

Linearisierung von industriellen Energiesystemen für die Betriebsoptimierung

Energiesystem- und Klimamodellierung
Thomas KURZ⁽¹⁾, Philipp GRADL⁽¹⁾, Thomas KIENBERGER⁽¹⁾
⁽¹⁾Lehrstuhl für Energieverbundtechnik

Motivation und zentrale Fragestellung

Industriebetriebe stehen vor der Herausforderung, dass die Anforderungen der Kunden steigen und Produkte dadurch variantenreicher werden. Um diese Anforderungen zu erfüllen muss die Produktion flexibler gestaltet werden. Dies hat auch Auswirkungen auf den Energiebedarf des Unternehmens, der dadurch höheren Schwankungen unterliegt. Zusätzlich kommt hinzu, dass besonders in Europa aufgrund der Energiewende und der damit verbundenen Einspeisung erneuerbarer Energiequellen, Energiepreise stärkeren Schwankungen unterliegen.

Die Industrieunternehmen stehen damit vor der Herausforderung, dass sie ihren Energiebedarf sowohl an die lokale als auch an die europäische Energieversorgungssituation anpassen müssen. Um die Produktion so gering wie möglich zu beeinflussen ist es notwendig die Energieversorgung des Unternehmens so zu gestalten und zu betreiben, dass die Angebots- und Nachfrageschwankungen bestmöglich ausgeglichen werden können.

Die Betriebsoptimierung ermöglicht es Flexibilitäten in der Energieversorgung des Unternehmens auszunutzen um volatile erneuerbare Energieträger besser einzubinden. Für die Betriebsoptimierung von industriellen Energiesystemen spielt die Rechenzeit des Optimierungsmodells eine entscheidende Rolle [1]. Eine geringe Rechenzeit ist deshalb erwünscht um auf die Änderung von Inputparametern, wie Energiekosten oder den Energiebedarf des Unternehmens, schnell zu reagieren. Um die gewünschte Rechenzeit zu erzielen, ist es nötig die Modelle darauf auszuliegen.

Oft existieren bereits betriebsinterne Modelle des Energiesystems, entsprechen jedoch nicht den Anforderungen der Betriebsoptimierung. In der gegenständigen Arbeit wird anhand eines konkreten Beispiels untersucht wie ein detailliertes Referenzmodell durch Linearisierung so vereinfacht werden kann, dass es für die Betriebsoptimierung geeignet ist. Dabei gilt es zu untersuchen, welche Rechengeschwindigkeit und Robustheit die Optimierung mit dem linearisierten Modell aufweist zudem ist die Genauigkeit im Vergleich zum bestehenden Referenzmodell festzustellen. Weiters wird gezeigt, wie hoch der Aufwand für die Erstellung des linearisierten Modells ist.

Methodische Vorgangsweise

Für die Beurteilung des abgeleiteten linearen Optimierungsmodells werden folgende Schritte durchgeführt, die in Abbildung 2 grafisch veranschaulicht und im Folgenden genauer beschrieben sind:

1. Modellierung des detaillierten Referenzmodells
2. Ableitung des linearen Modells aus dem Referenzmodell
3. Erstellung des Optimierungsmodells
4. Vergleich Referenzmodell und lineares Modell

Für die Ermittlung der Genauigkeit, der Rechengeschwindigkeit, der Robustheit und den Aufwand für die Erstellung des linearisierten Modells wird zuerst ein Referenzmodell ausgearbeitet. Das Referenzmodell wird so ausgelegt, dass es die Grundabläufe eines realen industriellen Energiesystems in einem hohen Detaillierungsgrad abdeckt (siehe Abbildung 1). Die modellierten fünf Komponenten im Referenzmodell sind die Wärmepumpe, der Kühler, der Brennkessel und zwei Energiespeicher, für Wärme und Strom. Die berücksichtigten Energieträger sind Gas, Wärme, Kälte und Strom. Bei Bedarf kann das Referenzmodell beliebig angepasst werden. Zum Beispiel kann als zusätzliche Komponente ein Druckluftaggregat oder als Energieträger Wasserstoff hinzugefügt werden. Die Komponenten werden in der Software Dymola möglichst detailliert auf Basis von vorhandenen Daten aus der Industrie oder von Literaturquellen modelliert und folgende Punkte bei den jeweiligen Komponenten berücksichtigt:

- **Wärmepumpe:** Abhängigkeit des COP von der Außentemperatur und der benötigten Temperatur im Produktionsprozess.
- **Kühler:** Abhängigkeit des Wirkungsgrades von der Auslastung. Die Funktion wird aus repräsentativen Daten eines Unternehmens abgeleitet.

- **Brennwertkessel:** Abhängigkeit des Wirkungsgrades von der Auslastung. Die Funktion wird aus Daten von Literaturquellen abgeleitet.
- **Stromspeicher:** Exponentielle Abhängigkeit der Lade- und Entladeleistung vom Speicherstand (SOC über 80% beim Laden unter 20% beim Entladen, sonst linear). Die Verluste werden nur beim Ein- und Ausspeichern berücksichtigt und haben eine lineare Beziehung zum Energiefluss.
- **Wärmespeicher:** Exponentielle Abhängigkeit der Lade- und Entladeleistung vom Speicherstand (SOC über 95% beim Laden unter 5% beim Entladen, sonst linear). Die Verluste sind abhängig vom Speicherstand. Bei hohem Speicherstand wird mehr Temperatur an die Umgebung abgegeben als bei niedrigem Speicherstand. Ein- und Ausspeicherverluste werden nicht berücksichtigt.

Die rechteckig dargestellten Inputparameter (Energiebedarf, Strom und Erdgas aus dem Netz, Strom aus der PV Anlage) in Abbildung 1 werden dem Energiesystem bzw. dem Optimierungssystem exogen vorgegeben. Bei den Inputparametern von Strom und Gas aus dem Netz wurden neben den maximalen Bezugsleistungen auch die Kostenverläufe hinzugefügt. Je nach Zielfunktion der Optimierung kann neben Kostenverläufen auch der CO₂-Ausstoß oder andere Werte ergänzt werden.

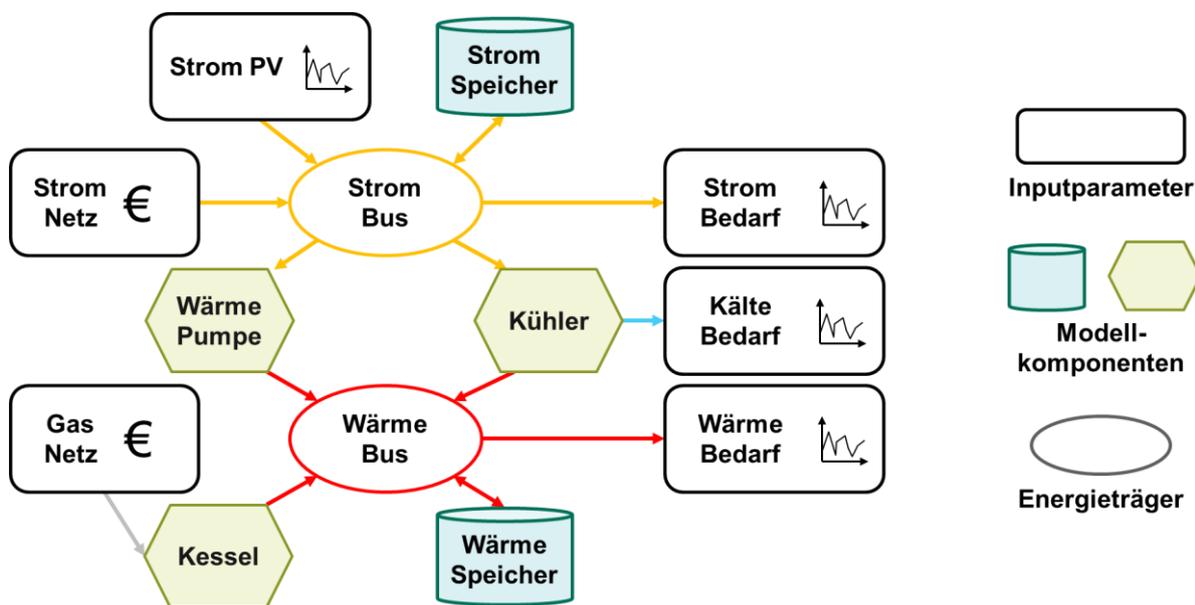


Abbildung 1: Aufbau des Referenzmodells

Auf Basis des Referenzmodells wurde im Optimierungstool oemof [2] ein lineares Modell erstellt. Dazu wurde das Referenzmodell Stück für Stück mit linearen Komponenten nachgebaut. In einem iterativen Prozess wurde das oemof Modell immer besser an das Referenzmodell angenähert. Dabei wurde auch festgestellt, in welchem Umfang die einzelnen Komponenten die Ergebnisse beeinflussen.

Um das Referenzmodell mit dem linearen Modell vergleichen zu können wurden dem linearen Optimierungsmodell die Inputparameter für eine bestimmte Zeitreihe vorgegeben.

Daraus berechnet die lineare Optimierung die niedrigsten Kosten durch Variation der Variablen der Zielfunktion. Zu den Variablen in der Zielfunktion zählen die Lademenge bzw. die Entlademenge der zwei Speicher (kann zwischen null und maximaler Entlademenge variiert werden) und die Nutzung der Wärmepumpe, des Stroms aus der PV Anlage und der Abwärme vom Kühler (diese können im Bereich zwischen 0% und 100% liegen). Die Variablen die durch die Optimierung bestimmt wurden entsprechen der optimalen Betriebsweise des Energiesystems. Als Output des Optimierungsverfahren erhält man die Kosten für den betrachteten Zeitraum des Energiesystems. Zusätzlich wird für die Validierung des Optimierungsverfahrens noch die einzelnen Energieströme im System dem Output hinzugefügt.

Die Inputparameter und die von der Optimierung bestimmten Variablen werden anschließend an das Referenzmodell übergeben. Mit dem Referenzmodell wird ebenfalls der Output berechnet. Vergleicht man nun den Output aus der linearen Optimierung mit jenem des Referenzmodells, kann die Genauigkeit des linearen Modells beurteilt werden. Die Validierung des linearen Modells zum Referenzmodell wurde mehrfach, mit unterschiedlichen Inputparametersets durchgeführt.

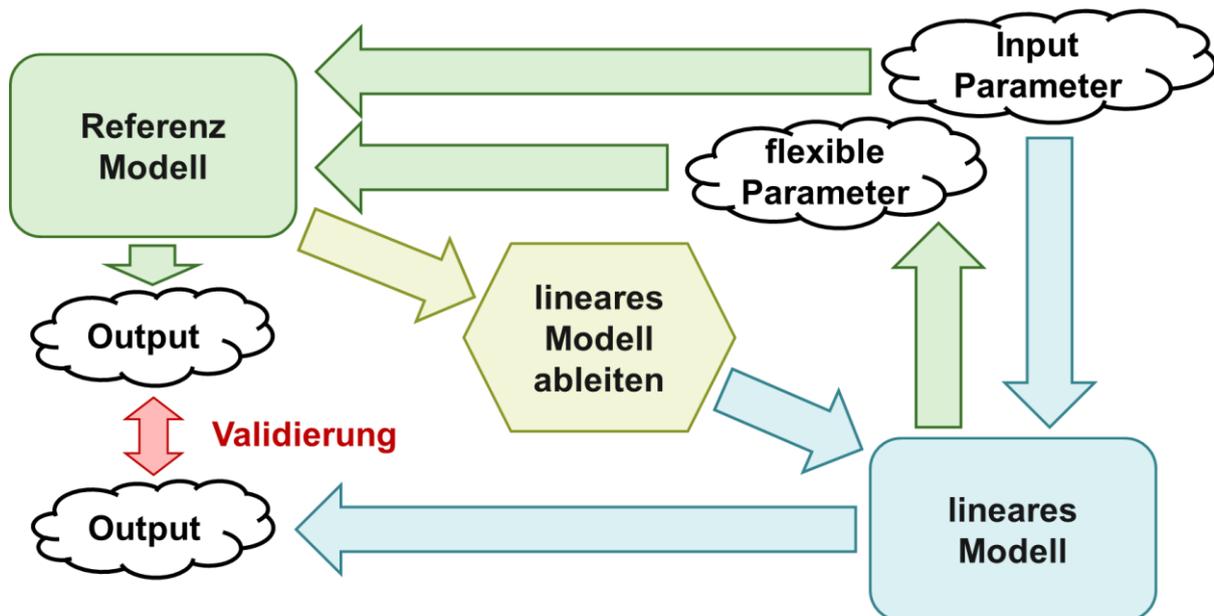


Abbildung 2: Vorgehensweise zur Erstellung und Validierung des Referenzmodells

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Im Allgemeinen stellt sich das lineare Optimierungsverfahren als gut geeignet für die Optimierung von industriellen Energiesystemen dar. Die Berechnung der Optimierung erfolgte auf einem Standardrechner innerhalb der vorgegebenen 15 Minuten und die Stabilität der Optimierungsergebnisse konnte durch den Einsatz des linearen Optimierungsverfahren garantiert werden, da dieses immer das globale Optimum findet [3]. Die Genauigkeit des linearen Modells stellt sich ebenfalls als ausreichend gut heraus. Durch eine höhere Genauigkeit des linearisierten Modells könnten jedoch bessere Ergebnisse erzielt werden. Die Linearisierung des Referenzmodells ist der wichtigste und herausforderndste Schritt. Es muss jede einzelne Komponente des Energiesystems betrachtet werden und ermittelt werden, wie diese am besten linearisiert werden kann. Hierzu ist ein gutes Verständnis des Energiesystems inklusive seiner Teilprozesse essenziell. Weiters konnten folgende Erkenntnisse über die einzelnen Komponenten im Energiesystem gefunden werden:

- **Wärmepumpe:** Da der COP der Wärmepumpe von der Außentemperatur abhängig ist und die Temperatur nicht von der Optimierung beeinflusst wird, kann dieser vor der Optimierung berechnet und als Zeitreihe eingefügt werden. Das zeigt, dass es nicht notwendig ist die Wärmepumpe zu linearisieren. Dies bedeutet, dass für Komponenten, deren Wirkungsgrad nicht von der Optimierung beeinflusst wird, eine Linearisierung nicht notwendig ist, da deren Wirkungsgrad als Zeitreihe eingelesen werden kann.
- **Kühler und Brennwärtekessel:** Kühler und Brennwärtekessel wurden linear abgebildet, wobei sich herausstellte, dass deren Linearisierung kaum Einfluss auf die Ergebnisse haben.
- **Energiespeicher:** Bei der Linearisierung der Speicher zeigte sich, dass diese den größten Einfluss auf die Optimierungsergebnisse haben, wie in Abbildung 4 gut zu erkennen ist. Daher wird auf diese nachfolgend genauer eingegangen.

Das Ziel der Optimierung ist es die geringsten Kosten zur Deckung des Energiebedarfs im betrachteten Zeitraum unter der Berücksichtigung aller Nebenbedingungen zu ermitteln. Diese stammen im Energiesystem aus dem Bezug von Strom und Erdgas aus dem Netz, wobei Strom einen wesentlich größeren Anteil ausmacht. Daher wurde untersucht, wie groß der Unterschied zwischen dem bezogenen Strom vom Netz des linearen Modells und jenem des Referenzmodells ist. Dafür wurde ein Zeitraum von einer Woche in 15-Minuten-Schritten betrachtet. In Abbildung 3 ist ein Ausschnitt von diesem Zeitraum dargestellt. Dabei ist zu beobachten, dass das Referenzmodell und das lineare Modell in den einzelnen Zeitschritten gut übereinstimmen.

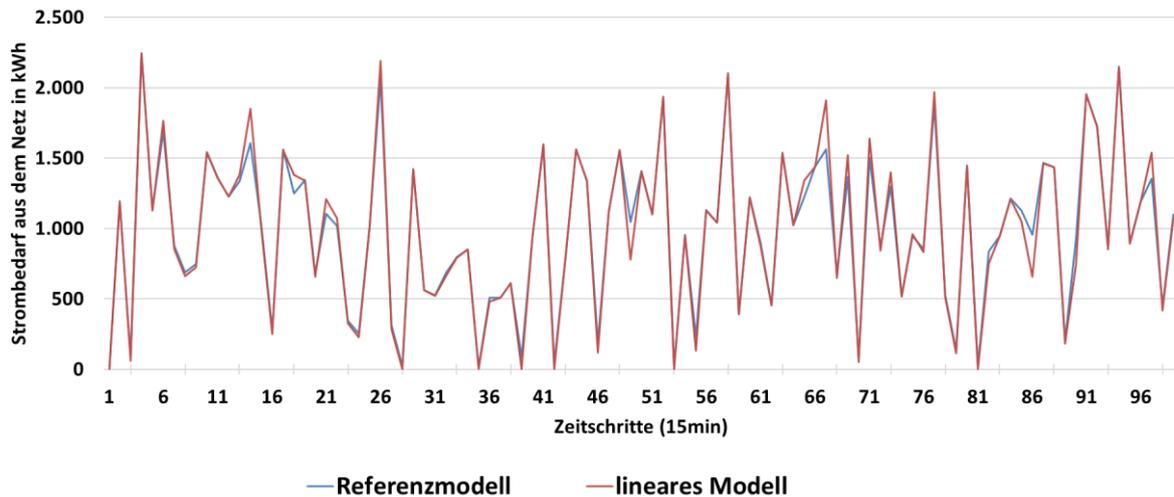


Abbildung 3: Zeitreihe vom elektrischen Energiebedarf: Referenzmodell vs. lineares Modell (Ausschnitt)

Für eine genauere Untersuchung wurde die Differenz vom Strombedarf des Netzes zwischen den beiden Modellen in jedem Zeitschritt berechnet. Diese Differenz wurde in Relation zum Speicherstand des Stromspeichers betrachtet (siehe Abbildung 4). In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass der Stromspeicher zwischen einem Speicherstand von 20% und 80% ein lineares Verhalten hat. Im Referenzmodell zeigt der Stromspeicher allerdings beim Laden bei über 80% bzw. beim Entladen unter 20% ein exponentielles Verhalten für die Ladeleistung. Daher steigt in diesem Bereich die Abweichung zwischen den zwei Modellen. Der jeweils zweite Knick, bei ca. 5% und 95%, lässt sich durch den Wärmespeicher erklären, da bei diesem beginnt das exponentielle Verhalten in diesen Bereichen.

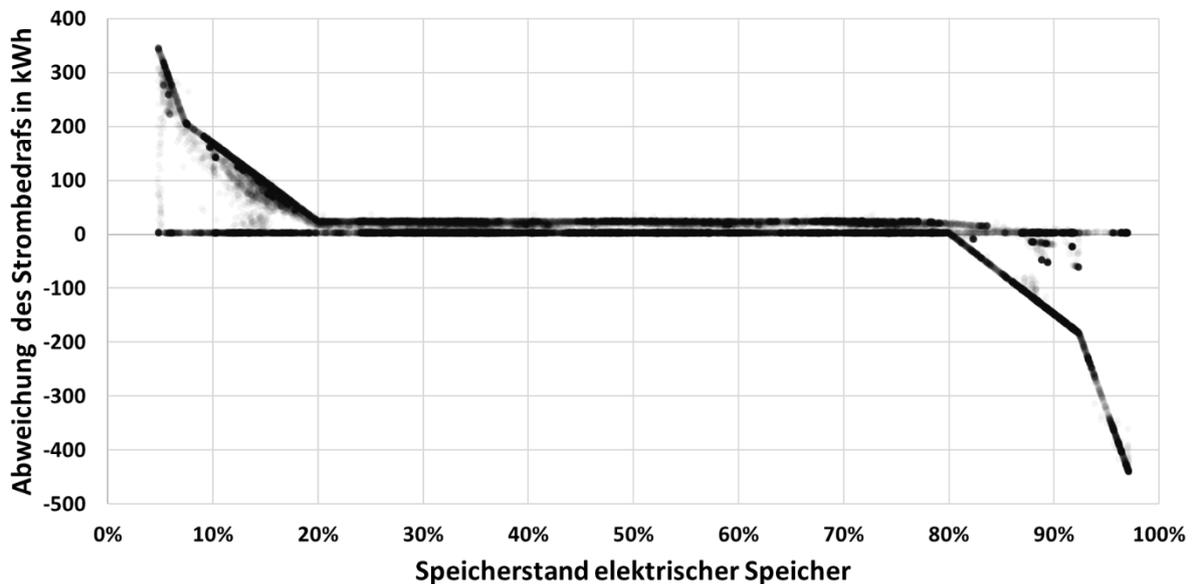


Abbildung 4: Abweichung des elektrischen Strombedarfs zwischen dem Referenzmodell und dem linearisierten Modell bezogen auf den Speicherfüllstand des elektrischen Speichers (dunklere Bereiche weisen eine höhere Datendichte auf)

Nach der Untersuchung der einzelnen Komponenten in jedem Zeitschritt wurde das Ergebnis für das ganze Energiesystem über den gesamten betrachteten Zeitraum einer Woche untersucht. Dafür wurden 1000 unterschiedliche Inputparametersets ausgewählt, die randomisiert erstellt wurden, um das lineare Modell zu bewerten. Zuerst wurde für die Kosten von Strom und Erdgas nur die Arbeitskosten berücksichtigt. Dabei ist eine gute Übereinstimmung der gesamten Kosten zwischen dem Referenzmodell und linearem Modell zu beobachten. Die Abweichung beträgt immer unter 3%. Im nächsten Schritt wurde zu den Kosten noch der Leistungspreis ergänzt. Diese Erweiterung bewirkte einen höheren Fehler des Gesamtergebnisses. Der Fehler stieg teilweise über 10%. Die Ursache für den Anstieg des Fehlers ist damit zu erklären, dass Fehler in einem einzelnen Zeitschritt große

Auswirkungen auf die Leistungskosten haben. Bei den Arbeitskosten hat ein überdurchschnittlich großer Fehler in einem einzelnen Zeitschritt keine große Auswirkung, weil bei der Berechnung alle Zeitschritte relevant sind und dadurch eine geringere Auswirkung auf das Gesamtergebnis. Zusätzlich können sich die Fehler (positive und negative Abweichung) abschwächen. Im Gegensatz dazu wird bei der Leistungskostenberechnung nur der Zeitpunkt mit dem höchsten Energiebedarf herangezogen. Ist dieser überdurchschnittlich groß hat das größere Auswirkungen auf das Gesamtergebnis als nur bei Leistungskostenberechnung.

Ausblick

Die nächsten Schritte sind, anstatt eines linearen Modells die Funktionen stückweise zu linearisieren und zu untersuchen, ob sich dadurch die Genauigkeit des Modells verbessert und wie sich dabei die Rechengeschwindigkeit verhält. Zusätzlich sollen noch weitere Optimierungsverfahren ausgearbeitet werden und mit der linearen Optimierung verglichen werden.

Anschließend sind die Auswirkungen auf Genauigkeit und Rechengeschwindigkeit zu bestimmen, wenn ein größeres Energiesystem bzw. ein reales Energiesystem betrachtet wird.

Literatur

- [1] RENALDI, Renaldi ; FRIEDRICH, Daniel: *Multiple time grids in operational optimisation of energy systems with short- and long-term thermal energy storage*. In: *Energy* 133 (2017), S. 784–795
- [2] HILPERT, S. ; KALDEMEYER, C. ; KRIEN, U. ; GÜNTHER, S. ; WINGENBACH, C. ; PLESSMANN, G.: *The Open Energy Modelling Framework (oemof) - A new approach to facilitate open science in energy system modelling*. In: *Energy Strategy Reviews* 22 (2018), S. 16–25
- [3] SCHELLONG, Wolfgang: *Analyse und Optimierung Von Energieverbundsystemen*. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin / Heidelberg, 2016