

Sensitivitäten in Hybriden Energiesystemen

Mike Alexander LAGLER*, Ernst SCHMAUTZER, Robert SCHÜRHUBER

Institut für Elektrische Anlagen und Netze der TU Graz, Inffeldgasse 18/I, +43 316 873 7567,
lagler@tugraz.at, www.ifea.tugraz.at

Kurzfassung: In einem hybriden Energiesystem werden Energieerzeugungsanlagen und –speicheranlagen für Strom, Wärme und Kälte intelligent gekoppelt. Durch diese Kopplung thermischer auch und elektrischer Anlagen können sowohl der gefühlte Komfort gesteigert, Ressourcen geschont als auch Energiekosten eingespart werden.

Diese Kopplung erfordert jedoch ein optimales Zusammenarbeiten der elektrischen und thermischen Systemkomponenten, welche sensibel auf innere und äußere Einflüsse (z.B. Nutzung, geographische und topologische Situation), technische Ausführung (z.B. alt, renoviert, neu), ökonomische Randbedingungen und ökologische Schwerpunktsetzungen (z.B. lokale oder globale Aspekte) reagiert.

Im Rahmen dieser Arbeit werden folgende Sensitivitäten verschiedener Parameter auf ein hybrides Energiesystem untersucht:

- **Umwelteinflüsse**, z.B. Fluktuationen des Wetters
- **Netzseitige Einflüsse**, z.B. zeitlich gestaffelte Ein- und Verkaufspreise für thermische und elektrische Energie und elektrische Leistung
- **Ökonomische Einflüsse**, z.B. lokale und globale Einflüsse auf Strom-, Gas- und Ölpreis sowie deren jeweilige Verfügbarkeit
- **Verbraucherverhalten**, z.B. gewünschte Energiedienstleistung, Lastgang, Leistungs- und Energiemanagement
- **Förderungsregime**, z.B. Einfluss und Entscheidungskriterien für zukünftige Investitionen, optimaler Investitionszeitpunkt
- **Effizienz der Systemkomponenten**, z.B. Netzanschluss, PV, Solarthermie, Strom-, Wärme-, Kältespeicher, Heizungs-/Kühlsystem, Betriebsmittel, Systemauswahl, Steuerung, Regelung, Optimierung
- **Gebäudeausführungen**, z.B. Bauphysik, Alter, Kosten (Errichtung, Installation, Betrieb)

Da sich Verbrauch und Erzeugung eines einzelnen Verbrauchers bzw. Prosumers nicht zu jedem Zeitpunkt decken, ist es ohne den Einsatz von Energiespeichern bzw. Lastmanagement entweder notwendig Energie zu suboptimalen Tarifen zu kaufen bzw. zu verkaufen, oder den Lastgang (Verbraucherverhalten) entsprechend anzupassen.

Keywords: Hybride Energiesysteme, Sensitivitätsanalyse, lineare Optimierung, Stromgestehungskosten

1 Methodische Vorgangsweise

Im Rahmen dieser Arbeit wird ein mittels der Software MATLAB entwickeltes hybrides Simulationsmodell vorgestellt, in welchem die elektrischen und thermischen Teilsysteme am Beispiel eines Einfamilienhauses miteinander gekoppelt werden. Anhand dieses Modells wird der optimale Einsatz der dezentralen Energieerzeugungs- und speicheranlagen szenarienbasiert mittels linearer Optimierung (MILP- Mixed Integer Linear Programming) unter Berücksichtigung der gewünschten Energiedienstleistungen, externen Randbedingungen (z.B. Wetter) sowie Kostenfunktionen der einzelnen Komponenten ermittelt.

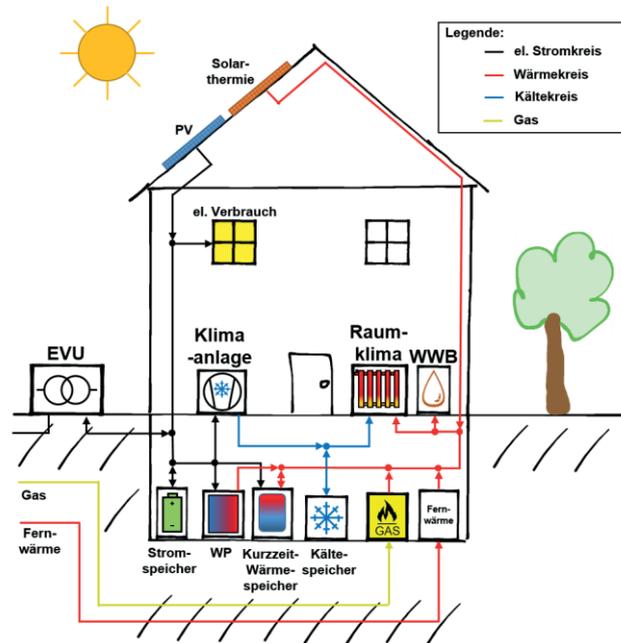


Abbildung 1: Schematische Darstellung hybrides Energiesystem (Einfamilienhaus) [1]

Das betrachtete hybride Energiesystem (Einfamilienhaus) setzt sich aus einem elektrischen Stromkreis (elektrisches System), einem Wärmekreis und einem Kältekreis (thermische Systeme) zusammen, wobei folgende Technologien/Anlagen mit den jeweiligen Annahmen gewählt werden.

Elektrischer Stromkreis (elektrisches System):

- Photovoltaikanlage (PV)
 - installierte Leistung von 5 kWp, Ausrichtung Süd und Neigungswinkel von 35°
- Netzanbindung an das öffentliche Stromnetz (EVU)
- Elektrischer Energiespeicher (EES)
 - Speicherkapazität von 10 kWh und einer Effizienz von $\eta = 0,9$

Wärme- und Kältekreis (thermische Systeme):

- Solarthermieanlage (ST) – Flachkollektorfläche von 7 m²
- Kurzzeit-Wärmespeicher (Warmwasserspeicher) – Speichergröße von 500 Liter
- Gasheizung (GH) – Thermische Leistung bis zu 35 kW
- Fernwärmeanlage – Anschlussleistung von 13 kW
- Wärmepumpe (WP) – Thermische Leistung von 5,7 kW
- Klimaanlage – Kälteleistung von 2,4 kW
- Kältespeicher – Speichergröße von 100 Liter

Die Kopplung der beiden Energiesysteme erfolgt durch eine Wärmepumpe, einen Kurzzeit-Wärmespeicher (Heizpatrone) und eine Klimaanlage (siehe Abbildung 1). Der ökonomisch optimale Einsatz der beschriebenen Technologien wird mittels linearer Optimierung szenarienbasiert ermittelt (MILP- Mixed Integer Linear Programming).

Der gewählte Optimierungsalgorithmus ermittelt für die Zielfunktion $f^T \cdot x$, unter Vorgabe von definierten Nebenbedingungen ($A_{eq} \cdot x = b_{eq}$), je gewähltem Szenario ein ökonomisch optimales Ergebnis (siehe Gleichung (1)).

$$\min_x f^T \cdot x \text{ subject to } \begin{cases} x(intcon) \\ A \cdot x \leq b \\ A_{eq} \cdot x = b_{eq} \\ l_b \leq x \leq u_b \end{cases} \quad (1)$$

- x ... Systemvariablen (Energiefluss)
- A_{eq} ... Systemmatrix
- b_{eq} ... Spaltenvektor (Lasten, Speicherstände, ...)
- l_b, u_b ... Ober- und Untergrenzen der Systemvariablen
- f^T ... Zielfunktion (ökonomische Entscheidungskriterien)

Die Optimierung wird in einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten über einen Zeitraum von mindestens einem Jahr durchgeführt. Für den daraus ermittelten ökonomisch optimalen Betrieb (Ausgangslage) werden Sensitivitätsanalysen (Szenarien z.B. hinsichtlich Einfluss des Wetters, Größe und Betrieb der Strom-/Wärme-/Kälte-Speicher, Nutzerprofile, mengen- und zeitabhängige Tarife) durchgeführt und bewertet.

2 Sensitivitäten in hybriden Energiesystemen

Nachfolgend werden die Sensitivitäten von hybriden Energiesystemen näher betrachtet und die Auswirkungen der untersuchten Technologien und Anlagenkomponenten auf den Einsatz im Energiesystem sowie die ökonomischen Effekte untersucht. Als ökonomische Ausgangslage werden die in Abbildung 2 dargestellten Energiegestehungskosten (Levelized Energy Cost – LEC oder Levelized Cost of Electricity – LCOE) ermittelt. Diese werden wie folgt berechnet [2]:

$$LEC = \frac{I_0 + \sum_{j=1}^n \frac{A_j}{(1+i)^j}}{\sum_{j=1}^n \frac{W_j}{(1+i)^j}} \quad (2)$$

- I_0 ... Investitionskosten [€]
- A_j ... Betriebs- und Wartungskosten für das Jahr j [€/a]
- $(1+i)^j$... Diskontierungsfaktor
- n ... erwartete Nutzungs- bzw. Lebensdauer [a]
- W_j ... Energiemenge für das Jahr j [kWh/a]

Mittels den Energiegestehungskosten ist es möglich unterschiedliche Technologien ökonomisch zu vergleichen. Da je nach Betrieb und Einsatz der Technologien die Energiegestehungskosten variieren, müssen zusätzlich Sensitivitätsanalysen durchgeführt

werden, wobei nachfolgende Bandbreiten der Energiegestehungskosten berücksichtigt werden.

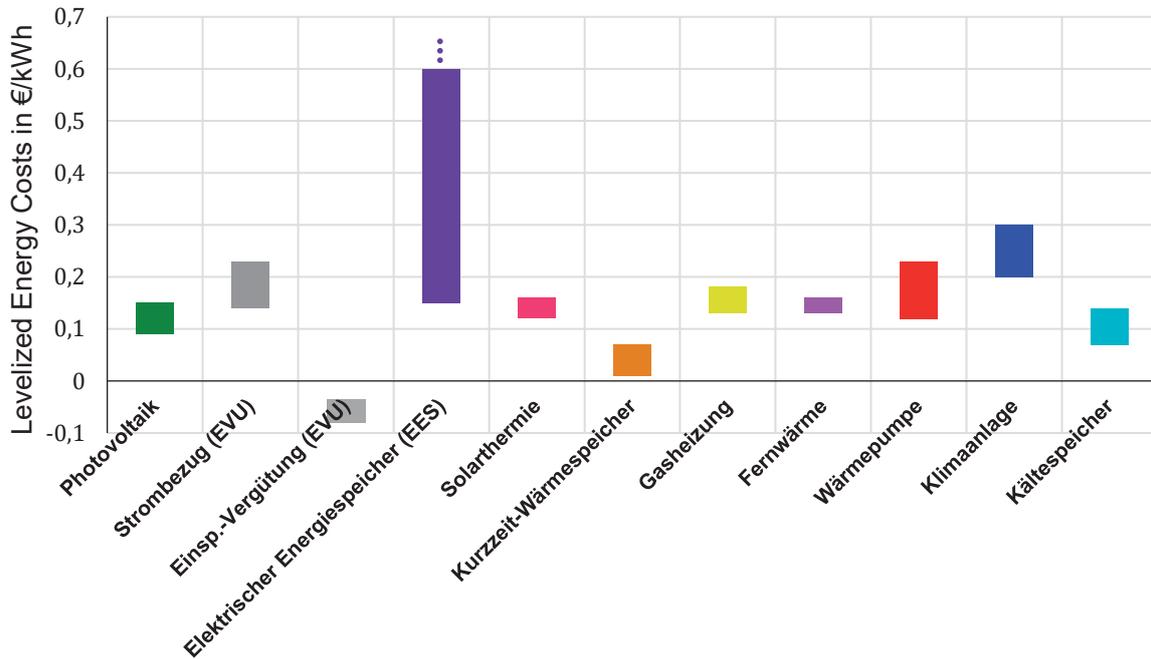


Abbildung 2: Energiegestehungskosten verschiedener Technologien

Als Referenz für die Sensitivitätsanalysen werden für das elektrische System nachfolgende Stromgestehungskosten gewählt (Ausgangslage) wobei im Beispiel zwischen Österreich und Deutschland unterschieden wird:

Tabelle 1: Stromgestehungskosten (Referenz)

	Österreich	Deutschland
Photovoltaik (PV)	0,12 €/kWh	0,12 €/kWh
Stromkauf (EVU)	0,2 €/kWh	0,3 €/kWh
Einspeisevergütung (EVU)	-0,07 €/kWh	-0,07 €/kWh
Elektrischer Energiespeicher (EES)	0,15 €/kWh / 10 kWh	0,15 €/kWh / 10 kWh

Deutschland wird durch die höheren Stromkosten als Vergleich zu Österreich herangezogen, wobei sich diese signifikant beim Betrieb eines Systems auswirken können.

2.1 Umwelteinflüsse

Der Einfluss des Wetters in Form von Umgebungstemperatur, Globalstrahlung, Wind, etc. hat einen wesentlichen Einfluss auf z.B. die Energieausbeute und Effizienz dezentraler Erzeugungseinrichtungen und auf das Verbraucherverhalten (Bedarf für Heizung, Kühlung, Beleuchtung, ...). In den nachfolgenden Bildern in Abbildung 3 sind die gemessene Umgebungstemperatur (oben) und die Globalstrahlung (unten) für eine Sommerperiode dargestellt. Diese wird in Form eines Boxplots (grafische statistische Auswertung) je Zeitperiode (15-Minuten Werte) dargestellt.

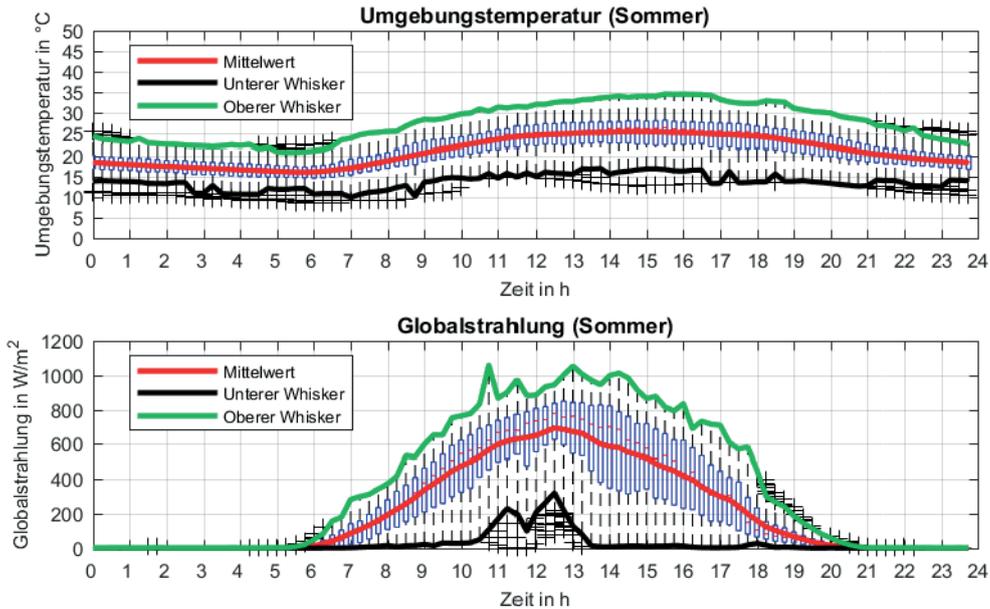


Abbildung 3: Gemessene Umgebungstemperatur (oben) und Globalstrahlung (unten) für eine Sommerperiode – Graz (Darstellung als Boxplot)

Ein Boxplot bietet eine grafische Darstellung der statistischen Auswertung einer Datenreihe. Dieser beinhaltet innerhalb der Box (blaue Boxen) den Medianwert (50 % der Datenwerte kleiner oder gleich des Medianwertes – horizontale rote Linie), oberes (75 %-Quantil) und unteres (25 %-Quantil) Quantil und außerhalb der Box das Minimum und Maximum der Datenreihe (als Antennen bzw. Whisker eingetragen) und den Ausreißern (schwarze Kreuze) [3].

In Abbildung 3 (unten) lässt sich durch die Boxplots und der dort dargestellten großen Streuung der Globalstrahlungsdaten deutlich erkennen. Die Umgebungstemperatur, dargestellt in Abbildung 3 (oben), weist im Vergleich zu der Globalstrahlung eine wesentlich geringere Streuung auf, da große Fluktuationen der Umgebungstemperatur über kurze Zeiträume (Minuten) eher selten auftreten.

Weiter zu beachten sind die jahreszeitlichen Schwankungen der Umgebungstemperatur und der Globalstrahlung (siehe Abbildung 4).

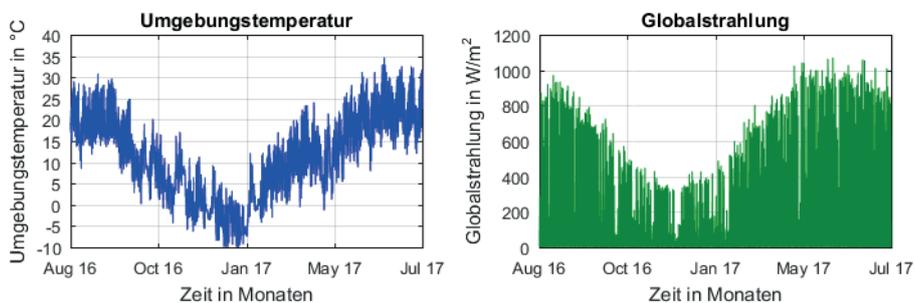


Abbildung 4: Gemessene Umgebungstemperatur (links) und Globalstrahlung (rechts) – Graz (August 2016 bis Juli 2017)

Aufgrund dieser Schwankungen kommt es dann z.B. zu stark fluktuierenden Strom- und Wärmeerzeugungen (tages- und jahreszeitlich) der dezentralen Erzeugungsanlagen (Photovoltaik und Solarthermie) und zu Effizienzunterschieden verschiedener Technologien (z.B. Wärmepumpen, PV, Solarthermie).

2.2 Effizienz der Systemkomponenten

Die Effizienz verschiedener Technologien (z.B. Photovoltaik, Solarthermie, Strom-, Wärme-, Kältespeicher, Heizungs-/Kühlsystem) hängt sehr stark vom Betrieb sowie den zuvor beschriebenen äußeren Umwelteinflüssen (z.B. Umgebungstemperatur und solare Einstrahlung) ab, wobei diese Einflüsse anhand des Beispiels einer Photovoltaikanlage in Abbildung 5 dargestellt werden.

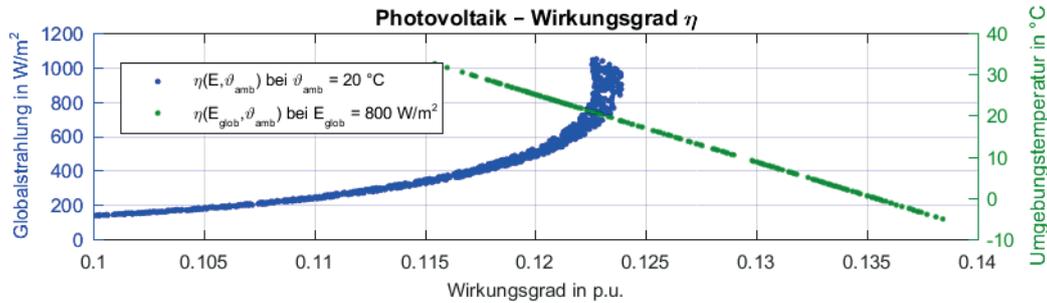


Abbildung 5: Effizienz von Photovoltaikmodulen in Abhängigkeit von der Umgebungstemperatur ϑ_{Umg} und der Globalstrahlung E_{glob}

Photovoltaikmodule weisen hinsichtlich ihrer Effizienz, Abhängigkeiten zur solaren Einstrahlung sowie auch der Umgebungstemperatur auf. Wobei hinsichtlich der Temperatur, Photovoltaikmodule einen negativen Temperaturkoeffizienten haben (siehe Abbildung 5 – grüne Linie).

Ähnlich der Photovoltaikanlage ergeben sich bei Wärmepumpen (z.B. Luft-Wasser-Wärmepumpen) bzw. Kälteanlagen ebenfalls Effizienzunterschiede die durch äußere Umwelteinflüsse sowie durch die Konzeptionierung des thermischen Systems (z.B. Vorlauftemperaturen) hervorgerufen werden. In der nachfolgenden Abbildung 6 ist dieser Zusammenhang anhand der Kennlinien einer Wärmepumpe abhängig von den Vorlauftemperaturen dargestellt.

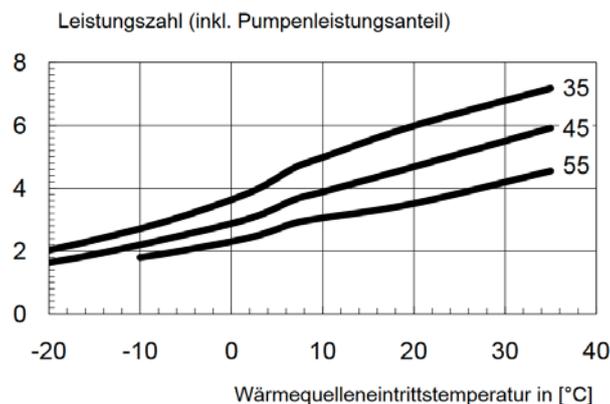


Abbildung 6: Leistungszahl (COP) in Abhängigkeit der Wärmequelleneintrittstemperatur [4]

Die Effizienz von Wärmepumpen wird durch den COP (Coefficient of Performance), die der Kälteanlage durch den EER (Energy Efficiency Ratio) beschrieben, wobei diese Leistungsahlen das Verhältnis der Wärme- bzw. Kälteleistung zur benötigten elektrischen Leistung darstellen.

Diese Abhängigkeiten spiegeln sich bei weiteren Technologien gleichermaßen wieder, wie z.B.

- Solarthermieanlage: geringere Umgebungstemperatur sowie Globalstrahlung im Winter bei erhöhten Heizbedarf
- Gasheizung: z.B. Heizwert des Gases

2.3 Netzseitige Einflüsse

Die Ein- und Verkaufspreise von elektrischer und thermischer Energie sind durch fixe bzw. über vertragsbedingte längere Zeiträume vorgegeben Tarife bestimmt bzw. können beim Strompreis bei Verwendung eines Doppeltarifzählers Zeiten mit Hochtarif (Tagestarif) und Niedertarif (Nachtstarif) unterschieden werden. Durch die zukünftige geplante flächendeckende Einführung von smarten Zählern (Smart Metern) ist es möglich z.B. zeitlich gestaffelte Ein- und Verkaufspreise für thermische und elektrische Energie und elektrische Leistung einzuführen. Dadurch könnten Verbraucher motiviert werden ihre Energieeffizienz zu verbessern und die Last bzw. die Erzeugung von dezentralen Erzeugungseinheiten den Preisen des Marktes (z.B. Strommarkt, Gasmarkt) oder auch den Leistungsfluss an die verfügbare Netzkapazität (variable Netzentgelte) anzupassen.

2.4 Ökonomische Einflüsse

Weitere Einflussfaktor bei hybriden Energiesystemen ist der Strom-, Gas- und Ölpreis. Bei der Auswahl von thermischen und elektrischen Erzeugungseinheiten können je nach Preis der jeweiligen Betriebsmittel und Energieträger unterschiedliche Entscheidungen getroffen werden. Der Strommarkt ist durch höheren Wettbewerb sowie flexibleren Vertragsbedingungen dynamischer als der Gasmarkt. Weiters unterstehen die Preise der jeweiligen Energieträger nationalen (Steuern) sowie geopolitischen Einflüssen (z.B. Kontroverse zwischen Russland und Ukraine).

2.5 Verbraucherverhalten

Da sich Verbrauch und Erzeugung nicht in jedem Zeitschritt decken, ist es ohne den Einsatz von Energiespeichern bzw. Lastmanagement entweder notwendig Energie zu suboptimalen Tarifen zu kaufen bzw. zu verkaufen oder den Lastgang (d.h. Verbraucherverhalten) entsprechend anzupassen. Dieser Umstand wird in der nachfolgenden Abbildung 7 dargestellt.

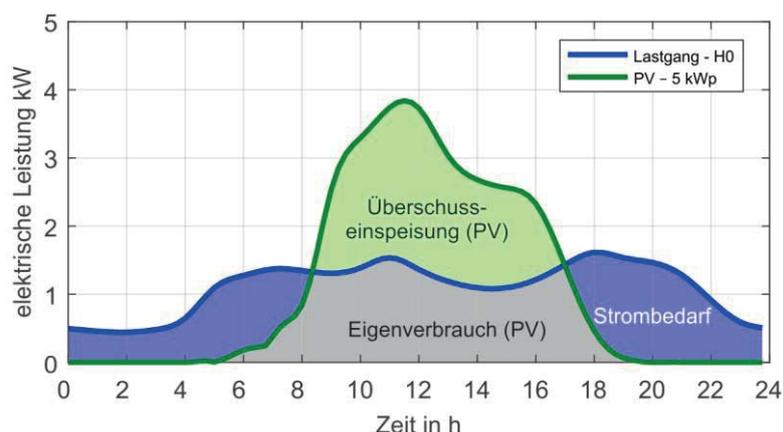


Abbildung 7: Tageslast- und Erzeugungsprofil (Photovoltaik)

Wie zuvor beschrieben ist es z.B. bei niedrigen Einspeisetarifen ökonomisch sinnvoll die Überschusserzeugung z.B. der Photovoltaikanlage (grüne Fläche in Abbildung 7) mittels Lastmanagement selbst zu verbrauchen und somit den Eigenverbrauchsgrad zu steigern bzw. durch Einsatz eines elektrischen Energiespeichers zwischen zu speichern.

3 Simulationsergebnisse

Im Folgenden werden mittels des hybriden Simulationsmodells szenarienbasiert, über den Zeitraum von einem Jahr und einer zeitlichen Auflösung von 15-Minuten, der ökonomisch optimale Einsatz der dezentralen Energieerzeugungs- und speicheranlagen mittels linearer Optimierung (MILP- Mixed Integer Linear Programming) ermittelt. In der nachfolgenden Abbildung 8 wird zur einfacheren Interpretation die Ergebnisse des elektrischen Systems grafisch dargestellt.

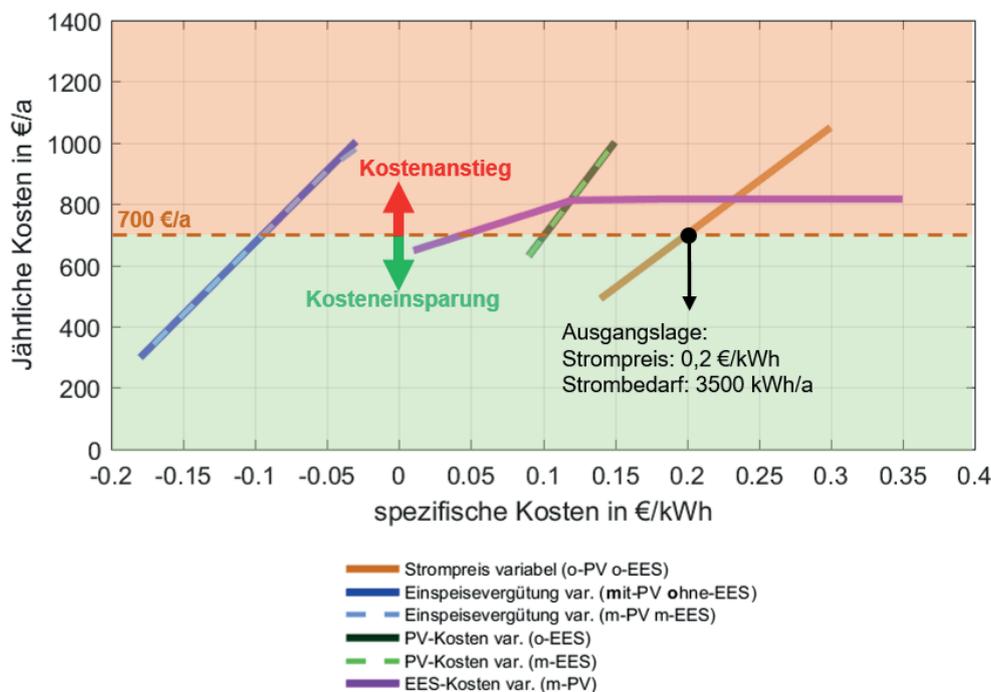


Abbildung 8: Jährliche Gesamtkosten unter Berücksichtigung der Sensitivitäten verschiedener Technologien (Österreich) – Ausgangslage Stromkosten von 0,2 €/kWh

Als Ausgangslage wird eine Versorgung des Einfamilienhauses, welches nur mittels Anschluss an das öffentliche Stromnetz (Stromkosten: 0,2 €/kWh) versorgt wird, gewählt. Hierbei ergeben sich bei einem angenommenen jährlichen Strombedarf von 3500 kWh/a, jährliche Gesamtkosten von 700 €/a.

Es ergeben sich bei folgenden Situationen Kosteneinsparungen im Vergleich zur Ausgangslage:

- Photovoltaikanlage: Stromgestehungskosten kleiner 0,10 €/kWh
- Einspeisevergütung von kleiner -0,095 €/kWh (bei PV – 0,12 €/kWh)

Stromgestehungskosten der Photovoltaikanlage kleiner 0,10 €/kWh würden bedeuten, dass eine PV-Anlage bei der Anschaffung maximal 1260 €/kWp Kosten darf, unter der Annahme, dass bei einer Lebensdauer von 25 Jahren keine außerordentlichen Kosten wie z.B. ein Wechselrichtertausch auftreten. Die durchschnittlichen Investitionskosten betragen bei einer

5-kWp-Anlage zwischen 1250 kWp bis 2200 kWp [5]. Der elektrische Speicher trägt aufgrund der zurzeit hohen spezifischen Kosten ($> 0,15 \text{ €/kWh}$) nicht zu einer Kosteneinsparung bei.

Weiter ist zu erkennen, dass durch die geringen Stromkosten (ca. $0,14$ bis $0,23 \text{ €/kWh}$ – lt. E-Control [6]) in Österreich der Einsatz dezentraler Energieerzeugungs- und Speicheranlagen erst bei sehr niedrigen Gestehungskosten ökonomisch rentabel wird.

Vergleicht man die Situation mit Deutschland mit Strompreisen von $0,3 \text{ €/kWh}$ (lt. Bundesnetzagentur [7]), so ergeben sich deutlich unterschiedliche Verhältnisse beim Einsatz von dezentralen Energieerzeugungs- und Speicheranlagen (siehe Abbildung 9).

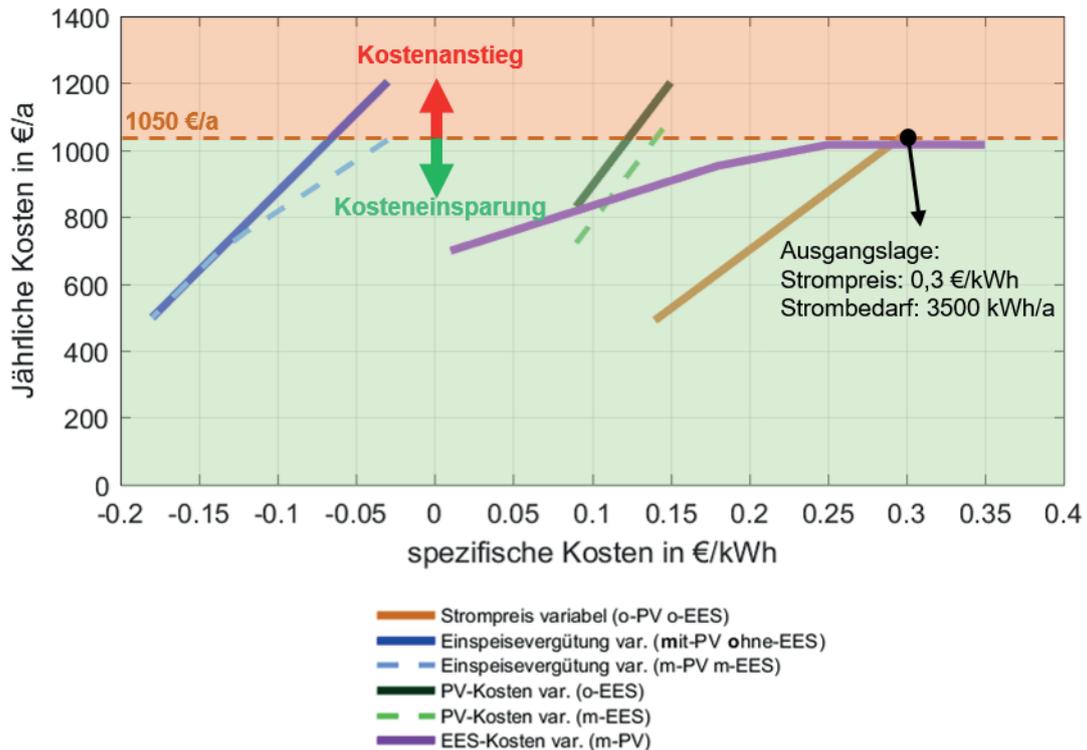


Abbildung 9: Jährliche Gesamtkosten unter Berücksichtigung der Sensitivitäten verschiedener Technologien (Deutschland) – Ausgangslage Stromkosten von $0,3 \text{ €/kWh}$

Die erhöhten Stromkosten in Deutschland (im Vergleich zu Österreich) haben einen signifikanten Einfluss auf den ökonomisch optimalen Betrieb eines Systems. Man kann erkennen, dass eine Photovoltaikanlage bereits bei Stromgestehungskosten kleiner $0,12 \text{ €/kWh}$ bereits eine jährliche Kosteneinsparung ergibt. Weiters wird bei Strompreisen von $0,3 \text{ €/kWh}$ der elektrische Energiespeicher bis zu spezifischen Kosten von $0,25 \text{ €/kWh}$ sinnvoll.

4 Ausblick und Schlussfolgerungen

Die Optimierung des elektrischen Teilsystems ergibt, dass bei den derzeit niedrigen Strompreisen in Österreich (ca. $0,14$ bis $0,23 \text{ €/kWh}$ – lt. E-Control [6]) keine wesentliche Kosteneinsparungen bei den derzeitigen Investitionskosten durch Photovoltaikanlagen bzw. elektrische Stromspeicher bei niedrigen Einspeisevergütungen möglich sind. Am Beispiel von Deutschland hat sich gezeigt, dass durch die höheren Strompreise im Vergleich zu Österreich eine Photovoltaikanlage in ihrer Anschaffung teurer als in Österreich sein kann um

wirtschaftlich zu sein. Weiters hat sich gezeigt, dass der Stromspeicher, selbst bei den sehr niedrig gewählten Stromgestehungskosten von 0,25 €/kWh, bei den gewählten Sensitivitäten und Erzeugungs- und Lastverhältnissen bei den Simulationen durch den Optimierungsalgorithmus nur sehr rege eingesetzt wird.

5 Literaturverzeichnis

- [1] M. Lagler, E. Schmutzner, S. Forsthofer, „Modellierung eines hybriden Energiesystems unter Berücksichtigung dezentraler Energieerzeugung und -speicherung am Beispiel eines Einfamilienhauses mit ANbindung an das öffentliche STromnetz,“ Forum Econogy 2016, Linz, Österreich, 2016.
- [2] T. Weiglhofer, M. Aigner, E. Schmutzner, „Ermittlung unterschiedlicher Einflüsse auf Stromgestehungskosten fossiler und erneuerbarer Erzeugungstechnologien,“ 14. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich, 2016.
- [3] T. Wieland, „Dissertation: Eine neuartige probabilistische Methode zur Betriebsmitteldimensionierung in aktiven urbanen Niederspannungsnetzen,“ Institut für Elektrische Anlagen der TU Graz, Graz, Österreich, 2017.
- [4] G. D. D. GmbH, „Technisches Datenblatt: Dimplex LI 9TU - Hocheffizienz Luft/Wasser-Wärmepumpe,“ Kulmbach, Deutschland, 2018.
- [5] Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, „Innovative Energietechnologien in Österreich Marktentwicklung 2016,“ Wien, Österreich, 2017.
- [6] E-Control, „www.e-control.at,“ zuletzt aufgerufen am: 07.02.2018.
- [7] Bundesnetzagentur, „www.bundesnetzagentur.de,“ zuletzt aufgerufen am: 07.02.2018.
- [8] M. Lagler, E. Schmutzner, M. Grobbauer, J. Gratzner, G. M. Michtner, „Modellierung eines industriellen hybriden Energiesystems unter Elnbeziehung dezentraler Energieerzeugung und -speicherung,“ IEWT 2017, Wien, Österreich, 2017.
- [9] M. A. Lagler, „Dissertation (laufend): Modelling and Optimization of Hybrid Energy Systems involving Distributed Energy Generation and Storage,“ Institut für Elektrische Anlagen und Netze der TU Graz, Graz, Österreich, 2018.