

# Modell zur ökonomischen und ökologischen Bewertung von Gebäudeversorgungsverfahren im Rahmen des Mieterstromgesetzes

M. Knoop<sup>1</sup>, M. Littwin<sup>1</sup>, M. Kesting<sup>2</sup>, T. Ohrdes<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Institut für Solarenergieforschung Hameln (ISFH)

Am Ohrberg 1, 31860 Emmerthal; Tel.: 05151/999-505; E-Mail: [knoop@isfh.de](mailto:knoop@isfh.de)

<sup>2</sup>Hochschule Hannover (HsH), Ricklinger Stadtweg 120, 30459 Hannover

## 1 Einleitung

Der Zubau an Photovoltaik (PV)-Anlagen blieb 2017 im dritten Jahr in Folge hinter den Zielsetzungen des Gesetzgebers von 2,5 GW/a neu installierter Leistung zurück [1]. Um dieser Entwicklung entgegen zu wirken und den Zubau in Ballungszentren mit hohem Stromverbrauch zu stärken hat die Bundesregierung am 29. Juni 2017 ein Mieterstrom (MS)-gesetz beschlossen und in das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2017 aufgenommen. Das Gesetz fördert Geschäftsmodelle zur Stromversorgung von Mietwohnungen in Mehrfamilienhäusern (MFH) aus PV-Anlagen, die auf deren Dächern installiert sind. Dazu wird ein Förderzuschlag auf den Anteil des produzierten PV Stroms gewährt, der von den Mietparteien desselben Gebäudes verbraucht wird. Da für diesen Anteil zudem keine Netzentgelte und Konzessionsabgaben anfallen, kann der PV-„Mieterstrom“ den Mietparteien zu einem attraktiven Preis angeboten werden. Die Mieter können also günstigen PV-Strom vom eigenen Dach beziehen und somit unmittelbar an der in Deutschland angestrebten Energiewende partizipieren. Unter Berücksichtigung von Dachsanierungszyklen, geeigneter Dachausrichtungen, Dach-Verschattung, Denkmalschutz und der Eigentumsverhältnisse existieren in Deutschland ca. 300.000 Gebäude, die für Mieterstrommodelle mit PV-Anlage in Frage kommen [2]. Aufgrund des organisatorischen Aufwandes und hoher Fixkosten dürften davon 70.000 Gebäude mit mehr als 13 Wohneinheiten (WE) für MS-Projekte sehr interessant sein. Die Umsetzungsrate ist allerdings mit nur 54 bei der Bundesnetzagentur gemeldeten MS-Projekten (1,2 MW Gesamtleistung) in 2017 sehr niedrig [3]. Durch die Belastung von Mieterstrom mit der vollen EEG-Umlage und dem möglichen Verlust einer Gewerbesteuerbefreiung für Wohnungsbaugesellschaften wird die Investitionsbereitschaft gehemmt. Zudem sorgen die Komplexität des Fördermechanismus, umfangreiche Vorschriften bezüglich der Vertragsgestaltung und Rechnungserstellung sowie diverse Melde- und Transparenzpflichten dafür, dass Interessenten das wirtschaftliche Potential von MS-Projekten oft nicht bekannt ist. Dies gilt insbesondere auch für komplexere Konzepte mit zusätzlichen dezentralen Versorgungskomponenten, die derzeit nicht von einer Bezuschussung durch das MS-Gesetz profitieren.

Das am Institut für Solarenergieforschung entwickelte und frei verfügbare Excel-Tool (<https://isfh.de/tools/mieterstrom>) will eine Hilfestellung zur Auslegung und Bewertung individueller MS-Projekte liefern. Das Tool basiert auf einem Modell, mit dem multivalente Versorgungslösungen verglichen werden können. Die beziehen neben PV-Anlagen auch kleine Windkraftanlagen (WKA) und Batteriespeicher ein; gleichzeitig ist auch eine Betrachtung gekoppelter Strom-Wärmeversorgungen durch optional wählbare Blockheizkraftwerke (BHKW), Wärmepumpen (WP) und Gaskessel (GK) möglich. Das Tool liefert anhand einer stündlichen energetischen Bilanzierung der Erzeugung und des Verbrauchs von Strom und Wärme vor Ort für Referenzjahresverläufe eine Visualisierung der Energieflüsse sowie die ökonomische und ökologische Bewertung des gewählten Versorgungskonzeptes. Hierzu müssen im ersten Schritt der Standort, komponenten- und versorgungsspezifischen Kosten, das Abrechnungskonzept sowie Wandlungs-, Speicher- und Verteilverluste im Gebäude spezifiziert werden. Zudem kann die Finanzierungsform eingestellt und Angaben zum eigenen Unternehmen zur Berechnung von Einkommens- und Gewerbesteuer hinterlegt werden.

In diesem Beitrag wird im ersten Abschnitt das erstellte Tool zur ökonomischen und ökologischen Bewertung von Gebäudeversorgungskonzepten vorgestellt. Die zur energetischen Bilanzierung benötigten Eingangsprofilaten werden erläutert und die verwendeten Modellierungsmethoden werden erklärt. Zudem werden zwei implementierte Abrechnungsmodelle vorgestellt, die darstellbaren ökonomischen Zahlungsflüsse skizziert und die ökonomische Bilanzierung beschrieben. Im zweiten Abschnitt des Beitrags werden Parameterstudien vorgestellt. Anhand dieser wird der Einfluss der Gebäudegröße, des Standortes, des Versorgungs- und Abrechnungskonzeptes sowie der MS-Vergütung auf die Wirtschaftlichkeit von MS-Projekten analysiert. Für diese Untersuchungen wird ein Referenzgebäude definiert.

## **2 Modell**

Das Modell zur ökonomischen und ökologischen Bewertung von Gebäudeversorgungskonzepten wurde in Microsoft Excel umgesetzt und besteht aus 24 Tabellenblättern. Die wesentliche Parametrierung und Auslegung von Mieterstromversorgungskonzepten kann über ein steuerndes Tabellenblatt vorgenommen werden, welches zugleich die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitskennwerte des Projektes und die erzielbaren CO<sub>2</sub>-Einsparungen zusammenfasst.

Eine schematische Darstellung aller im Gebäude auftretenden Verbräuche sowie aller vom Modell in beliebiger Größe und Kombination abbildbaren Komponenten und ihren Verknüpfungen liefert Abbildung 1.

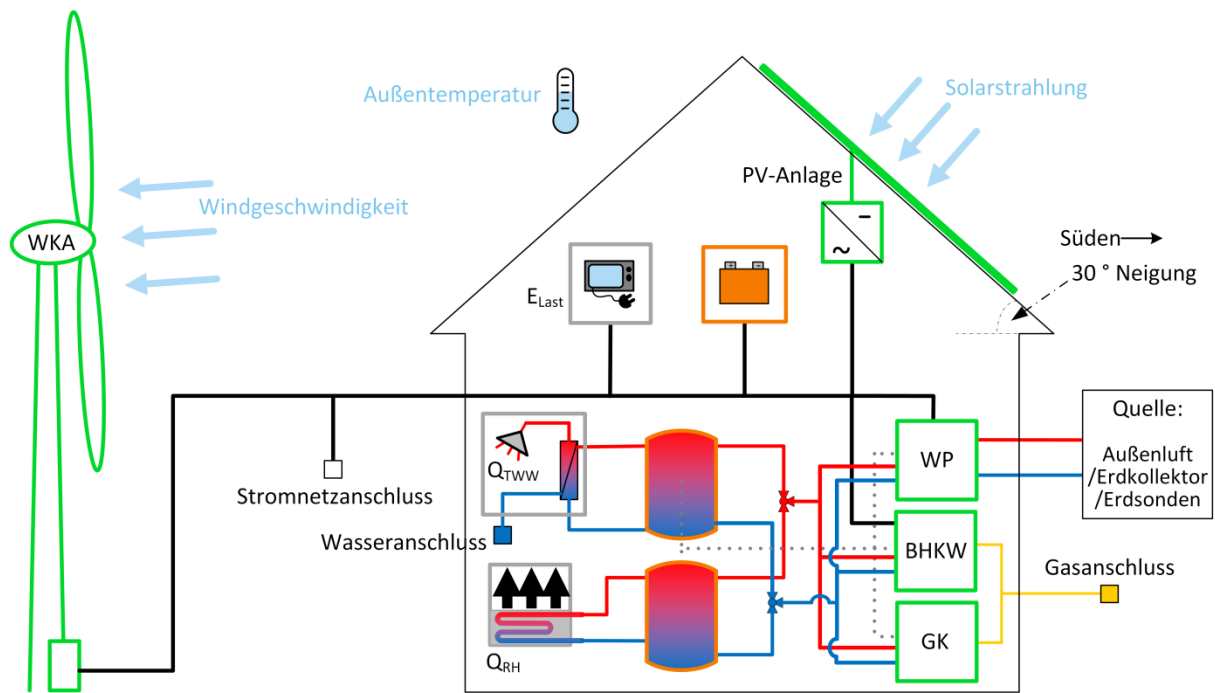


Abbildung 1: Schematische Darstellung der vom Modell abbildbaren Gebäudeversorgung - die Versorgungskomponenten (grün), Speicher (orange) und Verbräuche (grau) können nach Belieben gewählt und parametrisiert werden; verschiedene Eingangsprofile (blau) ermöglichen eine (deutschlandweit) standortspezifische Betrachtung

## 2.1 Eingangsprofilen

Zur Berücksichtigung täglicher und jährlicher Erzeugungs- und Verbrauchscharakteristiken rechnet das Tool mit Jahresverläufen auf Stundenbasis. Zur Abbildung der meteorologischen Umgebungsbedingungen werden die 2017 aktualisierten Testreferenzjahre (TRJ)-Profile des Deutschen Wetterdienstes verwendet. Diese enthalten stündliche, im Jahres- und Tagesverlauf durchschnittliche Witterungsdaten für beliebige Standorte in Deutschland [4]. Zur Berechnung aller Erzeugungs- und Verbrauchsleistungen verwendet das Modell Außenlufttemperatur-, Windgeschwindigkeits- und Solarstrahlungsprofile der TRJ-Daten. Im Excel-Tool sind die Profilverläufe für die Standorte Westerland, Hamburg, Hameln, Dresden, Aachen, Ingolstadt, Freiburg und Oberstorf hinterlegt. Die Solarstrahlung ist im Vorfeld unter Annahme eines isotropen Globalstrahlungsmodells auf eine 30°-geneigte, nach Süden ausgerichtete Fläche umgerechnet worden [5][6][7]. Das elektrische Lastprofil der Mietparteien wird anhand repräsentativer Jahreslastprofile für Wohngebäude abgebildet [8]. Tabelle 1 fasst die Eingangsdaten zusammen, die vom Modell benötigt werden.

Tabelle 1: Eingangsprofilaten für das Modell

Parameter	Einheit	Beschreibung	Mess-Zeitraum	Zeitliche Auflösung	Quelle
<b>Nutzerverhalten</b>					
3-phasige elektrische Haushaltslast	W	Aus Smart-Meter-Daten synthetisierte Wirklastprofile	2010	s	[8]
<b>Meteorologie</b>					
Lufttemperatur in 2 m Höhe über Grund	°C	Aus Messdaten auf beliebige deutsche Standorte interpolierte Testreferenzjahre (TRJ)	1995	h	[4]
Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe über Grund	m/s		Bis		
Direkte Sonnenbestrahlungsstärke in der horizontalen Ebene	W/m <sup>2</sup>		2012		
Diffuse Sonnenbestrahlungsstärke in der horizontalen Ebene	W/m <sup>2</sup>				

## 2.2 Versorgungskomponenten

### PV-Anlage

Zur Berechnung der PV-Anlagenleistung  $P_{PV}$  im Jahresverlauf wird im Modell die für die gewählte Nennleistung und die eingestellten PV-Module benötigte Dachfläche  $A_{PV}$  berechnet. Bietet das Dach (30° Neigung mit Südausrichtung) ausreichend Platz, wird anhand der errechneten Fläche, der Sonnenbestrahlungsstärke  $E_{30^\circ, \text{Süd}}$  und eines Systemwirkungsgrades  $\eta_{PV}$ , das jährliche PV-Erzeugungprofil generiert.

$$P_{PV} = E_{30^\circ, \text{Süd}} * A_{PV} * \eta_{PV} \quad (1)$$

Der Systemwirkungsgrad berücksichtigt den Modulwirkungsgrad, einen Wirkungsgrad für die Leistungsumwandlung des PV-Wechselrichters sowie konstante Verluste aufgrund von Verschattung und Verschmutzung.

### Windkraftanlage (WKA)

Die Leistungsberechnung eines kleinen Windrades  $P_{WKA}$  erfolgt nach Formel (3). Dazu erfolgt zunächst eine Umrechnung der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe  $h_{NH}$  (Formel (2)) gemäß dem Potenzgesetz nach Hellmann [9]. Der zur Umrechnung benötigte Höhenwindexponent  $a$  berücksichtigt die Rauigkeit der Geländeoberfläche. Im Modell wurde dieser für die 8 abbildbaren Standorte abgeschätzt. Zudem sind für 3 unterschiedliche WKA windgeschwindigkeitsabhängige Wirkungsgradkennlinien  $\eta$  angegeben [10].

$$v_{NH} = v_{10m} * \left( \frac{h_{NH}}{h_{10m}} \right)^a \quad (2)$$

$$P_{WKA} = P_{WKA_{Nenn}} * \eta(v_{NH}) \quad (3)$$

### Blockheizkraftwerk (BHKW)

Es wird angenommen, dass das BHKW (ebenso, wie die Wärmepumpe und der Gaskessel) wärmegeführt arbeitet. Die Wärmeleistung  $Q_{BHKW}$  ergibt sich in Abhän-

gigkeit der eingestellten elektrischen Nennleistung  $P_{BHKW_{el}}$  gemäß Formel (4). Der anzugebende elektrische und thermische Wirkungsgrad bezieht sich jeweils auf den Brennwert des verbrauchten Brennstoffes  $Q_{BS}$ , der auch als Bezugsgröße für die Berechnung der Betriebskosten verwendet wird.

$$Q_{BHKW} = Q_{BS} * \eta_{BHKW_{therm}} = \frac{P_{BHKW_{el}}}{\eta_{BHKW_{el}}} * \eta_{BHKW_{therm}} \quad (4)$$

### Wärmepumpe (WP)

Die Wärmeleistung der WP  $Q_{WP}$  wird anhand der elektrischen Leistungsaufnahme  $P_{WP_{el}}$  und der Leistungszahl (Coefficient of performance (COP)) gemäß Formel (5) berechnet.

$$Q_{WP} = P_{WP_{el}} * COP \quad (5)$$

Die elektrische Leistungsaufnahme kann im Modell frei gewählt werden. Sie wird für die Jahresberechnungen während des WP-Betriebes vereinfacht als konstant angenommen. Der COP hängt von der Temperatur der Quelle  $T_Q$  und der Senke  $T_S$  ab und wird mithilfe einer bekannten Leistungszahl bei definierten Eingangs- (0°C) und Ausgangstemperaturen (35°C)  $COP_{X0/X35}$  über das gesamte Betriebsspektrum abgeschätzt [11]:

$$COP = COP_{\frac{X0}{X35}} * \left( 1 + 0,025 \frac{1}{^{\circ}C} * (35^{\circ}C - T_S) - 0,027 \frac{1}{^{\circ}C} * (0^{\circ}C - T_Q) \right) \quad (6)$$

Aus Formel (6) wird ersichtlich, dass hohe Quelltemperaturen genauso wie niedrige Senkentemperaturen zu einer hohen Leistungszahl führen. Als Vereinfachung wird im Modell die Senkentemperatur  $T_S$  als konstant angenommen und je nach Betriebsmodus der Wärmepumpe (Raumwärme- vs. Trinkwarmwasserbereitung) auf die Solltemperatur des Trinkwarmwassers  $T_{TWW_{soll}}$  oder auf die ebenfalls wählbare Solltemperatur für den Vorlauf der Raumheizung gesetzt. Die Quelltemperatur hängt von der gewählten Quelle ab. Diese entspricht bei der Luftwärmepumpe dem zeitlichen Verlauf der Außentemperatur nach dem lokalen Wettermodell ( $T_Q = T_A$ ). Für die Sole-WP mit Anbindung an einen Erdkollektorkreis oder an Erdwärmesonden hat die Quelltemperatur analog zu den jahreszeitlichen Schwankungen der Kaltwassertemperatur  $T_{CW}$  aus der DIN EN 12976-2 [12] einen sinusförmigen Jahresgang ( $T_Q = T_{E\emptyset} + \Delta T_E * \sin(2\pi * \frac{t - 137 d}{365 d})$ ). Die durchschnittliche Temperatur des Erdreiches  $T_{E\emptyset}$  sowie die Schwankungsweite  $\Delta T_E$  können im Modell je nach Standortgegebenheiten individuell gewählt werden. Aus messtechnischen Untersuchungen in Deutschland [13] sind für Erdkollektoren ( $T_{E\emptyset} = 8^{\circ}C$ ,  $\Delta T_E = 6,5^{\circ}C$ ) und für Erdwärmesonden ( $T_{E\emptyset} = 9^{\circ}C$ ,  $\Delta T_E = 3^{\circ}C$ ) Voreinstellungen abgeleitet worden.

## Gaskessel (GK)

Die Wärmeleistung des Gaskessels  $Q_{GK}$  und dessen Wirkungsgrad  $\eta_{GK_{therm}}$  können im Tool direkt eingestellt werden. Der Brennstoffverbrauch  $Q_{BS}$  wird gemäß Formel (7) berechnet.

$$Q_{BS} = \frac{Q_{GK}}{\eta_{GK_{therm}}} \quad (7)$$

## 2.3 Speicher

Die Laufzeiten der Komponenten BHKW, WP und GK ergeben sich anhand der Ladezustände der beiden vom Modell abbildbaren Wasserspeicher  $X_{SP_{TWW}}$  (für Trinkwarmwasser (TWW)) und  $X_{SP_{RH}}$  (für Raumheizung (RH)). Der Ladezustand der Speicher  $X_{SP}$  wird Temperatur-unabhängig und prozentual von der Speicherkapazität  $C_{SP}$  (in kWh) angegeben.

$$X_{SP}(t_1) = X_{SP}(t_0) - X_{SP}(t_0) * K_{SP} - \frac{(Q_{SP_{out}} - Q_{SP_{in}})}{C_{SP}} \quad (8)$$

$$C_{SP} = V_{SP} * \rho_W * \frac{c_{pW}}{3600 \frac{\text{S}}{\text{h}}} * (T_{SP_{soll}} - T_{CW}) \quad (9)$$

Der aktuelle Ladezustand der Wasserspeicher wird aus dem Ladezustand des vorherigen Zeitschrittes abzüglich ladezustandsabhängiger Speicherverluste und der entnommenen Wärmemenge  $Q_{SP_{out}}$  und zuzüglich der von BHKW, WP und GK zugeführten Wärme  $Q_{SP_{in}}$  bilanziell berechnet. Wird ein gewisser kritischer Ladezustand in einem der beiden Speicher (z. B. Beladungsstartgrenze = 40%) unterschritten, beginnt die gewählte Versorgungskomponente den Speicher aufzuheizen. Die Beladung des Speichers erfolgt bei Nennleistung und aufgrund der stündlichen Rechnung immer für mindestens eine volle Stunde. Die Beladung endet, sobald eine weitere eingestellte Beladungsendgrenze (z. B. 90%) überschritten wird. Wird in beiden Speichern die Beladungsstartgrenze unterschritten, wird der Trinkwarmwasserspeicher priorisiert aufgeheizt [14]. Im Falle einer Bedarfsdeckung durch mehrere Wärmeversorgungskomponenten können individuelle Beladungsstartgrenzen in der Eingabemaske angegeben werden. Die Komponente aus BHKW, WP und GK mit der höchsten eingestellten Beladungsstartgrenze beginnt priorisiert den Bedarf zu decken. Komponenten mit niedrigeren Startgrenzen unterstützen diese Komponente nur falls deren Leistung nicht ausreicht um den aktuellen Bedarf zu decken und der Ladezustand des Speichers auf die niedrigeren Beladungsstartgrenzen abgefallen ist. Im Falle einer Unterdeckung der Wärmeversorgung zeigen negative Speicherladezustände die Deckungslücke auf und eine Warnung erscheint in der Eingabemaske. Die Leistung von BHKW, WP oder GK sollte anschließend angepasst werden.

Falls keine thermischen Speicher für die Wärmeversorgung vorgesehen sind, dienen die berechneten Ladezustände lediglich zur direkten Bedarfsführung der Wärmeerzeuger (BHKW, WP und/oder GK). Der Verlustfaktor  $K_{SP}$  zur Berechnung der ladezustandsabhängigen Speicherverluste sowie die Kosten der Speicher werden in diesem Fall gleich Null gesetzt werden.

Das Modell des Batteriespeichers arbeitet eigenverbrauchsoptimierend. Sobald ein Überschuss an lokal bereitgestellter elektrischer Leistung auftritt, wird dieser Überschuss in den Speicher geladen, bis dessen nutzbare Kapazitätsgrenze erreicht ist. Übersteigt der elektrische Verbrauch die lokale Erzeugungsleistung, wird der Batteriespeicher wieder entladen. Ein Wirkungsgrad bildet vereinfacht die Verluste der Leistungsumwandlung und die Speicherverluste der Batteriezellen ab. Diese Verluste fallen in der Modellrechnung sowohl beim Laden, als auch beim Entladen an.

## 2.4 Verbräuche

Das elektrische Verbrauchsverhalten von Gebäudebewohnern kann für 4 Verbrauchstypen (Familie Typ1, Familie Typ2, Berufstätige, Rentner) spezifiziert werden (Abbildung 2). Für die Berechnung des elektrischen Stromverbrauches muss jede Mietpartei im Gebäude einem Verbrauchstypen zugeordnet und der Jahresverbrauch der einzelnen Wohnungen abgeschätzt werden. Jeder individuellen Mietpartei wird zudem die Angabe nach der Beteiligung an der MS-Versorgung (ja/nein) zugeordnet.

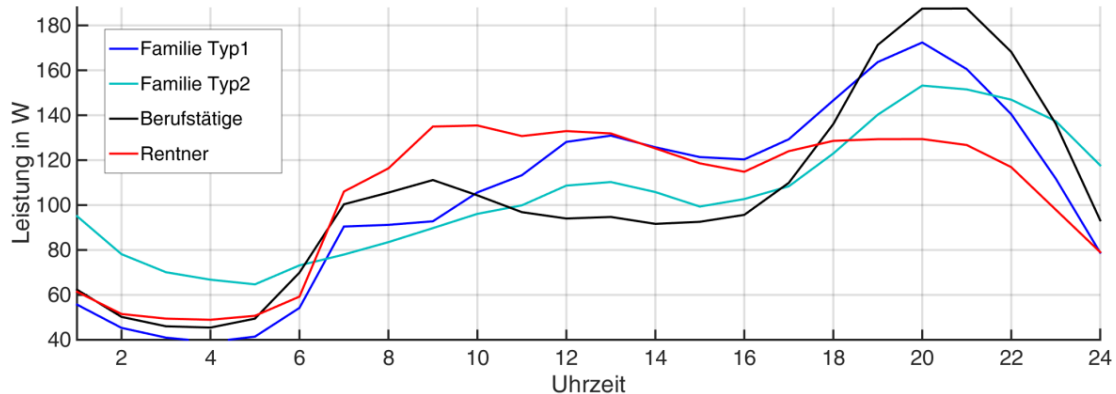


Abbildung 2: Durchschnittliche elektrische Tageslastverläufe der Verbrauchstypen.

Zur Identifikation der vier Verbrauchstypen wurde der Cluster-Algorithmus k-means++ [15] der Python Scikit-learn-Bibliothek [16] auf die 74 elektrischen Lastprofile aus Tabelle 1 angewendet. Nach der Aufteilung aller Verbräuche in 4 Gruppen wurden die Profile auf eine stündliche zeitliche Auflösung reduziert, aggregiert und auf einen Jahresverbrauch von einer MWh/a normiert.

Neben den elektrischen Lastdaten muss jeder Mietpartei im Gebäude ein täglicher TWW-Verbrauch  $V_{TWW,d}$  und ein jährlicher Heizwärmebedarf  $Q_{RH,a}$  zugewiesen werden. Der TWW-Verbrauch wird im Modell als Jahreskonstante betrachtet. Der stündliche Wärmebedarf  $Q_{TWW}$  (in kW) ergibt sich somit aus der Temperaturdifferenz der

anzugebenden Warmwasser-Zieltemperatur  $T_{TWW_{soll}}$  und der Temperatur des zugeführten Kaltwassers  $T_{CW}$  [13] im Jahresverlauf gemäß folgender Formel:

$$Q_{TWW} = \frac{V_{TWW,d}}{24 \frac{\text{h}}{\text{d}}} * \rho_W * \frac{c_{p,W}}{3600 \frac{\text{s}}{\text{h}}} * (T_{TWW_{soll}} - T_{CW}) * K_{TWW_{vert}} \quad (10)$$

Der Faktor  $K_{TWW_{vert}}$  lässt eine Berücksichtigung von zusätzlichen anteiligen Verteilverlusten über Rohrleitungen im Gebäude für die TWW-Bereitstellung zu und kann im Modell frei gewählt werden. Die Berechnung des stündlichen Raumheizwärmebedarfes  $Q_{RH}$  (in kW) erfolgt anhand der Außenlufttemperatur  $T_A$ , der Heizgrenztemperatur  $T_{HG}$  und jährlicher Heizgradstunden  $G_{HG,a}$ .

$$Q_{RH} = Q_{RH,a} * \frac{(T_{HG} - T_A)}{G_{HG,a}} * K_{RH_{vert}} \quad (11)$$

Die Heizgradstunden werden im Tool analog zur Vorgehensweise der VDI 3807 [17] zur Berechnung von Heizgradtagen nur in stündlicher Auflösung ermittelt.  $K_{RH_{vert}}$  berücksichtigt anteilige Verteilverluste im Gebäude bei der Bereitstellung von Raumwärme.

## 2.5 Ökonomische und ökologische Bewertung

Neben der energetischen Bilanzierung liegt das Hauptaugenmerk des Excel-Tools auf der ökologischen und ökonomischen Bewertung des gewählten Versorgungskonzeptes. Für die ökonomische Bewertung der Gebäudeversorgung sind die gängigsten Verfahren für dynamische Wirtschaftlichkeitsrechnungen (Berechnung von Kapitalwert, Endwert, Annuitäten und Amortisationsdauer) in das Modell implementiert worden. Hierfür werden alle komponentenspezifischen Investitionskosten, sowie die in Abbildung 3 skizzierten jährlichen Einnahmen und Ausgaben für den Mieterstrom-Anbieter berücksichtigt.



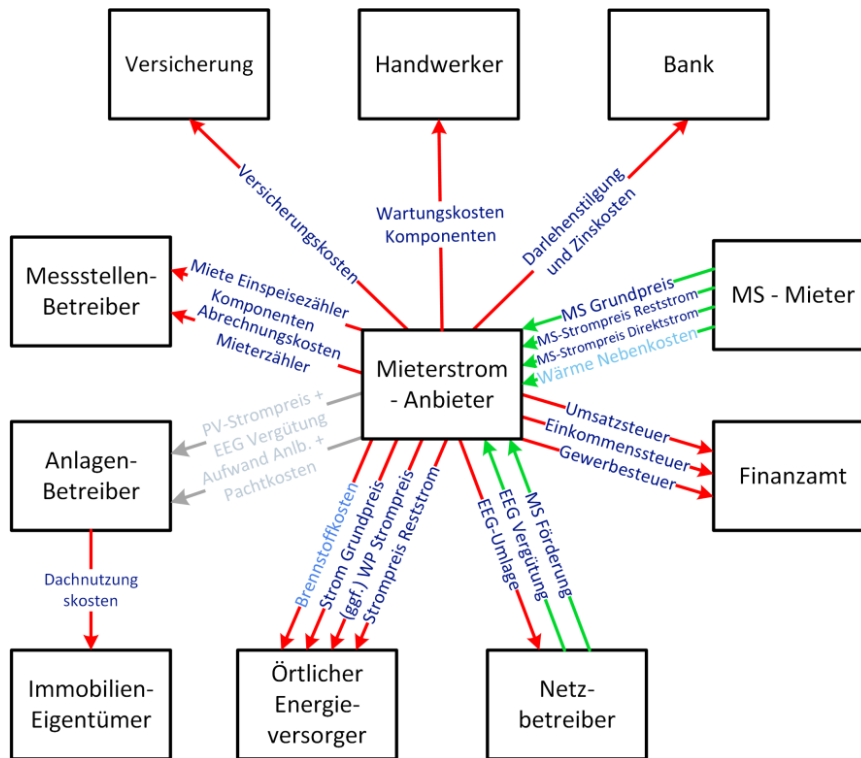


Abbildung 3: Schematische Darstellung der Vertragsbeziehungen eines Mieterstrom-Anbieters und der jährlichen Zahlungsströme (Einnahmen, Ausgaben) – Im Excel-Modell ist der Mieterstromanbieter zugleich Anlagenbetreiber, sodass zwischen diesen Akteuren keine Zahlungsflüsse berücksichtigt werden.

Als jährliche Einnahmen zählen die Erlöse aus Einspeisungen ins öffentliche Stromnetz, Erlöse aus dem Stromverkauf an die Mietparteien sowie Einnahmen aus der Mieterstrom-Förderung des lokal erzeugten und vor Ort verbrauchten Stroms. Laufende Kosten entstehen durch den Bezug von Strom und Gas vom örtlichen Energieversorger, den Messstellenbetrieb, Wartungs- und Versicherungsverträge und zu zahlende Steuern. Zudem muss die volle Höhe der EEG-Umlage auf den vor Ort erzeugten und direkt verbrauchten Strom an den Netzbetreiber abgeführt werden. Im Falle eines aufgenommenen Kredits kommen jährliche Darlehenstilgungen und Zinskosten, bei Installation einer PV-Anlage auf einem Fremddach eventuelle Nutzungsgebühren hinzu. Bei einer Strom-Wärme gekoppelten Versorgung erhält der MS-Anbieter zudem Einnahmen aus der Versorgung aller Mieteinheiten mit Wärme. Die auf die Bewohner umlegbaren jährlichen Nebenkosten werden anhand eines Referenzgebäudes welches, ausschließlich über einen Gaskessel beheizt wird, berechnet. So kann vom Modell berücksichtigt werden, dass innovative Konzepte mit WP oder BHKW die Einnahmen des Stromverkaufs und gleichzeitig die Kosten der Wärmeversorgung beeinflussen. Das Modell berücksichtigt zudem hinterlegte Lebensdauern der Komponenten und geschätzte Preisentwicklungen für notwendige Erneuerungen von Komponenten während des Betrachtungszeitraumes.

Die ökologische Bewertung erfolgt anhand jährlich vermiedener CO<sub>2</sub>-Ausstöße im teils regenerativ versorgten Gebäude im Vergleich zum konventionell versorgten Referenzgebäude. Hierfür werden Gasverbrauch und Strombezug aus dem Verteilnetz mit aktuellen Emissionsfaktoren [18][19] gewichtet.

## 2.6 Abrechnungskonzept

Maßgeblich für die Wirtschaftlichkeit eines Mieterstromprojektes ist neben den Vertragsbeziehungen die Kostenabrechnung mit den Mietern. Nur wenn der jährliche Abrechnungsprozess schlank gehalten wird und möglichst automatisiert erfolgt, bleibt der Arbeitsaufwand des Betreibers auch im Falle von Mieterwechseln überschaubar und ein wirtschaftlicher Betrieb kann gewährleistet werden. Dazu müssen Messstellen an adäquaten Orten eingerichtet werden, die eine eindeutige Bilanzierung der individuell verbrauchten Energiemengen erlauben. Deren Betrieb wird häufig an externe Dienstleister übertragen. Einen wesentlichen Einfluss auf die Rentabilität der Mieterstromversorgung hat die Gestaltung des Messkonzeptes. Zumeist wird aktuell das sogenannte Summenzähler-Konzept (Abbildung 4a) angewendet.

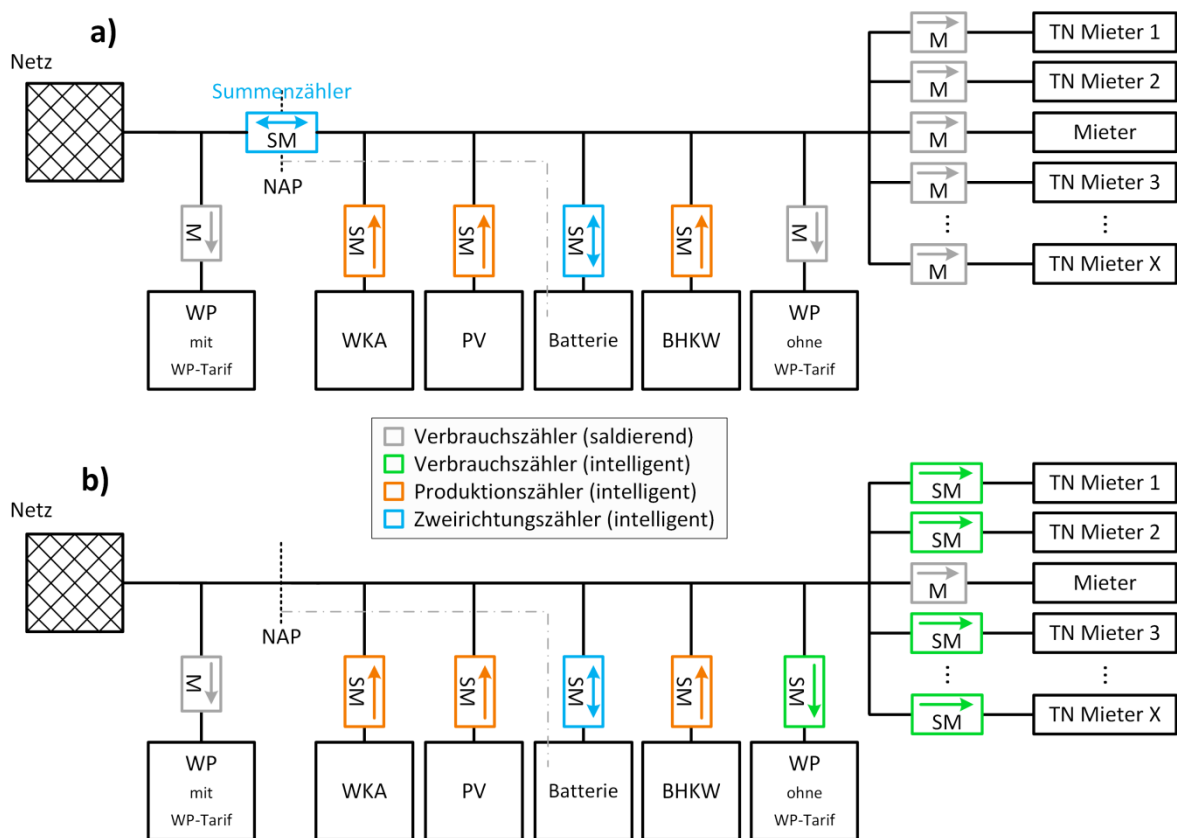


Abbildung 4: Abbildung der zwei vom Modell berechenbaren Messkonzepte, a: Summenzähler-Konzept, b: Verbrauchsabrechnung über Smart-Meter (SM), Bedeutung der Abkürzungen: NAP – Netzanschlusspunkt, M – Messgerät (saldierend), TN – an MS-Versorgung teilnehmend)

Bei der Summenzähler-Abrechnungsmethodik wird ein bidirektionaler Stromzähler an den Netzanschlusspunkt gesetzt, welcher den eingespeisten Strom und den Reststrombezug erfasst. Anhand dieser Größen, der ebenfalls gemessenen Stromerzeugung vor Ort und des Verbrauches der am MS-Modell teilnehmenden Mieter wird der regenerative lokale Deckungsgrad bilanziell ermittelt. Der Verbrauch von Mietern, die nicht am MS-Modell teilnehmen erhöht somit beim Summenzähler-Konzept den Anteil der regenerativen lokalen Lastdeckung aller teilnehmenden Mietparteien. Bei der Verbrauchsabrechnung mittels Smart-Meter (Abbildung 4b) werden hingegen nur der Verbrauch der teilnehmenden Mietparteien und die zeitgleiche lokale Stromerzeugung herangezogen. Bei Stromverbräuchen unter 10 MWh/a pro Mieteinheit ist es gemäß des 2017 in Kraft getretenen Messstellenbetriebsgesetzes [20] erlaubt, den jährlichen Verbrauch über die oftmals bereits verbauten saldierenden Ferraris-Zähler weiter zu erfassen. Im Vergleich zum zweiten Messkonzept kann so vielerorts auf den Einbau teurer Smart-Meter verzichtet werden. Welchen Einfluss diese Aspekte auf die Wirtschaftlichkeit haben wird im nächsten Kapitel erläutert.

### **3 Parameterstudien**

Die Planung von Mieterstrom-Projekten muss anhand örtlicher Gegebenheiten und Einflüsse stets individuell erfolgen. Um dieser Anforderung zu entsprechen, wurde das beschriebene Modell offen gestaltet und alle Eingangsparameter können vom Anwender frei verändert werden. Pauschale Auslegungsempfehlungen können nur schwer gegeben werden. Um trotzdem einen Eindruck davon zu vermitteln, welche Parameter wesentlich für die Wirtschaftlichkeit von MS-Modellen sind und mit welchen Renditen Investoren rechnen können, werden Variationen folgender Faktoren in diesem Kapitel für ein Referenzgebäude genauer betrachtet:

- Gebäudegröße
- PV-Anlagengröße
- Standort
- Versorgungskonzept
- Strompreis im Versorgungsgebiet
- Messkonzept
- Mieterstrom-Vergütung

#### **3.1 Referenzgebäude (20 kW PV)**

Für das Referenzgebäude wurde Dresden als Standort gewählt, weil er die durchschnittliche jährliche deutschlandweite Solarstrahlung, Windgeschwindigkeit und Außentemperatur sehr gut repräsentiert. Das grundlegende Versorgungskonzept des Referenzgebäudes betrachtet zunächst nur die Stromversorgung mittels PV-Anlage. Die Nennleistung der PV-Anlage beträgt in Anlehnung an den Durchschnittswert der derzeit umgesetzten Mieterstrom-Projekte (22,6 kW [3]) 20 kW. Das Gebäude be-

steht aus 20 Wohneinheiten (WE) mit einem jeweiligen für Deutschland typischen Stromverbrauch von 2,5 MWh/a [21]. Die WE sind gleichmäßig auf die 4 Verbrauchstypen aufgeteilt. Es wird angenommen, dass sich 14 Mietparteien an dem MS-Projekt beteiligen (70% Beteiligungsquote) und die messtechnische Bilanzierung erfolgt über das Summenzählermodell. Der Investor und Mieterstrom-Anbieter ist ein kommunales Unternehmen. Somit muss keine Einkommenssteuer (nur für Personen und Personengesellschaften), sondern lediglich die Gewerbesteuer (Annahme: jährliche Gewinne des Unternehmens sind größer als der ansetzbare Freibetrag, Steuermesszahl: 3,5%, Hebesatz der Gemeinde: 400%) auf die erzielten Gewerbeeinnahmen gezahlt werden. Die Investition wird aus Eigenkapital ohne Kreditaufnahme getätigt. Weitere Annahmen zu Startinvestitionskosten, jährlichen Ausgaben und Einnahmen, die für die Berechnung des Referenzgebäudes getroffen wurden, sind in Tabelle 2 aufgelistet.

Tabelle 2: Kostenannahmen für das Referenzgebäude

<b>Startinvestitionskosten (netto)</b>	
PV-Anlage (inkl. PV-WR und Installation)	1250 €/kWp
Umbau Zählerkasten	700 €
Smart-Meter (inkl. Einbau)	300 €/Stk.
<b>Jährliche Kosten</b>	
Versicherung	200 €/a
Wartung	1% von Startinvestition
Kosten Messstellenbetreiber	50 €/a * $n_{\text{Messstellen}}$
Dachnutzungskosten	-
Aufwand Investor <sup>1</sup>	(240 + 60 * $n_{\text{WE}} / 11,7$ ) €/a
Strom Grundpreis für MS-Anbieter	150 €/a
<b>Einnahmen</b>	
Anzulegende Vergütung PV-Einspeisung (bis 10 kWp, bis 40 kWp, bis 100 kWp) [22]	12,6 ct/kWh, 12,3 ct/kWh, 11,0 ct/kWh
Förderung direktverbraucher Mieterstrom (bis 10 kWp, bis 40 kWp, bis 100 kWp)	3,7 ct/kWh, 3,4 ct/kWh, 2,1 ct/kWh
Strompreis [23]	
Grundpreis für Mieter	80 €/a
Arbeitspreis Reststrom für Mieter (und MS-Anbieter) <sup>2</sup>	26,85 ct/kWh
Arbeitspreis Direktstrom für Mieter	0,9 * Arbeitspreis Reststrom
Kalkulationszinssatz [24]	0,7%

<sup>1</sup> Annahme: 20 min pauschal notwendiger Aufwand pro Monat + zusätzlicher Aufwand von 60 min für Vertragsabschlüsse pro Mieterwechsel (erfolgt für die Anzahl der am Projekt teilnehmenden Mieter  $n_{\text{WE}}$  nach einer durchschnittlichen Mietdauer von 11,7 Jahre [25]); 1 min Arbeitszeit = 1 €

<sup>2</sup> Arbeitspreis = Ø BDEW HH-Strompreis (29,42 ct/kWh) – Grundpreis (90 €/3,5 MWh) = 26,85 ct/kWh

Der mithilfe des Summenzählers berechnete Direktverbrauchsanteil des PV-Stromes beträgt bei dem Referenzhaus 64,4%. Aus den Einnahmen von den Mietern, der PV-Einspeisung und der Mieterstromförderung, abzüglich der Kosten für den Stromrestbezug aus dem Netz, zu zahlender Steuern und sonstiger jährlicher Kosten wird für das Gebäude ein jährlicher Überschuss von 2710 € berechnet. Daraus resultiert eine 10-jährige Amortisationsdauer für die getätigte Startinvestition (26.000 €). Bei garantierten Lebensdauern der PV-Module von 20 bis 25 Jahren und mindestens 15 Jahren für die PV-Wechselrichter (PV-WR) wird deutlich, dass eine Investition in ein derartiges Versorgungskonzept auf jeden Fall wirtschaftlich ist. Jeder Mieter spart außerdem aufgrund des niedrigeren Arbeitspreises für den PV-Direktstrom (bei einem berechneten solaren Deckungsanteil von 41,3%) 27,70 € pro Jahr. Durch die PV-Anlage wird zudem der Ausstoß an CO<sub>2</sub> um über 12 Tonnen reduziert (unter der Voraussetzung, dass das Verteilnetz ausreichend dimensioniert ist um die gesamten PV-Überschüsse aufzunehmen).

### 3.2 Gebäudegröße und PV-Anlagengröße

Einen wesentlichen Einfluss auf die Gewinne eines geplanten Projektes haben die Größe des Gebäudes und der PV-Anlage. Bei gleich bleibenden spezifischen Investitionskosten von 1250 €/kWp PV-Leistung steigen die Gewinne nahezu proportional bei einer gleichmäßigen Erhöhung der PV-Leistung und der Wohnungsanzahl im Gebäude an (Abbildung 5 rechts).

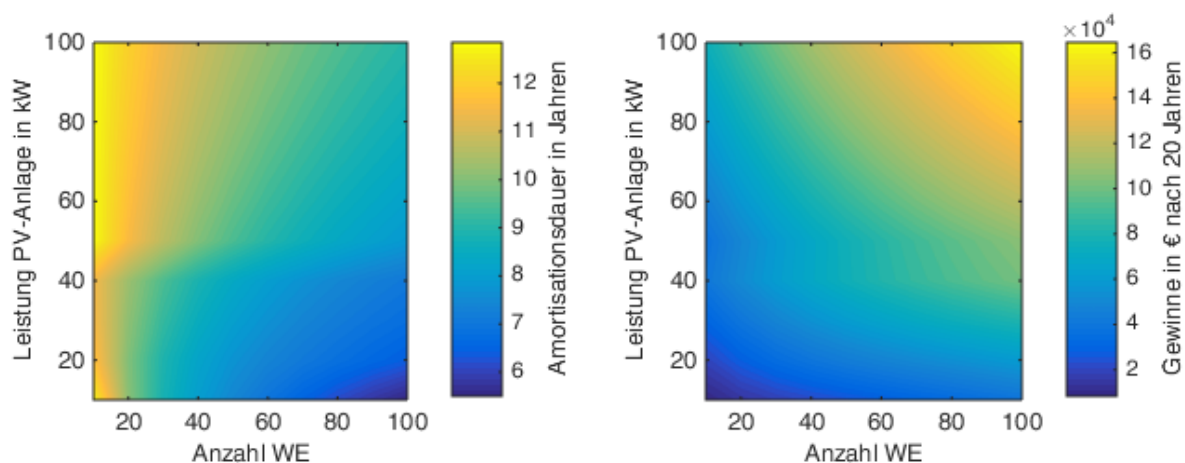


Abbildung 5: Amortisationsdauer (links) und Gewinne nach 20-jährigem Betrieb (rechts) für Mieterstromkonzepte mit PV-Anlage in Abhängigkeit von der PV-Anlagenleistung und der Anzahl an Wohnungen im Gebäude

Dies erscheint plausibel, da die Gewinne im Wesentlichen vom ebenfalls gleichbleibenden Direktverbrauchsanteil der PV-Leistung abhängen. Besonders niedrige Amortisationszeiten von 6 bis 8 Jahren werden bei hohen Direktverbräuchen (über 90%) erzielt (Abbildung 5 links). Je kleiner der Direktverbrauchsanteil, desto nähert sich die Amortisationszeit der Dauer einer rein einspeisenden Anlage (Amortisation nach 13 bis 15 Jahren) an. Bei sehr kleinen Gebäuden (WE < 6; PV-

Nennleistung < 6 kW) ist der wirtschaftliche Betrieb, aufgrund des Aufwandes des Investors um den Betrieb der Mieterstromversorgung aufrecht zu erhalten, gefährdet.

### **3.3 Standort**

Die Gewinne für den MS-Anbieter liegen für das Referenzgebäude nach einem 20-jährigen Betrieb bei ungefähr 28.000 €. In Norddeutschland (Hamburg) werden aufgrund der im Vergleich zu Dresden um gut 80 kWh/a\*m<sup>2</sup> niedrigeren jährlichen Strahlungssumme in Modulebene lediglich 23.800 € Gewinne erwirtschaftet. Strahlungsinintensivere Regionen in Süddeutschland (Ingolstadt und Freiburg) erzielen hingegen Gewinne von bis zu 32.600 €. Dies entspricht einer um 37% höheren Gewinnerwartung als für Hamburg. Ähnlich verschiebt sich auch die Amortisationsdauer für Gebäude in Hamburg in Richtung 11 Jahre, in Ingolstadt und Freiburg hingegen auf gut 9 Jahre. Die jährlichen Einsparungen pro teilnehmenden Mietpartei liegen in Süddeutschland aufgrund der größeren solaren Deckungsanteile ca. 3 € höher als für Standorte in Norddeutschland.

### **3.4 Versorgungskonzept**

#### **Windkraftanlage (7,5 kW bis 20 kW)**

Dieser Abschnitt bewertet zunächst die Wirtschaftlichkeit einer MS-Versorgung mit einer kleinen WKA (Nennleistung < 50 kW) anstelle der PV-Anlage. Es gilt dann eine anzulegende WKA-Prämie von 7,3 ct/kWh für den in das Verteilnetz eingespeisten Windstrom. Die nennleistungsspezifischen Kosten einer WKA wurden auf derzeit übliche 4.000 €/kW (netto) zuzüglich pauschaler Installationskosten von 10.000 € gesetzt. Für laufende Kosten durch Wartung und Versicherung gelten die gleichen Annahmen wie für die PV-Anlage. Im Berechnungstool sind Leistungskennlinien von 3 Windkraftturbinen mit einer Nennleistung von 7,5 kW, 11 kW und 20 kW hinterlegt [10]. Die (im Modell wählbare) Nabenhöhe betrage 30 m. Unter den gewählten Voraussetzungen ist ein wirtschaftlicher Betrieb dieser kleinen WKA in Kombination mit einer Mieterstromversorgung am Standort Dresden aufgrund zu niedriger Windgeschwindigkeiten ( $v_{NH\emptyset} = 3,4$  m/s) nicht möglich. Aufgrund der hinterlegten Leistungskurven und den benötigten Anlaufgeschwindigkeiten von 2,5 m/s bis 3,5 m/s erreichen die untersuchten WKA in Dresden lediglich 800 bis 1500 Volllaststunden im Jahr. Ein wirtschaftlicher Betrieb ist nur an den windreichen Küstenstandorten (Hamburg:  $v_{NH\emptyset} = 5,3$  m/s und Westerland:  $v_{NH\emptyset} = 6,8$  m/s) möglich. In Westerland können je nach Windkraftturbine 3200 bis 4600 Volllaststunden im Jahr erzielt werden, wodurch Amortisationszeiten von 15 Jahren und Gewinne von über 30.000 € nach 20-jährigem Betrieb erzielt werden können.

#### **PV-Anlage (20 kW) und Batteriespeicher (10 kWh)**

Die Installation eines Batteriespeichers im oben beschriebenen Referenzgebäude ist derzeit gemäß der Modellberechnungen unter üblichen Kostenannahmen für Mieter-

strommodelle nicht empfehlenswert. Bei Nettoinvestitionskosten von 8.200 € für ein Li-Ionen Speichersystem (inklusive bidirektionalem Batteriewechselrichter) mit 10 kWh nutzbarer Kapazität und einem gemittelten Lade- sowie Entladewirkungsgrad von 90% liegen die nach 20-jährigem Betrieb zu erwartenden Gewinne selbst ohne einkalkulierten Wechsel der Batteriezellen knapp 7.900 € unter den Gewinnen ohne Speichersystem. Die jährlichen Einnahmen durch den Stromverkauf an die Mieter abzüglich des Reststrombezuges liegen mit gut 272 € knapp 10% über den Einnahmen ohne Batteriespeichersystem. Andererseits sind die jährlichen Einnahmen durch die erhaltene Einspeisevergütung 259 € niedriger. Durch die aufgrund des um 9 Prozentpunkte höheren Direktverbrauchanteils zusätzlichen Fördereinnahmen von 73 € und die aufgrund der niedrigeren Gewinne ebenfalls um 55 € niedrigere Gewerbesteuer liegt der zusätzliche jährliche Überschuss abzüglich 72 € jährlicher Wartungskosten des Speichersystems bei ungefähr 70 €. Dieser Betrag reicht nicht, um die Investitionskosten über 20 Jahre zu decken.

Im Folgenden diskutieren wir zwei Strom-Wärme-gekoppelte Versorgungsvarianten mit BHKW und Wärmepumpe für das Referenzgebäude. Zur Berechnung dieser Konzepte wird ein typischer jährlicher Raumheizbedarf  $Q_{RH,a}$  von 2500 kWh [26] und ein täglicher Trinkwarmwasserbedarf  $V_{TWW,d}$  von 60 l [27] pro Wohnung angenommen. Der Mehrenergiebedarf durch die im Gebäude anfallenden, nicht nutzbaren Verteilverluste beträgt 20% [26]. Diese Annahme beinhaltet die thermischen Speicherungsverluste. Die berechneten Speicher dienen im Referenzgebäude lediglich der Betriebsführung von BHKW, WP und GK, so dass keine Investitionskosten für diese berücksichtigt werden. Die Zieltemperatur für das Trinkwarmwasser  $T_{TWW_{soll}}$  beträgt 60°C und die der Raumheizung  $T_{RH_{soll}}$  40°C. Der Aufwand für den Investor erhöht sich aufgrund der komplexeren Versorgungslieferung von Strom und Wärme um 50%. Die auf die Bewohner umlegbaren Investitionskosten und Nebenkosten werden anhand einer Referenz-Wärmeversorgungsstruktur berechnet. Diese bestehe aus einer 9.600 € (netto) teuren Gastherme mit einer Nennleistung von 32 kW, die einen auf den Brennwert von Gas bezogenen Wirkungsgrad von 90% habe. Bei einem Gasbezugspreis von 6 ct/kWh betragen die auf die Mietparteien umgelegten Nebenkosten für Raumwärme und Trinkwarmwasser 317 € pro Wohnung und Jahr. Die Abschätzungen von Investitions- und Betriebskosten für Gasthermen, Wärmepumpen und Blockheizkraftwerke basieren auf umfangreichen Marktübersichtsdaten die unter [www.heizungsfinder.de](http://www.heizungsfinder.de) zusammengefasst werden.

### **PV-Anlage (20 kW), BHKW (4 kW<sub>el</sub>) und GK (20 kW<sub>therm</sub>)**

Im ersten Konzept werde nun der anfallende Wärmebedarf anstelle der Gastherme durch ein BHKW mit einer elektrischen Leistung  $P_{BHKW_{el}}$  von 4 kW (Effizienzdaten:  $\eta_{BHKW_{el}} = 32\%$ ,  $\eta_{BHKW_{therm}} = 65\%$ ) zur Deckung der Grundlast und einen Spitzenlast-Gaskessel mit einer thermischen Leistung  $Q_{GK}$  von 20 kW ( $\eta_{GK} = 90\%$ ) versorgt. Die

Startinvestition für das BHKW beträgt aufgrund 4.500 € gewährter Förderung durch das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) 16.500 € (netto) und 6.000 € (netto) für den Spitzenlast-Gaskessel. Im Vergleich zur Referenzwärmeversorgung ist dieses Konzept 13.300 € teurer und für den Betrieb liegen die jährlichen Kosten 1.800 € aufgrund des höheren Gasverbrauches und der höheren Wartungskosten des BHKW über denen der Referenzversorgung. Aufgrund der zusätzlichen Einnahmen durch die Einspeisung und den Verkauf des BHKW-Stromes sinkt die Amortisationsdauer der Gesamtinvestition von 10 Jahren (Referenzgebäude nur PV) auf 8,2 Jahre und die Gewinne nach 20-jährigem Betrieb steigen auf 43.500 €. Außerdem steigt der Autarkiegrad des Gebäudes auf 86,3% (nur PV: 41,3%), wodurch sich die eingesparten Stromkosten der Mieter mit zusätzlichen 30 € pro Jahr mehr als verdoppeln. Durch dieses dezentrale Strom-Wärme-gekoppelte Versorgungskonzept wird der Ausstoß an CO<sub>2</sub> um über 20 Tonnen reduziert.

**PV-Anlage (20 kW), WP (2,3 kW<sub>el</sub>) und GK (23 kW<sub>therm</sub> bis 25 kW<sub>therm</sub>)**

Im zweiten Konzept wird für die Wärme-Grundlast eine Wärmepumpe berücksichtigt. Diese habe eine elektrische Nennleistung von 2,3 kW und einen COP<sub>X0/X35</sub> von 4,7. Die Leistung des zusätzlich benötigten Spitzenlast-Gaskessels wird an die Wärmeanforderungen im Gebäude angepasst und liegt bei 23 kW für eine Erdsonden-gespeiste WP, 24 kW für eine Erdkollektor-gespeiste WP und 25 kW für eine Luft-WP, siehe Tabelle 3.

Tabelle 3: Strom-Wärme-gekoppelte Versorgungskonzepte mit PV-Anlage, Spitzenlastgaskessel und Wärmepumpe – Darstellung des Einflusses der Wärmepumpenquelle auf die Wirtschaftlichkeitsberechnung des Modells

Wärmequelle	Luft	Erdkollektor	Erdsonde
Benötigte Leistung GK	25 kW	24 kW	23 kW
Netto-Investitionskosten WP	17.800 €	22.400 €	29.300 €
<i>BAFA-Förderung WP-Investition</i>	<i>1.500 €</i>	<i>4.000 €</i>	<i>4.500 €</i>
Jahresarbeitszahl der WP	3,13	3,09	3,43
Amortisationsdauer	14,7 Jahre	15,3 Jahre	15,1 Jahre
Gewinn nach 20 Jahren	15.300 €	13.600 €	16.700 €

Die Ergebnisse der Bilanzierung zeigen, dass eine Wärmepumpe mit Erdsonde aufgrund der höchsten Quelltemperatur zur Heizperiode mit 3,43 die beste Jahresarbeitszahl erzielt. Die höheren Investitionskosten werden so kompensiert und eine Amortisationszeit von 15 Jahren mit Gewinnen von knapp 17.000 € nach 20-jährigem Betrieb erzielt. Im Vergleich zur Referenzwärmeversorgung „nur Gaskessel“ ist die Erdsonden-WP mit 23 kW Gaskessel 22.000 € teurer. Pro Jahr liegen die jährlichen Betriebskosten zur Gewährleistung der Wärmeversorgung trotz höherer Wartungskosten aufgrund der teils durch die PV-Anlage versorgten Wärmepumpe um 450 € unter denen der Referenzwärmeversorgung. Geringfügig bessere Ergebnisse und



Amortisationszeiten erzielt zudem die Lösung der Wärmepumpe aus der Direktverbrauchsrechnung und die Abrechnung des gesamten Wärmepumpenstromes über einen extra Wärmepumpentarif (Annahme 18,0 ct/kWh). Dies gilt allerdings nur für das Referenzgebäude mit dem solaren Deckungsanteil von 41,3%. Ist der Autarkiegrad höher, ist eine Abrechnung ohne Wärmepumpentarif zu empfehlen. Unabhängig von der Wärmepumpenquelle liegen die jährlichen Einsparungen für die Mieter, wenn die WP dem Direktverbrauch des Gebäudes zugerechnet wird, bei ungefähr 22 €/a. Durch das gesamte Versorgungskonzept mit Erdsonden-WP verringert sich der Ausstoß an CO<sub>2</sub> um knapp 26 Tonnen.

### **3.5 Strompreis im Versorgungsgebiet**

Die vom Endkunden auf den Strombezug zu zahlenden Netzentgelte und Konzessionsabgaben variieren regional sehr stark. Dies liegt an Faktoren wie der lokalen Netztopologie, ggf. anfallenden Investitionsbedarfen in die Netzstrukturen und auch der Bevölkerungsdichte. Dadurch betragen die lokalen Unterschiede auf den Endkundenstrompreis im deutschen Netzgebiet bis zu 8 ct/kWh [28]. Da die Zahlung der Netzentgelte und der Konzessionsabgabe auf direktverbrauchten Strom im Mehrfamilienhaus für Betreiber von Mieterstrommodellen entfallen, der Verkaufspreis für Direktstrom an die Mieter jedoch in der Regel an den Arbeitspreis des Grundversorgers angepasst wird, hängt die Wirtschaftlichkeit von Mieterstromkonzepten wesentlich von der Höhe der Netzentgelte und der Konzessionsabgabe ab. Bei einem um 4 ct/kWh höheren Arbeitsstrompreis des Versorgers sinkt die Amortisationszeit für das Referenzgebäude bei reiner Betrachtung der elektrischen Versorgung auf 8,6 Jahre. Die Gewinne nach 20-jährigem Betrieb steigen um 8.500 € auf 36.500 €. Ein 4 ct/kWh niedrigerer Strompreis des Versorgers reduziert die Gewinne in diesem Zeitraum um 8.200 € auf 19.800 €.

### **3.6 Abrechnungskonzept**

Auch das Abrechnungskonzept beeinflusst die Wirtschaftlichkeit von MS-Modellen stark. Diesbezüglich ist vor allem die Beteiligungsquote der Mieter entscheidend (Abbildung 6). Für das Referenzgebäude mit 70% Beteiligung der Mieter ist sowohl für den Investor, als auch für die Mietparteien das Summenzähler-Abrechnungskonzept aufgrund des höheren Direktverbrauches und Autarkiegrades deutlich lukrativer als eine über Smart Meter erfasste, verbrauchsgetreue Abrechnung. Der Gewinn liegt nach 20-jährigem Betrieb beim Summenzählermodell um 7.000 € höher und die jährlichen Einsparungen pro Mietpartei liegen um gut 5 € höher. Bei 100% Mieterbeteiligung unterscheiden sich die jährlichen Einnahmen der beiden Abrechnungskonzepte nicht. Allerdings liegen die Gewinne nach 20-jährigem Betrieb bei der verbrauchsgetreuen Abrechnung jedes einzelnen Mieters aufgrund der zusätzlichen Investitionskosten in 19 zusätzliche Smart Meter (1 Smart Meter für jede Mietpartei abzüglich des einen Summenzählers) um 5.700 € unter den Gewinnen des Sum-

menzählerkonzeptes. Nur bei sehr geringen Beteiligungsquoten (< 25%), d.h. wenn die lokal generierte elektrische Energie die bilanzielle Abnahmemenge der teilnehmenden Mieter übersteigt, jedoch aufgrund des Summenzählers keine Einspeisevergütung für den überschüssigen PV-Strom bezogen werden kann, liefert die verbrauchsgetreue Abrechnung über Smart Meter bessere Gewinne.

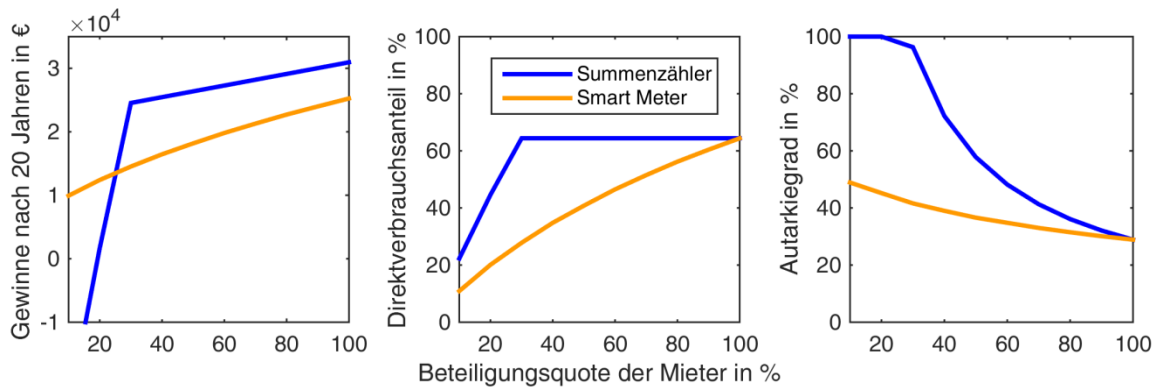


Abbildung 6: Abhängigkeit der Gewinne (links), des Direktverbrauches (Mitte) und des Autarkiegrades (rechts) vom gewählten Messkonzept und der Beteiligungsquote der Mieter

### 3.7 Mieterstrom-Vergütung

Die gemäß dem Gesetz zur Förderung von Mieterstrom für das Referenzgebäude erzielbare jährliche Vergütung beträgt 486 €. Ohne diese Förderung wird die Amortisation für diese Mieterstromversorgung mit 11,8 Jahren knapp 2 Jahre später erreicht. Jede direkt im Gebäude verbrauchte kWh PV-Strom wird für die 20 kW PV-Anlage mit 3,4 ct/kWh (anzulegender Wert: 12,3 ct/kWh – 8,9 ct/kWh) vom Netzbetreiber vergütet. Einen gleichen Effekt hätte der Gesetzgeber erzielt, wenn er die EEG-Umlage um knapp 50% für direktverbrauchten Strom gesenkt hätte. Die komplette Gleichstellung des Direktverbrauches mit Eigenverbrauch würde gemäß aktueller Gesetzeslage bei Direktverbrauch eine Reduktion der zu zahlenden EEG-Umlage auf 40% bedeuten. Beim Referenzgebäude würden dadurch 100 € zusätzliche jährliche Einnahmen für den MS-Betreiber entstehen. Bei einem kompletten Verzicht auf die EEG-Umlage für direktverbrauchten Strom, ähnlich des Eigenverbrauches bei kleinen PV-Anlagen (< 10 kW) und geringem Stromverbrauch (< 10 MWh/a), wären es sogar 500 € zusätzliche jährliche Einnahmen im Vergleich zur derzeitigen Mieterstromförderung.

## 4 Fazit

Das umfangreiche EEG 2017 und das neu implementierte Gesetz zur Förderung von Mieterstrom erfordern derzeit umfangreiches Knowhow um neue dezentrale, regenerative Versorgungskonzepte für Mehrfamilienhäuser auszulegen. Zudem machen neben den sich nahezu kontinuierlich ändernden Förderbedingungen regional unter-

schiedliche Strompreise und Witterungsbedingungen pauschale Aussagen zur Wirtschaftlichkeit von MS-Konzepten nahezu unmöglich. Diese Ungewissheit wird durch das neue am ISFH entwickelte Excel-Tool zur ökonomischen und ökologischen Bewertung von Gebäudeversorgungskonzepten adressiert. Es ermöglicht eine Bilanzierung aller elektrischen und thermischen Energieströme im Gebäude für wählbare und frei parametrierbare dezentrale Versorgungskomponenten (PV-Anlage, WKA, Batteriespeicher, BHKW, WP, Gaskessel, Warmwasserspeicher) und für an die eigenen Vorstellungen angepasste Verbräuche.

Im Rahmen der Anwendung des Modells auf ein definiertes Referenzgebäude und anschließend durchgeführter Parametervariationen konnte gezeigt werden, dass Mieterstrom-Versorgungskonzepte mit PV-Anlage unter den derzeitigen Rahmenbedingungen in Deutschland wirtschaftlich betrieben werden können. Das Referenzgebäude spiegelt ein saniertes Mehrfamilienhaus in Dresden mit 20 Wohneinheiten und einem für Deutschland typischen Verbrauchsverhalten wieder. Die Amortisationsdauer für eine MS-Versorgung wird im Wesentlichen von dem erzielbaren Direktverbrauch beeinflusst und liegt bei dem Referenzgebäude mit 20 kW PV-Anlage bei 10 Jahren. Die Gewinne nach 20-jährigem Betrieb liegen bei 28.000 €. Werden die Anzahl an Wohnungen im Gebäude und der Stromverbrauch höher kann bei über 90% Direktverbrauch eine Amortisation bereits nach weniger als 8 Jahren, bei einer Vergrößerung der PV-Anlage und einer Reduktion des Direktverbrauches unter 10%, die Amortisation erst nach über 12 Jahren erzielt werden. Für Mieter hingegen ist vor allem der solare Deckungsanteil des Verbrauches entscheidend, da in der Regel nur der lokal erzeugte Direktstrom günstiger an die Mieter weiter gegeben wird. Durchschnittlich können pro Mieteinheit mit einem Jahresstromverbrauch von 2500 kWh, bei einem Direktstrompreis der 90% des Netzstrompreises ausmacht, jährliche Einsparungen von 20 € bis 35 € erwartet werden. Zur Erzielung hoher solarer Deckungsanteile und hoher Direktverbräuche ist die Abrechnung über das Summenzähler-Messkonzept zu bevorzugen.

Die Integration eines Batteriespeichers ist nachzeitigem Stand nicht empfehlenswert. Eine Versorgung mittels kleiner Windkraftanlage kann, sofern der Standort es zulässt und hohe Windgeschwindigkeiten ( $\varnothing v_{NH} > 5 \text{ m/s}$ ) erzielt werden, auch ohne zusätzliche MS-Förderung wirtschaftlich sein. Allerdings werden derart hohe Windgeschwindigkeiten nur an Gebirgs- und Küstenstandorten in Deutschland erzielt. Besonders vielversprechend erscheinen Strom-Wärme-gekoppelte dezentrale Versorgungskonzepte mit Blockheizkraftwerk und PV-Anlage. Die Betriebszeiten der beiden Komponenten ergänzen sich für eine dauerhafte Deckung des Stromverbrauches im Tages- und vor allem im Jahresverlauf sehr gut. Durch ein kleines BHKW mit 4 kW elektrischer Nennleistung im Referenzgebäude (20 kW PV) wird eine Amortisationsdauer für das gesamte Versorgungskonzept von 8,2 Jahren erzielt. Die Gewinne

für den Betreiber liegen nach 20-jährigem Betrieb bei über 43.500 € und die jährlichen Einsparungen pro Mieter bei 50 € bis 60 €. Ökologisch noch besser ist die Strom-Wärme-Versorgung mittels PV-Anlage und Wärmepumpe. Vor allem Wärmepumpen mit Erdsonden als Wärmequelle erscheinen gemäß der Modellrechnung interessant. Allerdings sinken im betrachteten Referenzgebäude die Gewinne nach 20-jähriger Versorgung der Mieter auf maximal 17.000 €. Falls die Wärmepumpe durch eine intelligente Regelung und eine größere PV-Anlage mehr des dezentral generierten Stromes nutzen kann, bleibt jedoch auch diese Kombination interessant.

Alles in allem ist die Umsetzung von Mieterstromprojekten mit viel Aufwand verbunden, dessen finanzieller Nutzen mit dem erstellten Excel-Modell bereits im Vorfeld der Investition abgeschätzt werden kann. Zur Gewährleistung der Wirtschaftlichkeit eignen sich aufgrund zahlreicher zu schließender Verträge und einzuhaltender Meldepflichten vor allem Mehrfamilienhäuser mit mehr als 6 Wohneinheiten. Zudem sollten Rechnungen möglichst automatisiert erstellt und versandt werden. Ein großer Vorteil der direkten Vermarktung von lokal erzeugtem Strom an Mieter ist, dass auch nach Ablauf der jeweiligen EEG-Vergütungen der Mieterstromanbieter zumindest einen Teil des weiterhin generierten Stromes sehr gut durch die Mieter vergütet bekommt.

## **5 Danksagung**

Die Entwicklung des Excel-Modells wurde im Rahmen eines Projektstudiums 2016/2017 der Hochschule Weserbergland von einer Studentengruppe gestartet. Der Auftraggeber, das ISFH, dankt den Student/-innen Michelle Flor, Kathrin Kirchhoff, Theresa Kreilos, Mario Reinholz, Nicola Sausse, Lukas Wakup und Marius Wiechers für ihr Engagement und ihre ausgezeichnete Leistung sowie Herrn Prof. Dr. Jörg-Raphael Heim (Betriebswirtschaftliche Steuerlehre, Controlling, Energiewirtschaft an der HSW) für die hochschulseitige Betreuung. Zudem danken die Autoren Herrn Prof. Dr.-Ing. Oliver Kastner (Solare Systemtechnik Universität Hannover und Abteilungsleiter Solare Systeme am ISFH) für die Unterstützung bei der Verfassung der Veröffentlichung. Wir danken dem Land Niedersachsen für die finanzielle Unterstützung dieser Arbeit. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt ausschließlich bei den Autoren.

## Quellen

- [1] Deutscher Bundestag: „Entwurf eines Gesetzes zur Förderung von Mieterstrom und zur Änderung weiterer Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes“, Gesetzesentwurf der CDU/CSU und SPD - Drucksache 18/12355, S. 1, 2017.
- [2] Prognos AG und Boos Hummel & Wegerich (BH&W): „Schlussbericht Mieterstrom – Rechtliche Einordnung, Organisationsformen, Potenziale und Wirtschaftlichkeit von Mieterstrommodellen“, Auftragsstudie des BMWi, Berlin, 01.2017.
- [3] Bundesnetzagentur: „Veröffentlichung der PV-Mieterstromzahlen – Juli 2017 bis Januar 2018“, unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Zahlen\\_DatenInformationen/EEG\\_Registerdaten/EEG\\_Registerdaten\\_node.html#\[Mieter\]](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Zahlen_DatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html#[Mieter]) (abgerufen am 16.03.18)
- [4] Deutscher Wetterdienst (DWD) und Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR): „Ortsgenaue Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere und extreme Witterungsverhältnisse“, Datensätze, Offenbach, 07.2016.
- [5] Reda, I. und Andreas, A. (2003): „Solar Position Algorithm for Solar Radiation Applications“, National Renewable Energy Laboratory, Bericht Nr. TP-560-34302, S. 55, Überarbeitet 01.2008.
- [6] Gassel, A.: „Beiträge zur Berechnung solarthermischer und exergieeffizienter Energiesysteme“, Dissertation an der Fakultät Maschinenwesen der Technischen Universität Dresden S. 15-22, 06.1997.
- [7] Strobach E. et al.: „Effective incidence angles of sky-diffuse and ground-reflected irradiance for various incidence angle modifier types“, Elsevier, Solar Energy 89, S. 81-88, 2013.
- [8] Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin: „Repräsentative elektrische Lastprofile für Einfamilienhäuser in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis“, Datensatz, Berlin, 2015.
- [9] Heier S.: „Windkraftanlagen Systemauslegung, Netzintegration und Regelung“, Teubner Verlag, Wiesbaden 2005, [ISBN 3-519-36171-X](https://www.wind-turbine-models.com/turbines)
- [10] „Leistungsdaten Windkraftanlagen“, Datenbank, unter: <https://www.wind-turbine-models.com/turbines> (abgerufen am 23.02.18)
- [11] Viessmann Deutschland GmbH, „Planungshandbuch Wärmepumpen“, Viessmann Werke, S 21-22, 09.2011.
- [12] DIN EN 12976-2: „Thermische Solaranlagen und ihre Bauteile - Vorgefertigte Anlagen - Teil 2: Prüfverfahren“, Beuth Verlag, Abschnitt B.3, 04.2017.
- [13] Miara M. et al.: „Wärmepumpen Effizienz – Messtechnische Untersuchung von Wärmepumpenanlagen zur Analyse und Bewertung der Effizienz im realen Betrieb“, Fraunhofer ISE, S. 86-94, 05.2011.

- [14] Jagnow, K.; Wolff, D.: „Der Energieberater“, Deutscher Wirtschaftsdienst, Köln, 2009.
- [15] David A. und Vassilvitskii S.: „k-means++: The advantages of careful seeding“ Proceedings of the eighteenth annual ACM-SIAM symposium on Discrete algorithms, Society for Industrial and Applied Mathematics, 2007.
- [16] Pedregosa et al.: „Scikit-learn: Machine Learning in Python“, JMLR 12, S. 2825-2830, 2011.
- [17] VDI 3807 Blatt 1: „Energieverbrauchskennwerte für Gebäude“, Verein Deutscher Ingenieure, Beuth Verlag, 06.2013.
- [18] Umweltbundesamt: „CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe“, Zeitschrift Climate Change (ISSN 1862-4359), Ausgabe 27/2016, Dessau-Roßlau, 09.2016.
- [19] Umweltbundesamt: „Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2015“, Zeitschrift Climate Change (ISSN 1862-4359), Ausgabe 26/2016: Dessau-Roßlau, 06.2016.
- [20] Deutscher Bundestag: „Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen (Messstellenbetriebsgesetz – MsbG)“, Bundesgesetzblatt 2016 Teil 1 Nr. 43, S 2045-2046, 09.2016.
- [21] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft: „Energie-Info – Stromverbrauch im Haushalt“, Berlin, 10.2013.
- [22] Bundesnetzagentur: „EEG-Fördersätze für PV-Anlagen – Anzulegende Werte für Solaranlagen Februar 2018 bis April 2018“, unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG\\_Registerdaten/EEG\\_Registerdaten\\_node.html;jsessionid=0A8DE3B669CD5A122A7EAC346AECA022](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html;jsessionid=0A8DE3B669CD5A122A7EAC346AECA022) (abgerufen am 19.03.18)
- [23] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft: „BDEW-Strompreisanalyse Januar 2018“, Berlin, 01.2018.
- [24] Bundesministerium der Finanzen: „Personalkosten, Sachkosten und Kalkulationszinssätze in der Bundesverwaltung für Kostenberechnungen und Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen 2016“ E-Mail an den Bundesrechnungshof, unter: [http://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Oeffentliche\\_Finzen/Bundeshaushalt/personalkostensaetze.html](http://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Oeffentliche_Finzen/Bundeshaushalt/personalkostensaetze.html)
- [25] Haus & Grund Deutschland: „Vermieterbefragung – Ergebnisse 1. Halbjahr 2015“, S. 6, 2015.
- [26] Mercker O. und Arnold O.: „Ansätze zur Reduktion der konventionell erzeugten Wärmeverteilverluste in solar unterstützten Mehrfamilienhäusern“, Institut für Solarenergieforschung Hameln GmbH, Abschlussbericht zu Forschungsvorhaben, Hameln, 02.2017.
- [27] Energie WIKI: „Wasserverbrauch“, unter: [http://wiki.energie-m.de/Wasser\\_verbrauch](http://wiki.energie-m.de/Wasser_verbrauch) (abgerufen am 19.03.18)
- [28] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft: „Stellungnahme BDEW zum Gesetz zur Förderung von Mieterstrom“, S.5, Berlin, 03.2017.