

Ökonomische und ökologische Optimierung eines hybriden Energiesystems am Beispiel eines Einfamilienhauses

Mike Alexander Lagler¹, Ernst Schmutzner, Robert Schürhuber

Institut für Elektrische Anlagen und Netze, TU Graz, Inffeldgasse 18/I, 8010 Graz, Österreich, Tel.: +43 (0)316 873 7567, Fax: +43 (0)316 873 7553, www.iean.tugraz.at

Kurzfassung:

Ein hybrides Energiesystem – z.B. in einem Einfamilienhaus – weist eine intelligente Kopplung der Energieerzeugungsanlagen und –speicheranlagen des Strom-, Wärme- und Kältesektors auf. Durch diese sektorenübergreifende Kopplung kann der elektrische sowie thermische Energiebedarf ökonomisch und/oder ökologisch effizient gedeckt werden.

In diesem Beitrag wird die Frage behandelt, ob in einem hybriden bzw. sektorgekoppelten Energiesystem – z.B. in einem Einfamilienhaus – die intelligente Kopplung der Eigenenergieerzeugungs- und Speicheranlagen für Strom, Wärme und Kälte Sinn macht. Diese Kopplung erfordert dann 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 (Investitions- und Betriebskosten, Amortisation) und ökologische Schwerpunktsetzungen (z.B. lokale oder globale Aspekte) reagieren. [1]

In diesem Beitrag soll diese ökonomisch und ökologisch optimierte sektorenübergreifende Kopplung am Beispiel eines Einfamilienhauses näher erläutert werden. Weiters sollen durch die Integration neuer Zählerfunktionen und -dienste (Smart Metering) in das hybride Energiesystem marktabhängige dynamische oder spezielle Verbraucher- und Prosumertarife hinsichtlich ihrer Aus- und Rückwirkungen untersucht werden.

Keywords: Hybride Energiesysteme, Sensitivitätsanalyse, lineare Optimierung, Tarifmodelle

¹ Jungautor

1 Einleitung

Der steigende Anteil dezentraler Energieerzeugungs- sowie Speicheranlagen in den Verteilnetzen, der Integration von Elektrofahrzeugen, der Kopplung von elektrischen und thermischen Systemen (hybride Energiesysteme bzw. Sektorkopplung), sowie die steigende und einfache Nutzung von Informationstechnologien (IKT) führt zu starken Veränderungen in den Verteilnetzen und in Anlagen wie Einfamilienhäusern, Gewerbe und der Industrie. Vormalig reine Energie- und Leistungskonsumenten werden nun zu sogenannten Prosumern (Producer und Consumer) welche zu bestimmten Zeiten z.B. elektrische Energie in das Netz rückspeisen.

Die Verwendung neuer Zählerfunktionen und -dienste (Smart Metering) ermöglicht marktabhängige dynamische oder spezielle verbraucher- und prosumerorientierte Tarife. Im einfachsten Fall kann der Verbraucher dazu motiviert werden, seine Effizienz zu steigern oder sein Verbraucherverhalten durch den erhöhten Informationsgewinn zu ändern, z.B. unter Berücksichtigung der aktuellen Tarifsituation, des Eigenverbrauchs oder der damit verbundenen Kosten.

Durch die optimierte Nutzung der dezentralen Erzeugungsanlagen (z.B. Photovoltaik und Solarthermie) sowie der Energiespeicher kann der Verbraucher oder Prosumer gegebenenfalls auf dynamische Tarife reagieren und z.B. seinen wirtschaftlich oder ökologisch optimalen Vorteil erzielen.

Ein mit der Software MATLAB entwickeltes hybrides Simulationsmodell – unter Berücksichtigung der Verkopplung der thermischen und elektrischen Systeme – wird verwendet, um die optimale Nutzung dezentraler Energieerzeugungs- und Speichersysteme optimierender Prosumern am Beispiel von Einfamilienhaushalten zu ermitteln. Mittels linearer Optimierung (MILP - Mixed Integer Linear Programming), werden die seitens der Prosumer geforderten ökonomischen oder ökologischen Optimierungsziele unter Berücksichtigung unterschiedlicher gewünschter Energieservices (Wärme, Kälte, elektrische Energiedienstleistungen), äußeren Randbedingungen (z.B. Bausubstanz, Wetter) sowie ausgewählter dynamischer Tarife analysiert.

2 Methodische Vorgangsweise

Basierend auf dem verwendeten Simulationsmodell wird die optimale Nutzung der dezentralen Energieerzeugungs- und Speichersysteme bei definierten Szenarien für Einfamilienhaushalte ermittelt. Je definiertem Szenario bilden eine Wärmepumpe (WP), ein Wärmespeicher (WS, mittels Heizpatronen), sowie ein Kältesystem (AC) die Koppelung zwischen elektrischen und thermischen Systemen zu einem hybriden Energiesystem.

Die nachfolgende Abbildung 1 illustriert das durch das Simulationsmodell abgebildete Einfamilienhaus, wobei in diesem Beitrag der Fokus der ökonomische oder ökologische Vergleich der thermischen Versorgung durch die Wärmepumpe und die Fernwärme liegt. Das Haus hat eine Fläche von 150 m² und einem Heizwärmebedarf (HWB) von 45 kWh/(m²-a), womit das betrachtete Haus als Niedrigenergiehaus einzustufen ist.

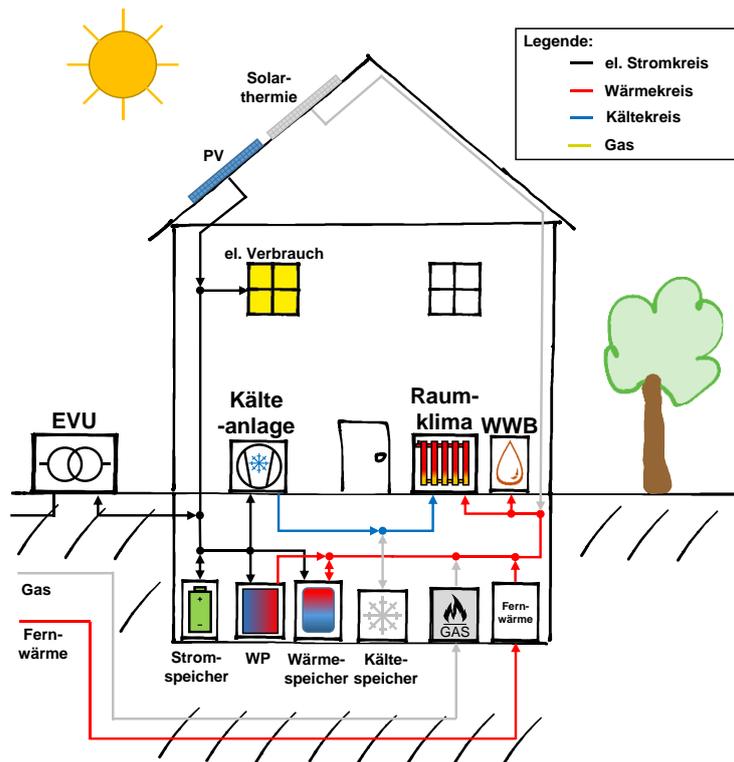


Abbildung 1: Schematische Darstellung des betrachteten Einfamilienhauses

Für die weiteren Simulationen werden folgende Annahmen für die verwendeten technischen Komponenten des untersuchten Hauses getroffen.

Elektrischer Stromkreis (elektrisches System):

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

Wärme- und Kältekreis (thermische Systeme):

- Wärmespeicher (WS - Warmwasserspeicher) – Speichergröße von 300 Liter
- Fernwärmanlage (FW) – Anschlussleistung von 13 kW
- Wärmepumpe (WP) – Wärmeleistung von 5,2 kW
- Klimaanlage (AC) – Kälteleistung von 2,4 kW

Unter Verwendung des linearen Optimierungsalgorithmus MILP (siehe Gleichung 1) wird für definierte Szenarien das ökonomische und ökologische Optimum der betriebenen technischen Komponenten ermittelt. Der Algorithmus bestimmt unter Berücksichtigung linearer Nebenbedingungen ($A_{eq} \cdot x = b_{eq}$) je Szenario ein optimales Ergebnis für eine gegebene Zielfunktion ($f^T \cdot x$).

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

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

Das betrachtete hybride Energiesystem wird durch die folgenden für die Optimierung wesentlichen Teile mathematisch beschrieben:

- Systemkonfiguration
- Zielfunktion
- Wetter- und Lastdaten
- Modellierung der thermischen und elektrischen Systemkomponenten
- Optimierungsalgorithmus

Die Gleichung ($A_{eq} \cdot x = b_{eq}$) formt ein System aus linearen Nebenbedingungen, beschrieben durch die Systemmatrix A_{eq} , den repräsentativ für den Energiefluss stehenden Unbekannten x , und den bekannten Koeffizienten b_{eq} welche z.B. die Last beschreiben.

Der Algorithmus löst hierbei durch Vorgabe einer Zielfunktion $f^T \cdot x$ – Minimierung der Energiekosten oder Minimierung der CO₂-Emissionen – das Optimierungsproblem. Die Zielfunktion definiert hierbei das übergeordnete Ziel der Optimierung.

Das Wetter hat basierend auf der Umgebungstemperatur, der Globalstrahlung, dem Wind etc. einen starken Einfluss auf die Energieausbeute und Effizienz der dezentralen Erzeugungsanlagen sowie einen wesentlichen Einfluss auf das Verbraucherverhalten (Bedarf für Heizung, Kühlung, Beleuchtung, ...).

Die Systemmatrix A_{eq} bildet hier zusammen mit den Grenzbedingungen (l_b, u_b) die physischen Verbindungen und physikalischen Grenzen aller Technologien sowie die möglichen Energieflüsse des betrachteten Systems ab.

Um Langzeiteffekte zu berücksichtigen, werden die Optimierungen in einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten über einen Zeitraum von einem Jahr durchgeführt um zum Beispiel eine optimale Speicherbewirtschaftung zu ermitteln. Da das Wetter sowie auch das Verbraucherverhalten immer mit großen Unsicherheiten verbunden sind, werden die Optimierungen immer für die kommenden nächsten 3 Tage (72 Stunden) durchgeführt.

2.1 Elektrischer und thermischer Bedarf

Der Energiebedarf eines Einfamilienhauses besteht aus dem elektrischen Bedarf – z.B. Beleuchtung, Haushaltsgeräte, usw. – und dem thermischen Bedarf wie z.B. Heizung, Kühlung und Warmwasserbedarf.

In diesem Beitrag werden mehrere Verbraucherprofile verschiedener Haushalte analysiert, wobei der Strombedarf dieser Haushalte mittels des validierten LoadProfileGenerator's von Pflugradt [2] erstellt wird. Der jährliche Strombedarf der Haushalte erstreckt sich von 2000 bis 11000 kWh/a.

Die nachfolgende Abbildung 2 zeigt den thermischen Bedarf eines Niedrigenergiehauses mit einem Heizwärmebedarf von 45 kWh/(m²·a).

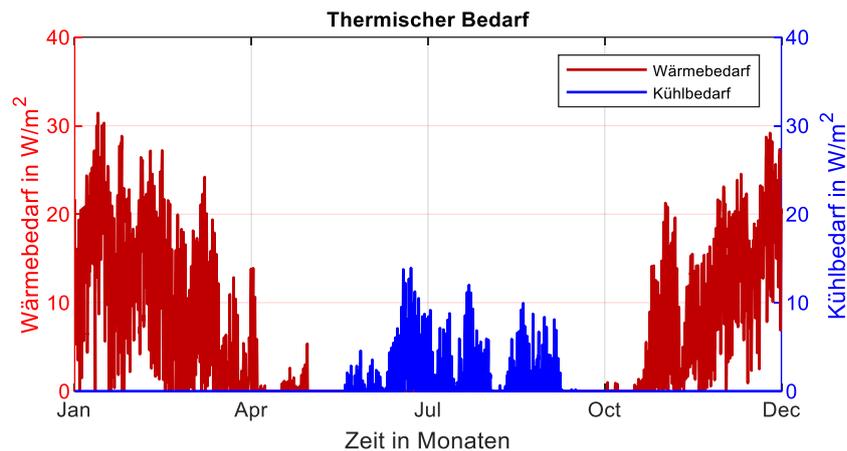


Abbildung 2: Thermischer Bedarf (Heizen und Kühlen) eines Niedrigenergiehauses bei einem Heizwärmebedarf von 45 kWh/m²a – Daten von IWT der TU Graz (eigene Darstellung)

Vergleicht man Gebäude mit einem Heizwärmebedarf von 100 kWh/(m²·a) mit energieeffizienteren Gebäuden, wie z.B. einem Niedrigenergiehaus, so erkennt man bei energieeffizienteren Gebäuden aufgrund der besseren Isolation einen signifikant reduzierten Heizwärmebedarf. Dieser Gebäudestandard führt jedoch häufig zu einer notwendigen Klimatisierung des Gebäudes, was dann infolge zu einem erhöhten Energiebedarf für das Kühlsystem führt.

Der thermische Bedarf macht einen erheblichen Anteil am gesamten jährlichen Energiebedarf (elektrischer und thermischer Bedarf) aus. Für die ausgewählten Haushalte hat der Wärmebedarf einen prozentualen Anteil am Gesamtenergiebedarf von 45 bis 80%.

Dies führt bei hybriden Energiesystemen bei der Verwendung von elektrischen Wärmepumpen und Klimaanlage zu einem erheblichen Anstieg des elektrischen Bedarfs. Hierbei muss der notwendige thermische Bedarf unter Berücksichtigung der Umrechnungsfaktoren wie des Coefficient of Performance (COP) und des Energy Efficiency Ratio (EER) elektrisch abgedeckt werden.

2.2 Ökonomische Annahmen

Für den wirtschaftlichen Vergleich verschiedener Technologien können die Energiegestehungskosten LEC (Levelized Cost of Electricity - LCOE) verwendet werden. Diese werden, wie in Gleichung (2) dargestellt, unter Berücksichtigung des Energiebedarfs nach der Barwertmethode einschließlich der Investitions- und Betriebskosten berechnet. Die Energiegestehungskosten werden üblicherweise in Euro pro kWh (€/kWh) angegeben. [1]

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

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]

Da die LEC je nach Betrieb und Verwendung der technischen Komponenten variieren, müssen zusätzliche Sensitivitätsanalysen durchgeführt werden. Die nachfolgende Tabelle 1 zeigt die durch Recherche und eigener Berechnung ermittelten Basisannahmen zur Berechnung der LCE, wobei diese typischen Preisen in Österreich entsprechen (2018, [1])

Tabelle 1: LCE der verwendeten Technologien, typische Preise in Österreich 2018 [1]

Stromkosten	Fixtarif: 0.20 €/kWh _{el} HT/NT Tarif: 0.18/0.2 €/kWh _{el} Dynamischer Tarif
Einspeisevergütung	Fixtarif: -0.07 €/kWh _{el} Dynamischer Tarif
Photovoltaikanlage (PV)	0,12 €/kWh _{el}
Stromspeicher (EES)	0,35 €/kWh _{el}
Wärmepumpe (WP)	0,15 €/kWh _{el}
Wärmespeicher (HS):	0,05 €/kWh _{th}
Kühlsystem (AC)	0,20 €/kWh _{el}
Fernwärme (FW)s	0,25 €/kWh _{th}

Da Bedarf und Erzeugung nicht in jedem Zeitschritt korrelieren, ist es üblicherweise, ohne den Einsatz von Energiespeichern oder Lastmanagement, erforderlich Energie zu suboptimalen Tarifen zu beziehen oder einzuspeisen, oder den Verbrauch entsprechend anzupassen. Bei unprofitablen Einspeisevergütungen kann es beispielsweise wirtschaftlich werden, die Überschusserzeugung der Photovoltaikanlage vor Ort mittels Lastmanagement zu nutzen und damit den Eigenverbrauch zu erhöhen oder durch Verwendung eines Stromspeichers zu puffern oder den thermischen Bedarf (z.B. Warmwasser) damit zu decken. [1]

Im Folgenden werden die in Österreich üblichen Tarifregime, der Fix-, der Hoch- und Niedertarif (HT/NT) und ein neu angebotenen dynamischen Tarif untersucht, siehe Abbildung 3.

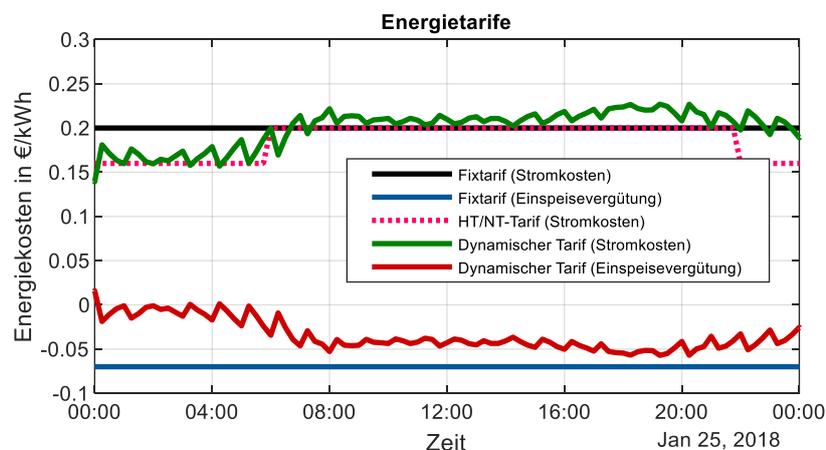


Abbildung 3: Untersuchte Energietarifmodelle

- **Fixtarif:**

Der Fixtarif ist ein vertraglich meist über ein Jahr oder einen bestimmten Zeitraum festgelegter Preis für die gelieferte Energie sowie weiterer mit der Energielieferung verbundenen Kosten, wobei jährlich bzw. nach Ende des Vertrages der Zähler abgelesen wird. Wird der vereinbarte Verbrauch überschritten, wird die Verbrauchsdifferenz nachverrechnet, andernfalls wird sie gutgeschrieben. Die Stromkosten für Verbraucher variieren in Österreich zwischen 0,14 und 0,23 € / kWh (Stand 2018, [1]).

- **HT/NT Tarif:**

Das Hoch- (HT-) und Niedertarifmodell (NT) ist, ähnlich wie der Fixtarif, ein vertraglich über einen definierten Zeitraum und Energiemenge vereinbarter Tarif. Im Gegensatz zum Fixtarif wird ein Zeitbereich für Schwachlast (NT, 22 Uhr bis 06 Uhr) und Starklast (HT, 06 Uhr bis 22 Uhr) festgelegt. Dies soll Anreize für den Stromverbrauch in Zeiten niedrigerer Last schaffen. Zu diesem Zweck muss ein zweiter Zähler installiert werden. Durch zentralen Rundsteuerreinrichtungen wird der jeweilige Zähler zu den bestimmten Zeiten aktiviert. Der Niedertarif beträgt ungefähr 70-80% des Hochtarifs.

- **Dynamischer Tarif:**

Durch die geplante Installation von intelligenten Zählern (Smart Metern) wird die Möglichkeit dynamischer Tarife eröffnet. Ein mögliches Tarifmodell kann z.B. ein vom Strommarkt abhängiger Tarif sein (z.B. EPEX, Day-Ahead-Auktion).

2.3 Ökologische Annahmen

Für die ökologische Bewertung der verwendeten Technologien wird die CO₂-Bilanz der verwendeten Technologien bzw. Anlagenteile verwendet. Als ökologische Zielfunktion werden, wie in Tabelle 2 aufgelistet, CO₂-Äquivalente bzw. das Treibhauspotential (GWP), welche üblicherweise in g CO₂/kWh angegeben werden, verwendet:

Tabelle 2: CO₂-Äquivalente bzw. Treibhauspotential (GWP) der verwendeten Technologien

Strommix AT	250 g/kWh [3]
Photovoltaikanlage (PV)	60 g/kWh [3] [4]
Stromspeicher (EES)	100 g/kWh [5]
Wärmepumpe (WP)	140 g/kWh [3] [6]
Kühlsystem (AC)	100 g/kWh (Annahme WP)
Fernwärme (FW)	200 g/kWh [3] [6] [7]

Da bei den in Tabelle 2 angegebenen Zahlenwerten der CO₂-Äquivalente, wie bei den Energiegestehungskosten, je nach Nutzung und Anlagenart eine Streuung zu Grunde liegt, müssen zur Beurteilung des Gesamtsystems Sensitivitätsanalysen durchgeführt werden. Zum Beispiel hängt die Erzeugung des elektrischen Stromes und der Wärme (Fernwärme) sehr stark von den verwendeten Primärenergieträgern ab.

3 Simulationsergebnisse

3.1 Mögliche Szenarien

Mit Hilfe des hybriden Simulationsmodells wird die wirtschaftlich und ökologisch optimale Nutzung der dezentralen Energieerzeugungs- und Speichersysteme simuliert. Die Simulationen werden für eine Dauer von einem Jahr mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten durchgeführt. Die Wärmeversorgung wird hierbei entweder durch eine Wärmepumpe oder durch Fernwärme gedeckt. Da weiters auch verschiedene Tarifmodelle analysiert werden und ebenfalls eine ökonomische sowie ökologische Optimierungen durchgeführt werden, kommt es, wie nachfolgend in Tabelle 3 exemplarisch aufgelistet, zu einer großen Anzahl von zu berechnenden Szenarien.

Tabelle 3: Ausschnitt möglicher Szenarien (x - eingesetzte Technologie)

Szenario	Zielfunktion	Tarif	Elektrisches System				Thermisches System				
			EVU (Kauf)	EVU (Verkauf)	PV	EES	WP	FW	WS	AC	
1	ökonomisch	Fixtarif	x				x		x	x	
2			x	x	x	x	x		x	x	
3			x						x	x	x
4			x	x	x	x			x	x	x
5		x					x		x	x	
6		HT/NT	x	x	x	x	x		x	x	x
7			x						x	x	x
8			x	x	x	x			x	x	x
9			x					x		x	x
10		Dynamisch	x	x	x	x	x			x	x
11			x						x	x	x
12			x	x	x	x			x	x	x
13	x						x		x	x	
14	ökologisch	Fixtarif	x				x		x	x	
15			x	x	x	x			x	x	
16		HT/NT	Dynamisch	x					x	x	x
	x			x	x	x			x	x	

Legende:	EVU...	Netzanbindung an das öffentliche Stromnetz
	PV...	Photovoltaikanlage
	EES...	Stromspeicher / Elektrischer Energiespeicher
	WP...	Wärmepumpe
	FW...	Fernwärme
	WS...	Wärmespeicher / Warmwasserspeicher
	AC...	Kühlsystem

Die in der Tabelle 3 angeführten 16 Szenarien führen, unter Berücksichtigung aller möglichen Sensitivitäten der Anlagenteile sowie Nutzerprofile, zu weit über 200.000 verschiedenen möglichen zu berechnenden Varianten. Aus diesem Grund werden nachfolgend nur noch ausgewählte Simulationsergebnisse näher erläutert.

3.2 Simulationsergebnisse

3.2.1 Tages-Lastganglinien nach verschiedenen Optimierungszielen

Nachstehend wird die ausgetauschte Energie eines analysierten Einfamilienhauses am PCC in Form einer Tages-Lastganglinie für die Simulationsergebnisse der ökonomisch optimierten Tarifmodelle sowie einer ökologischen Optimierung bei Stromspeicherkosten von 0,02 und 0,12 €/kWh näher betrachtet.

Die folgenden Annahmen treffen auf das Vorzeichen des Energieflusses am Hausanschlusspunkt (engl.: PCC - Point of Common Coupling) zu:

- Energie > 0 kWh: Energiebezug vom Verteilnetz
- Energie < 0 kWh: Rückspeisung in das Verteilnetz

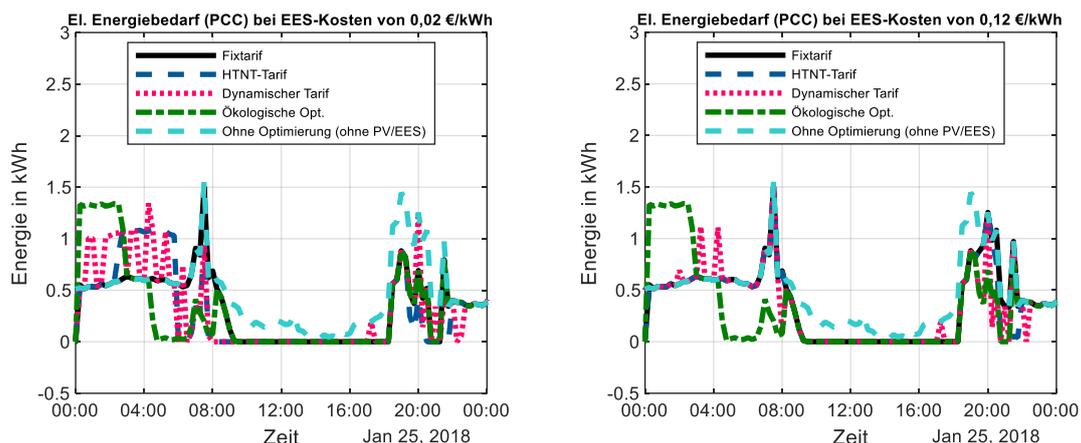


Abbildung 4: Tages-Lastgangelinien bei verschiedenen Tarifen und Optimierungszielen (Wärmepumpe)

Es ist in Abbildung 4 (links) zu erkennen, dass durch dynamische Tarife schnelle Leistungsänderungen mit hohen Gradienten auftreten. Dies liegt an den sich zeitlich ändernden Tarifsituationen in Kombination mit dem wirtschaftlich optimierten Einsatz von elektrischen Energiespeichern, Wärmepumpen, Wärmespeichern und Kühlsystemen.

Die ökologische Optimierung lädt nachts den Wärmespeicher bereits voll um morgens den Heizwärme- und Warmwasserbedarf zu decken. Die Erzeugung der Photovoltaikanlage wird bei der ökologischen Optimierung vermehrt im Stromspeicher gespeichert bzw. in thermische Energie zur lokalen Nutzung umgewandelt.

Die nachfolgende Abbildung 5 zeigt einen Vergleich der jährlichen Energiekosten je Tarifmodell und Optimierungsziel für den in den Tabelle 1 und Tabelle 2 angeführten Ausgangszustand.

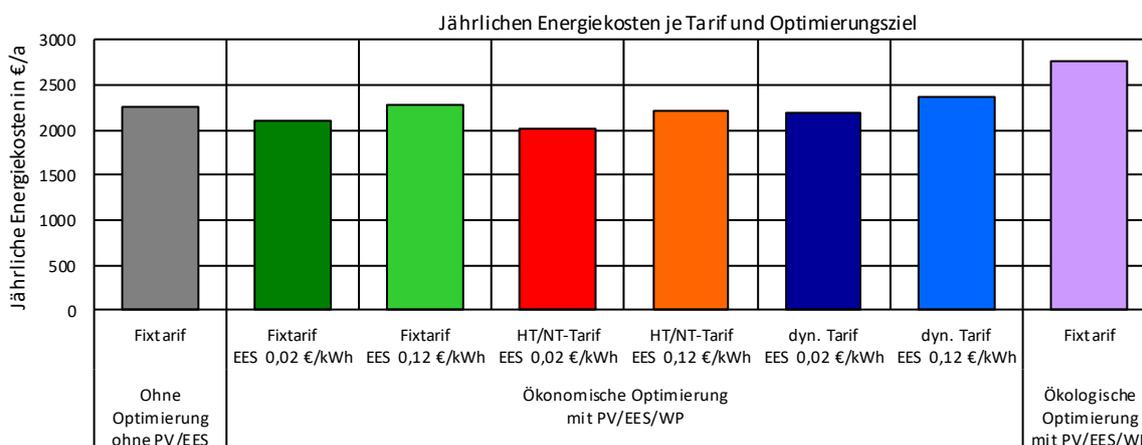


Abbildung 5: Jährliche Energiekosten je Tarifmodell und Optimierungsziel (Ausgangszustand, WP)

Die Verwendung eines dynamischen Tarifes, selbst bei ökonomisch optimierenden Systemen führt zu erhöhten jährlichen Gesamtenergiekosten. Ebenso führt eine ökologische Optimierung ebenfalls zu einer Erhöhung der jährlichen Kosten. Einzig der Hoch- und Niedertarif kann zu einer Kostenreduktion beim Verbraucher/Prosumer führen. Dies lässt sich durch den günstigeren Einsatz der Photovoltaikanlage zur Zeiten des Hochtarifes und dem optimierten Einsatz der Energiespeicher sowie der Wärmepumpe zu Zeiten des Niedertarifes erklären.

3.2.2 Optimierungsergebnisse

Nachfolgend werden die Optimierungsergebnisse für folgende eingesetzte Technologieanordnungen näher betrachtet.

1. Photovoltaikanlage, Stromspeicher, Kälteanlage und Wärmepumpe
2. Photovoltaikanlage, Stromspeicher, Kälteanlage und Fernwärme

Es werden Sensitivitätsanalysen ausgehend vom Ausgangszustand (siehe Tabelle 1 und Tabelle 2) durchgeführt und die daraus ermittelten entstehenden jährlichen Energiekosten und CO₂-Emissionen grafisch dargestellt. Zur einfacheren Lesbarkeit werden ökonomisch optimierte Simulationsergebnisse als durchgehende Linien und ökologische Simulationsergebnisse als gestrichelte Linie gezeichnet. Der Ausgangszustand der Sensitivitätsanalysen wird jeweils als schwarze Kreise dargestellt.

3.2.3 Sensitivitätsanalysen für ein hybrides Energiesystem mit einer Wärmepumpe als primäres Heizsystem

Die Sensitivitätsanalysen liefern für die Technologieanordnung mit Wärmepumpe das grafisch in Abbildung 6 dargestellte Ergebnis der jährlichen anfallenden Energiekosten.

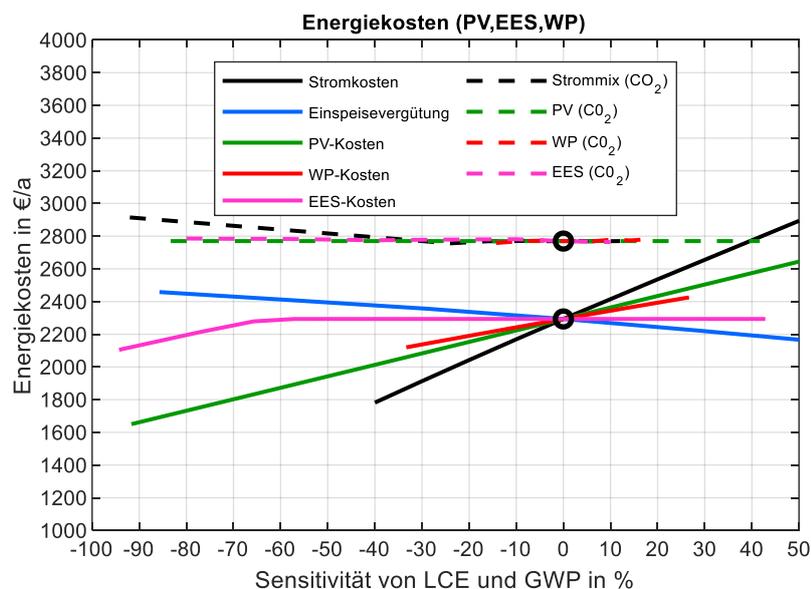


Abbildung 6: Sensitivitätsanalysen der Jahres-Energiekosten (Ausgangszustand, WP und Fixtarifmodell)

Der Ausgangswert der jährlichen Energiekosten beträgt für ein ökonomisch optimiertes hybrides Energiesystem 2294 €/a. Bei der ökologischen Optimierung betragen die Energiekosten im Ausgangspunkt mit 2770 €/a um 476 € mehr. Bei genauerer Betrachtung der Sensitivitätsanalyse treten folgende Parameter deutlich hervor.

Ökonomische Optimierung:

- Stromkosten (schwarze Linie)
- PV-Kosten (grüne Linie)

Ökologische Optimierung:

- Strommix (schwarz gestrichelte Linie)

Diese Linien haben im Vergleich zu den anderen in Abbildung 6 dargestellten Parametern eine hohe Steigung und weisen somit eine große Sensitivität auf. Die größte Sensitivität tritt bei den Stromkosten gefolgt von den PV-Kosten auf. Der Stromspeicher kann erst bei Stromgestehungskosten von ca. 0,12 €/kWh zu einer deutlichen Reduktion der Stromkosten beitragen.

Bei einem ökologisch optimierten System weist der Strommix die größte Sensitivität auf. Dies lässt sich durch den Vergleich der angenommenen Treibhauspotentiale (GWP) zwischen der Photovoltaikanlage (60 g/kWh) und des österreichischen Strommixes (250 g/kWh) erklären. Bei Reduktion des Treibhauspotentials des Strommixes, z.B. 100 % Wasserkraft, wird vermehrt elektrischer Strom aus dem Netz (0,20 €/kWh) bezogen und auch im Stromspeicher (100 g/kWh / 0,35 €/kWh) gespeichert, wodurch höhere jährliche Energiekosten auftreten.

Die entstehenden CO₂-Emissionen werden in der nachfolgenden Abbildung 7 grafisch dargestellt.

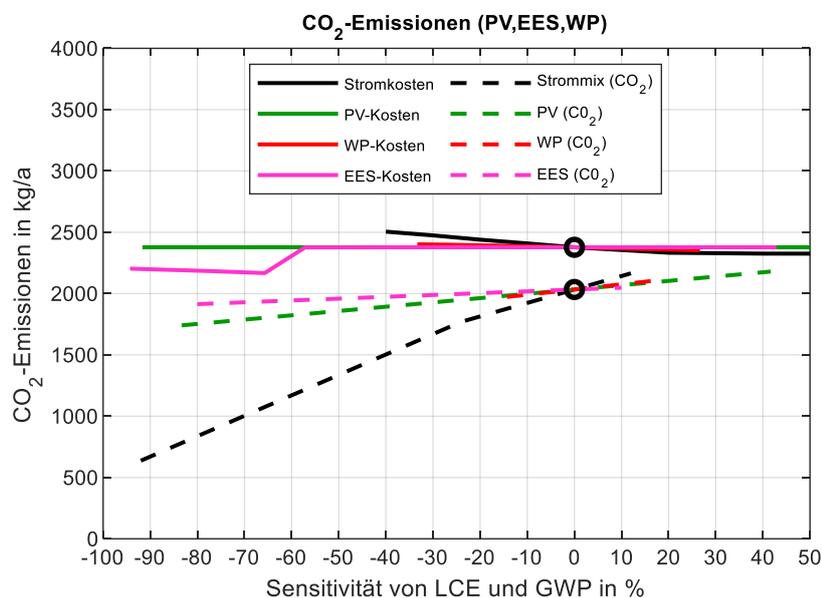


Abbildung 7: Sensitivitätsanalysen der jährlichen CO₂-Emissionen (Wärmepumpe)

Der Ausgangswert der jährlichen CO₂-Emissionen beträgt für ein ökonomisch optimiertes hybrides Energiesystem 2377 kg/a. Bei der ökologischen Optimierung betragen die CO₂-Emissionen im Ausgangspunkt mit 2033 kg um 344 kg weniger. Bei genauerer Betrachtung der Sensitivitätsanalyse treten folgende Parameter deutlich hervor.

Ökonomische Optimierung:

- EES-Kosten (pinke Linie)

Ökologische Optimierung:

- Strommix (schwarz gestrichelte Linie)

Diese Linien haben im Vergleich zu den anderen in Abbildung 7 dargestellten Parametern eine hohe Steigung und weisen somit eine große Sensitivität auf. Die größte Sensitivität tritt beim Strommix gefolgt von den EES-Kosten auf. Der Stromspeicher ist bei Kosten größer 0,12 €/kWh nicht wirtschaftlich nutzbar und wird deswegen erst bei Kosten kleiner 0,12 €/kWh vermehrt durch die Optimierung eingesetzt, was sich dann auf die CO₂-Emissionen auswirkt.

3.2.4 Sensitivitätsanalysen für ein hybrides Energiesystem mit Fernwärme als primäres Heizsystem

Die Sensitivitätsanalysen liefern für die Technologieanordnung mit Fernwärme das grafisch in Abbildung 8 dargestellte Ergebnis der jährlichen anfallenden Energiekosten.

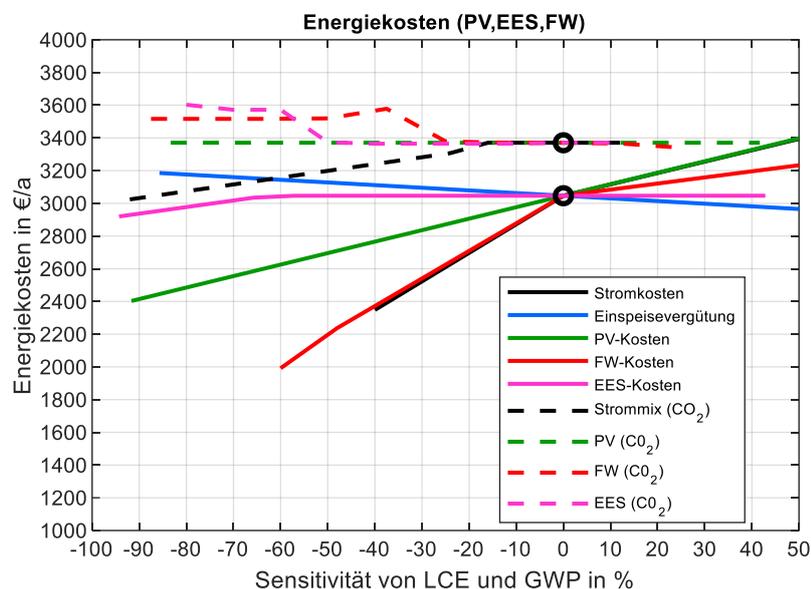


Abbildung 8: Sensitivitätsanalysen der jährlichen Energiekosten (Fernwärme)

Der Ausgangswert der jährlichen Energiekosten beträgt für ein ökonomisch optimiertes hybrides Energiesystem 3046 €/a. Bei der ökologischen Optimierung betragen die Energiekosten im Ausgangspunkt mit 3370 €/a um 324 € mehr. Bei genauerer Betrachtung der Sensitivitätsanalyse treten folgende Parameter deutlich hervor.

Ökonomische Optimierung:

- Stromkosten (schwarze Linie)
- FW-Kosten (rote Linie)

Ökologische Optimierung:

- Strommix (schwarz gestrichelte Linie)
- FW (rot gestrichelte Linie)
- EES (pink gestrichelte Linie)

Diese Linien haben im Vergleich zu den anderen in Abbildung 8 dargestellten Parametern eine hohe Steigung und weisen somit eine große Sensitivität auf. Die größte Sensitivität tritt bei den Stromkosten gefolgt von den FW-Kosten auf. Der Stromspeicher kann wieder erst bei Stromgestehungskosten von ca. 0,12 €/kWh zu einer Reduktion der Stromkosten beitragen.

Die erhöhten Energiekosten bei einem geringeren Treibhauspotential der Fernwärme ist auf den Wärmespeicher mit dessen Heizpatronen zurückzuführen, welche dann nicht mehr eingesetzt werden und dann die ökonomisch teurere Fernwärme vorrangig genutzt wird.

Die entstehenden CO₂-Emissionen werden in der nachfolgenden Abbildung 7 grafisch dargestellt.

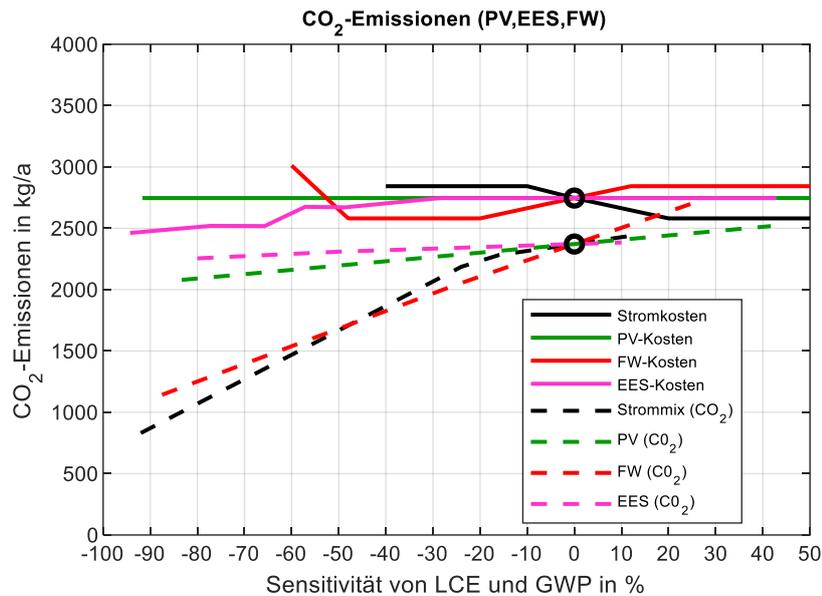


Abbildung 9: Sensitivitätsanalysen der jährlichen CO₂-Emissionen (Fernwärme)

Der Ausgangswert der jährlichen CO₂-Emissionen beträgt für ein ökonomisch optimiertes hybrides Energiesystem 2746 kg. Bei der ökologischen Optimierung betragen die CO₂-Emissionen im Ausgangspunkt mit 2372 kg um 374 kg weniger. Bei genauerer Betrachtung der Sensitivitätsanalyse treten folgende Parameter deutlich hervor.

Ökonomische Optimierung:

- Stromkosten (schwarze Linie)
- FW-Kosten (rote Linie)
- EES-Kosten (pinke Linie)

Ökologische Optimierung:

- Strommix (schwarz gestrichelte Linie)
- Fernwärme (rot gestrichelte Linie)

Diese Linien haben im Vergleich zu den anderen in Abbildung 9 dargestellten Parametern eine hohe Steigung und weisen somit eine große Sensitivität auf. Die größten Sensitivitäten treten beim Strommix und der Fernwärme auf. Der Stromspeicher wird wie zuvor beschrieben erst Stromgestehungskosten von ca. 0,12 €/kWh eingesetzt und wirkt erst dann CO₂ reduzierend.

3.2.5 Vergleich der beiden untersuchten Systeme

Bei einem direkten Kostenvergleich schneidet die Wärmepumpe gegenüber der Fernwärme um über 750 €/a besser ab. Jedoch ist anzumerken, dass verringerte Fernwärmekosten sehr stark und schnell zu einer Kostenreduktion führen können. Bei einem Wärmepumpen basierten System können die Kosten am besten durch einen günstigen Stromtarif gesenkt werden.

4 Erkenntnisse und Ausblick

Um das gesamte hybride Energiesystem für ein Einfamilienhaus mit allen Haupt- und Subsznarien, den Sensitivitäten und den Nutzerprofilen umfassend zu optimieren und zu analysieren, sind umfangreiche Analysen und eine große Vielzahl von Optimierungsläufen mit unterlagerten Simulationen notwendig. Hier empfiehlt es durch Expertenwissen vorab eine Selektierung der relevanten Szenarien durchzuführen. In dieser Arbeit wurden Sensitivitätsanalysen in Bezug auf eine Ausgangsposition basierend auf in Österreich üblichen Preisen und den angegebenen CO₂-Mix durchgeführt. In weiteren Arbeiten empfiehlt es sich diese Ausgangsposition ebenfalls zu variieren um noch bessere Ergebnisse und mögliche Aussagen hinsichtlich der Sensitivität der Preis- bzw. CO₂-Treiber zu erhalten.

Die Simulationen haben ergeben, dass sich bei Einführung dynamischer Tarife sowie durch unterschiedliche Optimierungsziele von Netzbetreibern und Prosumern die Netzauslastung verursacht durch das Verhalten individuell optimierende Prosumer im Netz grundlegend ändert, und das dynamische Tarife zu einer erhöhten Anzahl von Leistungsspitzen mit hohen Gradienten führen können.

Die ökonomischen und ökologischen Sensitivitätsanalysen haben weiters ergeben, dass selbst bei der Nutzung von dezentralen Erzeugungs- und Speicheranlagen die wirtschaftliche bzw. ökologische Abhängigkeit von Primärenergieträgern aus der Strom- und Fernwärmeerzeugung sehr groß bleibt. Beim elektrischen Strom kann man durch die Wahl des Stromanbieters die Ökobilanz wesentlich verbessern. Bei der Fernwärme empfiehlt es sich die Wärme aus regenerativen Energiequellen zu erzeugen.

Ziel weiterer Arbeiten ist es den ökonomischen und ökologischen Einfluss des Verbraucherprofiles nun genau auszuwerten.

5 Literatur

- [1] M. A. Lagler, E. Schmutzner, R. Schürhuber, „Sensitivitäten in Hybriden Energiesystemen,“ 15. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich, 2018.
- [2] N. Pflugradt, „LoadProfileGenerator,“ 2019. [Online]. Available: [Loadprofilegenerator.de](http://loadprofilegenerator.de). [Zugriff am 23 01 2019].
- [3] IINAS - Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und strategien GmbH, „GEMIS 4.95,“ [Online]. Available: www.iinas.org. [Zugriff am 23 01 2019].
- [4] L. Rausch, U. R. Fritsche, „Aktualisierung von Ökobilanzdaten für Erneuerbare Energien im Bereich Treibhausgase und Luftschadstoffe,“ Öko-Institut e.V., Deutschland, 2012.
- [5] S. Schidler, „Vortrag: Stromspeicher: ökologischer Hintergrund, graue Energie, Lebenszyklus, Recycling,“ FH-Technikum Wien, Wien Österreich, 2018.
- [6] Austrian Energy Agency, „Heizkostenvergleich - CO₂-Emissionen,“ [Online]. Available: <https://www.energyagency.at/fakten-service/heizkosten/co2-emissionen.html>. [Zugriff am 23 01 2019].

- [7] Österreichisches Institut für Bautechnik, „OIB-Richtlinien (OIB-RL 6),“ Wien, Österreich, 2015.
- [8] M. A. Lagler, W. Lerch, E. Schmutzner, R. Heimrath, R. Schürhuber, T. Mach, „Creation of Hybrid Simulation Model,“ ISEC, Graz, Österreich, 2018.
- [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.