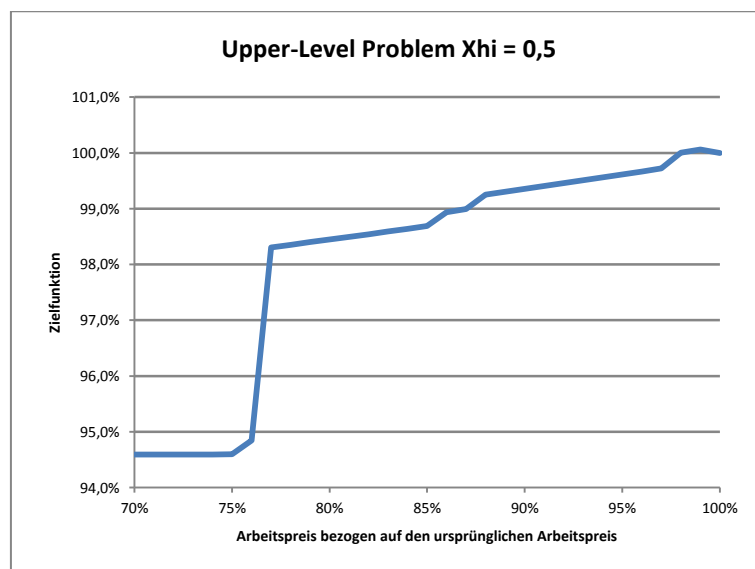


Abbildung 35: Upper-Level-Problem für $\chi = 0,5$ bei Senkung der PV-Durchdringung z auf 2 %

Bei der Betrachtung des gemischten Ansatzes $\chi = 0,5$ zeigt sich, dass nur eine ge-
 ringfügige Senkung des Arbeitspreises notwendig ist, um zum Zielwert von 100 % zu

gelangen (siehe Abbildung 35). Damit geht auch eine nur geringfügige Steigerung des Leistungspreises einher (siehe Abbildung 10).

6. Schlussfolgerungen

Unter Verwendung der Basisannahmen im Modell zeigt sich nur ein geringer wirtschaftlicher Unterschied zwischen Netznutzern mit PV-Anlage und Netznutzern ohne PV-Anlage. Sowohl bei den maximal möglichen Einsparungen im Jahr von gut 1 % der jährlichen Stromkosten als auch bei der Einsparung der Netzkosten von ca. 16 % bei einem optimalen Autarkiegrad $x^* = 23\%$ liegen die beobachteten Effekte in einer relativ geringen Bandbreite. Dieser optimale Autarkiegrad entspricht bei einem Jahresstromverbrauch von 3.500 kWh einer PV-Anlagenleistung von knapp 1 kWp. So ist bei dem abgebildeten Fall die Errichtung einer Überschuss-PV-Anlage wirtschaftlich sinnvoll. Bei einer abrupten Änderung der Netztarife würde die Errichtung einer PV-Anlage schnell unwirtschaftlich werden (siehe Abbildung 11). So ist der gleichzeitig wirtschaftliche Betrieb von Verteilnetzen und von PV-Anlagen möglich, kleine Änderungen in den gewählten Parametern können den wirtschaftlichen Betrieb jedoch empfindlich stören. Eine Änderung der einzelnen Einflussfaktoren kann das Gleichgewicht gravierend beeinträchtigen und z. B. die Errichtung der PV-Anlage unwirtschaftlich machen oder durch mangelnde Einnahmen der Netzbetreiber den hohen Sicherheitsstandard bei den Verteilnetzen nicht mehr gewährleisten.

Die aktuelle Niedrigzinsperiode schlägt sich vor allem bedingt durch die lange Betriebszeit positiv auf die Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage nieder. Bei einer Änderung der Situation am Kredit- bzw. Anlagemarkt wird die Errichtung einer PV-Anlage schnell unwirtschaftlich (siehe Kapitel 5.1), da nur mit einer geringen Eigenkapitalverzinsung im PV-Bereich gerechnet werden kann.

Durch die Gewährung von Investitionsförderungen und Einspeisetarifen werden meist deutlich größere Anlagen gebaut, als für den einzelnen Netznutzer bei Errichtung eines Überschusseinspeisers ohne Förderung wirtschaftlich sinnvoll wäre, wie in Kapitel 5.3 dargestellt. Da die öffentliche Hand viele Gesichtspunkte bei einer Förderung berücksichtigen muss, kann diese Förderung sogar sinnvoll sein, da die spezifischen Investitionskosten mit der PV-Anlagenleistung sinken. So ist eine Dekarbonisierung von Österreich nur möglich, wenn das große Potential der Photovoltaik bestmöglich ausgeschöpft wird.

Sowohl ein steigender Börsenstrompreis als auch sinkende Anlagenkosten haben den Effekt, dass die PV-Anlage über einen größeren Bereich wirtschaftlich ist, der optimale Autarkiegrad steigt und bei einer Erhöhung des Leistungspreises die Errichtung einer PV-Anlage noch immer wirtschaftlich ist (siehe Kapitel 5.2 und 5.4).

Zur Wahl der PV-Durchdringungsrate z lässt sich die folgende Abschätzung treffen: Derzeit sind über den KLIEN Klimafonds, der für die Förderung von PV-Anlagen mit einer Leistung von unter 5 kW_p eingerichtet worden ist, eine Gesamtzahl von ca. 52.000 PV-Anlagen gefördert worden. Von Seiten der Abwicklungsstelle für Ökostrom AG OeMAG sind ca. 14.000 PV-Anlagen mit einer Leistung unter 25 kW_p errichtet worden und ca. 6.500 PV-Anlagen mit einer Leistung über 25 kW_p . Hinzu kommen alle nicht geförderten PV-Anlagen sowie PV-Anlagen, die mit der jeweiligen Bundeslandförderung errichtet worden sind.

Die Gesamtanzahl aller Netzanschlüsse in Österreich liegt bei etwas mehr als 6.000.000 Stromzählern. Davon entfallen über 70 % auf den Haushaltsbereich, ca. 25 % auf den gewerblichen und landwirtschaftlichen Bereich und 1 % auf den industriellen Bereich (E-Control, Statistikbroschüre 2016).¹⁶ Daher liegt die mittlere PV-Durchdringungsrate für Privathaushalte über alle Verteilnetzbetreiber in Österreich bei ca. 2 %. So errechnet sich die Umsatzeinbuße aller Netzbetreiber durch den PV-Eigenverbrauch in diesem Modell zu ca. 0,75 % und ist somit deutlich niedriger als der gewählte Parameterwert im Modell. Es ist mit einem deutlichen Stadt-Land-Gefälle zu rechnen. Da einzelne Verteilnetzbetreiber stärker vom Effekt des PV-Eigenverbrauchs betroffen sind als andere und es einen klaren Trend hin zu mehr PV-Eigenverbrauchsanlagen gibt, wurde die Durchdringungsrate deutlich höher gewählt. Durch die EIWOG-Gesetzesänderung und den dadurch möglichen gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen wird die Umsatzeinbuße von städtischen Verteilnetzbetreibern voraussichtlich zunehmen.

Ein Vergleich mit Bayern zeigt, dass dort rund 266.000 PV-Anlage mit einer Leistung unter 10 kW_p und noch einmal ca. 237.000 in der Leistungsklasse von 10 bis 100 kW_p installiert worden sind (Bayern 2016).¹⁷ Unter der Annahme von 8,5 Mio. Stromzählern in Bayern aufgrund der größeren Bevölkerung ergibt sich eine PV-Durchdringungsrate von rund 6 %. Diese liegt somit beim Dreifachen der Rate von Österreich. Ein exemplarischer Vergleich der Netznutzungsentgelte zwischen Wien und München zeigt einen Unterschied im Arbeits- und Leistungspreis auf Netzebe-

¹⁶ Vgl. (E-Control, Statistikbroschüre 2016) S. 7.

¹⁷ Vgl. Energieatlas Bayern https://www.energieatlas.bayern.de/thema_sonne/photovoltaik/daten.html abgerufen am 17.06.2018.

ne 7 in Höhe von rund 30 % ((SWM 2018); (Wiener_Netze 2018)).¹⁸ Dieser beträchtliche Unterschied kann nicht allein durch die höhere PV-Durchdringungsrate erklärt werden, sondern zeigt vielmehr die Komplexität der Ermittlung einer verursachergerechten Verteilung der entstehenden Netzkosten. So zeigt sich, dass der Wert z im Modell relativ groß gewählt wurde, da ein Wert von $z = 15\%$ einer ca. Versiebenfachung des aktuellen PV-Anteils in Österreich entspricht. Die Ergebnisse aus Kapitel 5.5 zeigen, dass die Höhe der Umsatzeinbuße für eine Diskussion über die verursachergerechte Verteilung der Netzkosten auf Gesamtösterreich noch kein signifikantes Niveau erreicht hat. Die notwendigen Netzinvestitionen, die sich aus der Umstellung der Netze von einer unidirektionalen Versorgung hin zu einer bidirektionalen Versorgung von Stromanschlüssen ergeben,¹⁹ bedürfen einer gesonderten Betrachtung.

In dieser Arbeit wurden die wesentlichen Einflussgrößen auf die Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage untersucht:

Die Verzinsung ist abhängig von der individuellen Finanzsituation, der Zinshöhe für Fremdkapital und der besten Veranlagungsalternative für das Eigenkapital. Da die PV als langlebig gilt, sind hohe Zinssätze schwierig zu erzielen.

Die Erlöse für den Verkauf von PV-Überschussstrom sind generell schwer zu prognostizieren. Diese sind im Wesentlichen abhängig vom Börsenstrompreis in der betreffenden Viertelstunde. Durch die Anwendung von Peer-to-Peer-Technologien können Vermarktungskosten gespart werden und der Überschussstrom kann in seiner Wertigkeit gesteigert werden.

Die Errichtungskosten werden voraussichtlich weiter sinken. Die massentaugliche Verwendung von Heterojunction-Zellen können den Wirkungsgrad dramatisch steigern und somit auch die spezifischen Lohn- und Unterkonstruktionskosten senken. Hierbei ist vorausgesetzt, dass die besseren PV-Zellen bei ähnlichen Kosten hergestellt werden können, wie es bei den aktuellen der Fall ist.

Die Entwicklung der PV-Durchdringungsrate in Österreich hängt außerdem stark von politischen Einflussfaktoren ab. So nennt die aktuelle Umwelt- und Klimastrategie der

¹⁸ Vgl. Preisblatt 2 der Stadtwerke München <https://www.swm-infrastruktur.de/dam/swm-infrastruktur/dokumente/strom/netzzugang-netznutzungsentgelte/preisblaetter2018/strom-preisblatt-2018-2.pdf> und von Seiten der Wiener Netze der Preis auf Netzebene 7 ohne Unterbrechung [https://www.wienernetze.at/wn/services/netzanschluss/netzanschluss_1/strom/xNetznutzungs_Netzverluestentgelt_\(2\).pdf](https://www.wienernetze.at/wn/services/netzanschluss/netzanschluss_1/strom/xNetznutzungs_Netzverluestentgelt_(2).pdf).

¹⁹ Dies wird häufig unter dem Schlagwort „Prosumer“ zusammengefasst.

Bundesregierung als Leuchtturmprojekt ein 100.000-Dächer-Programm. Somit würde sich die Anzahl der PV-Anlagen bis zum Jahr 2030 ca. verdreifachen. Darüber hinaus ist das Ziel der zu 100 % erneuerbaren Stromproduktion (bilanziell, national) zu nennen, zu dem die Photovoltaik einen signifikanten Beitrag leisten kann.

Insgesamt ergibt sich das Bild, dass ein verursachergerechter Beitrag zu den Netzkosten in einem bestimmten Rahmen (Senkung des Arbeitspreises um rund 20 % bei einem Anstieg des Leistungspreises um rund 60 %) möglich ist, ohne den PV-Ausbau abrupt abzurechnen.

7. Literaturverzeichnis

- Agora. 2018. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2014/transparente-energiewirtschaft/Agora_PM_Netztentgelte_2018_12012018.pdf (Zugriff am 08. 05 2018).
- APCS. *Lastprofile*. 2018. <https://www.apcs.at/de/clearing/technisches-clearing/lastprofile> (Zugriff am 17. 06 2018).
- Bayerische_Staatsregierung. „Energieatlas Bayern.“ 2018. (Zugriff am 06. 05 2018).
- Bayern, Energieatlas. 2016. https://www.energieatlas.bayern.de/thema_sonne/photovoltaik/daten.html (Zugriff am 17. 06 2018).
- BMVIT, Biermayr et al. *Innovative Energietechnologien in Österreich Marktentwicklung 2016*. Wien: BMVIT, 2017.
- E-Control Konsultationspapier. *Zweites Konsultationspapier zur Regulierungssystematik für die dritte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber*. 2013. <https://www.e-control.at/documents/20903/-/78529719-a5b0-44bd-b449-5d293b03bbb6> (Zugriff am 06. 05 2018).
- E-Control. „Statistikbroschüre.“ 2016. <https://www.e-control.at/documents/20903/388512/e-control-statistikbroschuere-2016.pdf/e11c5759-8bcf-4548-9c96-3df8b4a1284a> (Zugriff am 25. 04 2018).
- . *Tarifkalkulator*. 2018. <https://www.e-control.at/konsumenten/service-und-beratung/toolbox/tarifkalkulator> (Zugriff am 06. 05 2018).
- Fina. *Wirtschaftlichkeitsbewertung von Photovoltaikanlagen im mehrgeschossigen Wohnbau*. Wien: Diplomarbeit TU Wien, 2017.
- Gabriel, Steven A. *Complementarity Modeling in Energy Markets*. Springer, 2013.
- Jahn, A. und Graichen, P. „AgoraEnergiewende_Netztentgelte.“ 2016. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2016/Netzentgelte_2017/Agora_Netztentgelte_2017_16112016.pdf (Zugriff am 17. 06 2018).
- Kelag. 2018. <https://myshop.kelag.at/technik/photovoltaik/set-mein-kraftwerk-580wpeak-3135/?sPartner=google-shopping->

- at&gclid=EAlalQobChMI7NTWy_v22gIVCkPTCh2Qgg_AEAYYASABEgJZxfD_BwE (Zugriff am 08. 05 2018).
- Preisentwicklung. *Solaranlagenportal*. 2018. <https://www.solaranlagenportal.com/photovoltaik/kosten/preisentwicklung> (Zugriff am 17. 06 2018).
- Statistik_Austria. „E-Control.“ 2017. https://www.e-control.at/documents/20903/388512/Endbericht_Energieverbrauch_Energiearmut.pdf/d4650233-ef9c-ac6e-5d37-f144806caef9 (Zugriff am 08. 05 2018).
- Stromliste. *Stromliste*. 2018. <https://stromliste.at/verzeichnis> (Zugriff am 06. 05 2018).
- SWM. „Netznutzungsentgelt.“ 2018. <https://www.swm-infrastruktur.de/dam/swm-infrastruktur/dokumente/strom/netzzugang-netznutzungsentgelte/preisblaetter2018/strom-preisblatt-2018-2.pdf> (Zugriff am 17. 06 2018).
- Tarifkalkulator, E-Control. *E-Control*. 2018. <https://www.e-control.at/konsumenten/service-und-beratung/toolbox/tarifkalkulator> (Zugriff am 17. 06 2018).
- Verbund. „Verbund Power Facts Dezember 2017.“ 2017. https://www.verbund.com/-/media/verbund/ueber-verbund/unternehmen/interessenvertretung/verbund_powerfacts_dezember2017.ashx?ori=1&la=en (Zugriff am 25. 04 2018).
- Wiener_Netze. 2018. [https://www.wienernetze.at/wn/services/netzanschluss/netzanschluss_1/strom/xNetznutzungs_Netzverlustentgelt_\(2\).pdf](https://www.wienernetze.at/wn/services/netzanschluss/netzanschluss_1/strom/xNetznutzungs_Netzverlustentgelt_(2).pdf) (Zugriff am 06. 17 2018).