

Reduktion von CO₂ Emission durch eine kombinierte Regelungsstrategie für PV-KWK Hybridsysteme

Tanja M. Kneiske

Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Königstor 59,
34119 Kassel, Deutschland, + 561 7294.136, tanja.kneiske@iwes.fraunhofer.de,
<http://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de>

Kurzfassung:

Die Reduzierung der Treibhausgasemissionen, insbesondere von CO₂ ist eines der wichtigsten Ziele im Rahmen der europäischen Energiepolitik. Im Folgenden wird untersucht, ob die Kopplung von zwei unterschiedlichen dezentralen Erzeugungsanlagen, einem Photovoltaiksystem (PV) und einem Blockheizkraftwerk (Kraft-Wärme-Kopplungsanlage (KWK)) in einem Haushalt, einen Beitrag leisten kann. Dazu wurde eine Regelung entwickelt, die aus einem Optimierer und einer regelbasierten Nachregelung besteht. Die Nachregelung korrigiert die Vorgaben des Optimierers, sollte es zu Abweichungen der Last- und Erzeugungsprognosen kommen. Die Ergebnisse werden beispielhaft an einem Übertag im April diskutiert. Als Ergebnis der CO₂ minimierenden Optimierung ergibt sich eine flexible Regelung der Anlagen, die eine strom-autarke Energieversorgung bevorzugt. PV Strom ist mit der kleinsten CO₂ Emission verbunden, während der Netzstrom in Deutschland durch den vorhandenen Strommix noch hohe CO₂ Emissionen zur Folge hat. Der Eigenverbrauch, unter Verwendung einer Batterie, von PV-Strom wird gegenüber dem Verbrauch des KWK-Stroms bevorzugt, da dieser der CO₂ freundlichste Strom ist. Am Beispieltag kann unter Einsatz von ca. 11 % höheren Kosten etwa 13 % der CO₂ Emissionen vermieden werden. An Sommertagen liegt die Reduktion der CO₂-Emissionen sogar bei 50 % ohne zusätzliche Betriebskosten. Die Regelung ist sehr flexibel und reagiert auf sich ändernde Eingabeparameter, z.B. CO₂ Emissionswerte, so dass eine Anlage auch langfristig in der Lage wäre, sich an wandelnde Werte anzupassen, sollte z. B. der Energiemix im Verbundnetz zunehmend aus erneuerbaren Energien bestehen, oder in einem anderen Land ein anderer Energiemix vorliegen.

Die hier dargestellten Ergebnisse basieren auf einer Simulation und werden zurzeit an einer realen Laboranlage getestet.

Keywords: PV, KWK, Batterie, Wärmespeicher, Modellprädiktive Regelung

1 Motivation und zentrale Fragestellung

Die Reduzierung der Treibhausgasemissionen, insbesondere von CO₂, ist eines der wichtigsten Ziele im Rahmen der europäischen Energiepolitik. Der Ausbau der erneuerbaren Energien, wie Photovoltaiksysteme, aber auch die gesteigerte Nutzung von effizienten Kraft-Wärme-Kopplungs Anlagen (KWK) sind weitere Ziele. Im Folgenden wird die Betriebsführung eines Systems untersucht, das beide Erzeugungsanlagen (PV und KWK) miteinander kombiniert. Die Frage ist nun, welches Potential dieses sogenannte PV-KWK Hybridsystem hat, um mit Hilfe von Batterie- und Wärmespeichern eine CO₂-arme Bereitstellung von Strom und Wärme für Haushalte und kleine Gewerbebetriebe zu gewährleisten. Des Weiteren wird untersucht, welche zusätzlichen Kosten gegenüber einem kostenoptimierten Betrieb der Anlage für den Anlagenbetreiber entstehen und welche Netzbelastungen daraus resultieren.

2 Methodische Vorgehensweise

In [1] wurden bereits die wirtschaftlichen Vorteile hinsichtlich der Betriebskosten einer optimierten Regelung nach einem Modellprädiktiven Ansatz (MPC-Ansatz) gezeigt. In [2] haben die Autoren ein PV-KWK Hybridsystem in 30 Haushalten bezüglich ihres Autarkiegrads, ihres Netzeinspeiseprofiles und wirtschaftliche Vorteile für den Verbraucher untersucht. Sie fanden heraus, dass ein PV-KWK Hybridsystem auf der einen Seite den Autarkiegrad erhöht und das Profile am Netzanschluss hinsichtlich starker Leistungsanstiege und -abfälle verbessert. Auf der anderen Seite ist das System nur wirtschaftlich von Vorteil, wenn der Energieverbrauch hoch ist ($>4300\text{kWh/a}$). Für die folgende Untersuchung wurde erstmals ein Betriebsführungsalgorithmus entwickelt, der aus zwei Regelungen besteht. Die übergeordnete Regelung ist eine langfristige Regelung basierend auf einem modellprädiktiven Ansatz (ähnlich wie in [3]), die mit Hilfe von Erzeugungs- und Verbrauchsprognosen bis zu 24 Stunden im Voraus Fahrpläne der einzelnen Anlagen erstellt und so alle 10 min Sollwerte an die Geräte schickt. Die unterliegende Nachregelung stellt sicher, dass trotz Abweichungen der Ist-Werte in den 10 min zwischen Sollwertvorgaben das PV-KWK Hybridsystem weiterhin stabil läuft. Diese kombinierte Regelung wird zunächst anhand von minimalen Betriebskosten optimiert und die Ergebnisse mit denen aus einer minimalen CO_2 -Emissionsoptimierung verglichen. So können das Emissionsreduzierungspotential und mögliche zusätzlich entstehende Kosten abgeleitet werden.

2.1 PV-KWK Hybridsystem

2.1.1 Anlagendimensionierung

Die Anlagendimensionierung der einzelnen Komponenten des Hybridsystems ist durch real existierende Systeme motiviert, die im Rahmen des Projekts „Ine-Ves“ (REF) von Vaillant GmbH, SMA Solar Technologie AG und der Saft Batterien GmbH zur Verfügung gestellt wurden. Das PV-KWK Hybridsystem ist mit diesen Komponenten im Fraunhofer-IWES DeMoTec Labor¹ in Kassel aufgebaut worden. Der Kontrollalgorithmus, der im Folgenden beschrieben wird, wurde in ein Energiemanagementsystem² implementiert, so dass er in einer realen Testumgebung untersucht werden kann.



Abbildung 1 Laboraufbau „Ine-Ves“ ,DeMoTec, Kassel

¹ <http://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/en/labore/demotec.html>

² www.ogema.org

Im Rahmen des Projekts „Ine-Ves“ wurde an anderer Stelle eine detaillierte Analyse der Dimensionierung eines PV-KWK Hybridsystems durchgeführt. Dazu wurde ein Optimierer entwickelt, der mit Hilfe verschiedenster Vorgaben und Randbedingungen, wie Investitionskosten der einzelnen Technologien, Gas- und Stromkosten, aber auch Zuschüsse, Vergütungen, Steuern und Abgaben nach momentan geltenden gesetzlichen Rahmenbedingungen in Deutschland die kostenminimalste (bzw. CO₂ minimalste) Zusammenstellung berechnet, mit der ein vorgegebener Strom- und Wärmebedarf gedeckt werden kann³. Alternative Technologien wie Wärmepumpen wurden dort ebenfalls mit eingebunden. Diese Dimensionierungsrechnung ergab, dass KWK-Anlagen auch in Kombination mit PV Anlagen nur für große Wohneinheiten finanziell sinnvoll sind. Für Einfamilienhäuser bleibt weiterhin die Versorgung mit einer PV-Anlage in Kombination mit einer Wärmepumpe die wirtschaftlichste Alternative. Allerdings stellt sich bei großen Wohneinheiten, in dem hauptsächlich Mietobjekte vorhanden sind, die Frage nach dem Besitzer und Betreiber einer solchen Anlage. Hier haben sich sogenannte „Mieterstrommodelle“ als machbar, jedoch verbunden mit hohen Risiken für den Betreiber, herausgestellt.

2.1.2 Elektrische Komponenten

Es werden im Projekt „Ine-Ves“ zwei unterschiedliche Haushaltgrößen untersucht. Die eine ist im Labor durch ein einphasiges-System bestehend aus einem PV-Simulator und einer Li-Ion Batterie mit jeweiligem Wechselrichter aufgebaut. Der Aufbau, der auch im Folgenden simuliert wird, repräsentiert ein Einfamilienhaus. Der zweite Aufbau enthält die gleichen Komponenten, nur in größerer Variante. Er repräsentiert ein Mehrfamilienhaus kann aber auch ein Gewerbebetrieb darstellen.

Im Modell werden die Komponenten wie folgt beschrieben. Die PV-Erzeugung wird durch eine skalierte in Kassel gemessene Zeitreihe dargestellt. Dazu wird eine Batterie modelliert, die durch ihre Kapazität (4 kWp davon 60 % nutzbar) und ihre Be- (0,9), Entlade- (0,92) und Stand-by Verluste (0,99) beschrieben wird. Des Weiteren besitzt die Batterie eine maximale Be- und Entladeleistung von 3.3 kW. Das Stromnetz wird als Netzanschlusspunkt ohne Einschränkungen modelliert, so dass beliebig ein- und ausgespeist werden kann.

2.1.3 Thermische Komponenten

Auch die thermischen Komponenten wurden jeweils für ein Einfamilien- und ein Mehrfamilienhaus bzw. kleine Gewerbebetriebe ausgelegt. Dazu gehören jeweils ein Blockheizkraftwerk (BHKW), ein Wärmespeicher und eine dazu passende Gasheizung. Im Labor wurde für das Einfamilienhaus der Vaillant ecoPOWER 1.0 (1 kW_{el}/2.5 kW_{th}). In dem System gibt es einen 300 l Warmwasserspeicher. Bei dem Speicher wurden ebenfalls Be- (0,9) und Entladeverluste (0,92), sowie Stand-by (0,987) Verluste berücksichtigt. Das BHKW besitzt einen Gas-Verbrennungsmotor und ist an das Gasnetz angeschlossen. Im Modell kann ohne Einschränkungen Gas aus dem Gasnetz je nach Notwendigkeit entnommen werden. Die Gasheizung hat eine minimale Wärmeleistung von 2,4 kW und im Modell wurde die Maximalleistung auf die maximale Wärmelast in der Jahreszeitreihe gesetzt, damit der Optimierer zu jedem Zeitpunkt in der Lage ist, eine Lösung zu generieren. Das BHKW kann maximal 1 kW_{el} generieren und unterliegt einem Modus, der nur einen „an/aus Betrieb“ ermöglicht. Die Effizienzen sind 0,263 und 0,657 für die Strom- bzw. für die Wärmeerzeugung. Zusätzliche Kosten für einen Startvorgang werden mit 2 Cent berücksichtigt, sowie eine Mindestanschalt- bzw. Ausschaltzeit von 30 min. Verluste in der Wärmeerzeugung der Gasheizung wurden implementiert jedoch momentan auf Null gesetzt.

³ Projektabschlussbericht „Ine-Ves“, in Vorbereitung

2.2 Regelungsmethodik

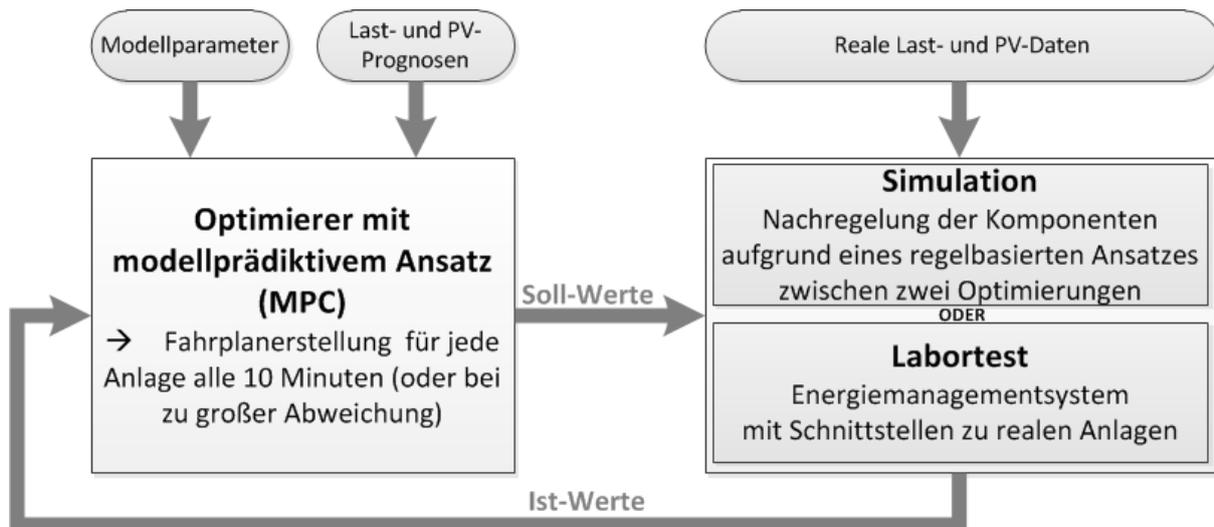


Abbildung 2: Schematische Darstellung der angenommenen Regelungsmethodik. Der Kern ist ein Optimierer, der alle 10 min. optimierte Fahrpläne erstellt und die Soll-Werte der einzelnen Komponenten an eine Nachregelung übergibt. Diese prüft die Werte an den realen Zuständen und gibt ggf. angepasste Ist-Werte an den Optimierer zurück. Im Labor wird statt der Nachregelung das Verhalten des Anlagensystems zur Ermittlung der Ist-Werte genutzt.

Die Regelungsmethodik ist in Abbildung 2 dargestellt. Sie besteht aus einem Optimierer mit einem modellprädiktiven Ansatz. Anhand gegebener Parameter der einzelnen Anlagen, sowie vorgegebener Last- und Erzeugungsprognosen für die nächsten Stunden werden optimierte Fahrpläne für einen festgelegten zukünftigen Zeitraum (etwa 6 Stunden) erstellt. Der erste Wert der Fahrpläne für den Zeitpunkt $t=t_0$ wird als Soll-Wert weitergeleitet. In der Simulation werden sie an eine detailliertere Nachregelung geschickt, die die Abweichungen aus den Soll-Werten aufgrund fehlerhafter Prognosen berechnet und mit Hilfe einer schnellen regelbasierten Logik die Sollwerte soweit nötig abändert, dass sie zu den realen elektrischen und thermischen Lasten und dem realen erzeugten PV-Strom passen. Diese Werte werden dann in der nächsten Optimierung als Eingangswerte genutzt. Wichtige Werte sind hierbei die Speicherfüllstände der Batterie und des thermischen Speichers sowie die Information darüber, ob das BHKW in den letzten 30 min an oder aus war. Die Logik hinter der Nachregelung in der Simulation ist in Abbildung 3 beschrieben.

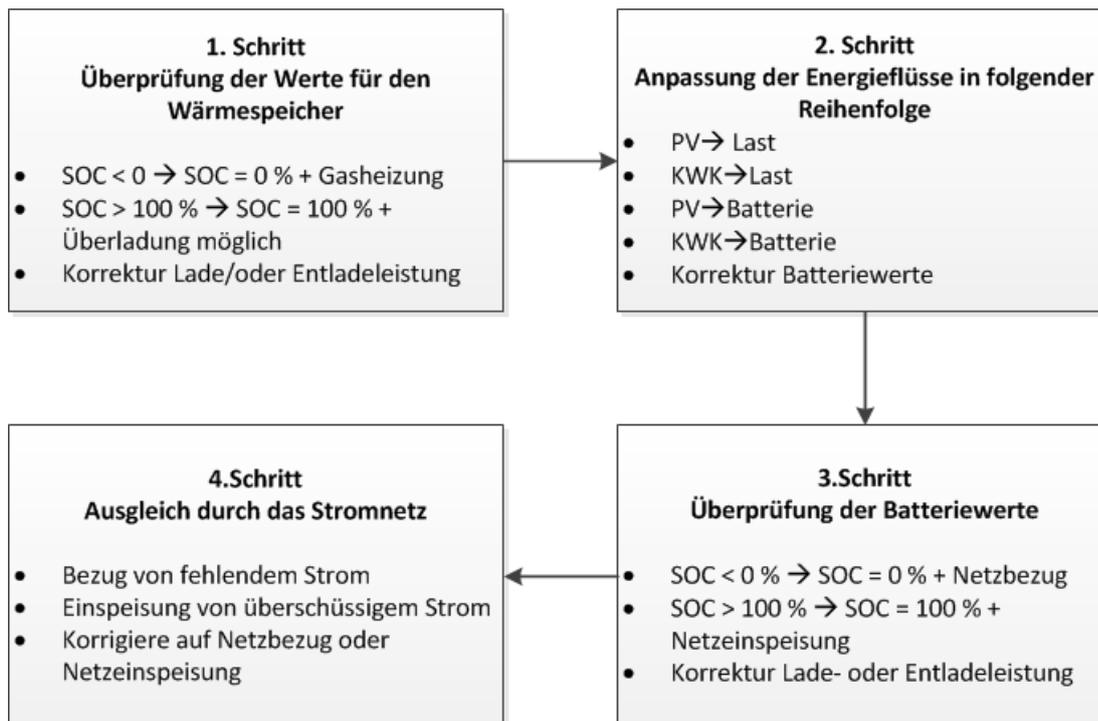


Abbildung 3: Auflistung der vier Schritte, die in der Simulation zur Nachregelung des Systems führen. Alle Schritte werden über den gesamten Zeitraum von 10 min berechnet. Die Reihenfolge ist dem Vorgang im realen System nachempfunden. Wichtig ist anzumerken, dass die Werte des BHKW, also der KWK-Anlage als unveränderlich angenommen werden. Mit SOC ist der „State of charge“ eines Speichers also der Speicherfüllstand bezeichnet.

Im Folgenden werden zunächst die Ergebnisse von zwei verschiedenen Optimierungen miteinander verglichen, um herauszufinden, ob eine CO₂ Minimierung mit dem PV-KWK Hybridsystem möglich ist und mit welchen zusätzlichen Kosten sie einhergeht. Das unterschiedliche Verhalten der einzelnen Anlagen kann so ebenfalls diskutierte werden.

2.2.1 Variante 1 – Minimale Betriebskosten

Das erste Optimierungsziel besteht in der Minimierung der Betriebskosten. Diese ergeben sich aus der Differenz der Ausgaben und der Einnahmen (siehe Tabelle 1).

Tabelle 1: Auflistung der angenommenen Kosten und Einnahmen für die Kostenfunktion des Optimierer einschließlich der genutzten Werte

Ausgaben	Euro/kWh	Einnahmen nach EEG ⁴	Euro/kWh
Gaskosten für den Verbrauch durch das BHKW und die Gasheizung	0,0652	Vergütung für PV-Stromeinspeisung	0,1256
Stromkosten für den Strombezug aus dem Netz	0,2838	Vergütung für KWK-Stromeinspeisung	0,09392
Kaltstartkosten des BHKW, bei Ausschaltzeiten von mehr als 30	0,02	Vergütung von vermiedenen Netznutzungsentgelten durch nicht	0,005

⁴ EEG –Erneuerbare Energien Gesetz

min (Erfahrungswert Vaillant)		eingespeisten KWK-Strom	
-------------------------------	--	-------------------------	--

2.2.2 Variante 2 - Minimale CO₂-Emission

Ein anderes Optimierungsziel ist die Minimierung der CO₂-Emissionen im Betrieb des PV-KWK Hybridsystems. Hier wurde als einfacher Ansatz jeder Stromerzeugung ein übers Jahr gemittelter CO₂-Emissionsfaktor zugeordnet. Die Emission über den betrachteten Zeitraum wurde minimiert.

Tabelle 2: In dieser Tabelle sind die angenommenen Werte der Emissionskoeffizienten aufgelistet [4].

Stromart	CO ₂ -Emissionskoeffizienten [g / kWh]
Gas – Erdgas	202
PV-Strom	0
Netzstrom nach Strommix Deutschland 2015	587
Heizöl	319

Für beide Optimierungsvarianten können zwei verschiedene Modi der Regelung betrachtet werden.

2.2.3 Modus A – Perfekte Prognose

In diesem Modus sind die Ergebnisse der Regelung mit einer perfekten Prognose berechnet worden. Es wird also angenommen, dass es zwischen Prognosewerten und den realen Last- und Erzeugungswerten keine Abweichungen gibt. Dieser Modus ist gut geeignet, um den reinen Effekt zwischen zwei Optimierungszielen zu untersuchen.

2.2.4 Modus B - Persistenzprognose

Dieser Modus geht von einer abweichenden Prognose aus. Im Folgenden wird als Prognose eine einfache Persistenzprognose angenommen. Es wird also davon ausgegangen, dass sich der Tag heute genauso wie der Tag gestern darstellt. Diese Prognoseart erweist sich als ausgesprochen robust und auch in der Praxis gut anwendbar, da man nur die Daten vom gestrigen Tag vorhalten muss. Versuche mit anderen Methoden, wie dem gleitenden Mittelwert der letzten drei Tage haben keine Verbesserungen im Ergebnis gezeigt. Die genaue zeitliche Lage der Spitzen wird durch die Persistenzprognose nicht gut abgebildet. Allerdings kommt es in einem PV-Hybridsystem eher auf die Prognose der Gesamtenergie an, da kleine Abweichungen durch Flexibilitäten wie der Batterie und dem Wärmespeicher auf der Verbraucherseite und dem Stromnetz und der Gasheizung auf der Erzeugungsseite gut abgefangen werden können.

Mit Hilfe dieses Modus kann man gut beurteilen, ob positive Effekte signifikant genug sind, um trotz Abweichungen zu den optimalen Fahrplänen durch fehlerhafte Prognosen einen entscheidenden Unterschied zu erzeugen. Man kann zum Beispiel untersuchen, ob eine mit perfekter Prognose erzeugte Betriebskosteneinsparung gegenüber einem Standardsystem, das z.B. den elektrischen und thermischen Bedarf unabhängig voneinander deckt, noch signifikant ist, auch wenn man die zusätzlichen Kosten durch Prognoseabweichungen mit einbezieht.

3 Ergebnisse

In den folgenden Ergebnissen werden zunächst beispielhafte Tagesverläufe gezeigt, die von für denselben Tag berechneten Systemkennzahlen gefolgt werden. Im Jahresverlauf sind drei typische Tage zu erkennen. Ein Sommertag, der sich dadurch auszeichnet, dass es eine PV-Erzeugung gibt, aber keine Heizlast, ein Wintertag, mit hoher Heizlast und keiner PV-Erzeugung und ein Übergangstag, indem sowohl Heizlast, als auch PV-Erzeugung vorhanden ist. Im Folgenden wird ein Übergangstag diskutiert.

3.1 Variante 1 – Minimale Betriebskosten

3.1.1 Beispielhafter Tagesverlauf an einem Übergangstag

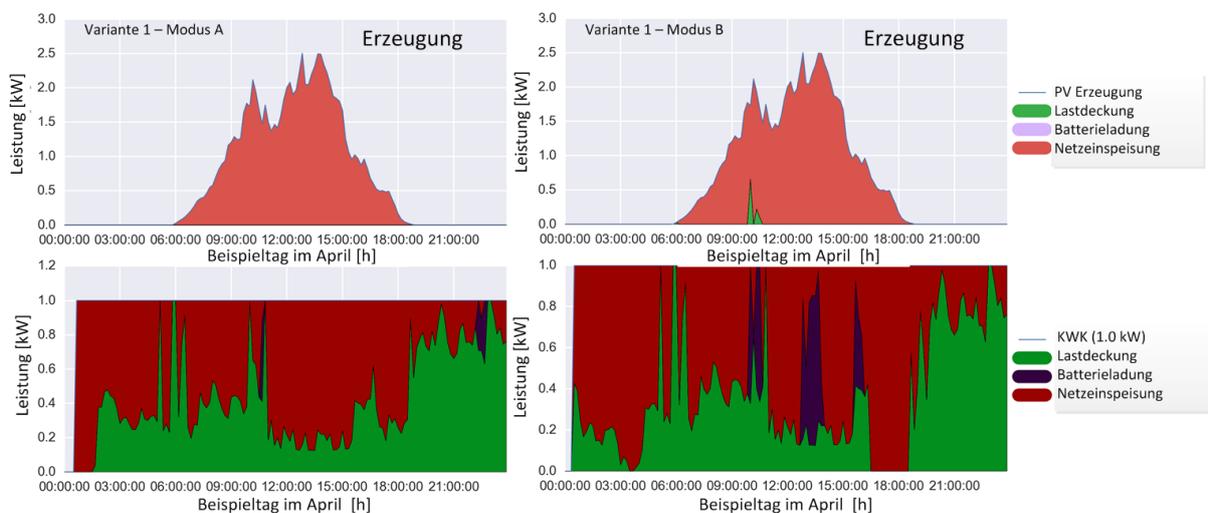


Abbildung 1: Hier ist ein beispielhafter Tagesverlauf der Leistung von PV- und KWK-Anlage für Variante 1, einer kostenoptimierten Rechnung, dargestellt. Verglichen werden links die Ergebnisse mit perfekter Prognose rechts mit den Ergebnissen basierend auf einer Persistenzprognose.

In Abbildung 3 sind für die Variante 1 die Ergebnisse der PV-Leistung und der KWK-Leistung jeweils mit perfekter Prognose (links) und mit Persistenzprognose (rechts) aufgetragen. Die unterschiedlichen Energieflüsse sind innerhalb der Panels mit unterschiedlichen Farben flächig markiert. In den beiden oberen Panels fällt auf, dass die nahezu gesamte erzeugte PV-Leistung ins Netz eingespeist wird. Die KWK-Anlage läuft durchgängig mit 1 kW elektrischer Leistung. Ein Großteil der erzeugten Energie wird direkt zur Lastdeckung genutzt (grün), während der Rest ins Netz eingespeist wird (rot). Nur ein kleiner Teil wird in die Batterie geladen. In den Ergebnissen mit Prognoseabweichungen sieht man, dass die Batterie genutzt wird, um den Ausgleich zwischen Soll- und Ist-Werten herzustellen. Vorher geplanter überschüssiger Strom wird eingespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt gegen 18:00 Uhr zur Lastdeckung genutzt. Die Unterschiede fallen allerdings augenscheinlich eher gering aus. Der Einfluss der Abweichungen fällt an diesem Tag gering aus.

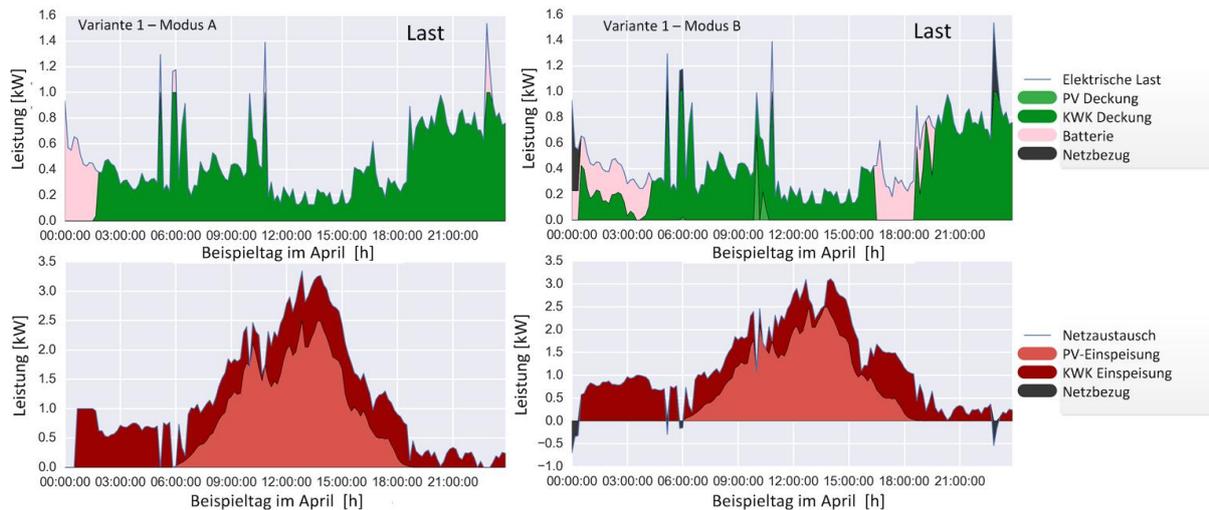


Abbildung 2: Hier ist ein beispielhafter Tagesverlauf der Leistung der elektrischen Last (oben) und der Leistung am Netzanschlusspunkt (NAP)(unten) für Variante 1, einer kostenoptimierten Rechnung, dargestellt. Verglichen werden links die Ergebnisse mit perfekter Prognose mit rechts den Ergebnissen basierend auf einer Persistenzprognose.

In der Abbildung 4 sind für die kostenoptimierte Variante mit und ohne Nachregelung die elektrische Last (obere Panels) und die Leistung am Netzanschlusspunkt (untere Panels) aufgetragen. Die Art der Lastdeckung und die Beiträge der unterschiedlichen Einspeiser sind jeweils flächig mit Farben dargestellt. Oben sieht man, dass die Last zunächst von der Batterie gedeckt wird (wir starten mit einem Ladezustand von 50 %). Danach übernimmt nahezu komplett die KWK-Anlage die Lastdeckung. Hier ist auch wieder die Deckung der Last durch die Batterie gegen 18:00 Uhr sichtbar, die die vom BHKW gespeicherte Energie darstellt. In den unteren Panels sieht man, dass der erzeugte Strom aus der PV-Anlage nahezu komplett eingespeist wird. Addiert wird nun sogar noch die restliche Energie der KWK-Anlage. Belastet eine PV-Anlage das Stromnetz im Sommer und eine KWK-Anlage das Stromnetz im Winter, wird durch die momentane Vergütung eine doppelte Belastung in den Übergangszeiten sichtbar, in denen sowohl PV-Erzeugung stattfindet, als auch der Wärmebedarf hoch genug ist für die Nutzung der KWK-Anlage. Durch Abweichungen von dem prognostizierten Verlauf, sieht man rechts unten an einigen wenigen Stellen (schwarz) die Notwendigkeit, Strom aus dem Netz hinzuzunehmen. Es sind wieder nur geringe Unterschiede zwischen Modus A und Modus B sichtbar.

3.2 Variante 2 - Minimale CO₂-Emission

3.2.1 Beispielhafter Tagesverlauf an einem Übergangstag

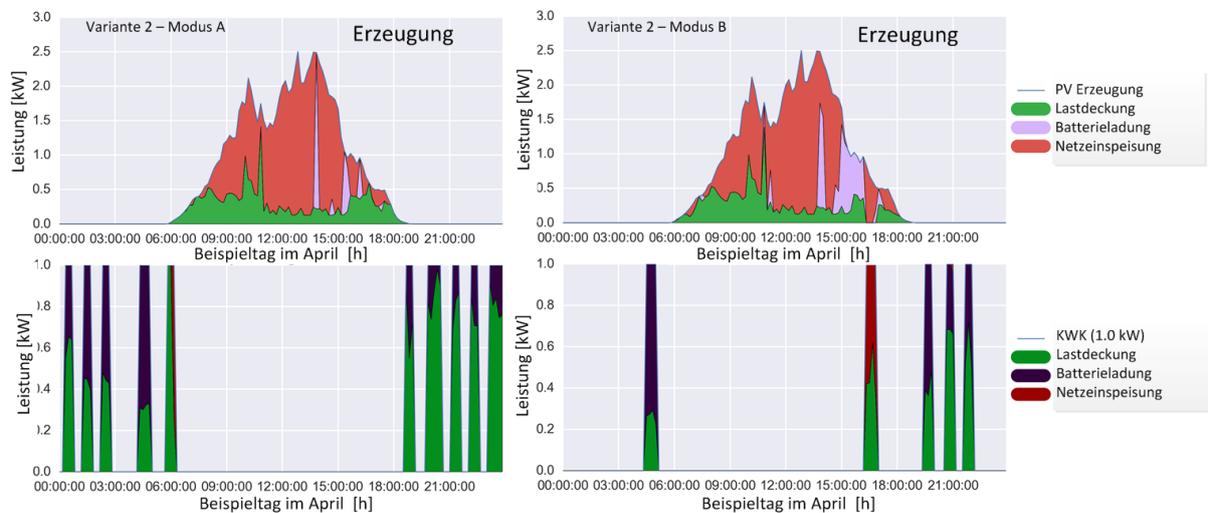


Abbildung 3: Hier ist ein beispielhafter Tagesverlauf der Leistung von PV- und KWK-Anlage für Variante 2, einer CO₂-optimierten Rechnung, dargestellt. Verglichen werden links die Ergebnisse mit perfekter Prognose mit rechts den Ergebnissen basierend auf einer Persistenzprognose.

Für die Variante 2, in der eine CO₂-minimierte Optimierungsfunktion die kostenoptimierte Funktion ersetzt, sind in Abbildung 5 und Abbildung 6 an einem beispielhaften Tagesverlauf an einem Übergangstag die Ergebnisse dargestellt. Die Stromproduktion aus der PV-Anlage und die Lastprofile haben den gleichen Verlauf wie in Variante 1. Hier wird der PV-Strom allerdings direkt für die Lastdeckung genutzt (grün) und ein kleiner Teil wird für die späteren Abendstunden in die Batterie eingespeichert (violett). Die Änderung durch die ungenaue Prognose von Modus A zu Modus B fällt eher gering aus. Die KWK-Anlage in den unteren Panels läuft nicht durch, sondern ist nur an, wenn kein Strom aus der PV-Anlage zur Verfügung steht. Der erzeugte Strom wird direkt zur Lastdeckung genutzt und der überschüssige Strom wird in die Batterie eingespeist. Man sieht auch deutlich die Einschränkung der Lauf- und Auszeiten von 30 min. Dies führt gegen 7:00 Uhr morgens zu einer kleinen Stromeinspeisespitze aus KWK-Strom (dunkelrot).

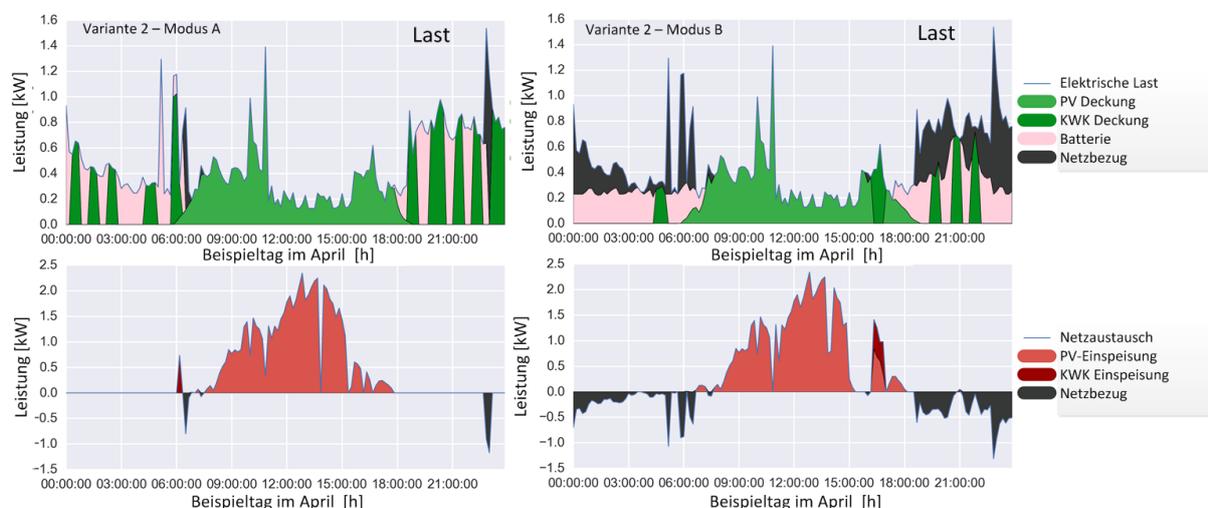


Abbildung 6: Hier ist ein beispielhafter Tagesverlauf der Leistung der elektrischen Last (oben) und der Leistung am Netzanschlusspunkt (NAP) (unten) für Variante 2, einer CO₂-optimierten Rechnung,

dargestellt. Verglichen werden links die Ergebnisse mit perfekter Prognose mit rechts den Ergebnissen basierend auf einer Persistenzprognose.

In Abbildung 6 in den oberen beiden Panels ist das Lastprofil mit den jeweiligen Anteilen der Deckung aus den unterschiedlichen Systemen dargestellt. In der Mittagszeit wird der Strombedarf durch die PV-Anlage gedeckt (hellgrün), während zu allen anderen Zeiten das Blockheizkraftwerk die Lastdeckung übernimmt (dunkelgrün). Hier wird die Batterie beladen und wieder entladen, wenn die KWK-Anlage ausgeschaltet ist. Die KWK-Anlage könnte auch diesen Anteil der Last decken, allerdings ist es wichtig, die Batterie zwischendurch zu entleeren, um den erzeugten Überschussstrom der KWK- und der PV-Anlage aufnehmen zu können. Der Überschussstrom resultiert aus der einschränkenden Fahrweise der KWK-Anlage, die entweder 0 oder 1 kWh elektrische Leistung produzieren kann. Eine modulierende KWK-Anlage, die Leistungen zwischen 0 und 1 kWh bereitstellen könnte, würde die Ergebnisse sicher stark verändern. In den linken beiden Panels sieht man, dass das Netz hier stark einen fehlenden Stromanteil ausgleichen muss. In einer stark eigenverbrauch-orientierten Fahrweise des PV-KWK Hybridsystems ist demnach die Genauigkeit der Prognosen enorm wichtig. Hier wurde in den Morgen- und Abendstunden auf einen viel geringeren Stromverbrauch optimiert, der nun durch Netzbezug ergänzt werden muss. Die Einschränkungen in der Fahrweise des Blockheizkraftwerks spielen hier eine große Rolle.

3.3 Auswertung der Systemkennzahlen

Insgesamt wurden 11,4 kWh elektrische und 85,00 kWh thermische Energie an diesem Tag benötigt. Dabei wurden 14,88 kWh Strom mit der PV-Anlage erzeugt. Als Referenzzahlen ergeben sich Gesamtbetriebskosten von 8,76 Euro bei einem konventionellen, getrennten System bestehend aus einem Netzanschluss und einer dezentralen Gasheizung, wobei 5,52 Euro für die Wärmebereitstellung und 3,24 Euro für den Strombezug aus dem Netz aufzubringen sind. Somit sind alle unten genannten Gesamtkosten geringer als bei einem konventionellen System. Diese Ersparnis muss natürlich noch mit den Investitionskosten eines PV-KWK Hybridsystems verglichen werden. Nach den hier getroffenen Annahmen würde ein konventionelles System 23,87 kg CO₂ an dem Beispieltag ausstoßen (6,69 kg Strom und 17,17 kg aus Erdgas). Diese Zahl liegt sehr nahe an dem Wert des CO₂ optimierten Systems, bzw. ist sogar besser, wenn man Unsicherheiten durch die Prognosen in 2B mit einbezieht. Allerdings muss man bedenken, dass der eingespeiste Strom aus der PV-Anlage den Strommix in Deutschland insgesamt CO₂ freundlicher macht. Dieser Effekt ist hier nicht berücksichtigt. Vergleicht man die Zahlen mit einer Ölheizung 27,12 kg ergeben sich eine Emission von 33,91 kg für den Tag, was deutlich über allen hier berechneten Zahlen liegt.

Variante/Modus	1A	1B	2A	2B
Gesamtkosten [Euro]	5,25	6,61	5,83	7,53
Gaskosten [Euro]	8,43	9,67	7,19	7,80
Stromkosten [Euro]	0,00	0,13	0,14	1,05
CO ₂ Emission [kg]	27	31	23	27
KWK total [kWh _{el}]	23,3	23,5	5,83	2,83
KWK Laufzeit [h]	23,3	23,5	5,83	2,83
Eigenverbrauch	44	42	98	87

KWK [%]				
Eigenverbrauch PV [%]	0	1	31	35
Netzbezug [kWh]	0,00	0,45	0,51	3,71
Einspeisung [kWh]	27,87	28,31	10,43	10,01
Batteriezyklen/Tag	0,31	0,68	1,23	1,27

Im direkten Vergleich von Variante A und Variante B fallen folgende wichtige Merkmale auf:

- Beide Varianten führen zu geringeren Betriebskosten als ein konventionelles System.
- Die Emissionswerte sind vergleichbar mit einem konventionellen System, wenn dieses auch mit Erdgas die thermische Energie bereitstellt.
- In den hier berechneten Werten einer konventionellen Anlage wurden allerdings mögliche Verluste durch Speicherung und Umwandlung der Energie vernachlässigt, so dass die Zahlen eher als zu gut angenommen werden könnten.
- In beiden Varianten wird ein Großteil der erzeugten PV-Energie in das Netz eingespeist, was den Emissionswert des Netzstroms positiv beeinflusst.
- Die Einspeisevergütung ergibt eine wesentlich längere Laufzeit des BHKW in der ersten Variante, was an einem Faktor 2 an Überproduktion des benötigten Stroms liegt. Für die Lebensdauer des BHKWs ist dies ein wichtiger Faktor. Wird die Anlage nur kurz genutzt, ist sie unwirtschaftlich und hoher technischer Belastung ausgesetzt.
- Der Eigenverbrauch ist in der ersten Variante wesentlich geringer, da durch die Einspeisevergütung und die damit verbundenen Gewinne dazu führen, dass der Eigenverbrauch nicht bevorzugt wird.
- Die Autarkie im elektrischen Bereich ist bei beiden Varianten sehr hoch.
- Das Netz wird hauptsächlich zur Einspeisung genutzt. Nur für den Notfall einer abweichenden Prognose wird es als Energiequelle herangezogen.
- Die Batterie ist vor allem wichtig bei Abweichungen zu den erwarteten Werten und bei der Variante 2, da hier ein hoher Eigenverbrauch angestrebt wird, da der Netzstrom mit hohen Emissionswerten verbunden ist.
- Durch einen CO₂ optimierten Betrieb kann das System an diesem Beispieltag eine Einsparung von ca. 13 % erzielen. Diese geht jedoch mit einem hohen Risiko einher durch die Unsicherheiten aufgrund der Prognose fast komplett wieder zu verschwinden.
- Die Gesamtkosten für den Tag erhöhen sich dabei nur leicht um etwa 11 %, wobei auch hier das Risiko hoch ist noch mehr zahlen zu müssen, sollte der gestrige Tag in seinem Energiebedarf und seiner PV-Produktion stark von dem heutigen abweichen.
- Die Zahlen sind typisch für Tage an denen Heizbedarf besteht. An einem Sommertag beispielsweise können 35 % bis 50 % an CO₂ Emission eingespart werden, ohne nennenswerte Zusatzkosten. Allerdings ist die Gesamtmenge an eingesparter Emission hier wesentlich geringer (etwa 0.2 kg/Tag an einem Sommertag gegenüber etwa 4 kg/Tag wenn Heizbedarf vorliegt).
- Die Abhängigkeit des Ergebnisses von den CO₂ Emissionswerten ist noch in näherer Untersuchung, besonders bezüglich eines sich monatlich ändernden Wertes.

4 Schlussfolgerungen

Es wurden Optimierungsstrategien (kostenoptimiert und CO₂-optimiert) für ein PV-KWK Hybridsystem miteinander verglichen. Für jede der beiden Varianten wurden mit Hilfe einer perfekten und einer fehlerhaften Prognose die Ungenauigkeiten der Ergebnisse abgeschätzt.

Die betrachteten Optimierungsstrategien führen zu einem signifikant unterschiedlichen Anlagenverhalten. Ein kostenminimaler Ansatz führt aufgrund der Einspeisevergütung für PV- und KWK-Strom zu hoher Überproduktion und Einspeisung und damit zu langen Laufzeiten für das BHKW. Der CO₂-optimierte Ansatz hingegen bevorzugt eine sehr eigenverbrauchslastige Regelung, wobei der Strom aus dem BHKW den lokal notwendigen Bedarf ergänzend deckt.

Trotz dieser beiden sehr verschiedenen Tagesverläufe sind die Ergebnisse hinsichtlich Gesamtkosten und CO₂-Emission sehr ähnlich. Bei der 2.Variante ist an unserem Beispieltag eine Einsparung von etwa 13 % bei um etwa 11 % höherer Kosten, zu erzielen, wobei die Unsicherheiten durch die Prognose hier größer sind, als bei der kostenminimierten Variante. So können ggf. jegliche Vorteile bei sehr unterschiedlichen aufeinander folgenden Tagen wieder verschwinden.

Im Gegensatz zu einem konventionellen System, das nur Netzstrom bezieht und Wärme aus einer Gas- oder Ölheizung bezieht, sind erhebliche Einsparungen von mehr 25 % in den Betriebskosten möglich. Hier dürfen allerdings die höheren Investitionskosten nicht außer Acht gelassen werden. Ein hoher Verbrauch, z.B. in einem Mehrfamilienhaus oder einem kleinen Gewerbe mit dementsprechend größeren Anlagen führt hier zu einer besseren Amortisation, als das in einem Einfamilienhaus möglich ist.

Das System wird zurzeit im Labor getestet. Dabei wird die hier beschriebene Regelung mit Hilfe eines Energiemanagementsystems und den bestehenden Systemregler der Anlagensysteme genutzt. Die bevorzugte Einspeisung der PV-Energie gegenüber dem vom BHKW erzeugten Strom, wird mit Hilfe von geeigneten Zählern und Einspeisepunkten realisiert. Der PV-Einspeisepunkt wird näher am Netzanschlusspunkt sein, als der Einspeisepunkt der KWK-Anlage.

Kombinierte PV-KWK Hybridsysteme können im Vergleich zu konventionellen Systemen bei geringeren Betriebskosten deutliche Mengen an CO₂-Emissionen vermeiden. Regelstrategien die darüber hinaus eine maximale CO₂-Reduzierung vor Ort realisieren sind mit leicht höheren Betriebskosten verbunden, als rein kostenoptimierter Betrieb.

5 Acknowledgement

Diese Arbeiten sind im Projekt „Innovative Energiespeicher in vernetzten Photovoltaik-Hybridsystemen Ine-Ves“ (FKZ 0325561A) vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie im Rahmen der Forschungsinitiative Energiespeicher finanziert worden.

Literatur

- [1] M. Houwing, R. R. Negenborn, B. DeSchutter, “*Economic advantages of applying model predictive control to distributed energy resources: The case of micro-chp system*”, Proceedings of the 16th Mediterranean Conference on Control and Automation (MED'08), Ajaccio, France (2008) 1550-1555.
- [2] P. Balcombe, D. Rigby, A. Azapagic, Energy self-sufficiency, grid demand variability and consumer costs: “*Integrating solar pv, stirling engine chp and battery storage*”, Applied Energy 155 (2015) 393, 408.
- [3] D. Hidalgo-Rodriguez, J. Hinker and J. M. A. Myrzik. “*On the problem formulation of model predictive control for demand response of a power-to-heat home microgrid*” (2016) Proceeding of Power Systems Computation Conference, Italy
- [4] P. Icha, „*Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Stroms in den 1990-2015*“, Umweltbundesamt, Climate Change, 26, 2016