

MODELLIERUNG DER DYNAMISCHEN „PV PARITY“ FÜR VERSCHIEDENE EUROPÄISCHE LÄNDER

Georg Lettner¹, Hans Auer¹

¹Energy 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 unterschiedliche Marktteilnehmer angegeben werden.

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 Endkundenstrompreis 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 Definition „PV Parity“

Zur Bestimmung der „PV Parity“ wird ein wirtschaftlicher Kostenvergleich eines Marktteilnehmers ohne PV mit einem Marktteilnehmer mit PV angestellt. Als Grundlage für diesen wirtschaftlichen Kostenvergleich dienen die „Levelized Costs of Electricity“ (LCOE), aus der Sicht eines Erzeugers sind diese vergleichbar mit den Stromgestehungskosten für die unterschiedlichen Stromerzeugungstechnologien. Für einen Verbraucher z.B. einen Haushalt sind die LCOE vergleichbar mit dem Endkundenstrompreis. Zur Berechnung der zukünftigen LCOE für PV-Technologien ist eine Vielzahl von verschiedenen Randbedingungen und Annahmen über die künftige Entwicklung mehrerer wichtiger Parameter (z.B. spezifische Kosten, Effizienz, etc.) notwendig. Um den wirtschaftlichen Kostenvergleich durchführen zu können müssen die Entwicklung zukünftiger Großhandels-/Endkundenpreise, sowie weitere Technologieoptionen die das Lastprofil von verschiedenen Kundengruppen beeinflussen (z.B. Erhöhung des Eigenverbrauchs durch die Implementierung von zusätzlichen Speichertechnologien) berücksichtigt werden.

Für unterschiedliche Marktteilnehmer können unterschiedliche Definitionen von dynamischer „PV Parity“ angewendet werden. Dynamisch bedeutet in diesem Zusammenhang, dass ein wirtschaftlicher Vergleich der Barwerte der Kosten und der Einnahmen über die ganze Lebensdauer eines PV-Systems erfolgt. Folgende 3 Definitionen wurden generiert [3]:

- **Dynamische „Grid Parity“**

PV-Erzeugung kann teilweise oder komplett den Stromverbrauch ersetzen. Das wird gewöhnlich als „PV Grid Parity“ (dt. „PV Netzparität“) genannt, weil der wirtschaftliche Vergleich mit dem Endkundenstrompreis (= Stromerzeugungskosten + Netzkosten + Steuern) erfolgt. Die Faktoren für die Wettbewerbsfähigkeit der PV-Erzeugung sind Einsparungen bei der Stromrechnung durch Eigenverbrauch und Erträge durch Einspeisung der PV-Erzeugung in das Netz.

- **Dynamische „Wholesale Price Parity“**

PV-Erzeugung die im Allgemeinen nur wenig oder gar keine Eigenverbräuche kompensiert. In diesem Fall steht die PV-Erzeugung im Wettbewerb mit dem Großhandelspreis am Spotmarkt.

- **Dynamische „Fuel Parity“**

PV-Erzeugung die mit einer spezifischen Stromerzeugungstechnologie in Konkurrenz steht, sie aber nicht ersetzen kann, z.B. Stromerzeugung durch Öl/Diesel-Aggregate im Insel(netz)betrieb.

Diese 3 unterschiedlichen „PV Parity“-Definitionen können hauptsächlich auf 4 unterschiedliche Marktteilnehmer angewendet werden:

- Haushalte < 5kWp-Anlagen
- Gewerbe < 100kWp-Anlagen
- Industrie < 500kWp-Anlagen
- Stromversorgungsunternehmen > 500kWp-Anlagen

Die 3 „PV Parity“-Definitionen sind jedoch nicht für jeden der oben genannten Marktteilnehmer relevant bzw. sinnvoll. Die „Grid Parity“ ist für dachinstallierte bzw. gebäudeintegrierte PV-Systeme für Haushalte, Gewerbe und Industrie relevant. Für Gewerbe- bzw. Industrieanlagen mit einem geringen lokalen Stromverbrauch und für Stromversorgungsunternehmen die Freiflächenanlagen betreiben ist die „Wholesale Price Parity“ und in Ausnahmefällen (z.B. Inselnetz) die „Fuel Parity“ ausschlaggebend. In speziellen Einzelfällen kann die „Fuel Parity“ auch für Haushalte interessant sein.

2.2 Mathematischer Ansatz

2.2.1 „Levelized Costs of Electricity“ für PV

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

$$LCOE_{PVSystem,i} = \frac{CAPEX_i + OPEX_i}{EP_i} \quad i = 1,2,\dots,N \quad (2.1)$$

$$CAPEX_i = C_{Invest} \cdot crf \quad \text{für } i > n : CAPEX_i = 0 \quad n \leq N \quad (2.2)$$

$$crf = \frac{WACC \cdot (1 + WACC)^n}{(1 + WACC)^n - 1} \quad (2.3)$$

$$WACC = \frac{E}{E + D} \cdot k_E + \frac{D}{E + D} \cdot k_D \cdot (1 - s_C) \quad (2.4)$$

LCOE _{PVSystem,i}	Levelized Costs of Electricity pro Jahr in €/kWh
CAPEX _j	Investitionsausgaben (CAPitel EXpenditure) in €
OPEX _i	Betriebskosten (Operational EXpenditure) pro Jahr in €
EP _i	Energieertrag pro Jahr in kWh
C _{Invest}	Investitionskosten in €
crf	Annuitätenfaktor (Capital Recovery Factor)
WACC	gewichteter durchschnittlicher Kapitalkostensatz (Weighted Average Cost of Capital)
E	Eigenkapital (Equity) in €
D	Fremdkapital (Debt) in €
k _E	Verzinsungskosten für Eigenkapital
k _D	Verzinsungskosten für Fremdkapital
s _C	Ertragssteuersatz
N	Lebensdauer des PV-Systems
n	Abschreibungsdauer

2.2.2 Jährliche Kostenberechnung der unterschiedlichen „PV Parity“-Definitionen

Je nach Marktteilnehmer und Anwendung der dementsprechenden „PV Parity“-Definition, gibt es unterschiedliche Ansätze bei der Berechnung um die Parität der PV-Systeme mit und ohne Speichertechnologien zu erreichen.

- **Dynamische „Grid Parity“**

Die dynamische „Grid Parity“ ist der komplexeste von den 3 „PV Parity“-Ansätzen. Durch das spezielle Lastprofil des Marktteilnehmers und das spezielle Erzeugungsprofil der PV-Systeme (Tag-Nacht-Charakteristik und Strahlungsstärkenunterschied-Winter-Sommer) entstehen 3 unterschiedliche Situationen für das Energiesystems des Prosumers (= Produzent und Verbraucher):

1. Fremdbezug aus dem Netz (Term 1 in Glg. 2.5): 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. 2.5): 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. 2.5): 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 2.5 beschrieben.

$$\begin{aligned}
 NPVof C_{PVSystem,i} = & p_{Retail,i} \cdot (Demand_i - Selfconsumption \& Storage_i) + \\
 & + LCOE_{PVSystem,i} \cdot Selfconsumption \& Storage_i + \\
 & + (LCOE_{PVSystem,i} - p_{Market,i}) \cdot Feedin_i
 \end{aligned} \tag{2.5}$$

NPVof $C_{PVSystem,i}$	Barwert (Net Present Value) der jährlichen Gesamtkosten des Energiesystems in €
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 €
$p_{Market,i}$	jährlicher Marktpreis der eingespeisten PV-Erzeugung in €/kWh

Die jährlichen Barwerte der Kosten für einen Marktteilnehmer ohne PV-System, errechnen sich aus dem jährlichen Endkundenstrompreis und dem jährlichen Verbrauch (siehe Gleichung 2.6).

$$NPVof C_{withoutPVSystem,i} = p_{Retail,i} \cdot Demand_i \tag{2.6}$$

In Abbildung 1 ist beispielhaft der Vergleich eines typischen Haushaltslastprofils gegenüber einem PV-Erzeugungsprofil für einen Sommertag ohne zusätzliche Speichertechnologie gezeigt. Durch die Installation einer Speichertechnologie kann an einem Sommertag der Anteil des Fremdbezugs aus dem Netz verkleinert bzw. vollkommen auf Fremdbezug verzichtet werden, siehe Abbildung 2. Je nach Speichergröße kann es dann zu einer Einspeisung der überschüssigen PV-Erzeugung in das Netz kommen oder eben nicht. An den Wintertagen ist die PV-Erzeugung durch die geringere Strahlungsstärke und die kürzeren Sonnenstunden dementsprechend geringer, daher kann nur ein geringer Anteil der PV-Erzeugung ins Netz eingespeist werden, siehe Abbildung 3. Kommt in dem PV-System eine Speichertechnologie zum Einsatz, kann in den Wintertagen ein geringer Anteil des Fremdbezugs in den Nachtstunden durch die PV-Erzeugung reduziert werden. Eine Einspeisung in das Netz findet aber nicht mehr statt, sondern wird bei PV-Erzeugungsüberschuss gespeichert, siehe Abbildung 4.

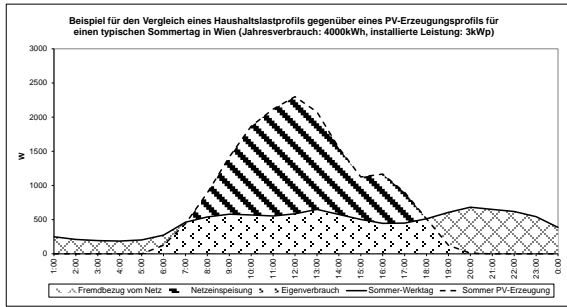


Abbildung 1: Beispiel eines Haushaltstromprofils gegenüber der PV-Erzeugung im Sommer OHNE Speichertechnologie

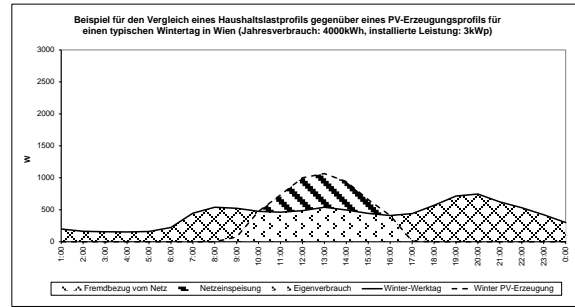


Abbildung 3: Beispiel eines Haushaltstromprofils gegenüber der PV-Erzeugung im Winter OHNE Speichertechnologie

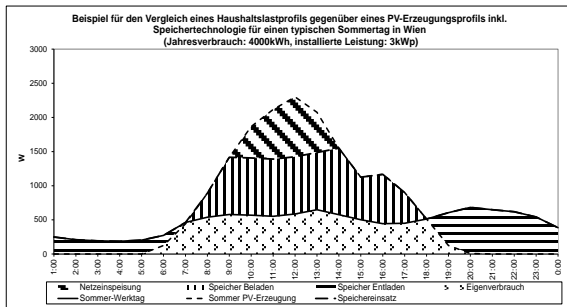


Abbildung 2: Beispiel eines Haushaltstromprofils gegenüber der PV-Erzeugung im Sommer MIT Speichertechnologie

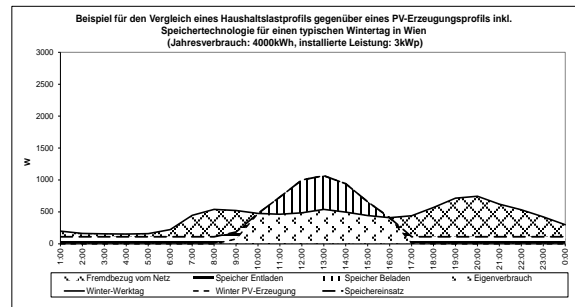


Abbildung 4: Beispiel eines Haushaltstromprofils gegenüber der PV-Erzeugung im Winter MIT Speichertechnologie

• **Dynamische „Wholesale Price Parity“**

Bei der Betrachtung der „Wholesale Price Parity“ sind der Spotmarktpreis, die LCOE des PV-Systems und die dazugehörige PV-Erzeugung die ausschlaggebenden Parameter. Ist der Spotmarktpreis höher als die LCOE des PV-Systems, können Erlöse/Gewinne erzielt werden. Unterschreitet der Spotmarktpreis die Grenze der LCOE des PV-Systems, so werden Verluste erwirtschaftet. Schematische Darstellungen der Gewinn- und Verlustzonen bei der PV-Erzeugung für einen Winter- und Sommertag sind in Abbildung 5 und Abbildung 6 abgebildet.

Die jährlichen Barwerte der Kosten eines Marktteilnehmers mit einem PV-System der am Spotmarkt anbietet sind in Gleichung 2.7 und 2.8 beschrieben.

$$NPV_{of} C_{PVSystem,i} = CAPEX_i + OPEX_i - Rev_i \tag{2.7}$$

$$Rev_i = \sum_{t=0}^{8760} Gen_{PVSystem,i,t} \cdot (p_{Spot,i,t} - LCOE_{PVSystem,i}) \tag{2.8}$$

$$t = 0,15',30',45',1h,1h15',\dots,8760h$$

Rev_i jährliche Erlöse aus der PV-Erzeugung am Spotmarkt in €

Gen_{PVSystem,i,t} 15minütige PV-Erzeugung pro Jahr in MWh

p_{Spot,i,t} 15minütiger Spotmarktpreis pro Jahr in €/MWh

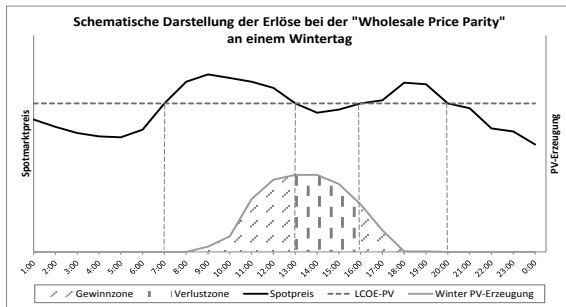


Abbildung 5: Schematische Darstellung der Gewinn- und Verlustzonen der PV-Erzeugung am Spotmarkt an einem Wintertag

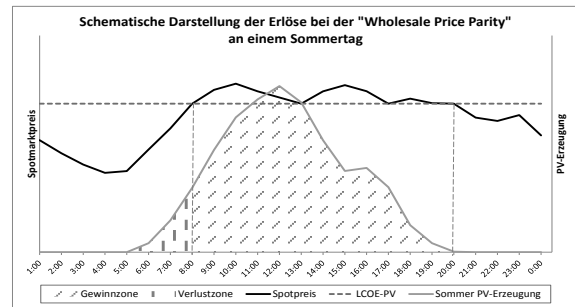


Abbildung 6: Schematische Darstellung der Gewinn- und Verlustzonen der PV-Erzeugung am Spotmarkt an einem Sommertag

- **Dynamische „Fuel Parity“**

Die dynamische „Fuel Parity“ vergleicht die benötigten Brennstoffkosten eines bereits bestehenden thermischen Stromerzeugungsaggregats (Diesel/Öl, Gas, Biomasse, etc.) mit und ohne installiertem PV- und/oder Speicher-System zur Deckung der Last bei einem Insel(netz)betrieb. Diese „PV Parity“-Definition ist ähnlich der „PV Grid Parity“, jedoch ist der ausschlaggebende Vergleichsparameter nicht der Stromendkundenpreis, sondern die Stromgestehungskosten eines bestehenden thermischen Stromaggregats, also die Brennstoffkosten. Einerseits kann an Wintertagen das PV-System, mit und ohne Speicherung, die Last nicht vollkommen decken, daher ist der Einsatz des bestehenden Stromaggregats notwendig, siehe Abbildung 7. Andererseits kann an einem Sommertag überschüssige PV-Erzeugung ohne bzw. zu geringe Speicherung nicht verwendet werden und ist im schlimmsten Fall verloren, siehe Abbildung 8. Eine optimale Auslegung des PV-Systems mit und ohne Speichertechnologie ist daher einer der wichtigsten Voraussetzungen zur Erreichung der „Fuel Parity“.

Die jährlichen Barwerte der Kosten des Strombedarfs eines Marktteilnehmers mit PV-System im Insel(netz)betrieb errechnen sich aus dem Anteil der durch das thermische Stromerzeugungsaggregat erzeugt werden muss und durch die mögliche PV-Erzeugung und –Speicherung gemäß Gleichung 2.9.

$$NPV_{\text{of } C_{PVSystem,i}} = p_{\text{Aggregat},i} \cdot (Demand_i - Selfconsumption \& Storage_i) + LCOE_{PVSystem,i} \cdot Selfconsumption \& Storage_i \quad (2.9)$$

$$p_{\text{Aggregat},i} = \frac{P_{\text{Fuel},i}}{\eta_{el}} \quad (2.10)$$

$p_{\text{Aggregat},i}$ Brennstoffkosten pro Jahr in €/MWh_{el}
 $p_{\text{Fuel},i}$ Brennstoffkosten pro Jahr in €/MWh_{primär}
 η_{el} elektrischer Wirkungsgrad des thermischen Stromerzeugungsaggregats

Die jährlichen Barwerte der Kosten des Strombedarfs für einen Marktteilnehmer ohne PV-System, errechnen sich aus dem jährlichen Brennstoffkosten und dem jährlichen Verbrauch (siehe Gleichung 2.11).

$$NPV_{\text{of } C_{\text{without } PVSystem,i}} = p_{\text{Aggregat},i} \cdot Demand_i \quad (2.11)$$

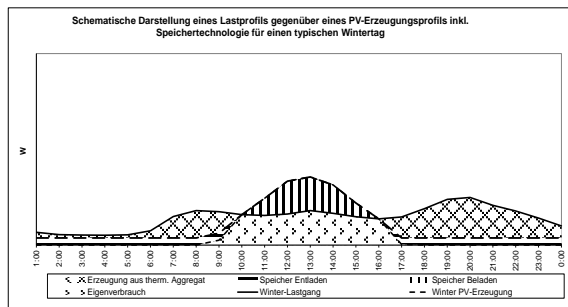


Abbildung 7: Schematische Darstellung der unterstützenden Lastdeckung der PV-Erzeugung bei einem Inselnetzbetrieb an einem Wintertag

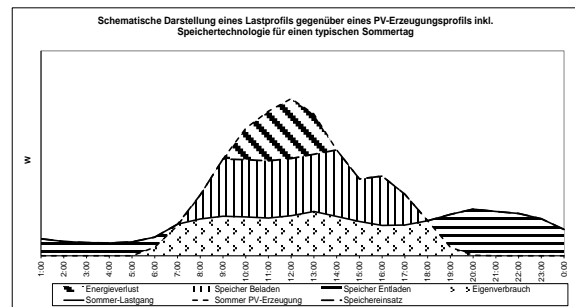


Abbildung 8: Schematische Darstellung der unterstützenden Lastdeckung der PV-Erzeugung bei einem Inselnetzbetrieb an einem Sommertag

2.2.3 Wirtschaftlicher „Trade Off“-Ansatz

Zur Erreichung der „PV Parity“ werden die jährlichen Barwerte der Kosten für unterschiedliche „PV Parity“-Definitionen über die Lebensdauer des PV-Systems kumuliert und ein wirtschaftliches „Trade Off“-Kriterium angewendet.

- **Dynamische „Grid Parity“**

Die dynamische „Grid Parity“ ist erreicht, wenn 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 2.12.

$$\sum_i^N NPV\ of\ C_{PVSystem,i} \leq \sum_i^N NPV\ of\ C_{withoutPVSystem,i} \quad (2.12)$$

- **Dynamische „Wholesale Price Parity“**

Um die „Wholesale Price Parity“ für ein PV-System zu erreichen, müssen die kumulierten jährlichen Barwerte der Kosten eines Marktteilnehmers kleiner Null sein, siehe Gleichung 2.13. Negative Kosten bedeuten, dass Erlöse/Gewinne erzielt werden und daher das PV-System wirtschaftlich ist.

$$\sum_i^N NPV\ of\ C_{PVSystem,i} \leq 0 \quad (2.13)$$

- **Dynamische „Fuel Parity“**

Wie schon in Kapitel 2.2.2 beschrieben ist die Kostenberechnung für einen Marktteilnehmer bei der „Fuel Parity“ ähnlich wie bei der „Grid Parity“. Das wirtschaftliche „Trade Off“-Kriterium ist sogar ident, daher gilt Gleichung 2.12 auch für die „Fuel Parity“.

3 Zukünftige Szenarien und Analyse

Auf die Berechnung der LCOE haben eine Vielzahl von Parametern (z.B. PV-Systempreise, Abschreibungsdauer, 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. Durch unterschiedliche Sensitivitätsanalysen unter der Ceteris-paribus-Klausel wird der Einfluss der unterschiedlichen Parameter gezeigt. Zukünftige Endkunden-, Großhandels- und Primärenergieträgerpreise werden in unterschiedlichen Szenarien definiert und dadurch entsteht ebenfalls eine gewisse Bandbreite der Preise. Die Kosten- und „Trade Off“-Analyse erfolgt mit den Rand- und Mittelwerten der unterschiedlichen Bandbreiten der Parameter.

4 Ergebnisse

Durch die natürliche Heterogenität der Sonneneinstrahlung und der künstlichen Heterogenität der Märkte in Europa, unterschiedliche Strom- und PV-Systempreise, ergeben sich für verschiedene europäische Länder verschiedene Bandbreiten der LCOE und der Strom- und PV-Systempreise. Durch die Bandbreite, definiert durch die einzelnen Szenarien und der Parameteranalyse, der LCOE und der Strom- und PV-Systempreise wird ein mögliches Zeitfenster bzw. die Rahmenbedingungen bestimmt in der die unterschiedlichen „PV Parity“-Definitionen in den verschiedenen europäischen Ländern erreicht werden. Diese dynamische Modellierung wird derzeit in dem Projekt „PV Parity“, gefördert vom Intelligent Energy Europe (IEE) Programm der europäischen Kommission, erarbeitet und empirisch skaliert. Konkrete Ergebnisse sind Mitte 2012 zu erwarten und werden in zukünftigen nationalen und internationalen Konferenzen vorgestellt.

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] IEE project “PV Parity”: www.pvparity.eu