

Rolle(n) der Photovoltaik im Energiesystem



Fraunhofer ISE
Prof. Dr. Christof Wittwer
christof.wittwer@ise.fraunhofer.de

DLR
Dr. Massimo Moser
massimo.moser@dlr.de

Fraunhofer IWES
Jan von Appen
jan.vonappen@iwes.fraunhofer.de

HZB
Prof. Dr. Bernd Rech
bernd.rech@helmholtz-berlin.de
Prof. Dr. Rutger Schlatmann
rutger.schlatmann@helmholtz-berlin.de

ISFH
Prof. Dr. Rolf Brendel
rolf.brendel@isfh.de
Dr. Raphael Niepelt
niepelt@isfh.de

ZAE
Dr. Jens Hauch
jens.hauch@zae-bayern.de

ZSW
Dr. Frank Sehnke
frank.sehnke@zsw-bw.de

Die Bedeutung der Photovoltaik (PV) ist in den letzten Jahren deutlich gestiegen. In Folge der rasanten Entwicklung in der Produktionstechnik hat Solarenergie bereits einen Anteil von ca. 7% (2016) erreicht. Damit gewinnt der Solarstrom auch an Bedeutung gegenüber der Wind- und Wasserenergie, die zusammen heute gut 30% der Stromproduktion darstellen. Die Stromgestehungskosten stellen für die Energiewirtschaft die maßgebliche Größe dar, um die Wirtschaftlichkeit zu vergleichen. Leider sind bei den konventionellen Energien heute die externen Kosten nicht Teil der Stromgestehungskosten. Daher liegen die konventionellen Energien der Braun- und Steinkohle zwischen 4 und 8 Cent/kWh. Bei PV unterscheidet man die Stromgestehungskosten für kleine Anlagen „small scale“ und große Anlagen „utility scale“. Es werden heute Stromgestehungskosten zwischen 4 und 14 Cent/kWh [1 ISE] erreicht.

Der weltweite Markt für PV hat sich – im Gegensatz zum deutschen Markt – positiv entwickelt; derzeit hat Europa ca. 32% Marktanteil. Die Systemkosten für PV-Systeme sind seit 2006 von ca. 5000 EUR/kWp auf 1270 EUR/kWp in 2015 gefallen und haben damit seit einigen Jahren schon die sogenannte Netzparität unterschritten.

Neben der Einspeisevergütung rückt seit Jahren die Eigennutzung des Solarstroms in den Vordergrund, der umso attraktiver wird, je weiter Erzeugungskosten und Strombezugskosten divergieren. In der Folge werden auch Speichersysteme und thermische Verwertungsoptionen interessant.

Die Herausforderungen der Systemintegration von PV-Solarenergie wird allerdings nicht geringer: Die Einspeisung erfolgt regional verteilt, sowohl im Süden, wie auch im Norden. Die PV-Fluktuation ist an sonnigen Tagen mit dem Mittagspeak am stärksten, Windenergie wird meist über einige Tage verstärkt eingespeist. Die zunehmend wichtige Frage ist, wie Systemdienstleistungen durch die erneuerbaren Energieanlagen erbracht werden können, ohne den Einsatz von konventionellen Synchronmaschinen in Kraftwerken.

Wind und PV führen an lastarmen Wochenenden schon heute zur Dominanz im Netz. Der Export ins Ausland steigt in diesen Stunden an.

Energieszenarien sind für alle beteiligten Forschungsinstitute maßgeblich, um die Entwicklung der erneuerbaren Energien zu bewerten. Die zentrale Frage ist: Wieviel PV braucht Deutschland? Die Ergebnisse entsprechender Untersuchungen sind abhängig von den Annahmen zum Leitungsausbau, zur Dezentralität des EE-Ausbaus, zur Speicherbereitstellung und zum Fortschritt in der Wärmedämmung etc.:

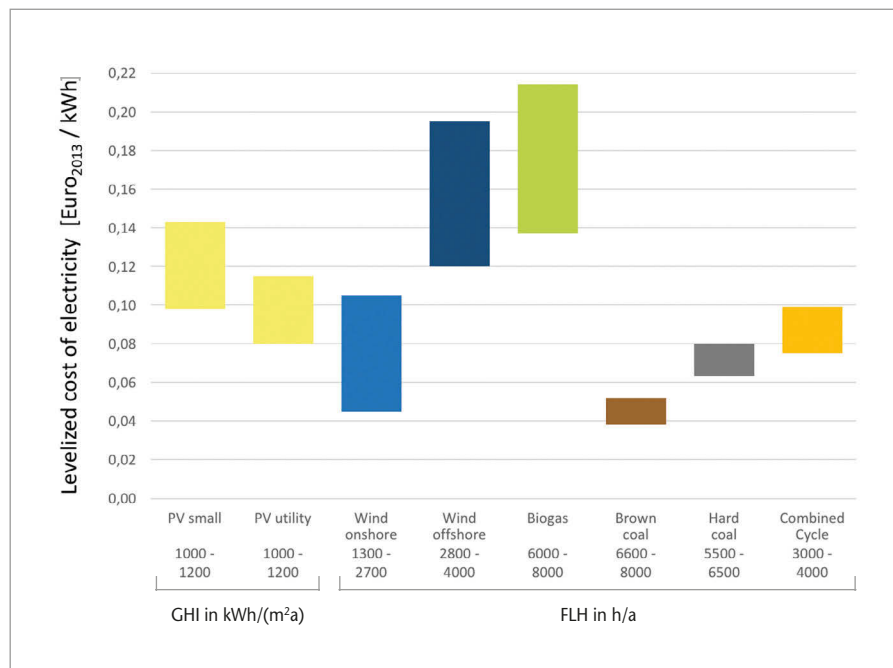


Abbildung 1
Stromgestehungskosten
verschiedener
Energiequellen
(Quelle: Fraunhofer ISE [1])

- 340 GWp bei 100% EE mit Sektorkopplung Strom, Wärme, Verkehr
Wind onshore 199 GWp; Wind offshore 76 GWp [3 HTW2016]
- 200 GWp bei 95% EE mit Sektorkopplung Strom, Wärme, Verkehr
Wind onshore 140 GWp; Wind offshore 40 GWp [4 IWES]
- 200 GWp bei 80% CO₂-Reduktion mit Sektorkopplung Strom, Wärme, Verkehr
Wind onshore 170 GWp; Wind offshore 30 GWp [5 ISE]
- 80-120 GWp bei 80% EE im Stromsektor allein/
Wind 120 GWp
120-150 GWp bei 100% EE im Stromsektor allein/
Wind 160 GWp [6 ZSW]

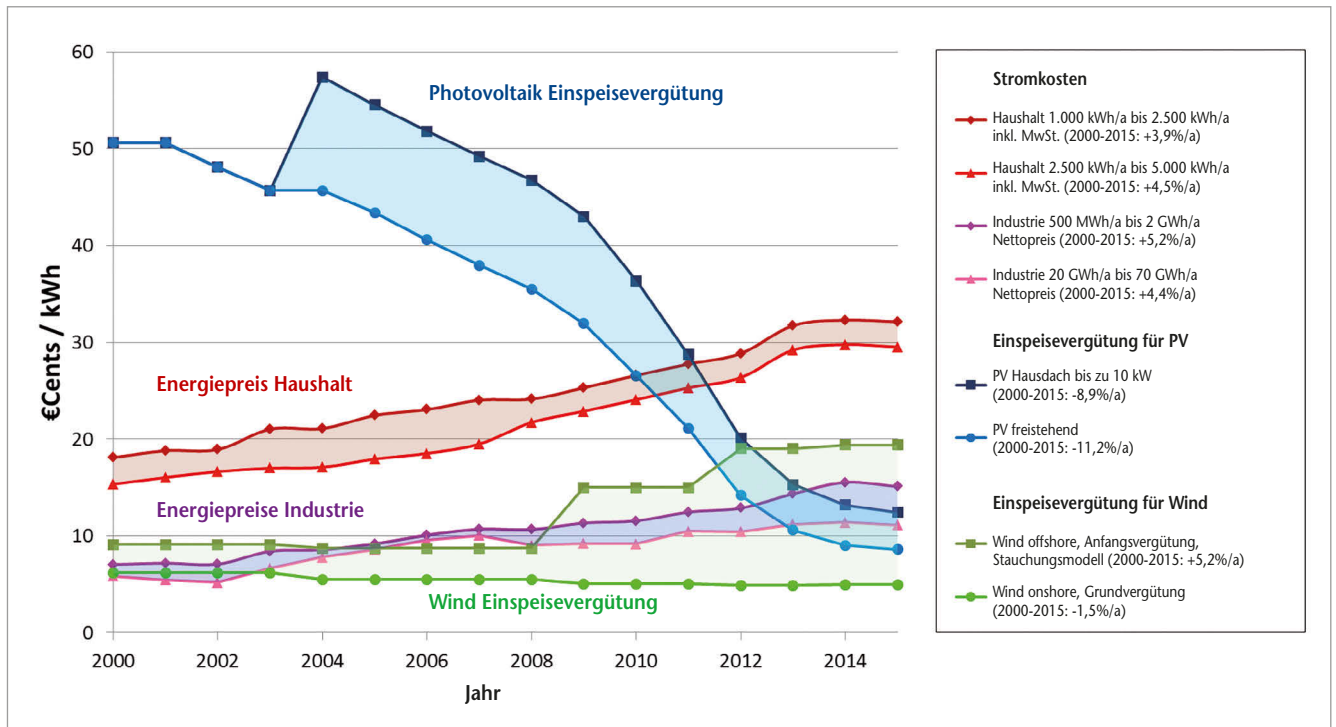


Abbildung 2
Einspeisetarif für PV-Anlagen und Strombezugspreis für Haushalt und Industrie in Deutschland
(Quelle: Fraunhofer ISE [2])

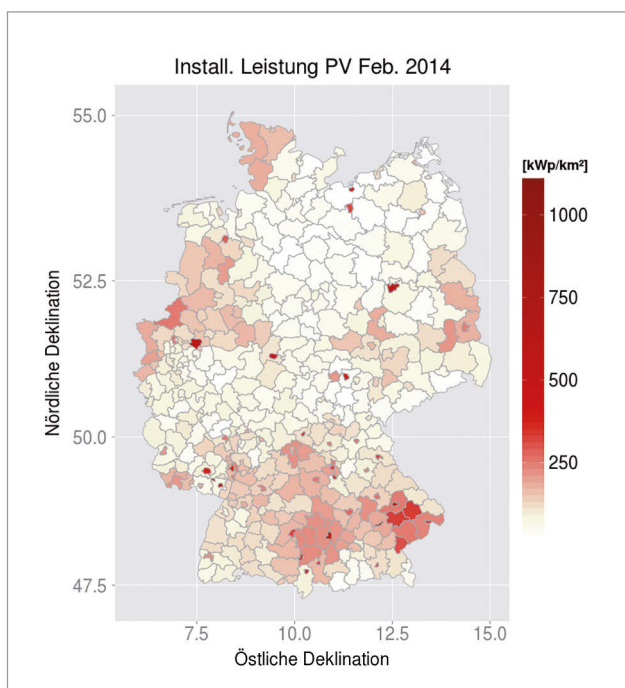


Abbildung 3
Regionale Verteilung der PV-Leistung in Deutschland; Stand Okt. 2014
(Quelle: Fraunhofer ISE, www.energy.charts.de)

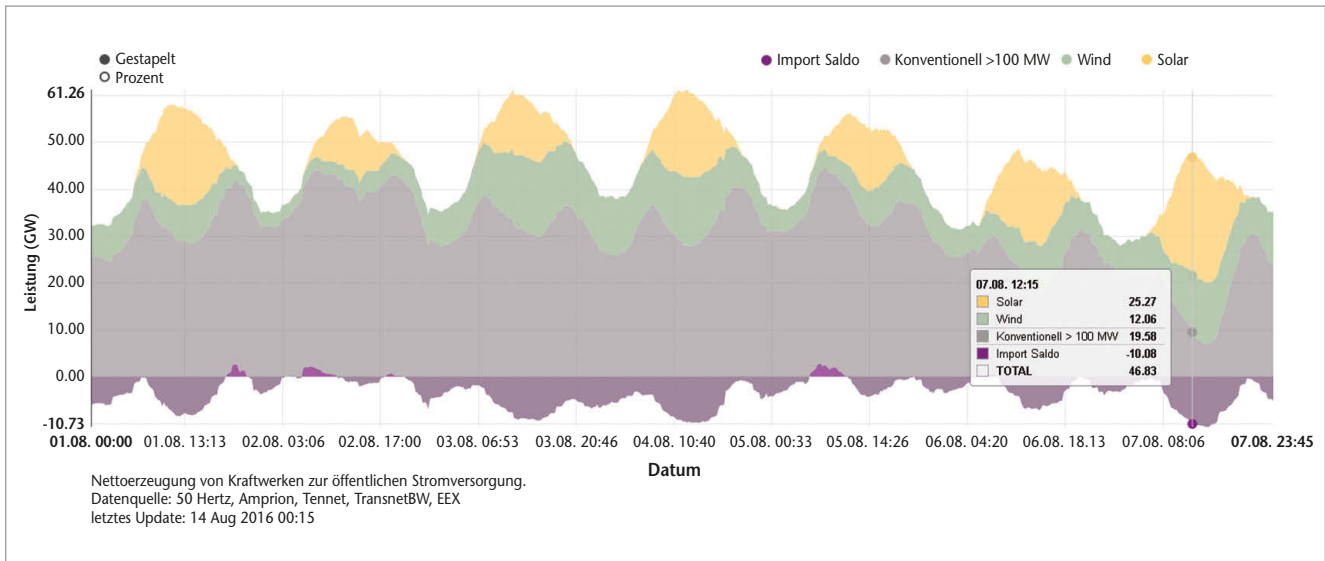


Abbildung 4
Nettoerzeugung von Kraftwerken zur öffentlichen Stromversorgung
(Quelle: 50 Hertz)

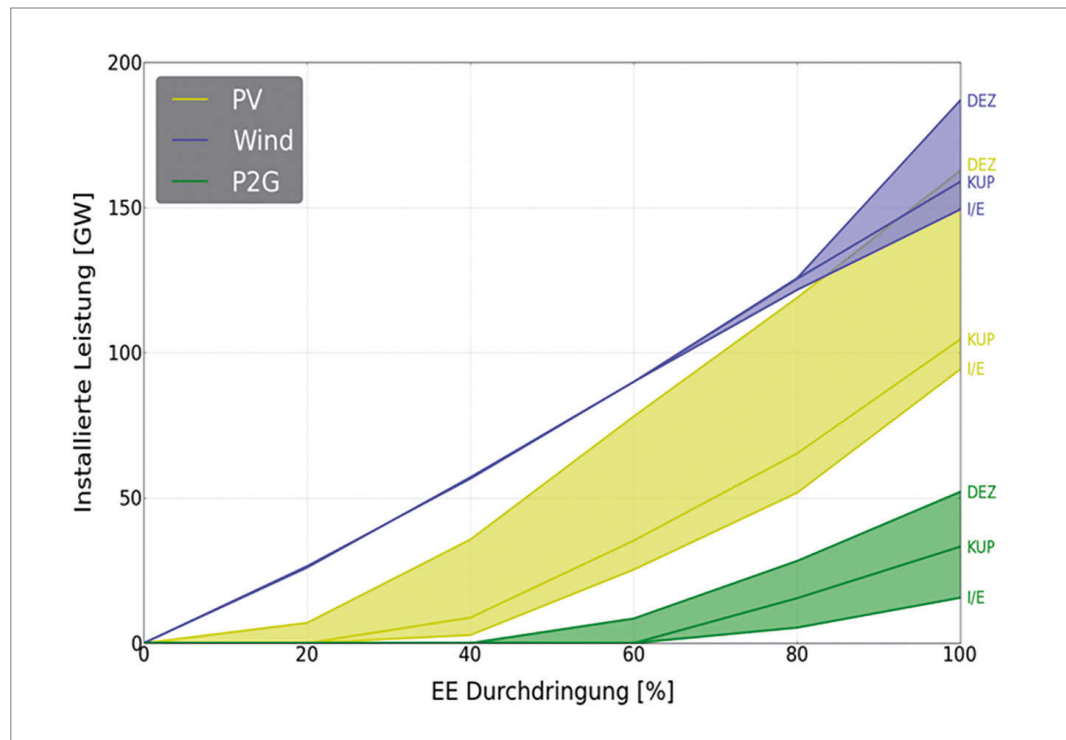


Abbildung 5
Kostenoptimale Installationsentwicklung für PV, Wind und Power to Gas:

- DEZ: dezentraler Ausbau im Regionen mit je 50 GWh Jahresstromverbrauch
- KUP: zentraler Ausbau bei angenommener „Kupferplatte“
- I/E: Stromimport und -export von 60 TWh/a angenommen

(Quelle: 50 Hertz)

Die verschiedenen Energieszenarien bewerten die kostenoptimalen Ausbaukorridore meist bis zum Jahre 2050 im nationalen oder regionalen Kontext.

wurde ermittelt, dass ein hoher PV-Anteil geringen Einfluss auf die Stromgestehungskosten nimmt, im untersuchten Szenario waren es ca. 7,6 Cent/kWh bei einer Kapazität von 120 GWp.

ZSW: Wertigkeit der PV im Strommix

Das ZSW hat den Strommix für variable Anteile von Wind und PV ermittelt, ebenso die Struktur des Energieverteilungssystems in einer dezentralen Variante mit hohen und niedrigen Anteilen des Exports. Dabei

Die systemische Bedeutung der PV steigt mit zunehmender EE-Durchdringung. Denn ein erhöhter PV-Anteil reduziert den Speicherbedarf und verringert die Anforderungen an das Netz. Technologieneutrale Ausschreibung allein kann die Systemkosten nicht optimieren (lt. Sehnke [6]).

Abbildung 7

Modellversuch Smart Grid Solar:

Intelligente Nutzung von Quartiersspeichern führt zur Verbesserung der Netzqualität selbst bei hoher volatiler Einspeisung

(Quelle: ZAE Bayern)

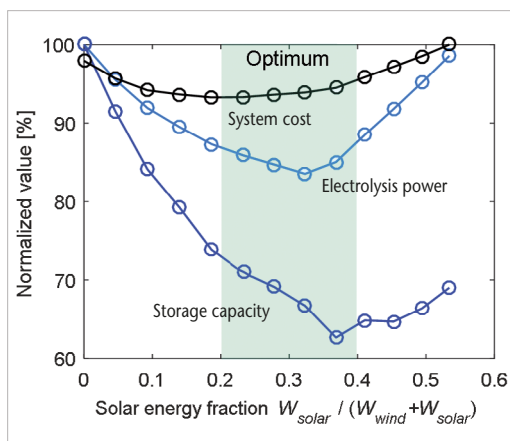
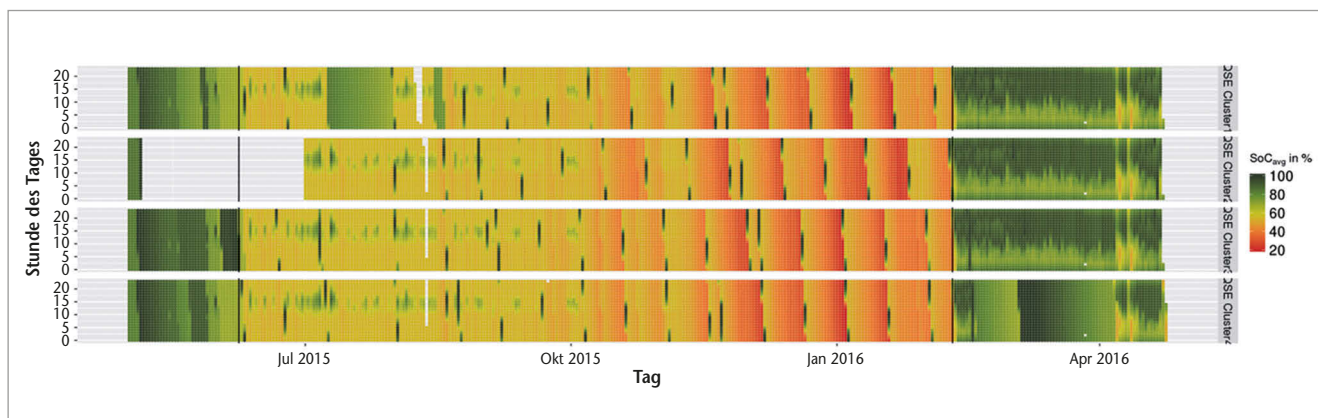


Abbildung 6
Kostenvergleich für 100% EE in Niedersachsen 2050 (ISFH)



ISFH: 100% EE-Szenario für Niedersachsen 2050

Das ISFH hat in einem Energieszenario für Niedersachsen mit 100% EE für das Jahr 2050 errechnet, dass sich auch hier ein schwaches Optimum für einen Solaranteil von ca. 30% beim Verhältnis von Windkraft (WKA) zu PV ergibt. Die Szenarien wurden mit verschiedenen Speichertechnologien durchgeführt.

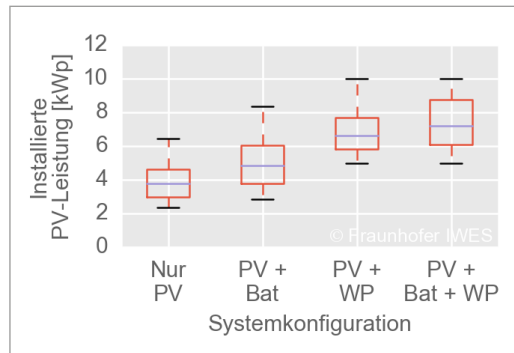
- Ein optimales Szenario in Bezug auf Kosten und Speicherbedarf hätte 20 – 40% Solarstromanteil.
- Hohe Akzeptanz für PV und Flächenfreigaben für WKA führen zu einem Szenario mit viel PV.
- Ein flaches Kostenminimum erlaubt großen politischen Gestaltungsraum.
- Ein erhöhter Anteil der besser akzeptierten PV (im Vergleich zur Windkraft) führt zu nur moderaten Mehrkosten.
- Das Szenario 2050 für den „Runden Tisch Energiewende“ in Niedersachsen ergab: 210 TWh/a, 121 GW PV, 34 GW WKA.

ZAE: Betriebsführung von Speichern

Mit dem Zubau der Erneuerbaren in das Stromnetz werden Speicher wichtiger, die aber ökonomisch erst bei Anteilen von ca. 40% EE im Stromnetz erforderlich werden. Speicher können natürlich im Kontext einer lokalen Optimierung der solaren Deckungsanteile für den Betreiber auch ökonomisch interessant sein.

In diesem Zusammenhang wurde vom ZAE im geförderten Modellprojekt Smart Grid Solar ein Quartierspeicher untersucht, der netzdienlich betrieben wird und somit die Spannungsverletzungen im Niederspannungsnetz aktiv und flexibel mindern kann. Wesentlicher Vorteil beim Speichereinsatz ist dabei die Realisierbarkeit eines zusätzlichen Mehrfachnutzens, wie zum Beispiel die ressourcen-effiziente lokale Eigenverbrauchssteigerung im Quartier oder der regionale Energieaustausch. In *Abbildung 7* sind auszugsweise Speicherfüllstände verschiedener Betriebsstrategien im Jahresverlauf dargestellt.

Abbildung 8
Optimale PV-Anlagegröße
 DIN-Abhängigkeit von Speichern und Wärmepumpen
 (Quelle: Fraunhofer IWES)



IWES: Optimale PV-Anlagengrößen

Die Sektorenkopplung bietet eine große Chance für PV-Anlagen, so werden auch dezentrale PV-Anlagen attraktiv bleiben, gerade wenn sie kombiniert werden mit Batterie und Wärmepumpenanlagen. Das IWES hat Simulationsstudien zur optimalen PV-Anlagengrößen ermittelt: Sie zeigen, dass die PV-Anlagengröße erheblich von der Systemkonfiguration von Batterie und Wärmepumpe abhängt.

Schlussfolgerungen

- Wind und PV stellen die dominanten Technologien für die Energiewende dar. PV nimmt aufgrund ihrer hohen Akzeptanz eine wichtige Rolle ein.
- Die dezentralen Anlagen können durch lokale Eigenstromnutzung auch durch Mieterstrommodelle weiterhin ökonomisch attraktiv bleiben.
- Der Netzausbaubedarf für Übertragungsnetze wird durch den dezentralen Einsatz von PV geringer. Sinnvoll ist hierbei die Sektorenkopplung beispielsweise durch Power2Heat-Technologien.
- Netz und Markt ermöglichen die Organisation von Ausgleichsleistung und Speicheroptionen im Strom, Wärme und Gasbereich. Die lokale Speicherung mit Batterien kann ebenfalls durch „Systemdienstleistungen“ zur Netzentlastung und Eigennutzung beitragen („Innovation Batterie“). Sinkende Batteriepreise oder die Kombination mit neuen Verbrauchern wie Wärmepumpen können die Attraktivität von PV-Anlagen deutlich erhöhen

Quellen

- [1] Dr Christoph Kost, Noha Saad Hussein, M. Sc., Fraunhofer ISE, Study: Levelized Cost of Electricity – Renewable Energy Technologies, FhG ISE 2013
- [2] BMUB, EEG 2014 and BMWi Energiedaten
- [3] Quaschnig, Sektorkopplung durch die Energiewende, HTW 2016
- [4] Gerhardt, Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr, FhG IWES et. al., 2016.
- [5] Henning, Was kostet die Energiewende, Wege zur Transformation, FhG ISE 2015
- [6] Sehnke, Wertigkeit der PV im Strommix, ZSW