PROGRAMM

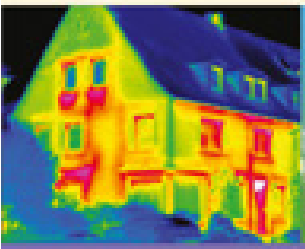
TU Graz
Graz University of Technology
Technische Universität Graz
Erzherzog-Johann-Universität
IEE

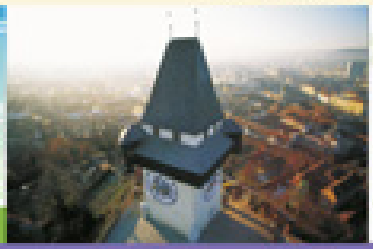
EnInnov2014

13. Symposium Energieinnovation

INNEHALTEN UND AUSBLICK: EFFEKTIVITÄT UND EFFIZIENZ FÜR DIE ENERGIEWENDE

12.-14. Februar 2014 TU Graz, Österreich





OVE

oesterreichs energie.

WETTBEWERBSFÄHIGKEIT DER PHOTOVOLTAIK FÜR UNTERSCHIEDLICHE NETZKOSTEN- UND ABGABENBEITRÄGE DES EIGENVERBRAUCHES

Georg Lettner

Energy Economics Group (EEG), Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, TU Wien, Gusshausstrasse 25-29/E370-3, A-1040 Wien, Tel.:+43-1-58801-370376, Fax:+43-1-58801-370397, E-Mail: lettner@eeg.tuwien.ac.at, Web: http://eeg.tuwien.ac.at

Kurzfassung: Durch die steigenden Marktanteile und den sinkenden Kosten der Photovoltaik (PV) in den letzten Jahren wird der zukünftige Zeitpunkt der Wettbewerbsfähigkeit der PV für das europäische Energiesystem eine immer interessantere Fragestellung. Die Wettbewerbsfähigkeit von PV wird als „PV Parity“ (dt. PV Parität) bezeichnet, d.h. die „Levelized Costs of Electricity“ (LCOE) der PV werden je nach Marktteilnehmer und Marktsegment des Energiesystems mit den herkömmlichen Kostenfaktoren verglichen. Durch eine dynamische wirtschaftliche Betrachtung des PV-Systems über ihre gesamte Lebensdauer gegenüber einem herkömmlichen Energiesystems, ist die „PV Parity“ dann erreicht, wenn das PV-System kostengünstiger ist als ein Energiesystem ohne PV. Durch Variation und Sensitivitätsanalysen der Einflussparameter auf die LCOE von PV und Szenarien zukünftiger Preisentwicklungen, kann für verschiedene europäische Länder ein Zeitfenster bzw. die Rahmenbedingungen zur Erreichung der „PV Parity“ für Haushalte angegeben werden und welchen Einfluss Kostenbeiträge zu Netzkosten, Steuern und Abgaben des Eigenverbrauchs auf die PV Wettbewerbsfähigkeit haben.

Keywords: PV Parity, Marktsegmente, Levelized Costs of Electricity (LCOE), Dynamische Modellierung

1 Einleitung

In den letzten Jahren sind die Marktanteile der Stromerzeugung aus Photovoltaik (PV) kontinuierlich gewachsen. Daher konnten eine erhebliche Kostenreduktion für PV-Technologien (technologisches Lernen) beobachtet werden. Dies führt zu einer erhöhten Wettbewerbsfähigkeit der PV-Erzeugung im Vergleich zu anderen Stromerzeugungstechnologien (sowohl konventionelle als auch erneuerbare), wenn man die „Levelized Costs of Electricity“ (LCOE) als Maßstab verwendet. Im Allgemeinen beschreiben die LCOE die Wirtschaftlichkeit einer Technologie auf einer aggregierten Ebene (z.B. jährlich). Durch die volatile Eigenschaften der PV-Stromerzeugung (z.B. Tag-Nacht-Charakteristik) sind unterschiedliche Herausforderungen bei der Integration der PV-

Technologien in das Stromsystem zu berücksichtigen, da die Stromerzeugung und Nachfrage zu jeden Zeitpunkt gleich sein muss. Dennoch wird ein sinkender Gradient der LCOE von PV-Erzeugung erwartet und es eröffnet sich eine breite Palette von unterschiedlichen Anwendungen in verschiedenen Marktsegmenten. In diesem Zusammenhang spielen die Haushaltskunden bei der Implementierung von dezentraler PV-Erzeugung seit jeher eine wichtige Rolle. Und als Folge daraus, war bereits in der Vergangenheit der Endkundenstrompreis (d.h. die Endkundenabrechnung) immer ein vergleichender Parameter mit den LCOE der PV-Erzeugung. In den letzten Jahren hat sich daraus der Begriff „PV Grid Parity“ (dt. „PV Netzparität“) etabliert, diese ist in der statischen Situation erreicht, wenn der Endunkenstrompreis gleich/kleiner den LCOE der PV-Erzeugung ist (siehe z.B. [1]). Diese Definition hat jedoch 2 Mängel (siehe z.B. [2]): (i) es gibt keine dynamische Betrachtung der der zukünftigen dynamischen Entwicklung verschiedener Parameter und (ii) keine Aussage über die Wirtschaftlichkeit der PV-Erzeugung durch die Betrachtung der Barwerte (engl. Net Present Value = NPV) der jährlichen Kosten, die einerseits verschiedene Einnahmen (z.B. der Eigenverbrauch reduziert den Strombezug aus dem Netz und somit wird die Stromrechnung ebenfalls reduziert, weiter kann überschüssige Erzeugung in das Netz verkauft werden) und andererseits die Kosten der PV-Erzeugung beinhalten, über die gesamte Lebensdauer der PV-Anlage. In diesem Paper wird die vollkommen dynamischen Definition von „PV Parity“ über die Lebensdauer des PV-Systems für unterschiedliche Kundengruppen (unter der Berücksichtigung der unterschiedlichen charakteristischen Lastprofile) und Energieerzeugern in verschiedenen europäischen Ländern modelliert.

2 Methode

2.1 Analytischer Ansatz

Mit Berechnung der „Levelized Costs of Electricity“ (LCOE) kann man die spezifischen Kosten eines PV-Systems von EUR/Wp, die in der PV-Industrie üblich sind, in die üblichen spezifischen Kosten für die Energiewirtschaft von EUR/kWh umwandeln.

$$LCOE_{PVSystem,i} = \frac{CAPEX_i + OPEX_i}{EP_i} \qquad i = 1,2,...,N \tag{1}$$

$$CAPEX_i = C_{Invet} \cdot crf \qquad \text{für } i > n : CAPEX_i = 0 \qquad n \leq N \tag{2}$$

$$crf = \frac{WACC \cdot (1 + WACC)^n}{(1 + WACC)^n - 1} \tag{3}$$

$$WACC = \frac{E}{E + D} \cdot k_E + \frac{D}{E + D} \cdot k_D \cdot (1 - s_C) \tag{4}$$

LCOEPVSystem,i	Levelized Costs of Electricity pro Jahr in EUR/kWh
CAPEXi	Investitionsausgaben (CAPitel EXpenditure) pro Jahr in EUR
OPEXi	Betriebskosten (Operational EXpenditure) pro Jahr in EUR
EPi	Energieertrag pro Jahr in kWh
CInvest	Investitionskosten in EUR
crf	Annuitätenfaktor (Capital Recovery Factor)
WACC	gewichteter durchschnittlicher Kapitalkostensatz (Weighted Average Cost of Capital)
E	Eigenkapital (Equity) in EUR
D	Fremdkapital (Debt) in EUR
kE	Verzinsungskosten für Eigenkapital
kD	Verzinsungskosten für Fremdkapital
sC	Ertragssteuersatz
N	Lebensdauer des PV-Systems
n	Abschreibungsdauer

Bei der dynamische „Grid Parity“ entstehen durch das spezielle Lastprofil des Marktteilnehmers und das spezielle Erzeugungsprofil der PV-Systeme (Tag-Nacht-Charakteristik und Strahlungsstärkenunterschied-Winter-Sommer) 3 unterschiedliche Situationen für das Energiesystems des Prosumers (= Produzent und Verbraucher):

1. Fremdbezug aus dem Netz (Term 1 in Glg. 5): In den Nachtstunden findet keine PV-Erzeugung statt, daher muss die benötigte Energie aus dem Netz entnommen werden. Durch den Einsatz von Speichertechnologien kann der Anteil des Fremdbezugs verringert oder substituiert werden. Die Kosten des Fremdbezugs werden durch den Endkundenstrompreis und durch die Einsparung aus Eigenverbrauch bzw. Speicherung der PV-Erzeugung bestimmt.
2. Eigenverbrauch bzw. Speicherung (Term 2 in Glg. 5): Durch die veränderliche PV-Erzeugung während eines Tagesverlaufs, kann der Fremdbezug aus dem Netz teilweise bzw. komplett durch die PV-Erzeugung ersetzt werden. Ist die PV-Erzeugung höher als die Last, so kann die überschüssige Energie in das Netz eingespeist (siehe Punkt 3) oder gespeichert werden, falls eine Speichertechnologie vorhanden ist. Die Kosten für den Eigenverbrauch ohne Speicherung werden durch die LCOE des PV-Systems und dem energetischen Eigenverbrauch bestimmt. Kommt eine Speichertechnologie zum Einsatz müssen die LCOE des PV-Systems und die LCOE des Speichersystems gesamt betrachtet werden, dies führt zu insgesamt höheren LCOE des PV- und Speichersystems. Diese höheren LCOE und der damit geänderte Eigenverbrauch (zusätzliche Verringerung des Fremdbezugs auch in den Nachtstunden) bestimmen dann die Kosten.
3. Einspeisung in das Stromnetz (Term 3 in Glg. 5): Je höher die Leistungsgröße des installierten PV-Systems ist, desto höher ist auch die maximale PV-Erzeugung. Ist die PV-Erzeugung höher als der mögliche Eigenverbrauch bzw. Speicherpotentials, wird die überschüssige PV-Erzeugung in das Netz eingespeist, vorausgesetzt dies ist auch möglich. Durch die Einspeisung in das Netz können Erlöse lukriert werden, die eingespeiste Energiemenge wird durch einen Marktpreis abgegolten. Marktpreise können fixe Einspeisetarife, ein Green-Premium-Tarif oder der „Wholesale“-Preis sein. Eine Reduktion der Gesamtkosten bewirkt dieser Anteil des Energiesystems des Prosumers nur, wenn die LCOE des PV-Systems bzw. LCOE des PV- und Speichersystems kleiner als der erzielte Marktpreis ist.

Die jährlichen Barwerte der Kosten eines Marktteilnehmers der ein PV-System bzw. Speichersystem installiert hat sind in Gleichung 5 beschrieben.

$$\begin{aligned} NPVof\,C_{PVSystem,i} &= p_{\mathrm{Re}tail,i} \cdot \left(Demand_i - Selfconsumption_i\right) + \\ &+ LCOE_{PVSystem,i} \cdot Selfconsumption_i + \\ &+ \left(LCOE_{PVSystem,i} - p_{Market,i}\right) \cdot Feedin_i \end{aligned} \qquad (5)$$

NPVof $C_{PVSystem,i}$	Barwert (Net Present Value) der jährlichen Gesamtkosten des Energiesystems in EUR
$Demand_i$	jährlicher Stromverbrauch in kWh
$Selfconsumption\&Storage_i$	jährlicher Eigenverbrauch und Speicherung der PV-Erzeugung in kWh
$Feedin_i$	Einspeisung in das Netz in kWh
$p_{Retail,i}$	jährlicher Endkundenstrompreis in EUR
$p_{market,i}$	jährlicher Marktpreis der eingespeisten PV-Erzeugung in EUR/kWh

Die jährlichen Barwerte der Kosten für einen Markteilnehmer ohne PV-System, errechnen sich aus dem jährlichen Endkundenstrompreis und dem jährlichen Verbrauch (siehe Gleichung 6).

$$NPVof\,C_{withoutPVSystem,i} = p_{\mathrm{Re}tail,i} \cdot Demand_i \qquad (6)$$

In Abbildung 1ist beispielhaft der Vergleich eines typischen Haushaltslastprofils gegenüber einem PV-Erzeugungsprofil für einen Sommertag ohne zusätzliche Speichertechnologie gezeigt.

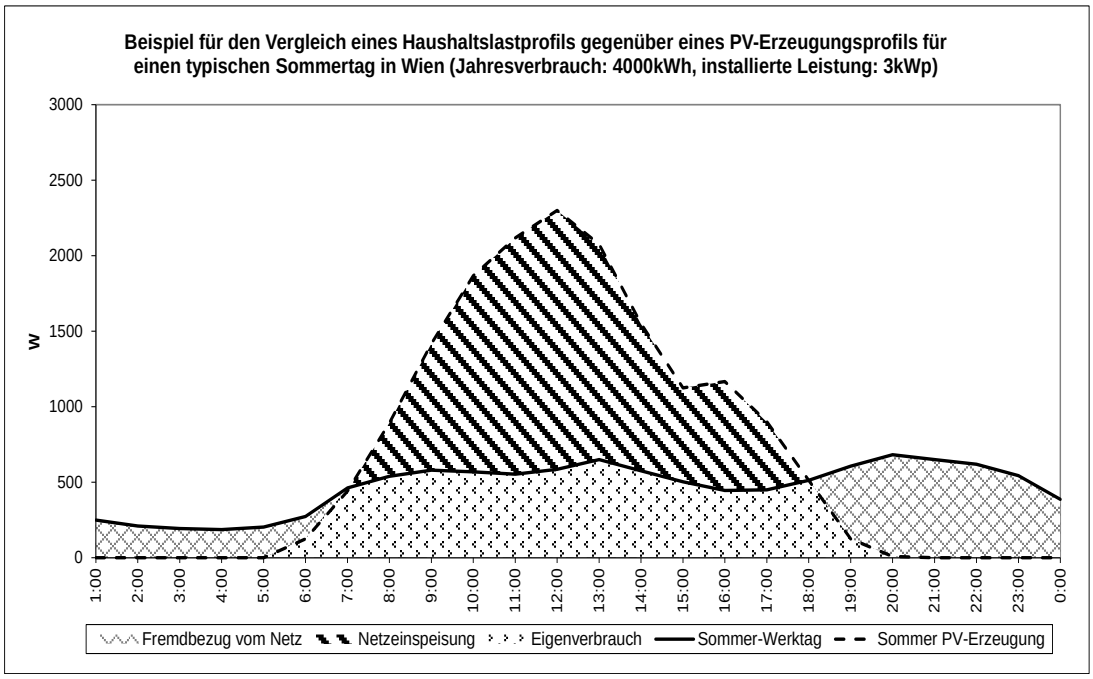


Abbildung 1 Beispiel eines Haushaltstromprofils gegenüber der PV-Erzeugung im Sommer ohne Speichertechnologie

Zur Erreichung der „PV Parity“ werden die jährlichen Barwerte der Kosten über die Lebensdauer des PV-Systems kumuliert und ein wirtschaftliches „Trade Off“-Kriterium angewendet. Die dynamische „Grid Parity“ ist erreicht, wen die kumulierten jährlichen Barwerte der Kosten eines Marktteilnehmers mit einem PV-System, mit oder ohne

Speichertechnologie, kleiner als die kumulierten jährlichen Barwerte der Kosten eines Marktteilnehmers ohne einem PV-System sind, siehe Gleichung 7.

$$\sum_{i}^{N} NPVof\,C_{PVSystem,i} \leq \sum_{i}^{N} NPVof\,C_{withoutPVSystem,i} \tag{7}$$

Auf die Berechnung der LCOE haben eine Vielzahl von Parametern (z.B. PV-Systempreise, WACC, Effizienz, etc.) Einfluss. Zur Bestimmung der zukünftigen PV-Systempreisen oder der Effizienz werden mittels Erfahrungskurve zukünftige Lernraten abgeleitet. Weitere Parameter wie Abschreibungsdauer, WACC, fiskale Rahmenbedingungen, etc. werden durch eine Monte-Carlo-Simulation ausreichend variiert und daraus folgt eine gewisse Bandbreite der zukünftigen LCOE der PV-Systeme, der Endkundenstrompreise und der Marktpreise für PV Einspeisung in das Netz. Durch die Variation der Parameter mittels einem empirischen Mittelwert und einer zugehörigen Standardabweichung werden mit Hilfe der Monte-Carlo-Simulation 1000 Simulationsrechnungen mit dem PV Simulationsmodell MITHRAS [3] durchgeführt. Die PV Wettbewerbsfähigkeit ist erreicht wenn über 90% der Simulationsrechnungen das „Trade Off"-Kriterium erfüllen.

2.2 Parameter Setting

Eine Übersicht der unterschiedlichen Input Parameter für die Berechnung der dynamischen PV Grid Parity zeigt Tabelle 1 für Haushalte. Die Datenbasis bildet das Jahr 2012.

Tabelle 1 Parameter Setting für Österreich 2012 für Haushalte

	AT			
Year	2012			
Data for households	Average Enery Yield in kWh/kWp **1033**		90% of the normal distribution values are between	
	Mean	Standard	lower limit	upper limit
Demand (kWh)	3500	200	3158	3838
Sytem Lifetime (Year)	25	---	---	---
Depreciation Time (Year)	25	---	---	---
System Size (kW)	3,5	0,5	2,7	4,3
Efficiency annual decrease (%)	0,5	0,05	0,42	0,58
System Cost (€/kW)	2400	150	2158	2650
Public Financing (€/kW)	0	0	0	0
Annual Cost of Insurance, Operation and Maintenance (% of the System Cost/Year)	1,25	0,1	1,1	1,4
Income Tax Credit (% of the Investment)	0	0	0	0
Connexion Cost (€)	0	0	0	0
Income Tax (% of the Energy Income)	50	0	50	50
Capital Gains Tax (%/year)	25	0	25	25
Cost of Equity (%/year)	2,5	0,75	1,33	3,68
Share of Equity (%)	50	25	11,16	88,28
Debt Cost (%/year)	5	1	3,41	6,58
Share of Debt (%)	---	---	11,72	88,84
WACC (%/year)	---	---	2,09	4,17
Retail price Household (EUR/kWh)	0,199	0,02	0,166	0,232
Market price Household (EUR/kWh)	0,06	0,01	0,043	0,077
Decrease of the PV System Price Rate up to 2018 (%/year)	7	0,5	6,2	7,8
Learning Rate of the PV System Price from the year 2018	15	3	9,6	19,8
Average increase of the Electricity Market Price Rate (%/year)	1,5	0,5	0,7	2,3
Average increase of the Electricity Consumer Price Rate (%/year)	3	0,5	2,2	3,8

Die durchschnittlichen Mittelwerte der angenommen Preisentwicklungen für PV Systeme, Markt- und Endkundenstrompreise werden für Haushalte in Abbildung 2 und für gewerbliche Betriebe in Abbildung 3 gezeigt.

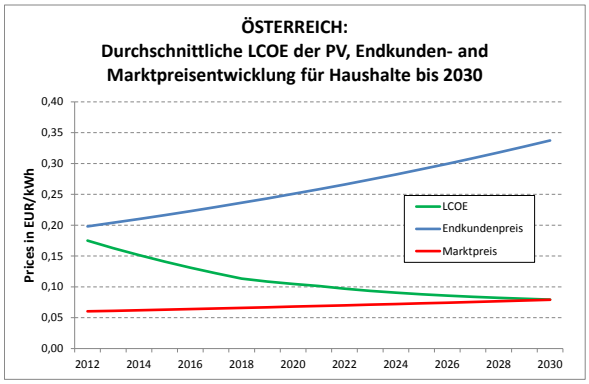


Abbildung 2 Durchschnittliche Preisentwicklung der LCOE für PV, Markt- und Endkundenstrompreise für Haushalte bis 2030

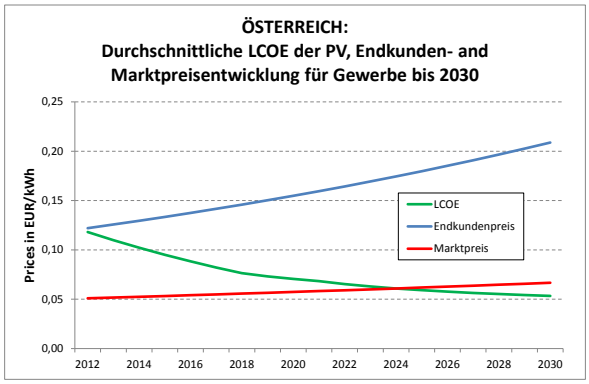


Abbildung 3 Durchschnittliche Preisentwicklung der LCOE für PV, Markt- und Endkundenstrompreise für gewerbliche Betriebe bis 2030

2.3 Ergebnisse

Die Simulationsergebnisse für 1000 Berechnungen der unterschiedlichen Kombination der Bandbreitenwerte der Parameter für Haushalte werden in Abbildung 4 dargestellt. Im linken Diagramm die absolute Wahrscheinlichkeitsverteilung wie viel Prozent der Simulationsberechnungen das Trade Off“-Kriterium pro Jahr erfüllen. Das rechte Diagramm zeigt die kumulierte Wahrscheinlichkeitsverteilung und unter der Prämisse das die PV Parity erreicht ist, wenn über 90% der Simulationsberechnungen das Trade Off“-Kriterium erfüllen, wird das in Österreich im Haushaltssektor im Jahr 2014/15 der Fall sein.

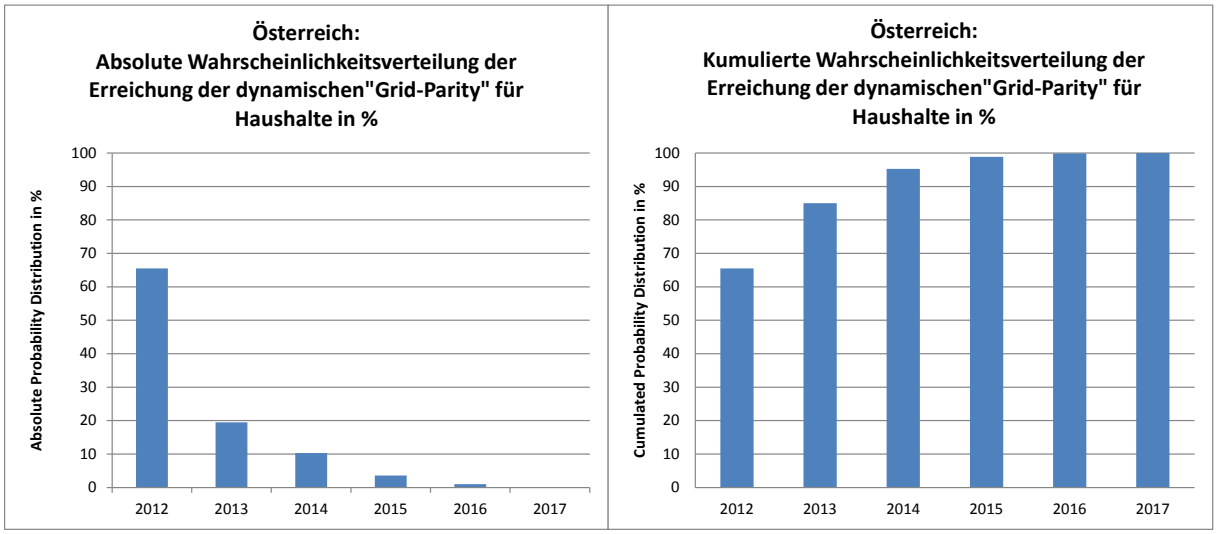


Abbildung 4 Simulationsergebnisse der PV Parity für Haushalte

3 Kostenersatzmodelle für PV Eigenverbrauch und Netzbereitstellung für Haushalte

Dieses Kapitel zeigt die Wettbewerbsfähigkeit der PV für Haushalte, wenn der Eigenverbrauchsanteil auch Beiträge zu den Netzentgelten und Steuern liefert. Denn der wichtigste Parameter die Wettbewerbsfähigkeit der PV für Prosumenten (Produzent und Konsument) zu erreichen ist der Anteil des Eigenverbrauchs [5], [6]. Der Anteil des Eigenverbrauchs hängt vom Lastprofil, der Sonneneinstrahlung sowie von der PV-Anlagengröße ab. Somit kann die PV-Erzeugung (teilweise) den Strombezug aus dem Netz ersetzen. Für den Fremdbezug aus dem Netz zahlt der Endverbraucher einen Endkundenstrompreis (= Energiekosten + Netzkosten + Steuern), das bedeutet dass die selbstverbrauchte Kilowattstunden die Stromrechnung reduziert.

Die Reduzierung der Endkundenstromrechnung führt zu geringeren Einnahmen für die Netzbetreiber und Gemeinden. Mit einem hohen Anteil von PV im Energiesystem und die Möglichkeit zum Eigenverbrauch wird unter dem derzeitigen Marktdesign das finanzielle Problem der Netzbetreiber und Gemeinden aufgrund sinkender Umsätze wachsen. Wird jedoch der Eigenverbrauch nur für die Energiebeschaffungskosten bei der Stromrechnung berücksichtigt, würde sich die PV Wettbewerbsfähigkeit deutlich später einstellen [7].

Im Folgenden wird eine wirtschaftliche Sensitivitätsanalyse für verschiedene Kostenersatzmodelle für PV beschrieben, in dem Fall das PV-Eigenverbrauch zu den Stromnetzkosten, Steuern und zusätzlichen Netzverstärkungskosten einen Beitrag leistet.

Kostenersatzmodell 1

In dem ersten Kostenersatzmodell wird angenommen, dass der Eigenverbrauch den aktuellen Anteil der Netzkosten und alle Steuern (mit und ohne Ökostromabgabe) ebenfalls abdeckt. Außerdem werden zusätzliche Netzverstärkungs- und Kapazitätskosten für unterschiedliche PV-Marktdurchdringungsgrade (2% und 18% PV-Erzeugung des Gesamtstromverbrauchs in Österreich) von der PV getragen.

Es wurden im Kostenersatzmodell 1 fünf verschiedene Fälle für die Sensitivitätsanalyse entwickelt:

A. Derzeitiges Strommarktdesign für den Eigenverbrauch ohne zusätzlichen Beitrag zu Netzkosten und Steuern .

B. Der Anteil für Netzkosten und Steuern innerhalb des Endkundenstrompreises (ohne Gebühren für erneuerbare Energien) werden auch durch PV-Eigenverbrauch abgedeckt.

C. Der Anteil für Netzkosten und Steuern innerhalb des Endkundenstrompreises (inkl. Gebühren für erneuerbare Energien) werden auch durch PV-Eigenverbrauch abgedeckt.

D. Der Anteil der Netzkosten, zusätzliche Kosten für die Netzverstärkung für unterschiedliche PV-Marktdurchdringung und alle Steuern werden auch durch PV-Eigenverbrauch abgedeckt.

E. Der Anteil der Netzkosten, zusätzliche Kosten für die Netzverstärkung für unterschiedliche PV-Marktdurchdringung und alle Steuern werden auch durch PV-Eigenverbrauch abgedeckt. Zusätzliche Kapazitätskosten für die PV werden durch die gesamte PV Erzeugung abgedeckt.

Kostenersatzmodell 2

Im zweiten Kostenersatzmodell wird angenommen, dass der Eigenverbrauch alle aktuellen Steuern ohne Gebühren für erneuerbare Energien abdeckt. Derzeitige Netzabgaben werden nicht durch den Eigenverbrauch abgedeckt, jedoch müssen Netzanschlusskosten und Netzabgaben für die PV-Einspeisung (je nach PV-Marktdurchdringungsgrad, 2% und 18% PV-Erzeugung des Gesamtstromverbrauchs in Österreich) abgedeckt werden. Kapazitätskosten für verschiedene PV-Marktdurchdringungsgrade werden nicht zu 100% der PV-Erzeugung zugerechnet.

Es wurden im Kostenersatzmodell 2 ebenfalls fünf verschiedene Fälle für die Sensitivitätsanalyse entwickelt:

A. Derzeitiges Strommarktdesign für den Eigenverbrauch ohne zusätzlichen Beitrag zu Netzkosten und Steuern .

B. Der Anteil für Steuern innerhalb des Endkundenstrompreises (ohne Gebühren für erneuerbare Energien) werden auch durch PV-Eigenverbrauch abgedeckt.

C. Der Anteil für Steuern innerhalb des Endkundenstrompreises (ohne Gebühren für erneuerbare Energien) werden auch durch PV-Eigenverbrauch abgedeckt. Netzanschlusskosten und Netzabgaben für die PV-Einspeisung (je nach PV-Marktdurchdringungsgrad) fallen an.

D. Der Anteil für Steuern innerhalb des Endkundenstrompreises (ohne Gebühren für erneuerbare Energien) werden auch durch PV-Eigenverbrauch abgedeckt. Netzanschlusskosten und Netzabgaben für die PV-Einspeisung (je nach PV-Marktdurchdringungsgrad) fallen an. Zusätzliche Kapazitätskosten fallen für 10% der PV Erzeugung an.

E. Der Anteil für Steuern innerhalb des Endkundenstrompreises (ohne Gebühren für erneuerbare Energien) werden auch durch PV-Eigenverbrauch abgedeckt. Netzanschlusskosten und Netzabgaben für die PV-Einspeisung (je nach PV-Marktdurchdringungsgrad) fallen an. Zusätzliche Kapazitätskosten fallen für 50% der PV Erzeugung an.

Für die Analyse wurden folgende PC-Systemkosten angenommen:

- 2 kWp: 2200 EUR/kWp
- 3.5 kWp: 2000 EUR/kWp
- 5 kWp: 1800 EUR/kWp

Die PV-Einspeisung ins Netz wird mit einem EM Preis von 50 EUR/MWh abgegolten. Der Endkundenstrompreis liegt bei 200 EUR/MWh. Der Endkundenstrompreis in Österreich teilt sich in folgenden Kostenkomponenten inkl. USt. auf (siehe auch Abbildung 5)[8]:

- Energie: 97,9EUR/MWh
- Netz: 61 EUR/MWh
- Steuern&Abgaben: 27,9 EUR/MWh
- Ökostromabgabe: 13.2 EUR/MWh

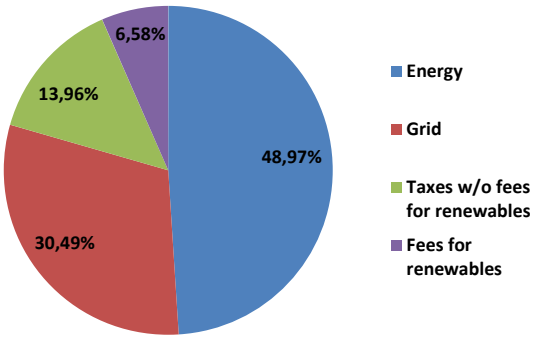


Abbildung 5 Aufteilung der Kostenkomponenten des Endkundenstrompreis für Haushalte

Die zusätzlichen Netzverstärkungs- und Kapazitätskosten für unterschiedliche PV-Marktdurchdringungsgrade von 2% bis 18% PV-Erzeugung gemessen am Gesamtstromverbrauch in Österreich sind in Tabelle 2 aufgelistet [9].

Tabelle 2 Zusätzlichen Netzverstärkungs- und Kapazitätskosten für unterschiedliche PV-Marktdurchdringungsgrade

Austria (€/MWh)			
Additional Cost for		Capacity	Grid
PV Penetration level	2%	1,38	1,98
	4%	8,29	0,99
	6%	10,59	0,66
	8%	11,74	0,53
	10%	12,43	0,75
	12%	12,89	0,98
	14%	13,22	3,88
	16%	13,47	6,35
	18%	13,66	8,10

Die Analyseergebnisse in Abbildung 6 zeigen den Einfluss des Eigenverbrauchs und den Einfluss der Endkundenstrompreiskostenkomponenten auf die PV Wettbewerbsfähigkeit. Im Fall A kann der höhere spezifische Anlagenpreis durch den höheren Eigenverbrauchsanteil wettgemacht werden und die Wirtschaftlichkeit positiv beeinflussen. Den Einfluss der Netzkomponente wird im Fall B deutlich, hier ist durch die Abgabe der Netzkosten auf den Eigenverbrauch eine höhere Wirtschaftlichkeit für einen höheren Eigenverbrauchsanteil nicht mehr gegeben. Wie auch weiters in den Fällen C, D und E anschaulich gezeigt wird. Dies ist dadurch begründet, dass im Kostenersatzmodell 2 Netzanschlusskosten und Netzgebühren für die Einspeisung zwar zu entrichten sind, aber durch einen höheren Eigenverbrauchsanteil die Netzeinspeisungskosten geringer werden. Somit liegen die möglichen Kosten für alternative Anreiz- bzw. Fördersysteme im Kostenersatzmodell 1 bei ca. 67 EUR/MWh. Im Kostenersatzmodell 2 reduzieren sich die Kosten für ein alternatives Anreiz- bzw. Fördersysteme auf ca. 44 EUR/MWh, betrachtet jeweils im Fall E bei einer PV-Marktdurchdringung von 18%.

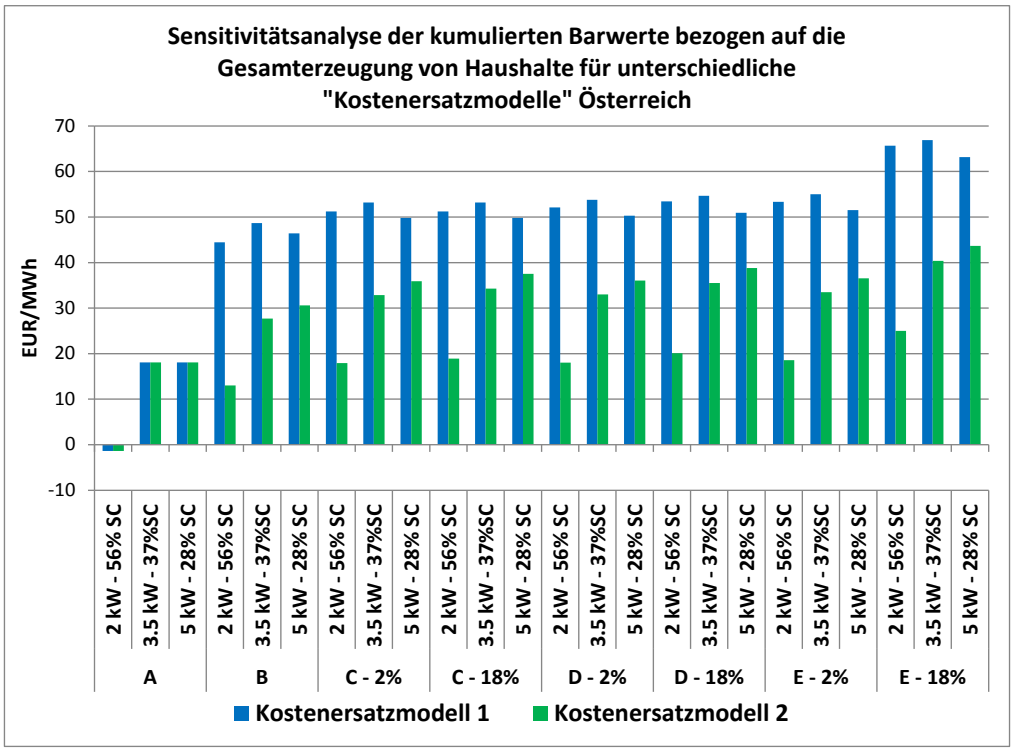


Abbildung 6 Sensitivitätsanalyse der kumulierten Barwerte bezogen auf die Gesamterzeugung von Haushalte für unterschiedliche "Kostenersatzmodelle" Österreich

4 Schlussfolgerungen

Die Analyse der Kosten der aktuellen und zukünftigen Fördermodelle zeigt, dass durch die Erhöhung des Eigenverbrauchs eine Verringerung der spezifischen Förderkosten möglich ist. So können gut gestaltete Maßnahmen zugunsten des Eigenverbrauchs die Kosten für alternative Anreize senken.

Investitionszuschüsse oder Steuervergünstigungen können die Investitionskosten reduzieren und die PV näher an die Wettbewerbsfähigkeit bringen. Darüber hinaus erhöhen Kapitalkosten die PV Wettbewerbsfähigkeit deutlich.

Net-Metering könnte ein Schritt zur Schaffung von Anreizen für die Erhöhung des Eigenverbrauchs auf wirtschaftliche Weise gesehen werden: Jedoch wird der wirtschaftliche Umsatzverlust der Netzbetreiber und Gemeinden verstärkt. Daher muss eine Entschädigung für den in das Netz eingespeist Strom für Netzbetreiber erfolgen.

PV-Eigenverbrauchsmaßnahmen müssen aber auch einen fairen Ausgleich für den Strom der in das Netz eingespeist bekommen. Strom von dezentralen PV-Erzeugungsanlagen, die in das Verteilnetz einspeisen und auch in der Niederspannungsebene verteilt werden, haben keine zusätzlichen Kosten für die Übertragung und für die Netzverluste zu zahlen.

Ohne jegliche Lastverschiebungs- oder Speicheroptionen nimmt der Eigenverbrauchsanteil mit steigender PV-Anlagegröße ab. Eine Optimierung der Systemgröße kann den Anteil des Eigenverbrauchs erhöhen und damit die Wettbewerbsfähigkeit der PV steigern. Eine Optimierung des Anteils des Eigenverbrauchs kann einerseits mit einer optimalen PV-Anlagengröße entsprechend dem Lastprofil erfolgen und anderseits mit der Optimierung des

Lastprofils durch zusätzliche Technologien für Demand-Response und/oder dezentrale Speicherkapazitäten.

Schließlich ist das Eigenverbrauchsgeschäftsmodell stark von den Einsparungen der Netzkosten und Steuern abhängig. Die Reduzierung der Endkundenstromrechnung durch Eigenverbrauch führen zu geringere Umsätze für Netzbetreiber und Gemeinden. Mit einer hohen PV-Marktdurchdringung im Energiesystem und Potentialsteigerung des Eigenverbrauchs, wird in dem derzeitigen Marktdesign dieses Problem verstärkt. Allerdings, wenn der Eigenverbrauch nur für den Teil der Energiekosten der Stromrechnung berücksichtigt wird, dann wird die PV-Wettbewerbsfähigkeit wahrscheinlich deutlich verschoben.

Die Frage nach alternativen Netzfinanzierungsmodellen sollte auf Systemebene betrachtet werden, da PV auch einen positiven Effekt auf die Netze haben kann. Schließlich sollte auch der Unterschied zwischen Eigenverbrauch und Energieeffizienzmaßnahmen aus der Kostensicht betrachtet werden. Energieeffizienz reduziert auch die Endkundenrechnung und es entsteht keine Diskussion über Abgaben für Netzkosten und Steuern.

Daher ist die Entwicklung von neuen Marktstrukturen mit einem fairen Ausgleich der Netzkosten und Steuern unter Berücksichtigung von zukünftigen alternativen Anreizmodellen für den PV-Eigenverbrauch und für den weiteren Weg der PV Wettbewerbsfähigkeit notwendig.

Referenzen:

[1] Breyer Ch., Gerlach A., Global Overview on Grid-Parity event dynamics, Q-Cells SE, Bitterfeld-Wolfen, 2011

[2] Solar Photovoltaics – Competing in the energy sector – Part 1, European Photovoltaic Industry Association (EPIA), 2011.

[3] http://www.pvparity.eu/de/results/pv-competitiveness/

[4] BUNDESGESETZBLATT FÜR DIE REPUBLIK ÖSTERREICH - 307. Verordnung: Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2012–ÖSET-VO2012

[5] G. Lettner, H. Auer; PV Parity Project - D3.3a Roadmap for the residential sector in all target countries and for MENA countries, http://www.pvparity.eu/de/results/pv-competitiveness/, 29.01.2013

[6] G. Lettner, H. Auer; PV Parity Project - D3.3b Roadmap for the commercial sector for all target countries, http://www.pvparity.eu/de/results/pv-competitiveness/, 29.01.2013

[7] S. Bode, H. Groscurth; Grid Parity von Photovoltaik-Anlagen: Ein vollständiger Vergleich unter Berücksichtigung aller Steuern und Umlagen auf den Strombezug von privaten Haushalten; 18.3.2013

[8] S. Caneva; PV Parity Project – D2.2 Electricity prices scenarios until at least the year 2020 inselected EU countries, January 2012

[9] D. Pudjianto, P. Djapic, J. Dragovic, G. Strbac; PV Parity Project – D4.4 Grid Integration Cost of PhotoVoltaic Power Generation , 13.06.2013