

Maximaler Ertrag vs. Kostenminimum: Der Einfluss der Ausrichtung von PV-Modulen auf den Marktwert und die Systemkosten

Michael Hartner, André Ortner, Albert Hiesl, Sergiu Nicoara
Technische Universität Wien, Energy Economics Group (EEG)
Gusshausstraße 25-29, 1040 Wien
Tel.: +43 1 58801 370379
E-Mail: hartner@eeg.tuwien.ac.at
Internet: <http://www.eeg.tuwien.ac.at/>

Einleitung und Motivation

Über lange Zeit war (unter konstanten Einspeisetarifen) das klare Ziel eines Anlagenbetreibers den energetischen Output einer PV-Anlage über die Lebenszeit zu maximieren. In Mitteleuropa entspricht dies einer Ausrichtung der Module nach Süden und einem Neigungswinkel von ca. 30° bis 40°. (siehe Abbildung 1)

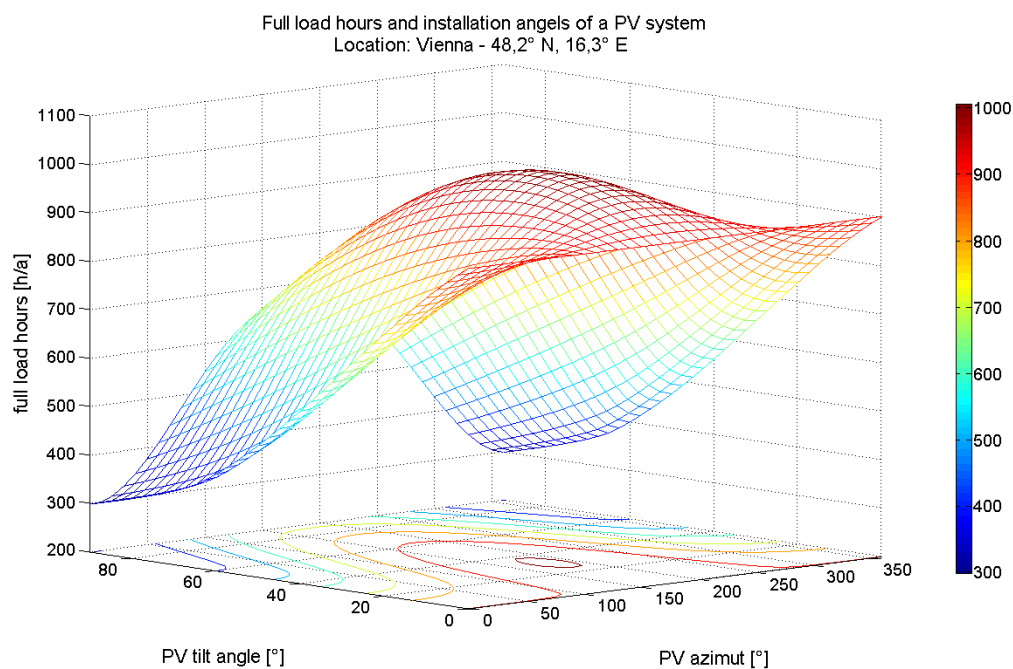


Abbildung 1: Volllaststunden in Abhängigkeit von Azimuth und Neigungswinkel

In einem Stromsystem mit hohen PV-Anteilen kann dies aus einer Systemperspektive allerdings sowohl aus wirtschaftlicher als auch ökologischer Sicht suboptimal sein. Alternative Ausrichtungen (z.B. Ost/West-Orientierungen) von PV-Modulen können unter Umständen zu geringeren Gesamtsystemkosten führen und abhängig vom Förderdesign auch betriebswirtschaftlich sinnvoll sein (siehe Rowlands 2010), obwohl der energetische Output dadurch reduziert wird. Dies wird in Abbildung 2 schematisch dargestellt. Die Einspeisung von PV-Strom führt dazu,

dass der Einsatz konventioneller Kraftwerke reduziert und damit Brennstoff- und CO₂ Zertifikatskosten gespart werden. Die Höhe der Einsparung zu einem gewissen Zeitpunkt hängt von der Angebotskurve der Kraftwerke (merit order) und der jeweiligen Nachfragesituation ab. Abbildung 2 (oben) zeigt schematisch die Situation für einen optimalen Aufstellwinkel für 2 Zeitpunkte. t_1 könnte zum Beispiel der Stunde 12 entsprechen (hohe Einspeisung), während t_2 die geringere Einspeisung aber auch höherer Nachfrage zur Stunde 9 illustriert. In diesem Fall wird die PV-Einspeisung mit einer Reduktion der Nachfrage (Last) nach konventioneller Erzeugung dargestellt, deren Angebotskurve der gereihten Grenzkosten der Kraftwerke entsprechen (blaue Kurve). Die Einsparungen ergeben sich aus dem Integral der Kosteneinsparungen über die Zeit.

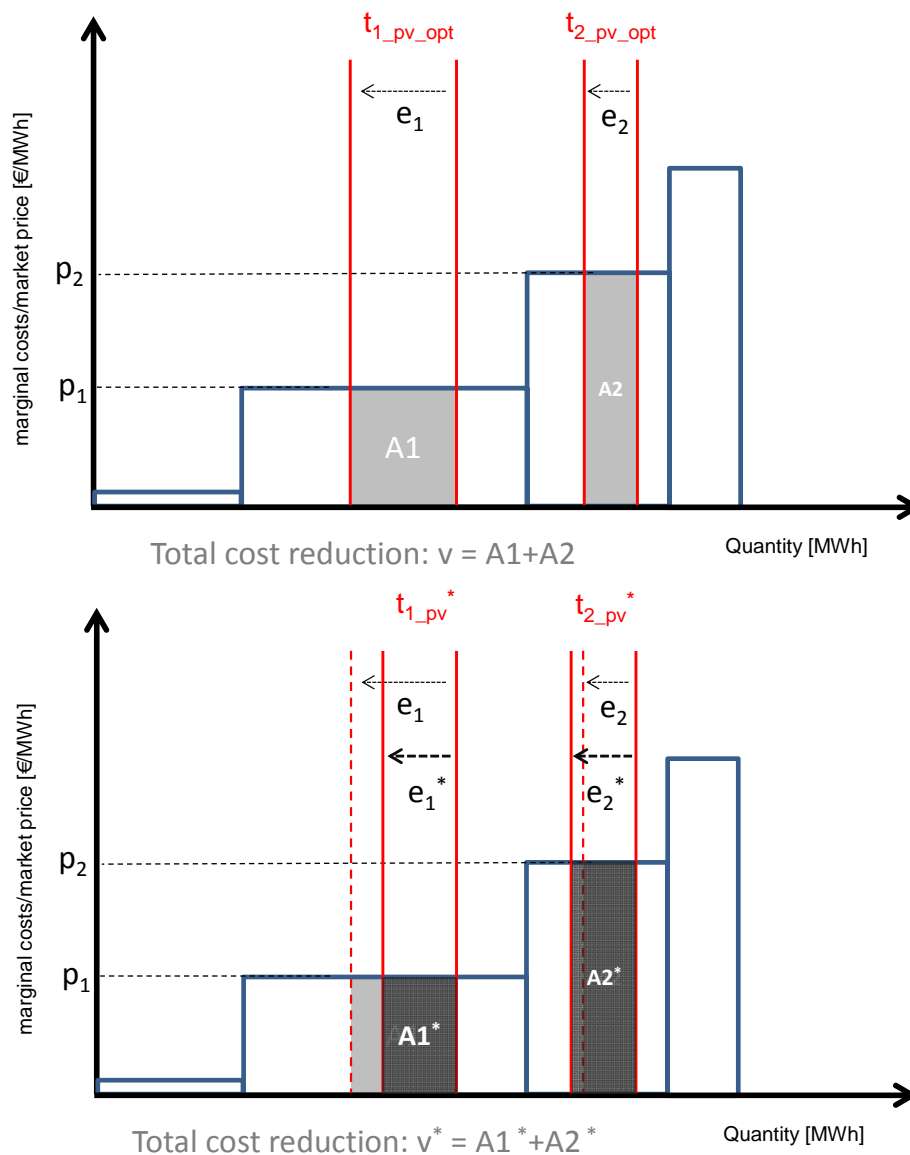


Abbildung 2: Reduktion der variablen Kosten durch PV-Einspeisung

Warum das energetische Optimum nicht notwendigerweise den minimalen Kosten des Gesamtsystems entspricht zeigt Abbildung 2 (unten). Hier ist eine Anlage mit

einem Aufstellwinkel dargestellt, die vom optimalen energetischen Ertrag abweicht.¹ Obwohl die Gesamterzeugung geringer ist ($e_1^* + e_2^* < e_1 + e_2$) kann theoretisch die Einsparung an Brennstoffkosten höher sein ($A1^* + A2^* > A1 + A2$), wenn etwa zum Zeitpunkt t_2 die Residuallast entsprechend höher ist als in t_1 und somit Kraftwerke mit höheren variablen Kosten zum Einsatz kommen.

Theoretisch sollten sich die Grenzkosten der Stromerzeugungskosten in den Spotmarktpreisen widerspiegeln, wodurch sich die marginalen monetären Einsparungen im Gesamtsystem im Marktwert einer PV-Anlage zeigen sollten. Der Marktwert (v) einer PV-Anlage unter Marktbedingungen und unter Vernachlässigung sonstiger Kosten ergibt sich damit aus dem Produkt der Einspeisemenge (e) und des Preises (p) der jeweiligen Stunde.²

$$v = \int_0^T e(t) \cdot p(t) dt$$

Der maximal erzielbare Marktwert einer PV-Anlage müsste theoretisch unter idealen Marktbedingungen auch die minimalen Kosten für das Gesamtsystem ergeben. Damit sollten bei Formen der Direktvermarktung auch kompatible Anreize für kostenminimale Ausrichtungen der Module bestehen. Unter Förderregimen mit fixen Einspeisetarifen ist der Verkaufspreis p aus Sicht des Anlagenbetreibers allerdings konstant und zur Maximierung des Profits bleibt nur mehr die Maximierung des energetischen Ertrags, was zu ineffizienten Investitionsentscheidungen aus Sicht des Gesamtsystems führen könnte.

In diesem Beitrag wird untersucht, ob bei hohen Anteilen von PV im Stromsystem der maximale Marktwert (v) signifikant vom energetischen Optimum abweicht. Wenn dies der Fall ist, sollten Förderregime so angepasst werden, dass ein Anreiz zur Ausrichtung der Module am Optimum für das Gesamtsystem besteht.

Methode

Um einen optimalen Mix an Aufstellwinkel zu ermitteln wird ein Kraftwerkseinsatzmodell mit aggregierten Daten zum deutsch-österreichischen Kraftwerkspark erstellt und mit PV-Erzeugungsprofilen für unterschiedliche Aufstellwinkel und Regionen verschnitten. Als Basisszenario für bereits bestehende RES-Einspeisung (RES) und für die Stromnachfrage (L) werden stündlich aufgelöste Daten aus dem Jahr 2012 verwendet. Um den zusätzlichen Ausbau von PV-Anlagen zu simulieren, wird das Marktgebiet in einen Raster mit 23 Regionen aufgeteilt (siehe Abbildung 4). Für jede Region (i) werden aus Strahlungsdaten Erzeugungsprofile für jeweils mehr als 100 verschiedene Kombinationen (k) aus Neigungswinkel und

¹ Unter der Annahme, dass e_2 weiterhin der Einspeisung zur Stunde 9 entspricht würde diese Abbildung einer nach Osten gerichteten Anlage entsprechen.

² Hier werden alle anderen Kostenkomponenten wie z.B. Ausgleichsenergiekosten, zusätzlicher Netzausbau usw. vernachlässigt. Es handelt sich hier also um eine vereinfachte Definition des Marktwerts einer PV-Anlage

Azimuth der PV-Module erstellt. Für die Modellierung wird ein Isotropes Strahlungsmodell (siehe Eicker 2011) und Strahlungsdaten aus der Helioclim Datenbank verwendet.³ Abbildung 3 zeigt hier beispielhaft an einem Standort in Wien zu welchen saisonalen und tageszeitlichen Verschiebungen es durch unterschiedliche Aufstellwinkel kommen kann.

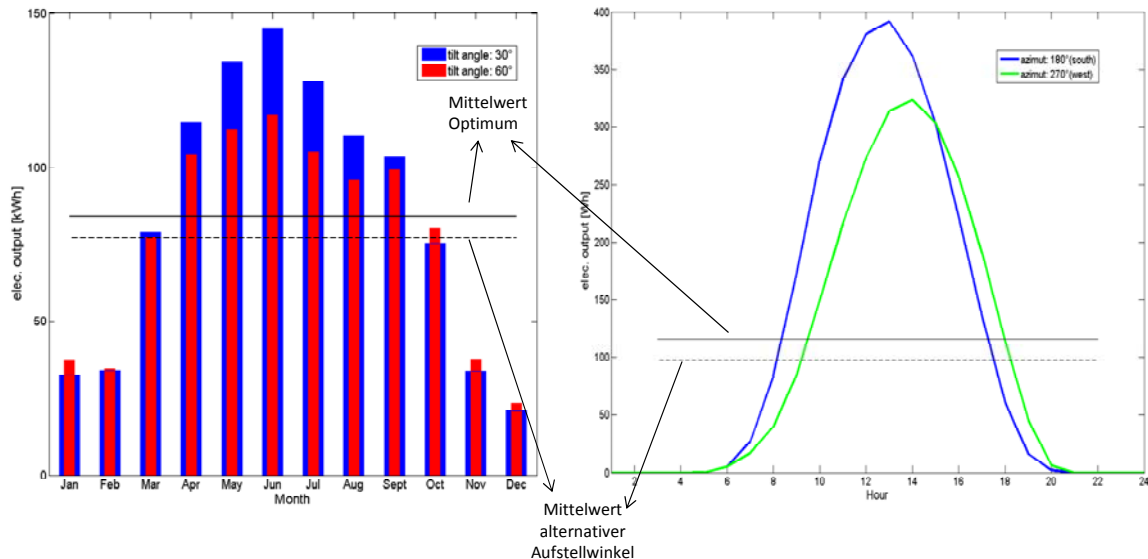


Abbildung 3: Links - Saisonale Verlagerung der Erzeugung in Wintermonate durch steilere Neigungswinkel (30° vs. 60° Neigungswinkel). Rechts: Tageszeitliche Verlagerung durch Variation des Azimuths – stündliche Mittelwerte über ein Jahr für Azimuth von 180° (Süden) und 270° (Westen)

Das Optimierungsmodell wählt unter Vorgabe der insgesamt zu installierenden PV-Nennleistung (cap_{pv_max}) die Kostenoptimale Kombination aus Regionen und Aufstellwinkel ($cap_{pv_{i,k}}$). Die Kosten bestehen aus dem Produkt der Grenzkosten (c) (Brennstoff + CO₂) der bestehenden steuerbaren Kraftwerke und der Erzeugung (P). Hier sei darauf hingewiesen, dass vorläufig keine Startkosten der Kraftwerke in dem Modell implementiert sind. Weiters sei darauf hingewiesen, dass weitere Effekte (z.B. reduzierter Flächenbedarf bei Ost/West Kombinationen, Restriktionen durch Netzengpässe usw.) nicht berücksichtigt werden. In der Zielfunktion finden sich also ausschließlich die kurzfristigen Kosten der bestehenden Kraftwerke.

In dem Modell werden die bestehenden Kraftwerke in Österreich und Deutschland mit Ihrer verfügbaren Leistung und ihren Grenzkosten abgebildet. Weiters werden Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke in aggregierter Form in das Modell integriert. Letztendlich wählt das Modell jene Kombination von Aufstellwinkeln und Regionen $cap_{pv_{i,k}}$, welche die gesamten Kosten (C) minimieren. Dabei sei darauf hingewiesen, dass dem PV-Ausbau selbst keine Kosten zugewiesen werden, dieser aber durch die maximale Ausbauleistung (cap_{pv_max}) begrenzt ist (NB 2).

³ Siehe <http://www.soda-is.com>



Abbildung 4: Einteilung des Marktgebiets in 23 Regionen

Zielfunktion:

$$\min C: C = \sum_t \sum_j P_{j,t} \cdot c_j$$

Nebenbedingungen:

$$L_{(t)} \leq \sum_j P_{j(t)} + \text{Res}_{(t)} + \sum_{i,k} PV_profil_{i,k(t)} \cdot cap_pv_{i,k} \quad \text{NB (1)}$$

$$\sum_i cap_pv_i \leq cap_pv_max \quad \text{NB (2)}$$

Für die Auswertung wurde ein zusätzlicher Ausbau von insgesamt +40 GW, +70 GW bzw. +100 GW an zusätzlich installierter PV Leistung betrachtet. Dazu sei erwähnt, dass eine weitere Nebenbindung hinzugefügt wurde, welche zu einer Aufteilung der installierten Leistung auf alle Regionen führt, da es sonst zu einer unrealistischen Konzentration der installierten Leistung auf jene Region mit den höchsten Volllaststunden kommen würde.

Ergebnisse

Die vorläufigen Modellergebnisse zeigen, dass selbst bei sehr hohen Ausbauraten eine Ausrichtung am energetischen Optimum immer noch zu nahezu optimalen Marktwerten und minimalen variablen Kosten im gesamten Stromsystem führen. Auch bei Ausbauraten von zusätzlich bis zu 70 GW installierter PV-Leistung wählt das Modell immer noch Aufstellwinkel, die im Bereich des energetischen Optimums liegen. Erst bei extremen Zuwächsen von beispielsweise +100 GW weicht das energetische Optimum signifikant vom maximalen Marktwert ab. Abbildung 5 zeigt eine Darstellung von Isolinien für einen Standort im Großraum Wien. Die strichlierten schwarzen Linien zeigen die Isolinien der Volllaststunden, während die färbigen

durchgehenden Linien Isolinien des Marktwertes der Anlagen über ein Jahr widerspiegeln. Im Jahr 2012 sind die energetischen und monetären Ertragsisolines beinahe Deckungsgleich (A), wobei die Marktwerte hier noch auf historischen Spotmarktpreisen basieren. Auch bei einem Ausbau von +40 GW (B) liegen die Isolinien noch weitgehend übereinander. Erst bei einem Ausbau von +70 GW sind Abweichungen zu beobachten, wobei das monetäre Optimum (roter Punkte) noch immer dem energetischen Maximum entspricht (hier: Ausrichtung nach Süden und 32° Neigungswinkel). Im Modell werden weiterhin ausschließlich Installationswinkel gewählt, die nahe am energetischen Optimum liegen.⁴ Erst bei sehr hohen installierten Leistungen von + 100 GW ergeben sich signifikante Abweichungen vom energetischen Optimum, die sich auch in der Auswahl der Installationswinkel im Modell zeigen. Die Isolinien in Abbildung 5 (D) zeigen eine Abweichung des monetären Optimums, das nun einem Neigungswinkel von 36° und einem Azimuth von 170° entspricht. Dies entspricht einer leichten Verschieben der Erzeugung in die Wintermonate bzw. in die Vormittagsstunden. Zu erwähnen ist, dass selbst bei dieser sehr hohen Ausbauleistung das energetische Optimum für diesen Standort noch immer 98% des maximalen Marktwertes liefern würde.

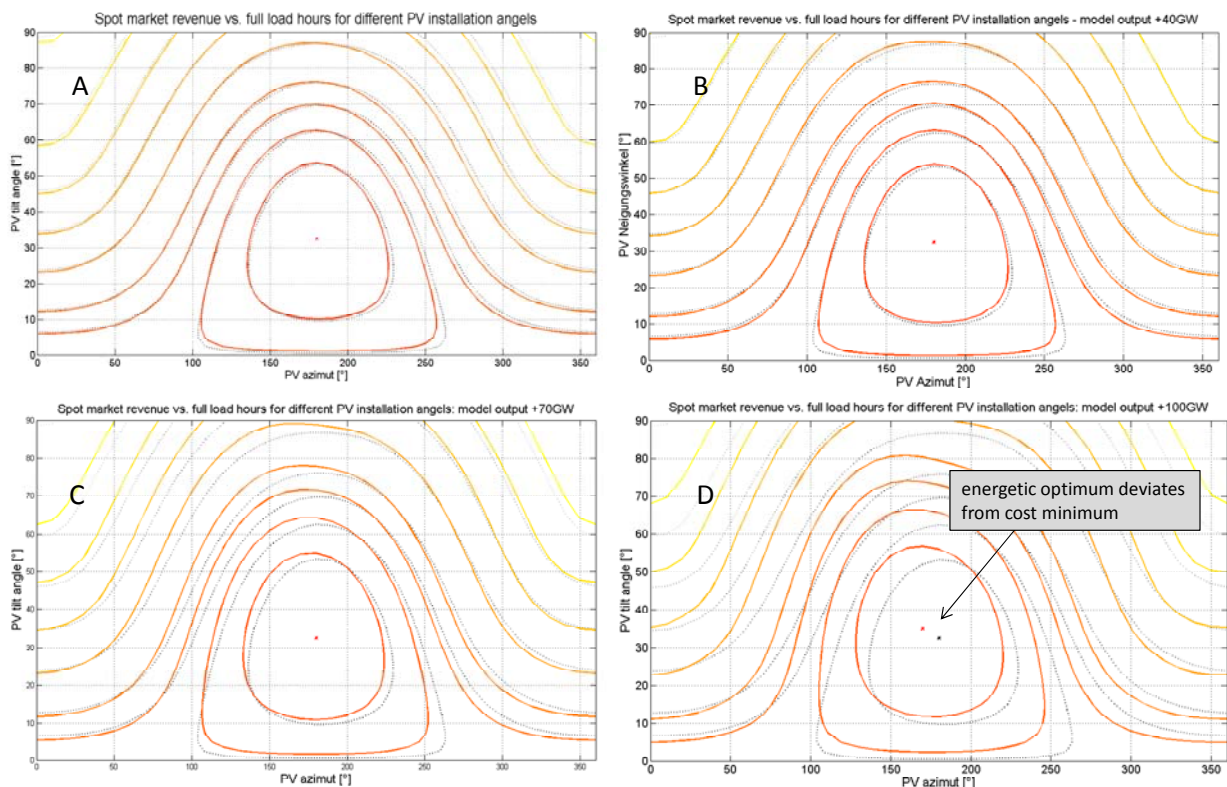


Abbildung 5: Energetischer Ertrag (strichliert) und Marktwert (färbig durchgehend) in Abhängigkeit von Azimuth und Neigungswinkel für eine Anlage im Großraum Wien. A - Status quo (Jahr 2012) B - Modellergebnis für zusätzlich 40 GW installierter Leistung in Deutschland und Österreich. C - +70 GW installierte Leistung. D - +100 GW installiert. Hier kommt es zu signifikanten Abweichungen zwischen den energetischen und monetären Isolinien.

⁴ An dieser Stelle sei erwähnt, dass für die Erstellung der Erzeugungsprofile Schrittweiten von 5° sowohl für Azimuth, als auch für den Neigungswinkel gewählt wurden und sich deshalb sehr kleine

Eine mögliche Erklärung für die geringen Abweichungen liefert Abbildung 6. Sie zeigt die Residuallast bei unterschiedlichen Ausbaustufen, wobei die strichlierten Linien jeweils die Last nach Abzug der Turbinen- bzw. Addition der Pumpleistung zeigen. Zunächst ist zu sehen, dass sich die Spitzenlasten kaum durch zusätzlichen PV-Ausbau reduzieren lassen, auch wenn im Modell die Möglichkeit zur Anpassung der Installationswinkel besteht. Weiters ist zu sehen, dass bis zu einem zusätzlichem Ausbau von bis zu 70 GW (grün) ein Großteil der Überschussproduktion (negative Residuallast) durch die Pumpleistung der Speicher abgefangen werden kann, wodurch eine Anpassung der Orientierung der PV-Module nur zu geringen Kostensenkungen führt. Bei einer Ausbauleistung von 100 GW kommt es trotz Speicher zu ca. 400 Stunden mit Negativlast. In diesem Szenario wurden im Modell bereits einige Module mit Neigungswinkeln von bis zu 60° und einem Azimuth von 145° gewählt. Hier kommt es genau zu dem in Abbildung 2 dargestellten Effekt, dass die energetischen Verluste über ein Jahr durch höhere Einsparungen zu gewissen Stunden kompensiert werden. Damit wird auch deutlich, dass die Frage nach der optimalen Ausrichtung stark von den vorhandenen Speichermöglichkeiten abhängt. Bei unbegrenzter Verfügbarkeit von Speichern (mit hohem Wirkungsgraden) und ohne Netzrestriktionen wäre natürlich eine Ausrichtung am energetischen Maximum auch die optimale Lösung für das Gesamtsystem. Weiters ist zu beobachten, dass das Einspeiseprofil der Anlagen beim energetischen Optimum eine hohe Korrelation mit den Mittagsspitzen der Nachfrage aufweist. Damit führt ein Abweichen vom energetischen Optimum bis zu gewissen Ausbauraten nicht zu Verbesserungen im Gesamtsystem. Eine Verschiebung der Winkel in Richtung Westen um die Abendspitzen zu reduzieren würde zu sehr hohen energetischen Verlusten führen und wird deshalb vom Modell nicht gewählt. Dazu ist anzumerken, dass die Module zum Zeitpunkt der Abendspitzen aufgrund der Saisonalität der Einstrahlung in den betrachteten Breitengraden fast zur Hälfte des Jahres praktisch keinen Strom produzieren.

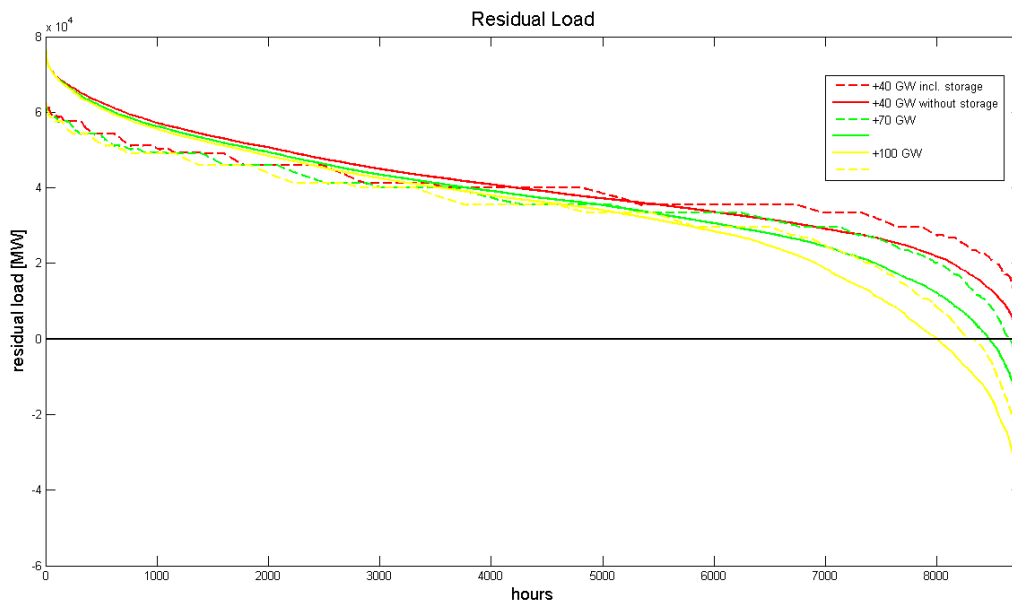


Abbildung 6: Residuallast in Abhängigkeit der zusätzlich installierten PV Leistung

Conclusio

Die bisherigen Analysen haben gezeigt, dass unter ausschließlicher Berücksichtigung der variablen Stromsystemkosten eine Orientierung am energetischen Optimum bis auf weiteres eine sinnvolle Herangehensweise bei der Installation von PV-Anlagen darstellt. Aus dieser Sicht führt ein konstanter Einspeisetarif aktuell zu keinen ineffizienten Aufstellwinkel von PV-Modulen. Bei sehr hohen Ausbauraten sollte eine Kopplung der Vergütung der Anlage an Spotmarktpreisen (Marktintegration) ausreichende Anreize für alternative Aufstellwinkel bieten.

Literatur

Ian H. Rowlands, Briana Paige Kemery, Ian Beausoleil-Morrison (2010) "Optimal solar-PV tilt angle and azimuth: An Ontario (Canada) case-study", Energy Policy, 39, 1397-1409.

Ursula Eicker (2011) "Solare Technologien für Gebäude", 2. Auflage, Vieweg+Teubner