

Gebäude-Anlagentechnik im Strom-Wärme-System



Fraunhofer ISE
Florian Kagerer
florian.kagerer@ise.fraunhofer.de

Fraunhofer IBP
Dr. Michael Krause
michael.krause@ibp.fraunhofer.de

ZAE Bayern
Dr. Hans-Peter Ebert
Hans-Peter.Ebert@
zae.uni-wuerzburg.de

ISFH
Peter Pärisch
peter.paerisch@isfh.de

Mit steigenden Anteilen von Windkraft und Photovoltaik nehmen die Lastschwankungen im elektrischen Energiesystem stetig zu. Um bei hoher Fluktuation dennoch eine stabile und sichere Versorgung zu gewährleisten, müssen die Netzstrukturen und Speicherkapazitäten den Veränderungen angepasst werden. Dies wird durch ein intelligentes Lastmanagement ergänzt, indem der Einsatz von Verbrauchern und Erzeugern nach Bedarf gesteuert wird. Den dezentralen Versorgungsstrukturen kommt hierbei eine immer größere Rolle zu.

Insbesondere die Anlagentechnik von Gebäuden bietet unterschiedliche Möglichkeiten, zu einer möglichst effizienten und stabilen Energieversorgung beizutragen. Von einer Erhöhung des Eigenstromverbrauchs bei PV-Anlagen und Blockheizkraftwerken (BHKW) bis hin zum netzgeführten Betrieb von elektrisch gekoppelten Wärmeversorgungssystemen (z. B. Wärmepumpen, BHKW) gibt es neue Strategien, die die Zustände im elektrischen Energiesystem bei der Versorgung von Gebäuden mit berücksichtigen können.

Lastmanagementstrategien

Zum gezielten Einsatz der Anlagentechnik in Wechselwirkung zum Energiesystem stehen unterschiedliche Regelungsstrategien zur Verfügung. Gegenwärtig wird die Rückkopplung von Systemen auf das elektrische Energiesystem nur in wenigen Fällen beachtet. Typische Anwendungen bzw. Regelungen sind Nachtspeicheröfen und Sperrzeiten von Wärmepumpen. Hier geben die Rahmenbedingungen im Netz ein System oder eine Regelungsstrategie in einfacher Form vor, wodurch zusätzliche Belastungen durch gezieltes ab- bzw. zuschalten vermieden werden können.

Gegenüber dieser sehr feststehenden, passiven Regelung werden bei einer reaktiven Betriebsstrategie zeitvariable (Anreiz-)Signale übermittelt, wie beispielsweise Preissignale, anhand derer die Anlagentechnik idealerweise so gesteuert werden kann, dass auch eine Verbesserung für den Betrieb des elektrischen Energiesystems erreicht wird. Das aktive Management mit einer direkten Teilnahme am Energiemarkt im Rahmen von Day-Ahead und Intraday-Handel oder durch Bereitstellung von Minutenreserve ist nur sehr großen Anlagen bzw. Anlagenverbänden vorbe-

halten. Hier werden die Anlagen gezielt nach den Erfordernissen des elektrischen Energiesystems eingesetzt und vermarktet.

Von der passiven zur aktiven Regelung werden die Zeitintervalle, zu denen die Anlagentechnik zum Lastmanagement beiträgt bzw. verfügbar sein muss, immer kürzer. Damit verbunden ist ein stetiger Anstieg der Anforderungen und des Aufwands an Kommunikation und Datenaustausch zwischen den Systemen, was durch höhere Effizienz und verbesserte Ökonomie abgefangen werden muss (*Abbildung 1*).

In Abhängigkeit der Bilanzierungsgrenzen führt das Lastmanagement von Anlagen zu unterschiedlichen Strategien und Ergebnissen. Die Bilanzgrenze kann dabei ausschließlich die Gebäudetechnik umfassen, die Anlage im Verbund des elektrischen Netzes oder mehrere Gebäude als operative Einheit (z. B. Campus, Quartier) im Kontext des Energiesystems.

Ein hoch effizienter Betrieb mit Eigennutzung lokal erzeugten Stroms reduziert den Fremdbezug deutlich und trägt so zur Entlastung des elektrischen Energiesystems bei. Wird zusätzlich der Anlagenbetrieb auf spezifische Netzanforderungen abgestimmt, kann die Effizienz des Gesamtsystems (Anlage + Netz) verbessert werden. Dazu bietet der Verbund mehrerer Anlagen und Verbraucher höheres Potenzial als das Einzelgebäude. Nachfolgend wird für die unterschiedlichen Ansätze jeweils ein Beispiel vorgestellt.

Passives Lastmanagement

Beim passiven Lastmanagement hat eine effiziente Versorgung des Objektes Vorrang. Durch eine Reduktion des Strombezugs bei elektrisch gekoppelten Anlagen (Wärmepumpen, Kältemaschinen) werden gleichzeitig die Belastungen für das elektrische Energiesystem minimiert. Als Strategien greifen beispielsweise

- eine Erhöhung der Systemeffizienz (z. B. durch Einsatz thermischer Kollektoren),
- eine Maximierung des Eigenverbrauchs von PV-Strom oder
- festgesetzte Betriebszeiten.

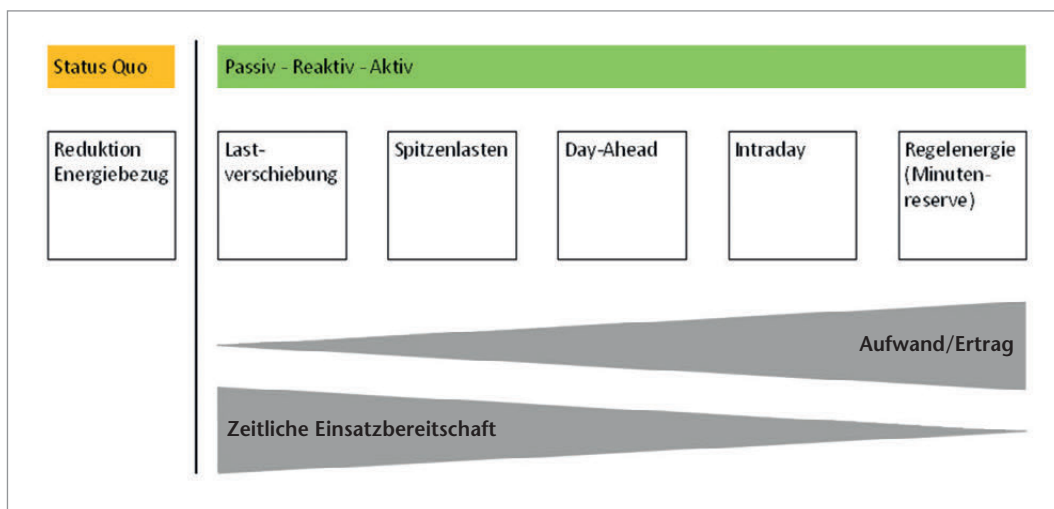


Abbildung 1
Lastmanagementstrategien

Nachfolgend werden hierfür zwei Beispiele vorgestellt:

Wärmepumpe und Solarthermie

Das Jahresbilanzverfahren und der sinkende Primärenergiefaktor für Strom der Energieeinsparverordnung (EnEV) begünstigen einen steigenden Marktanteil von elektrischen Wärmepumpen im Heizungsmarkt. Die Folge sind ein wachsender Strombedarf in den Wintermonaten und eine Erhöhung der Außentemperatur-Abhängigkeit der Stromlast, insbesondere bei Luft-Wärmepumpen (Veränderung der Wärmepumpeneffizienz: 2,5 %/K). Im von der EU und dem Land Niedersachsen geförderten Projekt „Geo-Solar-WP“ wird eine Kombination von Erdsondengekoppelten Wärmepumpen und Solarkollektoren in Systemsimulationen untersucht. Im Fokus steht die Reduktion des jährlichen Strombezugs, also die Erhöhung der Jahresarbeitszahl des Gesamtsystems. Ein Referenzgebäude mit 140 m² Wohnfläche und einem Energiebedarf von 45 kWh/(m²a) für Heizwärme bzw. 15 kWh/(m²a) für Trinkwarmwasser am Standort Straßburg bildet die Basis der Untersuchung.

Die Referenz für den Systemvergleich bildet eine Erdsondengekoppelte Wärmepumpe in Kombination mit einem 150 l Trinkwarmwasser-Speicher (TWW-Speicher). Der Fußbodenheizkreis wird direkt versorgt (Abbildung 2).

1. Die erste Variante wird ergänzt durch einen Solarkollektor und einen größeren TWW-Speicher mit 300 l. Der Solarkollektor kann sowohl auf der kalten Seite als auch auf der heißen Seite der Wärmepumpe einspeisen.
2. Die zweite Variante ist ein solares Kombisystem mit größerem Kollektor, 800 l Pufferspeicher und Frischwasserstation für die TWW-Bereitung. Auch hier kann die Solaranlage den Pufferspeicher oder

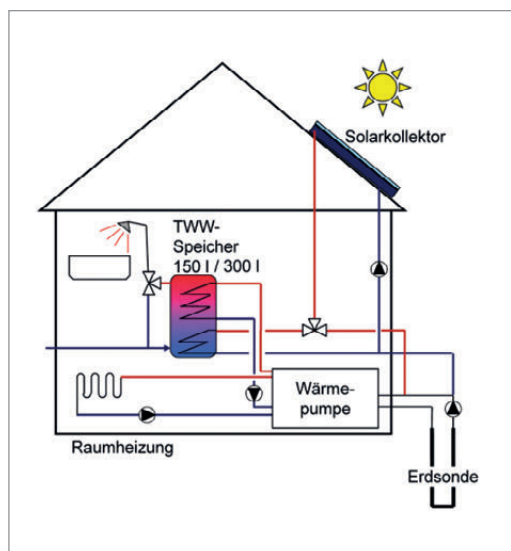
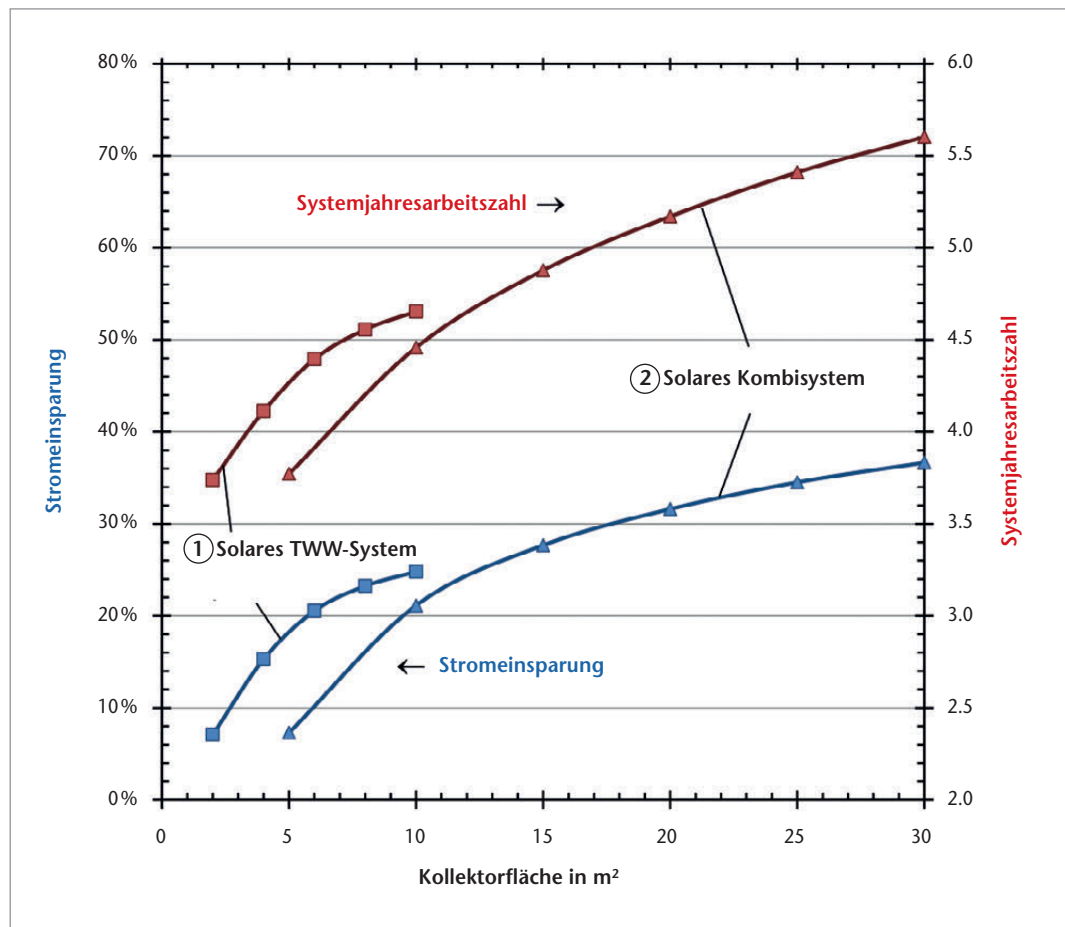


Abbildung 2
Anlagenschema für System mit Erdsondengekoppelter Wärmepumpe und Solarkollektoren

das Erdreich beliefern. Die Einspeisung der Solarwärme auf der kalten Seite verringert Stagnationszeiten des Solarkollektors, reduziert das langjährige Auskühlen des Erdreichs und vermindert die gegenseitige Beeinflussung in Siedlungen. Die beiden letztgenannten Effekte würden ohne Solarkollektor, insbesondere bei knapp dimensionierten Erdwärmesonden, zu vermehrtem Heizstabeinsatz an kalten Tagen führen, die Thermosensibilität der Stromlast vergrößern und die Lastspitzen schwer prognostizierbar machen. Die Einspeisung von Solarwärme auf der heißen Seite vermeidet ineffizienten Wärmepumpenbetrieb für TWW-Bereitung und kann die Arbeitszahl stark steigern.

Abbildung 3
Anteilige Strom-
einsparung und
Systemjahresarbeitszahl
über der Kollektorfläche
bezogen auf das
Referenzsystem



Das solare TWW-System (Variante 1) erreicht anteilige Stromersparungen gegenüber dem Referenzsystem von 8–24%. Bei einer typischen Kollektorfläche von 6 m² werden 20% des Stromverbrauchs für das Heizsystem eingespart.

Das Kombisystem (Variante 2) erreicht Ersparungen von 8–36%, schneidet jedoch bei gleicher Kollektorfläche etwas schlechter ab, weil zusätzliche Verluste durch den größeren Speicher entstehen. Beim Kombisystem sind für die gleiche Stromersparung von 20% etwa 10 m² notwendig. Nur das Kombisystem ermöglicht mit großen Kollektorflächen (ab 18 m²) das Erreichen von Arbeitszahlen über 5.

Solkollektoren in Kombination mit Erdsondengekoppelten Wärmepumpensystemen tragen deutlich zur Effizienzsteigerung und Stromersparung bei. Der Heizstabeinsatz bei Erreichen der minimalen Sonden-temperatur als Folge von unterdimensionierter Erdwärmesonden, langjähriger Abkühlung des Erdreichs oder/und gegenseitiger Beeinflussung in Siedlungen oder Mehrfamilienhäusern kann vermieden werden. Dies reduziert den Beitrag der Erdsondengekoppelten Wärmepumpe zur Außentemperatur-Abhängigkeit der Netzbelastung. Bei einer sommer-

lichen Volldeckung des Wärmebedarfs stehen solar unterstützte Wärmepumpensysteme für die Aufnahme von PV-Überschüssen jedoch nicht zur Verfügung.

Wärmepumpensystem mit Photovoltaik

Der Eigenstromverbrauch von Strom aus Photovoltaikanlagen (PV) gerät in den Fokus, seit die EEG-Vergütung und die solaren Stromgestehungskosten unter die Strombezugskosten gesunken sind. Da das Lastverschiebungspotenzial von Haushaltsstrom beschränkt ist, werden zunehmend Batterien eingesetzt oder/und die Wärmeversorgung einbezogen.

Das Referenzgebäude (Abbildung 4) wird mit einem veränderten Heizwärmebedarf (57 kWh/(m²a), Standort Zürich) mit einer PV-Anlage, einem Heizstab im TWW-Speicher und einem Haushaltsstromprofil (1-Minutenwerte nach VDI4655) mit 4,5 MWh/a ergänzt. Eigennutzung für Haushaltsstrom und Wärmepumpe haben höchste Priorität, wobei die Batterie nur der Stromspeicherung für den Haushaltsstrom dient. In einer Variante erhitze der Heizstab den TWW-Speicher über Solltemperatur (56 °C) hinaus bis auf 75 °C und ersetzt zukünftigen Netzstrombezug für die Wärmepumpe. Erst der dann überschüssige Strom wird ins öffentliche Netz eingespeist,

in der Annahme, dass die EEG-Vergütung deutlich niedriger als der Wärmepumpentarif sei. Eigennutzungsanteil und Energieeinsparung verhalten sich gegenläufig über der PV-Anlagengröße. Nahezu vollständige Eigennutzung ist möglich, wenn die PV-Anlage eher klein bemessen ist (2,6 kW) und die nicht direkt verbrauchte PV-Energie sowohl in einer Batterie als auch im TWW-Speicher gespeichert wird. Dabei werden etwa 26 % des Gesamtstromverbrauchs eingespart (18 % ohne Batterie). Die Einsparung am Gesamtstromverbrauch steigt mit der Größe der PV-Anlage und der Größe der nutzbaren Batteriekapazität. Bei 10,4 kW sind bis zu 30% ohne Batterie und über 40% mit 2,5 kWh Batteriekapazität erreichbar.

Die Wärmepumpe läuft in diesen Systemen nur selten mit PV-Strom. Um dieses zu erreichen, sind große Wärmespeicher und gezielte Betriebsführungen vonnöten.

Die Energiespeicherung im TWW-Speicher (bis 75°C) bringt zwischen 1 und 3 %-Punkte an Stromeinsparung und führt dabei zu einer weiteren Verdrängung des Wärmepumpenbetriebs. Der Eigennutzungsanteil sinkt für die große PV-Anlage auf 44–56 %.

Die Ergebnisse verdeutlichen die Komplexität der Zusammenhänge, wenn das Strom- und das Wärmesystem zusammen wachsen, so dass die Ergebnisse immer im Zusammenhang mit den Simulationsrand-

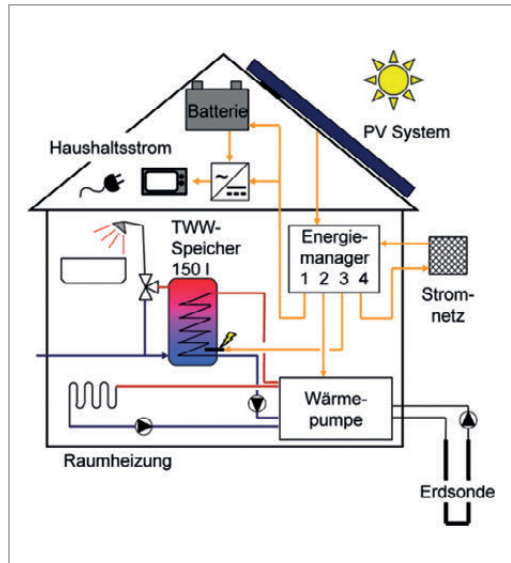


Abbildung 4
Anlagenschema des PV-Wärmepumpensystems

bedingungen gesehen werden müssen. Eine hohe zeitliche Auflösung von Last und Einstrahlung sowie dynamische Komponentenmodelle mit hoher Genauigkeit sind für belastbare Ergebnisse unabdingbar.

Reaktives Lastmanagement

Der Betrieb der Anlagentechnik orientiert sich im reaktiven Lastmanagement stärker an den Erfordernissen des elektrischen Energiesystems. Eine sichere

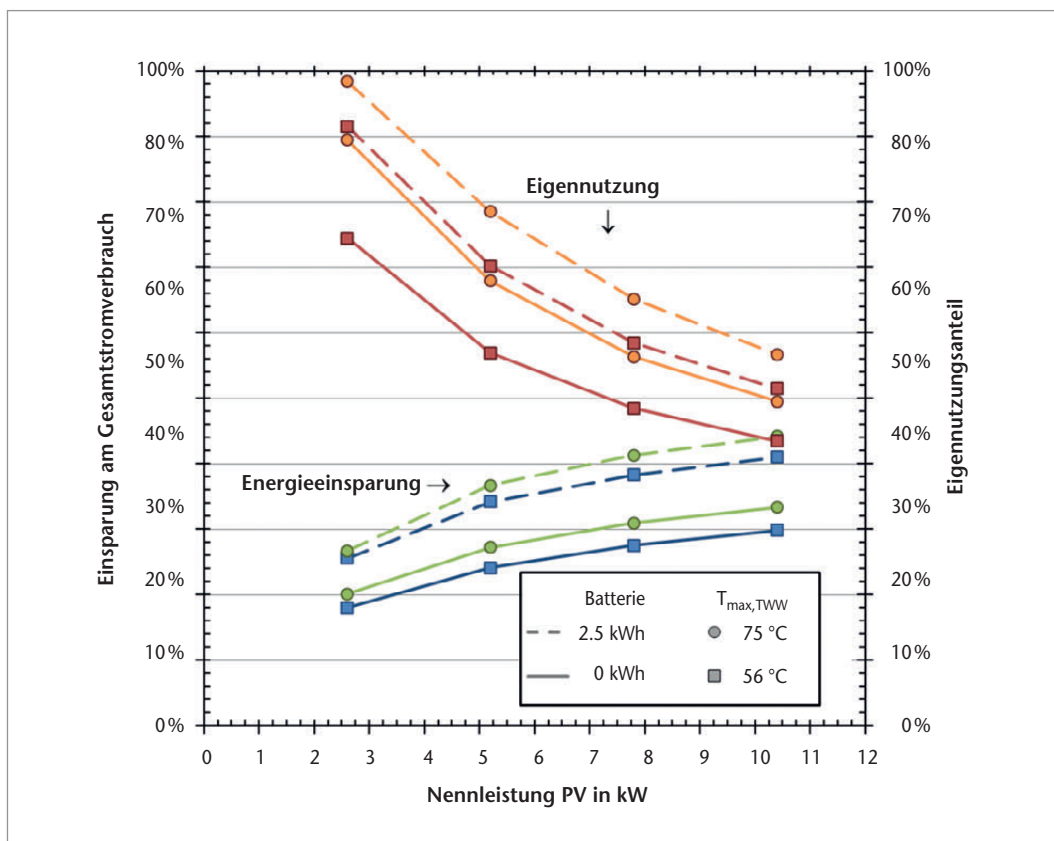


Abbildung 5
Anteilige Stromeinsparung und Eigennutzungsanteil über der PV-Leistung

Versorgung und ein hoher Nutzerkomfort müssen dabei aber erhalten bleiben. Der Netzbetreiber kann die Netzbedingungen vereinfacht durch Signale (z. B. Preissignale) an die Gebäude übertragen. Die Betriebsführungsstrategien können darauf abgestimmt und Lasten verschoben oder bei Möglichkeit abgenommen werden. Voraussetzung ist die Vorhaltung ausreichender Flexibilität beim Gebäudebetrieb (z. B. durch Speicher) und die notwendige Kommunikationsinfrastruktur.

Lastmanagement am Beispiel der Stadt Felsberg

Für die Stadt Felsberg wurde eine Bestandsanalyse zur Gebäude- und Versorgungsstruktur durchgeführt und der derzeitige Energiebedarf für Heizwärme und Warmwasser bestimmt. Auf dieser Basis wurden anschließend drei unterschiedlich ambitionierte Szenarien entwickelt, die die Einsparpotenziale bei verschiedenen Sanierungsraten und Versorgungssystemen sowie unter Einsatz erneuerbarer Energien aufzeigen:

- Das einfache Szenario „Weiter So“ geht von einer Sanierungsrate von 1 % für die Gebäude und 2 % für die Anlagentechnik aus, die im Wesentlichen auf Brennwertgeräten (Öl und Gas) beruht. Der energetische Standard orientiert sich an der EnEV 2009.
- Für das Szenario „Überdurchschnittliche Anstrengungen“ bildet eine höhere energetische Qualität und eine Sanierungsrate von 2% für Gebäude die Grundlage. Zudem verändert sich die Versorgungsstruktur bis 2050 so, dass außerhalb des Erdgasnetzes von einem Wärmepumpenanteil von 40 % ausgegangen wird.

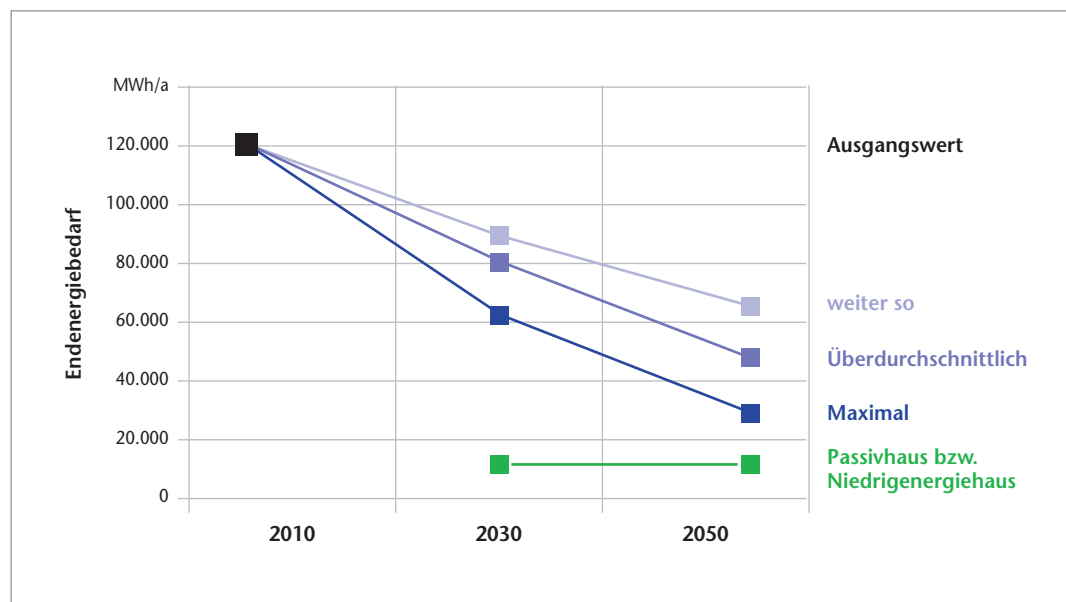
- Im Szenario „Maximale Anstrengung“ wurden die jährlichen Sanierungsraten sowie die Qualitäten der Sanierungsmaßnahmen bei einer Durchdringung von 60 % Wärmepumpen außerhalb des Erdgasnetzes bis 2050 noch einmal deutlich erhöht. Allen Annahmen liegen hierbei heutzutage technisch mögliche Maßnahmen zugrunde, bedürfen zum Teil aber sowohl infrastruktureller als auch ökonomischer Anstrengungen.

Hinsichtlich der Wärmeversorgung der Gebäude über Strom wurde die Wärmepumpe als wichtiger Baustein identifiziert, wobei der Ausbau zur Vermeidung von unnötigen Netzinvestitionen sinnvoll gesteuert werden sollte. Diesbezüglich können vorhandene Nachtspeicheröfen als „Stromspeicher“ bis 2030 als Brückentechnologie für erneuerbaren Strom dienen.

Lastverschiebung von EE-Strom über Gebäude

Neben Nachtspeicheröfen kann eine Lastverschiebung hin zu Zeiten mit hohem EE-Strom-Anteilen oder Überschüssen auch durch den zeitlich angepassten Betrieb von Wärmepumpen ermöglicht werden. Durch die Nutzung des überschüssigen PV- oder Wind-Stroms wirkt das System entlastend auf das Stromnetz und stellt bei entsprechenden Kostenmodellen für Endnutzer eine attraktive Lösung zur Wärme- und Kältebereitstellung dar. Um die Realisierung eines solchen Systems zu ermöglichen, muss aus Sicht des Netzes das zur Verfügung stehende „elektrische“ Verschiebe- und Speicherpotenzial für Siedlungsgebiete mit hohem Anteil an EE-Einspeisung gesichert zur Verfügung stehen. Die technische Umsetzung vernetzter Steuerungen von Heiz- und Kühlsystemen wird mit vermehrtem Einsatz von

Abbildung 6
Einsparpotenziale der betrachteten Szenarien für Gebäudeheizung und Warmwasserversorgung



Smart Grid-/Smart Meter-Lösungen sowie einer erhöhten Durchdringung von Wärmepumpensystemen im Gebäudebereich sichergestellt. Für den Nutzer muss jedoch der thermische und technische Komfort weiter gewährleistet sein. Auf wirtschaftlicher Seite sind Anreizmodelle notwendig, welche den Einbau und den Betrieb eines Wärmepumpen-PV-Systems attraktiv machen.

Aktives Lastmanagement

Im aktiven Lastmanagement wird die Leistung einer dezentralen Anlage gezielt am Markt angeboten und eingesetzt, um die Nachfrage im elektrischen Netz zu einem bestimmten Zeitpunkt zu erfüllen. Dabei können sowohl negative als auch positive Leistungsreserven zur optimalen Funktion des elektrischen Energiesystems beitragen. Voraussetzung ist eine ausreichende Größe der Anlage, damit unter Berücksichtigung des Aufwandes für Management und Kommunikation ein sinnvoller Beitrag geliefert werden kann. Alternativ kann auch ein Verbund mehrerer Anlagen eingesetzt werden, womit der Aufwand deutlich zunimmt. Die Anlagenleistung kann als Block idealerweise für den Intraday-, Day Ahead- und/oder Minutenreserven-Markt angeboten werden.

Beispiel Freiburg-Weingarten

Der westliche Abschnitt des 1960–1965 entstandenen Freiburger Stadtteils Weingarten wird im Zeitraum 2007 bis ca. 2030 modernisiert. Das Areal umfasst eine Fläche von ca. 30 ha, in dem ca. 5.800 Menschen wohnen. Die Wohnungen sind zum größten Teil im Besitz der kommunalen Wohnungsbaugesellschaft der Stadt Freiburg. Die Wärmeversorgung erfolgt durch ein von der Freiburger Wärmeversorgung badenova Wärmeplus GmbH betriebenes Fernwärmenetz, das durch ein Gas-BHKW versorgt wird. Ziel des Vorhabens ist eine Reduktion des Primärenergieverbrauchs aller Energiedienstleistungen um 30% gegenüber dem Ausgangszustand im Jahr 2009. Dazu sollen die Gebäude beispielhaft saniert und die Heizzentrale modernisiert werden. Dadurch konnte ein wesentlicher Beitrag zu einer effizienteren Versorgung des Stadtquartiers erbracht werden. Gegenüber dem Ausgangszustand wurde die Anzahl der BHKW von zwei auf sechs Einheiten erhöht, dabei wuchs die verfügbare elektrische Leistung von insgesamt 5,8 MWel auf 7,2 MWel. Der modulare Aufbau mit je 1,49 MWth erlaubt dabei den Leistungsbedarf und den Lastverlauf besser zu bedienen, wodurch der BHKW-Anteil an der Fernwärmeversorgung von 60 auf 78% zunahm. Dies spiegelt sich auch im Primärenergiefaktor der Fernwärme wider, der heute nur noch 0,24 gegenüber 0,6 vor der Modernisierung beträgt. Der übrige Wärmebedarf wird weiter-

hin von Gasspitzenlastkesseln übernommen. Durch den gleichzeitigen Ausbau der Speicherkapazitäten von derzeit 380 m³ auf 410 m³ können die BHKW-Module flexibler eingesetzt werden. Derzeit sind zusätzliche Kapazitäten geplant, womit sich ein Gesamtvolumen der Speicher von ca. 1000 m³ ergeben wird. Die BHKW-Module werden heute bereits zum aktiven Lastmanagement eingesetzt, indem sowohl positive als auch negative Minutenreserve durch Zu- oder Abschalten bereitgestellt wird. Künftig bieten die größeren Speicher weitere Freiheitsgrade für einen flexiblen Einsatz der BHKW. Die Anforderungen des elektrischen Netzes können dann besser berücksichtigt werden und der Betrieb effizienter und wirtschaftlicher gestaltet werden.

Fazit

Die Versorgung von Gebäuden kann heute auf sehr unterschiedliche Arten einen Beitrag zur Optimierung des Gesamtenergiesystems leisten. Die Betriebsstrategien unterscheiden sich im Maß der Interaktion zum elektrischen Energiesystem.

- Der passive Ansatz verfolgt die Reduktion des elektrischen Energiebezugs (z. B. durch Erhöhung des PV-Eigenstromverbrauchs oder durch Einsatz von Solarthermie) und damit eine Entlastung des elektrischen Netzes. Der Aufwand für Kommunikation beschränkt sich auf die Anlage selbst.
- Bei einer reaktiven Betriebsweise werden Anreizsysteme wie beispielsweise Preissignale geschaffen. Dadurch wird der Gebäude-Anlagentechnik indirekt übermittelt, wann ein Betrieb zu energetisch und/oder ökonomisch besonders günstigen Rahmenbedingungen möglich ist. Dazu ist ein erhöhter Austausch von Informationen über Energiesystem und Anlagentechnik notwendig. Die Anlagentechnik muss so ausgelegt und abgestimmt sein, dass ein flexiblerer Betrieb möglich ist.
- Die aktive Strategie mit einer direkten Teilnahme am Energie- und Leistungsmarkt macht nur im Betrieb großer Anlagen Sinn. Voraussetzung ist eine hohe kommunikative Vernetzung aller beteiligten Akteure und eine hohe Flexibilität beim Einsatz der Anlagen. Diesem hohen Aufwand steht das größte Potenzial hinsichtlich Gesamtwirtschaftlichkeit und Gesamteffizienz gegenüber.