

# **Modellierung und thermoökonomische Bewertung von PV-Energiesystemen mit Batterie- und Wasserstoffspeichern in Wohnhäusern**

Von der Fakultät für Ingenieurwissenschaften  
der Universität Bayreuth  
zur Erlangung der Würde eines  
Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.)  
genehmigte Dissertation

von

**Christian Pötzing, M. Sc.**

aus

Lichtenfels

Erstgutachter: Prof. Dr.-Ing. Dieter Brüggemann  
Zweitgutachter: Prof. Dr.-Ing. Jürgen Karl  
Tag der mündlichen Prüfung: 14.09.2018

Lehrstuhl für Technische Thermodynamik und Transportprozesse (LTTT)  
Zentrum für Energietechnik (ZET)  
Universität Bayreuth

2019

# 1 Einleitung

Die weltweit steigende Energienachfrage, begrenzte Ressourcen fossiler Energie sowie die Veränderungen des globalen Klimas [1] bewirken Interesse an einer Umgestaltung des Energieversorgungssystems. Doch auch wenn die Energieeffizienz seit Jahren steigt und weltweit schon fast die Hälfte der neuen Stromerzeugungskapazitäten im Jahr 2014 auf Erneuerbare Energien (EE) zurückzuführen waren, so stammen weiterhin rund 80 % des weltweiten Endenergieverbrauchs aus fossilen Energieträgern [2]. Auf der Klimakonferenz der Vereinten Nationen in Paris 2015 wurde ein Klimaabkommen beschlossen, welches die globale Erwärmung auf deutlich unter 2 K gegenüber dem vorindustriellen Niveau begrenzen soll [3]. Bereits einige Jahre vorher haben sich die Mitgliedsstaaten der Europäischen Union verpflichtet, den EE-Anteil bis 2020 auf 20 % zu erhöhen [4] sowie ihre Treibhausgasemissionen um mindestens 20 % und bis 2050 um mindestens 50 % gegenüber dem Niveau von 1990 zu senken [5].

Doch Umweltverträglichkeit steht im energiepolitischen Zieldreieck im Spannungsverhältnis zu Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit. Neben der Reduzierung des Energiebedarfs durch Energieeinsparung und Erhöhung der Energieeffizienz gehört auch der Ausbau der EE zu den wichtigen Säulen der Energiewende. Diese nutzen das regenerative Energieangebot, dessen größter Teil auf die Sonneneinstrahlung zurückzuführen ist und das den aktuellen Primärenergieverbrauch der Welt um Größenordnungen übersteigt [6, 7]. Da dieses Angebot unter menschlichen Zeithorizonten unerschöpflich ist, wird es im Allgemeinen als erneuerbar oder regenerativ bezeichnet [7]. Entsprechend wird der Ausbau der EE in Deutschland auch schon seit vielen Jahren gefördert – anfangs noch durch das Stromeinspeisegesetz (StrEG), anschließend durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Deutschland strebt nach dem EEG einen EE-Anteil am Bruttostromverbrauch von mindestens 40 % bis 2025 an [8]. Im Jahr 2016 betrug dieser Anteil bereits 31,7 % [9]. Mit dem Ausbau der EE ist auch der Übergang von der konventionellen, nachfrageorientierten Stromerzeugung hin zur angebotsbasierten, regenerativen Energiebereitstellung verbunden, sodass die Versorgungssicherheit durch die unstete Erzeugung in den Fokus rückt.

Die Ausrichtung und Geschwindigkeit der Energiemarktumgestaltung ist dabei stark durch die Politik geprägt. So wurden beispielsweise nach dem Reaktorunglück von Fukushima im Jahr 2011 mehreren Kernkraftwerken innerhalb von wenigen Monaten die Betriebserlaubnis entzogen [10] und die Änderungen der Bestimmungen in den EEG 2012 und 2014 führten zu einem deutlichen Rückgang des deutschen Biogas- und Photovoltaik-Marktes [11]. Neben politischen Rahmenbedingungen spielen für EE insbesondere auch lokale Gegebenheiten eine Rolle, da diese Einfluss auf die Energiebereitstellung haben. So wird es weiterhin bedeutungsvolle Standorte der Energieversorgung geben, jedoch nicht im Sinne von wenigen fossilen Großkraftwerken, sondern durch eine Konzentration von EE-Anlagen an vielen besonders wirtschaftlichen Standorten, die z. B. durch ihr Wind- oder Sonnenangebot überzeugen. Allerdings entsteht durch die räumliche Diskrepanz von alten und neuen Zentren sowie die Konzentration von Windkraftanlagen im Norden und Photovoltaik-Anlagen im Süden vorübergehend ein erhöhter Netzausbaubedarf. Dennoch ist diese tendenzielle Aufteilung aufgrund des Angebots optimal, wenn neben den Kosten für die Erzeugungsanlagen selbst, auch eine gerechte räumliche Verteilung und die Kosten des Netzausbaus berücksichtigt werden [12].

Die Ergänzung oder der Ersatz durch kleinere dezentrale Lösungen führt zu einem Technologiemix mit einer höheren Energieeffizienz durch lokale Integration von Wärme und Mobilität, einer verbrauchernahen Stromversorgung mit geringerem Bedarf an Energiespeichern und

Netzausbau sowie einer ausgeglichenen stabilen wirtschaftlichen Entwicklung verschiedener Regionen. Trotz dem Einsatz an etwas ungünstigeren Standorten mit dementsprechend höheren Stromgestehungskosten ist dies nicht mit wesentlich höheren jährlichen Gesamtsystemkosten für die Stromversorgung verbunden, auch nicht im Vergleich der heutigen zu einer vollkommen auf EE basierenden Stromversorgung [13, 14].

Doch der starke Ausbau der EE-Energien mit ihrem dezentralen, aber auch fluktuierenden Charakter führt zu vielen Veränderungen im Energiesystem und macht eine Flexibilisierung notwendig. Das einstmals unidirektionale Stromnetz, das nur zur Verteilung konzipiert war, muss nun auch Leistungsrückflüsse aus unteren Netzebenen aufnehmen [15]. Darüber hinaus wird das System zunehmend von Digitalisierung und Leistungselektronik beeinflusst, während die Anzahl rotierender Massen zur Stabilisierung abnimmt. Daher werden eine Erhöhung der Speicherkapazität und neue Speicherkonzepte notwendig, um eine hohe Versorgungssicherheit zu gewährleisten [7, 16]. Durch den Ausbau der EE hat sich bereits die Energieerzeugung hin zu kleinen, dezentralen Anlagen gewandelt, sodass sich auch für die Energiespeicherung eine Vielzahl kleiner Einheiten in deren Nähe anbietet [17]. Unter dezentralen Anlagen werden in dieser Arbeit lokale, verbrauchernahe Systeme verstanden, die an das Verteilnetz angebunden sind und die bestehende zentrale Versorgung ergänzen oder ersetzen [18]. Wohnhäuser mit eigener Erzeugungsanlage, z. B. PV-Dachanlage, können eine dieser Einheiten darstellen. Haushalte sind für etwa ein Viertel (25,9 %) des Endenergieverbrauchs im Jahr 2015 in Deutschland verantwortlich [9]. Doch die gesamten Dachflächen würden ausreichen, um diesen Bedarf zumindest bilanziell zu decken (169 GW<sub>p</sub>, 146 TWh/a) [6]. Zudem ergeben sich aufgrund der gegenüber Industrie und Firmen höheren Strompreise für Haushaltskunden die vielversprechendsten Geschäftsszenarien [19]. Allerdings führen die abnehmende Einspeisevergütung und die gestiegenen Strompreise dazu, dass der Eigenverbrauch und die dadurch gesparten Netzbezugskosten die Netzeinspeisung als wichtigsten ökonomischen Faktor bei der Refinanzierung von PV-Anlagen ablösen [20]. Aufgrund der fluktuierenden und nur tagsüber auftretenden PV-Erzeugung ist der direkte Eigenverbrauch jedoch auf den zeitgleichen Strombedarf beschränkt, da das Stromnetz selbst keine Speicherwirkung besitzt [21].

Die zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Bedarf wird durch die Einbindung elektrischer Energiespeicher ermöglicht [7]. Neben einem großen PV-Erzeugungspotenzial bieten die deutschen Haushalte auch ein Potenzial für Speicher in Höhe von 129 GWh, was etwa dem dreifachen der aktuell vorhandenen Speicherkapazität in Pumpspeicherkraftwerken (ca. 40 GWh) entspricht. Während zentrale Großspeicher erst langfristig bei hohen EE-Anteilen erforderlich werden und eine ökonomische Alternative zu anderen Lösungen bieten, können sich Speichersysteme für Privathaushalte in naher Zukunft rechnen. Dezentrale PV-Speichersysteme heben zudem die räumliche Trennung zwischen Erzeugung und Verwendung auf, sodass die Netzinfrastruktur entlastet wird. Durch Speicher kann der Eigenverbrauch weiter erhöht, aber auch die Netzeinspeisung und der Netzbezug gesenkt werden. Batteriespeichersysteme auf Blei- oder Lithium-Basis sind bereits vielfach untersucht und auch in größeren Stückzahlen installiert. Bei Batterien ist jedoch die Leistung von der Speicherkapazität abhängig, sodass mit der Speicherung großer Energiemengen auch oft eine unnötig große Leistung vorgehalten wird und entsprechend hohe Investitionskosten nötig sind [22, 23]. Daher bieten Speichersysteme, bei denen die Speicherkapazität und die Speicherleistungen unabhängig voneinander skaliert werden können, einen interessanten Ansatz, um größere Speicherdauern zu erreichen, ohne große Leistungen und damit entsprechende Systemgröße vorzuhalten. Auf elektrochemischer Basis ist dies mit Redox-Flow-Batterien möglich.

## 2 Grundlagen

Der Ausbau der fluktuierenden Erzeugung aus EE-Anlagen macht eine Flexibilisierung des Energiesystems erforderlich. Der Markt wird nicht mehr nur von Nachfrage-, sondern auch von Angebotsschwankungen beeinflusst. Ziel muss es daher sein, dass Erzeuger und Verbraucher, aber auch Speichersysteme, so zusammenwirken, dass die viel stärker schwankende Residuallast ( $\triangleq$  Differenz aus Nachfrage und Angebot) geglättet und kostenoptimal gedeckt wird. Neben dem Ausbau von Speichern spielen hierbei auch das Nachfragemanagement und eine flexible Stromerzeugung eine Rolle. Für Letzteres wird auf Lipp [34] verwiesen, der sich mit den Potenzialen von kleinen flexiblen Anlagen (Mikro-Kraft-Wärme-Kopplung (Mikro-KWK)) zur Stromerzeugung auseinandergesetzt hat. Zusätzlich hat die Entwicklung auch Auswirkungen auf den Energiemarkt und die Strombörse. Das Angebot von EE-Anlagen mit Grenzkosten von 0 €/kWh führt zu sinkenden Preisen. So hat sich die Zahl der Stunden mit negativen Strompreisen in den letzten Jahren mehr als verdoppelt [35]. Teure konventionelle, jedoch zugleich flexible und hocheffiziente Gas- (und-Dampf-)Kraftwerke werden so aus dem Markt gedrängt und auch die Erlöse von Pumpspeicherkraftwerken gehen zurück [34]. Zudem ist die Anzahl der Netzstabilisierungsmaßnahmen in den letzten Jahren stark gestiegen [17].

Zu den drei Ansatzpunkten (Nachfrage, Angebot, Speicherung), die das Energiesystem flexibilisieren können, werden im Folgenden jeweils die Grundlagen und der Stand der Technik erläutert. Zunächst wird der Energiebedarf von Wohnhäusern charakterisiert. Anschließend erfolgen jeweils allgemeine Betrachtungen zur Bereitstellung und Speicherung von elektrischer Energie, die insbesondere im Hinblick auf den Einsatz in Wohnhäusern konkretisiert werden.

### 2.1 Energiebedarf von Haushalten

Für die Untersuchung des Verhaltens von elektrischen Energiesystemen ist es notwendig, den Lastbedarf und dessen Charakteristik zu kennen. Weltweit werden 23,5 % der elektrischen Energie von Haushalten verwendet, womit etwa 6 % der Kohlenstoffemissionen verbunden sind ([36] zit. nach [37]). In Deutschland sind *Haushalte* im Jahr 2015 neben den Sektoren *Verkehr* und *Industrie* für etwa ein Viertel ( $\triangleq$  639 TWh) des Endenergiebedarfs verantwortlich, nur gefolgt vom Sektor *Gewerbe, Handel und Dienstleistungen* (vgl. Abbildung 2-1a). Der Großteil dieser Energie wird für Raumwärme und Warmwasser verwendet, sodass Haushalte nur etwa 20 % ihres Energiebedarfs für Elektrogeräte und Beleuchtung nutzen. Damit sind die ca. 40,8 Mio. Haushalte in Deutschland insgesamt für etwa 24,9 % ( $\triangleq$  132 TWh) des jährlichen Strombedarfs im Jahr 2015 verantwortlich (vgl. Abbildung 2-1b) [9, 38].

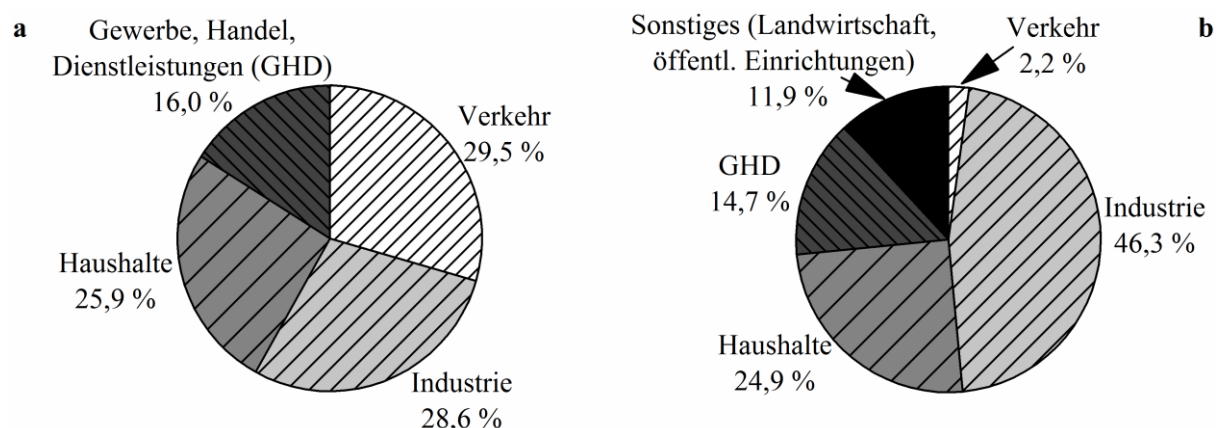


Abbildung 2-1: Aufteilung des a) Endenergiebedarfs und des b) Strombedarfs in Deutschland nach Sektoren (2015, [9])

In Wohnhäusern ist der elektrische Energiebedarf von vielen Faktoren abhängig, wie dem Beschäftigungsstatus, dem Nettoeinkommen, dem Verhalten und der Anzahl der Bewohner, der Gebäudeausstattung sowie den Umgebungsbedingungen [37, 39–41]. Die Gebäudeausstattung prägt dabei eher den jahreszeitlichen Verlauf, während die Nutzer und deren Anwesenheit Einfluss auf den tageszeitlichen Verlauf nehmen. Bei den Umgebungsbedingungen spielen die Jahreszeit und die Bewölkung eine Rolle (Beleuchtung, Heizung), der Gebäudestandort hingegen kaum [41]. Aufgrund der vielfältigen Einflüsse ist es schwer, einen Referenzwert für den elektrischen Energiebedarf je m<sup>2</sup> Wohnfläche anzugeben [39]. Tjaden et al. [42] geben nach der Auswertung von 74 gemessenen Haushaltslastprofilen einen Mittelwert von 4,7 MWh für den Jahresstrombedarf an. Für ein freistehendes Einfamilienhaus (EFH) beträgt der Energiebedarf bei Einteilung nach Gebäudeart durchschnittlich etwa 3,48 MWh/a. Bei einer Einteilung nach Haushaltsgröße ergibt sich für einen 2-Personen-Haushalt ein ähnlicher Wert (3,44 MWh/a) [38]. Auch wenn durch die effizientere Nutzung von Beleuchtung und Geräten der spezifische Strombedarf je Person in größeren Haushalten sinkt, steigt der durchschnittliche Jahresstrombedarf für größere Haushalte mit 3 oder 4 Personen auf 4,05 bzw. 4,75 MWh [40]. Dies entspricht in etwa auch dem Ergebnis älterer Studien (3,9 MWh/a bzw. 4,5 MWh/a; [43] zit. nach [44]), die jedoch tendenziell einen etwas geringeren durchschnittlichen Strombedarf angeben, insbesondere für einen 2-Personen-Haushalt (2,95 MWh/a) [45]. Etwa die Hälfte des Bedarfs fällt dabei für alles rund um Küche und Wäsche an, während Informations- und Unterhaltungselektronik gut ein weiteres Viertel ausmacht [46]. Die durchschnittliche Zusammensetzung des elektrischen Bedarfs in Abhängigkeit der Haushaltsgröße findet sich im Anhang A.1 (vgl. Tabelle A1-1).

### **Charakterisierung des zeitlichen Verlaufs**

Die unterschiedlichen Einflüsse haben jedoch nicht nur Auswirkungen auf die Höhe des jährlichen Energiebedarfs, sondern auch auf das Lastprofil [40]. Während über die Abrechnung der Energieversorger oft nur der Jahresenergiebedarf der Gebäude bekannt ist, sind für Simulationsrechnungen genaue und repräsentative Verläufe des Strombedarfs [42, 47] mit hoher Auflösung [48–50] notwendig. Diese sind sehr charakteristisch und damit nur schwer vorhersehbar. Reale Messdaten hingegen sind nur bedingt verfügbar, da es bereits mit hohen Kosten verbunden ist, Messdaten einzelner Haushalte zu erfassen [51, 52]. Dies gilt insbesondere, wenn größere Einheiten wie Verteilnetze oder Stadtteile betrachtet werden. Meist sind nur wenige Datensätze vorhanden, die zudem auch noch fehlende oder fehlerhafte Messdaten aufweisen [42, 44, 53, 54]. Für aussagekräftige Ergebnisse sollte der Messzeitraum aufgrund von saisonalen Unterschieden mindestens ein Jahr, besser mehrere Jahre, betragen. Zukünftig könnte die Erfassung durch die gesetzlich geforderte weitere Verbreitung von intelligenten Messsystemen (Smart Meter) leichter werden [55]. Somit besteht die Möglichkeit, dass große Mengen an Datensätzen realer Lastprofile, zumindest anonymisiert, für Simulationsrechnungen und wissenschaftliche Untersuchungen zur Verfügung stehen. Meist ist die Auflösung jedoch auf 15 min beschränkt. Smart Meter können den Nutzern aber zumindest ihren Energiebedarf ins Bewusstsein bringen und damit zu einer Verbrauchsverringerung beitragen [56].

### **Messdaten**

Trotz der genannten Einschränkungen existieren wenige, frei verfügbare Datensätze von Messungen. Im Forschungsprojekt „ADRES-Concept“ [57] wurden Messungen in 30 österreichischen Haushalten durchgeführt. Dabei wurden Wirkleistung, Blindleistung und Spannung je

Phase mit einer Auflösung von 1 s für jeweils eine Woche im Winter und im Sommer aufgenommen. Dieser Datensatz wird nicht direkt verwendet, da mit zwei einzelnen Wochen nur ein kurzer Zeitraum abgedeckt wird, der nicht aussagekräftig genug ist. Das Institut für Zukunfts-EnergieSysteme (IZES) hat im Praxistest „Moderne Energiesparsysteme im Haushalt“ Haushalte mit Smart Metern ausgerüstet und mit einer Auflösung von 15 min über mehrere Jahre vermessen [58]. Die Messdaten weisen jedoch zahlreiche Lücken auf [42, 44]. Zudem sind die Daten nicht frei verfügbar und können daher auch nicht direkt verwendet werden.

Die Forschungsgruppe Solarspeichersysteme der Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin [42] hat jedoch die beiden Datensätze (IZES und ADRES) miteinander verknüpft, sodass 74 hoch aufgelöste (1 s, 3 Phasen) Haushaltslastprofile frei zur Verfügung stehen [59]. Dabei wurden die 15-minütigen IZES-Daten verwendet, um den Tages- und Jahresverlauf vorzugeben, während 1-sekündige Zeitreihen aus dem ADRES-Datensatz die einzelnen Intervalle mit jeweils ähnlicher Energiemenge füllen. Somit bleibt der individuelle Verlauf der IZES-Haushaltsprofile, ergänzt durch typische Lastfluktuationen, bestehen. Dennoch stimmen die HTW-Profile in Summe hinsichtlich ihres saisonalen und tageszeitlichen Verlaufs gut mit dem Standardlastprofil (SLP) überein. Die Profile sind nicht normiert und besitzen annähernd normalverteilte Jahresverbräuche um den Mittelwert von 4,7 MWh, was einem durchschnittlichen 4-Personen-Haushalt entspricht.

## **Lastprofilmodelle**

Da nur wenige Messdaten vorhanden und zugänglich sind, werden im Normalfall Modelle zur Beschreibung des Lastbedarfs eingesetzt. In den meisten Fällen wurden diese entwickelt, um den Leistungsverlauf am Netzanschlusspunkt zu beschreiben, der jedoch durch die weitere Ausrüstung von Wohnhäusern mit PV- oder PV-Speichersystemen sowie durch die stärkere Sektorkopplung (Power-to-Heat, Elektromobilität usw.) beeinflusst wird [60–62]. In dieser Arbeit dienen Lastprofile deswegen nur zur Charakterisierung des reinen Lastbedarfs, der nur bei einem Wohnhaus ohne PV-Anlage und Speichersystem dem Energiebezug aus dem Netz entspricht.

Caputo et al. [39] beschreiben auf Basis einer Schweizer Richtlinie für Gebäudetechnik, die Referenzzeitpläne für Geräte und Beleuchtung bereitstellt, einen Ansatz für stündliche Lastprofile, die den Ausgangspunkt für Simulationen von Gebäuden oder Stadtteilen darstellen können. Damit lässt sich zwar gut der tägliche oder jährliche Energiebedarf eines Gebäudes beschreiben, jedoch bleiben mit einem Stundenmittelwert nur die niederfrequenten Schwankungen erhalten, während Lastspitzen stark reduziert und niedrige Leistungsniveaus erhöht werden [31, 48]. Für die Simulation von elektrischen Energiesystemen sind jedoch detailliertere und repräsentative Lastprofile notwendig [31, 42, 63].

Lastprofilmodelle lassen sich in Top-down- und Bottom-up-Ansätze unterteilen [39, 64]:

## **Top-down-Modelle**

Zu den Top-down-Modellen gehört das Standardlastprofil (SLP) [65]. Dieses Profil des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) wird von Energieversorgern und Netzbetreibern zur Prognose der Lastganglinie sowie für die Abrechnung von Kunden ohne Leistungsmessung verwendet und wurde für die Betrachtung einer großen Anzahl von Haushalten entwickelt [39, 63, 66, 67]. Daraus resultiert ein stark geglätteter Verlauf mit einer zeitlichen Auflösung von 15 min, der keine Lastspitzen aufweist, aber statistisch repräsentativ