

Kommunale und regionale Konzepte für die Verknüpfung von Strom- und Wärmemarkt – Beispiel Energiewende Nordhessen

Die Relevanz des Wärmesektors

Im Hinblick auf die Energieeinsparziele der Bundesregierung und der damit verbundenen Reduktion der CO₂-Emissionen kommt dem Wärmesektor eine zentrale Bedeutung zu. Der Gebäudesektor macht rund 40 % des gesamten Endenergieverbrauchs in Deutschland aus (s. *Abbildung 1*). Der Großteil davon (85 %) entfällt auf den Heizwärmeverbrauch (Raumwärme und Warmwasserbereitung) und wird überwiegend in den privaten Haushalten benötigt [2]. Bisher ist der Anteil erneuerbarer Energien (EE) im Wärmemarkt mit rund 9 % noch gering [3].

Nach Angaben des Bundesverbands Erneuerbare Energien sind 18 % der Heizungen in Deutschland älter als 24 Jahre, 70 % sind zwischen 10 und 24 Jahren alt [3]. Das Potenzial zur Heizungserneuerung in den kommenden Jahren ist dementsprechend hoch. Als erneuerbare Energieträger kommen hierfür neben der Solarthermie, der Geothermie und der Biomasse vor allem elektrische Wärmepumpen in Frage. Biomasse mit Temperaturen größer 100 °C wird insbesondere im Prozesswärmesektor benötigt.

Da Strom (100%-Exergie) zunehmend zur Primärenergiequelle wird und auch Teile des Bedarfs in den Sektoren Wärme/Kälte und Verkehr decken wird, ergeben sich neue Verbindungen und Abhängigkeiten zwischen den Energiesektoren. Damit werden auch die Rückwirkungen auf das Stromversorgungssystem zunehmen. Im Niedrigexergiesektor bei Temperatu-

ren um die 21 °C kann der Wärmebedarf durch elektrische Wärmepumpen effizient gedeckt werden. Über die Nutzung zusätzlicher Wärmespeicher und die Gebäudemasse wird der Stromverbrauch der Wärmepumpen geregelt und an die Fluktuationen der EE-Einspeisung im Tagesbereich angepasst. Mittels ihrer Masse können Gebäude sowie Heizungspufferspeicher tägliche Lastspitzen ausgleichen und als thermischer Speicher dienen. Auch durch die Verbindung der Klimatisierung mit der Nutzung von Kältespeichern ergeben sich wichtige Synergien für das Gesamtsystem, da dadurch die heute wie zukünftig hohen Leistungsspitzen der Photovoltaik integriert werden können. Die Spitzenlasten der Kälteerzeugung können durch neue Regelsteuerungen je nach Gebäudeart um mehrere Stunden vorgezogen werden. Wärme- und Kälteerzeugungsanlagen können durch neue Regelungsmöglichkeiten ähnlich wie Batterien netzdienlich arbeiten, ohne dass dabei der Komfortanspruch sinken muss.

Konzept Strom-Wärme-System auf kommunaler Ebene

Die kommunale Energiewende stellt für Städte und Kommunen aus folgenden Gründen eine besondere Herausforderung dar:

- Die Transformation des Energiesystems ist ein langfristiger Prozess über voraussichtlich 30 bis 40 Jahre, kommunale Entwicklungsprojekte haben aber typischerweise deutlich kürzere Laufzeiten.



SUN – Stadtwerke Union Nordhessen/ Städtische Werke AG, Kassel

Dr. Thorsten Ebert
thorsten.ebert@kvjg.de

Fraunhofer IWES

Katharina Henke
katharina.henke@iwes.fraunhofer.de

IdE/Uni Kassel

Prof. Dr. Klaus Vajen
vajen@uni-kassel.de

Simon Csambor
s.csambor@ide-kassel.de

Fraunhofer ISE

Gerhard Stryi-Hipp
gerhard.stryi-hipp@ise.fraunhofer.de

Fraunhofer IBP

Patrick Schumacher
patrick.schumacher@ibp.fraunhofer.de

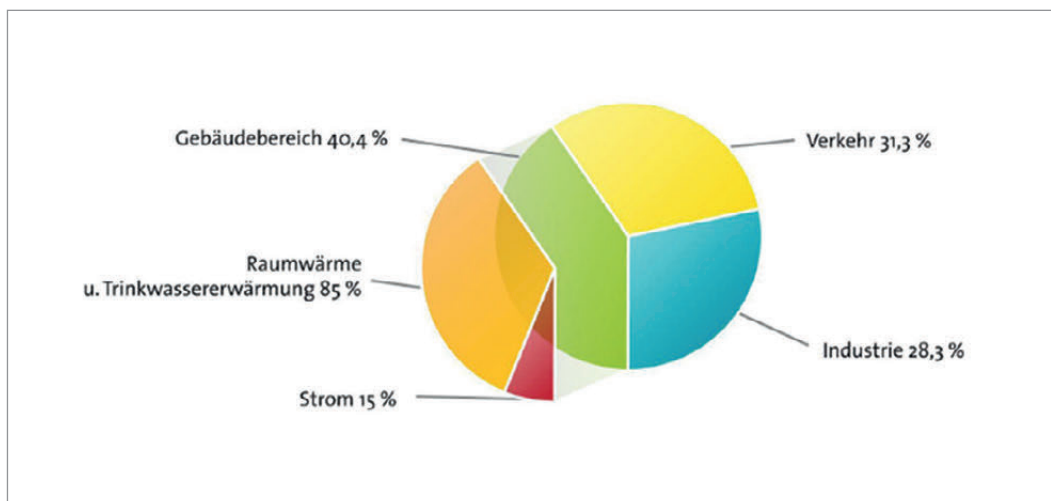
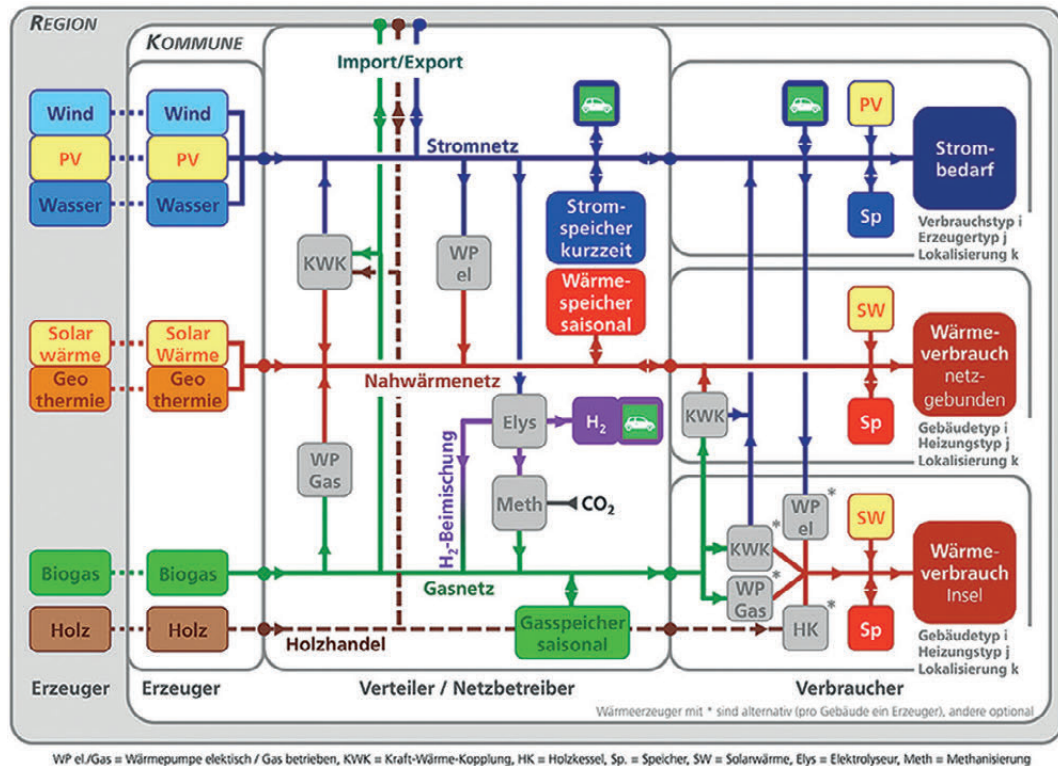


Abbildung 1

Endenergieverbrauch
Raumwärme und Trinkwassererwärmung haben einen Anteil von einem Drittel am Endenergieverbrauch.

Abbildung 2
Kommunales Energiesystems mit 100 % EE.
(Quelle: Fraunhofer ISE)



- In den meisten kommunalen Verwaltungen und Entscheidungsgremien ist nur eine begrenzte Kompetenz zu Energiefragen vorhanden, da die Verantwortung der Energieversorgung üblicherweise mit dem Konzessionsvertrag an Energieunternehmen weitergegeben wurde.
 - In der Fachwelt sind noch viele technologische und konzeptionelle Fragen zur Energiewende offen, was zu Verunsicherung über den richtigen Weg führt.
 - Die Transformation des Energiesystems umfasst viele Maßnahmen, auf deren Umsetzung die Kommunen keinen direkten Einfluss haben, z. B. die Dämmung von privaten Gebäuden. Dies erfordert einen klugen Maßnahmenmix aus Setzung von Rahmenbedingungen (fordern), fördern privater Investitionen, Aufklärung und Information (auch Pilotprojekte) sowie insbesondere eine kontinuierliche Motivation.
 - Die Umsetzung dieses langfristig angelegten Großprojektes ist nur bei einem breiten Konsens in Bürgerschaft und Wirtschaft erfolgversprechend, dementsprechend sind neue Partizipationsprozesse und Verfahren der Bürgerbeteiligung erforderlich für die Definition der Zielsetzung, für die Entwicklung des Fahrplans zur Umsetzung und für die Umsetzung selbst.
- Viele Städte und Kommunen in Deutschland und Europa haben sich energiepolitische Ziele gesetzt und deren Umsetzung in Angriff genommen. Einige wurden auf europäischer Ebene im »Concerto«-Programm und auf deutscher Ebene beispielsweise im »EnEff:Stadt«-Programm gefördert. Diese Pilotprojekte zeichnen sich meist durch großes Engagement der Beteiligten und individuelles Vorgehen aus. Individuell zugeschnittene Lösungsansätze sind angesichts der Vielfalt der Städte und Kommunen und ihrer Randbedingungen unverzichtbar, allerdings ist eine Systematisierung auf Basis der Erfahrungen sinnvoll, damit andere interessierte Städte und Kommunen künftig effizient und erfolgversprechend die Energiewende vor Ort umsetzen können.
- Es liegt nahe, dass die Transformation am besten gelingt, wenn die Zielsetzung klar definiert, ein Ziel-Energieszenario identifiziert und ein Maßnahmenfahrplan mit Beschreibung der zeitlichen Abfolge zur Erreichung des Ziel-Energieszenarios erarbeitet wird. Diese drei Schritte sollten jeweils von einem Partizipationsprozess begleitet und die Ergebnisse mit möglichst breiter Zustimmung von den kommunalen Entscheidungsgremien verabschiedet werden. Auf dieser Basis kann dann der Umsetzungsprozess fundiert gestartet werden. Eine regelmäßige Überprüfung der Umsetzung ist notwendig und muss etabliert werden, um den Erfolg zu messen und bei Bedarf Anpassungen des Fahrplans vornehmen zu können.

Auf diesem Weg bedarf es verschiedener Werkzeuge, um Ziel-Energieszenarien zu ermitteln und Umsetzungsmaßnahmen bezüglich ihrer Kosten, Umsetzungsaufwand, Relevanz, Erfolgswahrscheinlichkeit und Risiken bewerten zu können. Die bislang vorhandenen Ansätze müssen künftig weiterentwickelt und standardisiert werden. Die »Nationale Plattform Zukunftsstadt«, die im Frühjahr 2013 durch die Bundesregierung gegründet wurde und aktuell Forschungsfragenstellungen im Stadtkontext identifiziert, wird auch diese Aufgabenstellung beschreiben.

Nachhaltige kommunale Energiesysteme auf Basis erneuerbarer Energien, vor allem Wind und Sonne, erfordern eine enge Verzahnung der Sektoren Strom, Wärme, Kälte und Verkehr sowie die Integration von Speichern. Wichtig für das System ist die Definition der Zielsetzung, wie viel Energie über welchen Zeitraum lokal gespeichert und welcher Import und Export von Energie zugelassen werden soll.

In *Abbildung 2* ist das Grundkonzept eines kommunalen Energiesystems mit 100 % erneuerbaren Energien skizziert.

Auf der Basis dieses Konzeptes hat das Fraunhofer ISE das Simulationsprogramm »KomMod« in der Modellierungsumgebung AMPL entwickelt, das Ziel-Energieszenarien mit simultan gelösten Gleichungssystemen berechnet. »KomMod« steht für »Kommunales Energiesystemmodell«, das die zeitlich und räumlich hoch aufgelöste Berechnung von Szenarien für Strom, Wärme, Kälte und lokalen Verkehr in einem hochintegrierten lokalen Energiesystem unter Berücksichtigung ihrer Interdependenzen ermöglicht. In Abhängigkeit der Zielvorgaben (z. B. in Bezug auf den Autarkiegrad), den erneuerbaren Energien-Ressourcen (lokal, regional und ggf. importiert), als auch der vorhandenen Lastkurven im Bereich Strom, Wärme, Kälte und Treibstoffe, werden alle möglichen Zielszenarien identifiziert und diese bezüglich der Kosten oder beispielsweise der CO₂-Emissionen optimiert. Eine Bewertung der möglichen Szenarien sollte allerdings nicht nur durch die Simulation erfolgen, sondern sollte auch noch andere Kriterien wie z. B. die Robustheit berücksichtigen.

Das Projekt Energiewende Nordhessen – technische und ökonomische Verknüpfung des regionalen Strom- und Wärme-marktes

Die Stadtwerke Union Nordhessen (SUN), das Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) und das Institut dezentrale Energietechnologien (IdE) haben untersucht, wie die Transformation des Energieversorgungssystems in der SUN-Region gestaltet werden kann, die aus den drei eher ländlich geprägten Landkreisen Kassel,

Schwalm-Eder und Werra-Meißner sowie der kreisfreien Stadt Kassel besteht.

In einer vorangegangenen Studie wurden bereits Möglichkeiten zur Umstellung der Stromversorgung hin zu dezentralen, erneuerbaren Erzeugungstechnologien analysiert.

Zentrale Fragestellungen im aktuellen Projekt sind, wie auch die Wärme in Zukunft regenerativ bereitgestellt werden kann und welche Auswirkungen verschiedene Technologien zur Wärmeerzeugung auf den Wärme- und Strommarkt haben. Hierfür wurden aufbauend auf einer Bestandsanalyse die Potenziale zur regenerativen Wärmeerzeugung ermittelt und anschließend verschiedene Entwicklungsmöglichkeiten der regionalen Wärmeerzeugung untersucht.

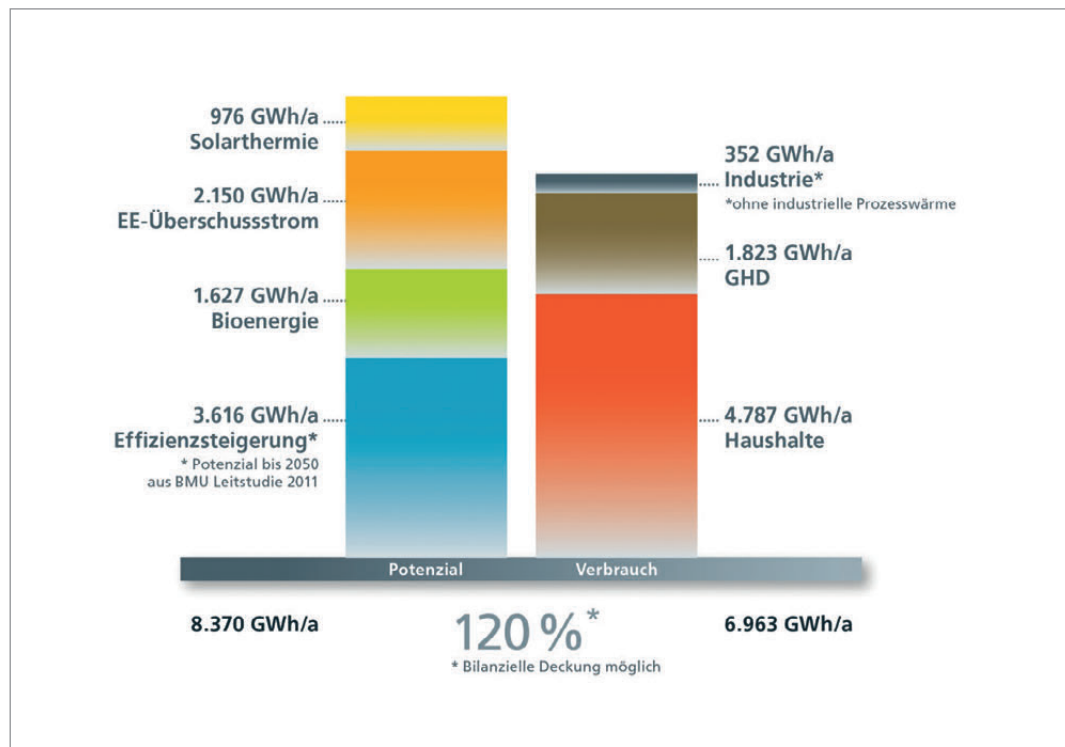
Für die Bestandsanalyse des Wärmemarktes in der SUN-Region wurde aufbauend auf kreisscharfen Daten zu Wärmeerzeugern die erzeugte Jahresmenge ermittelt und diese mit skalierten Daten von Bundes- und Landesstatistiken verglichen. In der Region besteht ein Wärmebedarf von rund 7.000 GWh im Jahr 2011 (ohne die Einbeziehung industrieller Prozesswärme). Der Anteil von EE an der Wärmeversorgung beträgt ca. 10 %, wovon Biomasse mit rund 9,2 % den größten Beitrag liefert.

Für die Ermittlung der Potenziale zur regenerativen Wärmeerzeugung wurde zunächst die mögliche Effizienzsteigerung bestimmt. Grundlage hierfür bilden die Annahmen in der BMU Leitstudie 2011 [5], nach denen bis 2050 eine Absenkung des bundesweiten Endenergieverbrauchs für die Wärmeerzeugung um ca. 45 % bezogen auf 2011 realisierbar ist. Insbesondere in der Raumwärmebereitstellung liegen durch Maßnahmen wie der energetischen Sanierung im Bestand oder dem Einsatz von Fern- und Nahwärme aus Kraft-Wärme-Kopplung und Wärmepumpen erhebliche Effizienz- und Einsparungspotenziale. Zudem wurde die potenzielle Wärmeerzeugung aus Solarthermie, Bioenergie und EE-Überschussstrom ermittelt. Letzterer ergibt sich aus dem Szenario der Strommarkt-Studie (EEmax), in dem alle potenziellen Flächen zur EE-Stromerzeugung genutzt werden, abzüglich des Strombedarfs. Für die SUN-Region ergibt sich demnach ein jährliches Wärmeerzeugungspotenzial von ca. 120 % – ohne Berücksichtigung des industriellen Prozesswärmebedarfs (s. *Abbildung 3*).

Um zukünftige Entwicklungsmöglichkeiten der regionalen Wärmeversorgung aufzuzeigen, wurden drei Szenarien mit unterschiedlichen Annahmen zum EE-Ausbau definiert:

1. Business-as-usual-Szenario
 - Aktuelle Markttrends, technologische Entwicklungen und Modernisierungsraten für Heizsysteme werden für die zukünftige Entwicklung fortgeschrieben.

Abbildung 3
Wärmpotenziale
 decken Wärmebedarfe
 im SUN-Gebiet



- 3% p. a. Modernisierungsrate der Wärmeerzeuger.
 - Wärmebedarf sinkt um 21%.
2. Beschleunigter EE-Ausbau (EEmax-Szenario)
 - Beschleunigte Modernisierung der Heiztechnologien (5% p. a.).
 - Anteil regenerativer Energieträger an Neuinstallationen im Vergleich zum Business-as-usual-Szenario wird verdoppelt.
 - Wärmebedarf sinkt um 21%.
 3. Maximaler Ausbau von Wärmepumpen (WPmax-Szenario)
 - Deckung des Wärmebedarfs ausschließlich über Wärmepumpen unter der Annahme, dass zu einem unbestimmten Zeitpunkt der gesamte Gebäudebestand wärmedämmung ist (Wärmebedarf sinkt um ca. 50%).
 - Kopplung mit Stromerzeugung aus EEmax-Szenario aus der Teilstudie Strommarkt (alle Potenziale zur Stromerzeugung aus EE werden genutzt).

Die drei Szenarien wurden anschließend hinsichtlich ihrer EE-Anteile an der Wärmeversorgung und Auswirkungen auf den Strom- und Wärmemarkt analysiert und verglichen:

Im Business-as-usual-Szenario wird im Szenarijahren 2025 lediglich ein EE-Anteil von ca. 17% erreicht. Bei beschleunigtem EE-Ausbau kann der EE-Anteil auf ca. 28% erhöht werden.

Die Rückwirkung auf den Stromsektor wird im WPmax-Szenario aufbauend auf einer Zeitreihenanalyse untersucht. Hierzu wird eine wetterabhängige Zeitreihe generiert, die beschreibt, welche elektrische Leistung zu welcher Zeit für den Betrieb der Wärmepumpen und damit zur Wärmelastdeckung benötigt wird. Dieser Datensatz wird der Zeitreihe des Stromüberschusses aus dem EEmax-Szenario der Strommarkt-Studie gegenübergestellt.

Die Analyse ergibt, dass sich die Wärmeversorgung in diesem Szenario in die Bestandteile Umweltwärme (63%), regenerativ erzeugter Strom (14%) und konventionell erzeugter Strom (23%) aufteilt. Somit stammen zwar etwa 77% der Energie, die über Wärmepumpen erzeugt wird, aus regenerativen Quellen (Umweltwärme + EE-Strom), der verbleibende Anteil muss über regelbare, konventionelle Kraftwerke gedeckt werden.

Zusätzlich ergibt sich eine deutlich höhere Spitzenlast, da die Gebäude auch an sonnen- und windarmen, sehr kalten Tagen im Winter beheizt werden, so dass sich die maximale Stromlücke in der SUN-Region auf ca. 1000 MW_{el} verdoppelt. Umgekehrt besteht an sonnen- und windreichen, etwas wärmeren Tagen nicht notwendigerweise Heizbedarf. Die maximalen Stromüberschüsse durch fluktuierende Energien verringern sich nach der Simulation um ca. 6%. Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass der Wärmebedarf in Nordhessen aus dezentralen erneuerbaren Energien gedeckt werden kann (bis zu

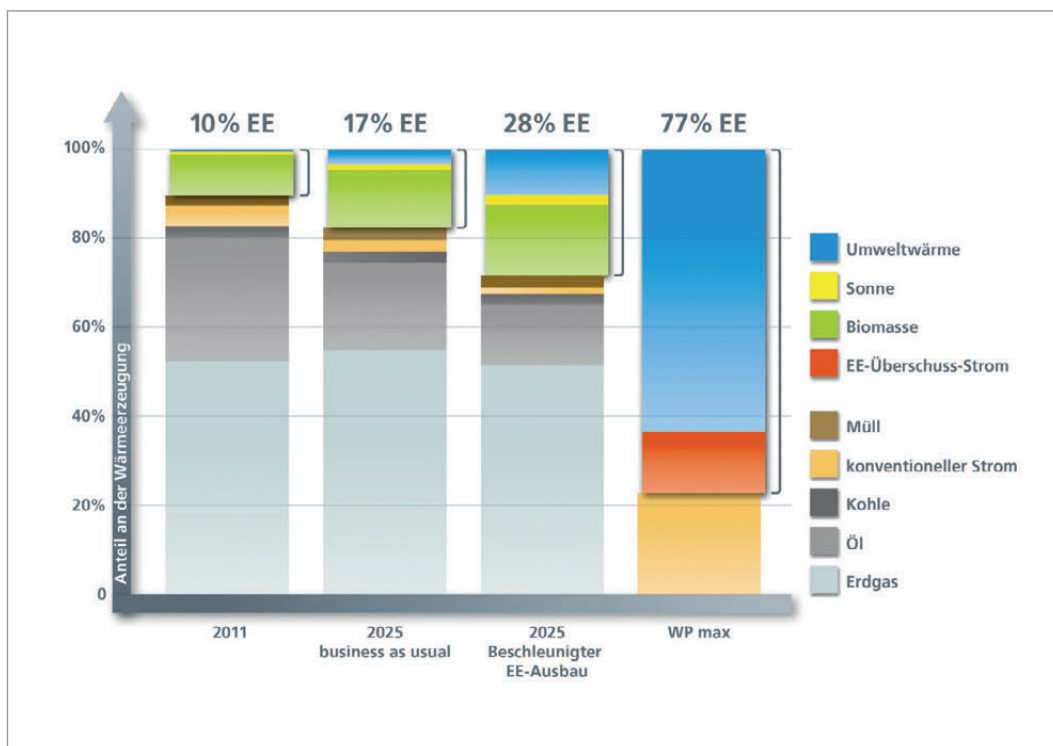


Abbildung 4

Szenarienvergleich

120%), wobei ein zentraler Baustein die Energieeinsparung ist.

Bei einer Fortschreibung der aktuellen Heizungsaustauschraten und der dabei bevorzugten Technologien würde eine zügige Transformation zu einer überwiegend erneuerbaren Energieversorgung nicht gelingen, da sowohl im Business-as-usual-Szenario als auch bei beschleunigtem EE-Ausbau die SUN-Region nur geringe EE-Anteile erreicht. Selbst bei einem maximalen Ausbau von Wind und Photovoltaik, würde nicht der gesamte Strom für Wärmepumpen regenerativ erzeugt (s. *Abbildung 4*).

Fazit und Ausblick

Die Verknüpfung von Strom und Wärme leistet zwar einen Beitrag zur Transformation des Energiesystems, sie erhöht aber auch die Komplexität der Aufgabe. Zudem konnte gezeigt werden, dass die Beschränkung auf eine Technologie zur Wärmeversorgung wie der Wärmepumpe aufgrund der negativen Auswirkungen auf den Stromsektor (wie der Erhöhung der Spitzenlast) nicht sinnvoll ist.

Die regionale Energiewende wird weiter Thema in Nordhessen sein. So sollen Anforderungen aus der Kopplung von Strom- und Wärmemarkt an die Wärmeversorgung und die sich daraus ergebende Frage nach einem sinnvollen Technologiemix untersucht werden. Außerdem wird im nächsten Schritt zusätz-

lich zum regionalen Strom- und Wärmemarkt auch die Energieversorgung des Verkehrsmarktes untersucht.

Quellen

- [1] Energiekonzept 2050. für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Berlin 2010.
- [2] Friedrich, M., Becker, D., Grondey, A., Laszkowski, F., Erhorn, H., Erhorn-Kluttig, H., Hauser, G., Sager, C., Weber, H.: CO2 Gebäudereport 2007. Berlin 2007.
- [3] Wege in die moderne Energiewirtschaft. Ausbauprognose der Erneuerbare-Energien-Branche Teil 2: Wärmeversorgung 2020. Berlin 2009.
- [4] Energetische Modernisierung von Ein- und Mehrfamilienhäusern. Einsatz eines Wärmeübergabesystems in Verbindung mit einer Wärmepumpe. Köln 2011.
- [5] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Leitstudie 2011 – Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. März 2012.

Energieeffiziente Gebäude im Strom-Wärme-System



Fraunhofer IBP
Dr. Dietrich Schmidt
dietrich.schmidt@ibp.fraunhofer.de

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

Fraunhofer IWES
Dr. Norbert Henze
norbert.henze@iwes.fraunhofer.de

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

Der Verbrauchssektor Gebäude ist mit seinem Endenergieverbrauch von über einem Drittel des gesamten Endenergieverbrauchs Deutschlands einer der Hauptenergieverbraucher und muss somit vermehrt in den Fokus der Diskussion gestellt werden. Gebäude sind ein zentrales Handlungsfeld für den Umbau des Energiesystems und zur Realisierung einer nachhaltigen und auf erneuerbaren Quellen basierenden Energieversorgung.

Gut ein Drittel unseres gesamten Endenergieverbrauchs verursachen wir durch die Beheizung von Räumen und die Bereitstellung von Trinkwarmwasser in Gebäuden. Während wir heute noch meist fossile Brennstoffe (Öl, Gas, etc.) dafür einsetzen, ist zu erwarten, dass in Zukunft vermehrt Strom (vorzugweise für Wärmepumpen) dafür zum Einsatz kommt.

Gebäude sind aber auch Teil der Lösung: Sie bieten durch ihre Speichermasse und teilweise schon vorhandene Warmwasserspeicher die Möglichkeit der zeitlichen Entkopplung von Stromeinsatz und Wärmenutzung. Zusätzlich werden Gebäude sowohl durch Photovoltaikanlagen und KWK (positive Regenergie) als auch durch Wärmepumpen (negative Regenergie) Spieler im flexiblen Strommarkt.

Klimawandel und Ressourcenknappheit erfordern eine Transformation der Energieversorgung. Die Bundesregierung strebt in ihrem Energiekonzept einen Anteil von 60 % erneuerbarer Energien (EE) am Bruttoendenergieverbrauch für das Jahr 2050 an. Dabei wird bereits heute deutlich, dass der dynamisch wachsende regenerative Strombereich – insbesondere Wind- und Solarenergie – tragende Säulen der Energieversorgung bilden werden. Der Vorteil dieser Ressourcen liegt in ihrem großen nachhaltigen Potenzial. Ihre größte Herausforderung liegt in der Beherrschung der fluktuierenden Einspeisecharakteristik. Während diese Fluktuationen heute noch von einem flexiblen Kraftwerkspark und zukünftig auch durch großräumigen Stromtransport teilweise ausgeglichen werden können, sind tendenziell immer häufiger Situationen mit regenerativen Überschüssen zu erwarten. Zudem müssen auch Situationen mit geringer EE-Einspeisung aus Wind- und Solarenergie überbrückt werden. Daraus ergibt sich die Fragestellung, wie fluktuierende Energiequellen unter hohen Synergien wirtschaftlich genutzt und Angebotslücken überbrückt werden können.

Da Strom (100 %-Exergie) zunehmend zur Primärenergiequelle wird und auch Teile des Bedarfs im Sektor Wärme/Kälte decken wird, ergeben sich neue Verbindungen und Abhängigkeiten zwischen den Energiesektoren.

So können elektrisch angetriebene Wärmepumpen und Klimatisierung zum Lastmanagement (DSM) eingesetzt werden. Neben der Möglichkeit des Ausgleichs der Fluktuationen kann damit auch zusätzlich die Effizienz des Gesamtsystems deutlich gesteigert werden.

Durch die Nutzung von EE-Strom im Wärmesektor ergeben sich auch Rückwirkungen auf den Stromsektor selbst. Einerseits kann durch die Nutzung der Lastmanagementoption die Integration der fluktuierenden EE verbessert werden. Andererseits steigt durch den zusätzlichen Verbrauch auch der Bedarf an Reservekraftwerken. So kann beispielsweise der Zubau von Wärmepumpen dazu führen, dass zukünftig der kälteste Tag auch zur Jahreshöchstlast des Stromverbrauchs führt.

Gebäude im Strom-Wärme-System

Im Wärmebereich müssen die Potenziale von Einsparmaßnahmen durch Wärmedämmung der wirtschaftlichen Bereitstellung regenerativ erzeugter Wärme gegenübergestellt werden. Im Neubaubereich werden Gebäude mit sehr geringem oder ohne Heizwärmebedarf schon seit längerem auch wirtschaftlich realisiert. Allerdings liegt die Neubauquote in Deutschland bei weniger als 1 %. Die energetische Sanierung von Bestandsgebäuden ist dagegen mit hohen Investitionen verbunden, die über die eingesparten Heizkosten allein in vielen Fällen nicht ausschließlich wirtschaftlich dargestellt werden können.

Mit Blick auf eine regenerative Energieversorgung gilt es zunächst zu bestimmen, welcher Wärmebedarf regenerativ gedeckt werden kann, wie groß der Sanierungsbedarf insgesamt ist. Danach müssen Förderinstrumente entwickelt werden, die die nötigen Sanierungen wirtschaftlich werden lassen.

Die Reichweite des regenerativ erzeugten Stroms wird in Zukunft dadurch gesteigert werden, dass sowohl stromnutzende Heizungen (Wärmepumpen) als auch stromerzeugende Heiztechnologien (KWK) zunehmend „stromgeführt“ betrieben werden. Sie stellen dann Heizwärme in Abhängigkeit vom Stroman-

gebot zur Verfügung und speichern die erzeugte Wärme in der Gebäudemasse und Warmwasserspeichern, bis sie benötigt wird. Für Wärmepumpen muss dabei das Lastmanagementpotenzial genauer quantifiziert werden.

Erste Berechnungen für den Betrieb von KWK-Anlagen im Rahmen der BMU Leitstudie 2010 haben gezeigt, dass die Stromführung vor allem zum Ausgleich von Fluktuationen im Tagesbereich geeignet ist. Bei deutlich stärkeren Einflüssen eines fluktuierenden EE-Stromangebots und damit auch länger andauernden Phasen überschüssiger EE-Einspeisung muss die Systemkonformität der KWK in Hinblick auf Speicherkosten, Speicherverluste und Effizienz überprüft werden. Durch die Verbindung der Klimatisierung mit der Nutzung von Kältespeichern ergeben sich sehr wichtige Synergien für das Gesamtsystem, da dadurch die heute wie zukünftig hohen Leistungsspitzen der Photovoltaik integriert werden können.

Schließlich sind auch die Wechselwirkungen und Konkurrenz mit nicht-elektrischen erneuerbaren Energiequellen im Wärmebereich zu beachten. Dies betrifft die Felder der Solarthermie, Geothermie und Biomasse. Dabei ist das Einsatzpotenzial der Solarthermie zur Deckung der Raumheizung auch an möglichen Sanierungsstandards im Gebäudebestand zu spiegeln. Eine generelle Neubewertung der Effizienz von Heiztechnologien – differenziert nach den Versorgungsstrukturen Fernwärme, Nahwärme und Objektversorgung – ist hierfür notwendig und angebracht.

Generell stehen folgende technologische Möglichkeiten des Lastmanagement durch eine Verknüpfung des Strom- und Wärmesektors zur Verfügung:

- Nutzung von Wärmepumpen in Haushalten, Gewerbe und Dienstleistungsbereich, sowie in der Industrie für Raumwärme und ggf. zur Erzeugung von Niedertemperaturprozesswärme.
- Deckung des Strombedarfs von Kompressionskältemaschinen zur Gebäudekühlung durch Photovoltaikanlagen (Eigenstromnutzung) (siehe unten).
- Nutzung bestehender Trinkwarmwasserspeicher und Bereitstellung sogenannter negativer Regelleistung durch kostengünstige elektrisch betriebene Heizstäbe und durch eine effiziente Trinkwarmwasserbereitung mittels Wärmepumpen.
- Nutzung neuer und bestehender Heizungspufferspeicher, ggf. in einem bivalenten Betrieb kombiniert mit steuerbaren elektrisch betriebenen Heizstäben oder Biomasse/Biogas betriebenen Heizkesseln.
- Nutzung stromgeführter KWK-Anlagen in schwer zu sanierenden Wohngebäuden oder in Gewerbe-/Industrieanlagen.

Durch den Umbau von ca. 16,7 Mio. umrüstbarer Heizungsanlagen in Deutschland könnte, bei einer elektrischen Anschlussleitung von jeweils 6 kW pro Anlage, eine negative Regelleistung von insgesamt 100 GW aufgebracht werden. Weiterhin kann man von einer Größenordnung von Ausfallzeiten, also von

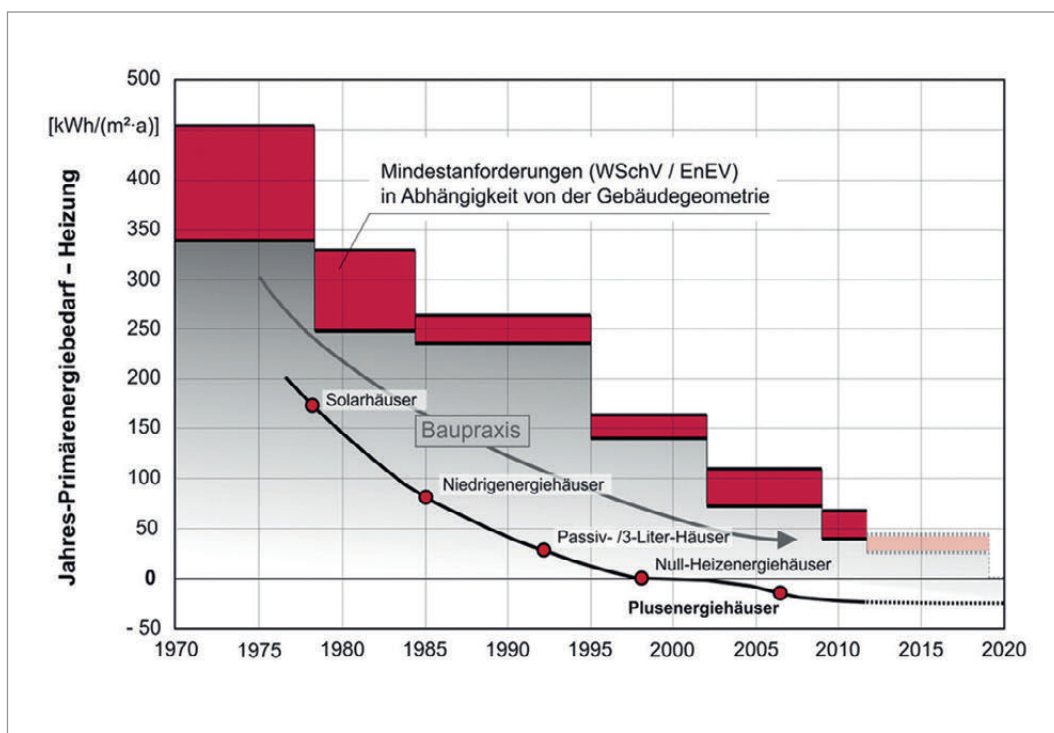


Abbildung 1
Entwicklung des energieeffizienten Bauens

Zeiten, zu denen Stromerzeugungsanlagen abgeregelt werden müssen, im Jahre 2050 von ca. 1200 h/a ausgehen. In diesem Fall könnten umgerüstete Heizungsanlagen eine Erzeugung von ca. 120 TWh/a aufnehmen und damit einen Verbrauch in ähnlicher Größe vermeiden. Wenn man nur die Ausfallzeiten des Jahres 2010 betrachtet, so würde eine Umrüstung von ca. 270.000 Heizungsanlagen (was ca. 3,4 % des Gesamtstandes ausmacht) ausreichen, um diese vermiedene Erzeugung aufzunehmen.

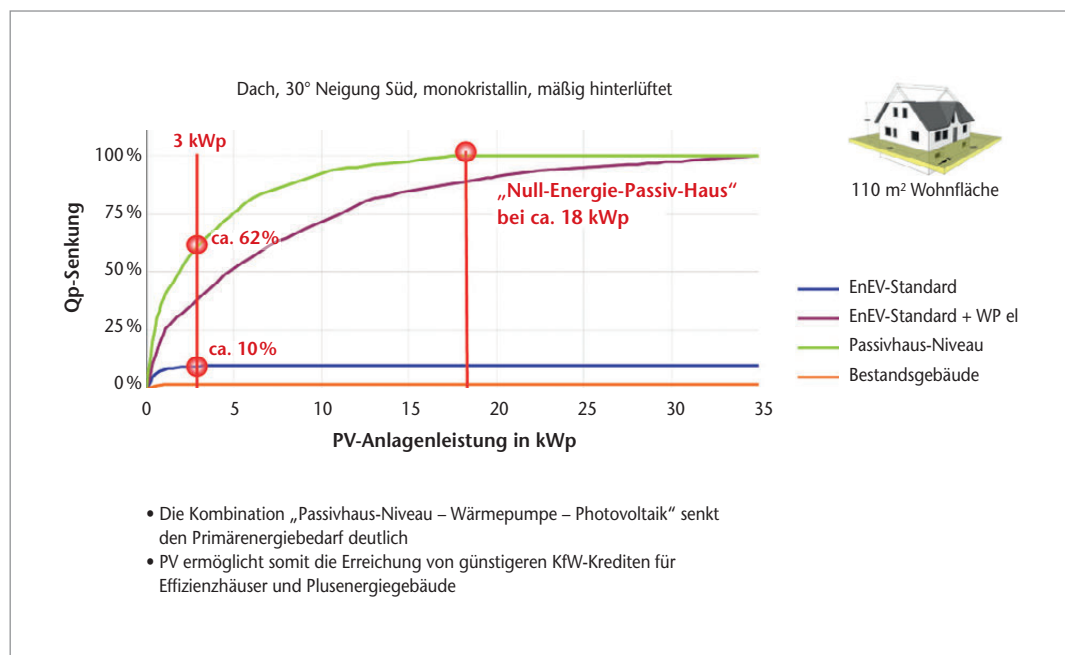
Möglichkeiten des Lastmanagements in Gebäuden durch innovative Kühlkonzepte

In den Sommermonaten steigt der Bedarf zur Gebäudekühlung und Komfortkälteerzeugung in modernen Bürogebäuden naturgemäß an. An sehr sonnigen Tagen, an denen der Gebäudekühlungsbedarf hoch ist, haben auch Photovoltaik-Anlagen ihren höchsten Ertrag. Somit liegt es nahe, eine elektrisch betriebene Kälteerzeugung direkt mit einer Photovoltaik-Anlage zu koppeln. Leider fällt die maximale Erzeugungsleistung der PV-Anlagen auf die Mittagszeit, während die Kälteerzeugung erst einige Stunden später, in den frühen Nachmittagsstunden, ihre maximale Leistung abgeben muss. Um diese beiden Systeme zeitlich besser aufeinander abzustimmen, die Eigenstromstromnutzung zu optimieren und die Belastung des Stromnetzes zu minimieren, kann es sinnvoll sein, Gebäude während der Mittagszeit vorzukühlen. Dazu wird die Solltemperatur für die Kühlung in dieser Zeit von 24 °C auf ca. 22 °C gesetzt. Dadurch kann die Kühllast um gut 3h in die Mittagzeit verlagert wer-

den, was erlaubt, die Kältemaschine somit effizient mit dem selbst über die PV-Anlage erzeugten Strom zu betreiben.

Eine andere Möglichkeit der Realisierung von innovativen Kühlkonzepten wird am Neubau des Energy Efficiency Centers (EEC) in Würzburg demonstriert. Dort wird das sogenannte Passive Infrared Night Cooling-System (PINC) verwendet. Das EEC verfügt über zwei je 100m³ große Löschwassertanks, die als thermische Energiespeicher genutzt werden und über Wärmetauscher mit dem Kühlsystem des Gebäudes verbunden sind. Ein Tank ist an eine gewöhnliche Kälteerzeugung angeschlossen, der andere an das PINC-System. Dieses hoch effiziente System arbeitet seit 2000 im EEC Würzburg, wo es für die Gerätekühlung in den Laboren und Raumkühlung in den Büros eingesetzt wird. Für die Rückkühlung wird das Wasser aus dem Tank auf einem bestimmten Bereich des Daches verrieselt und läuft in einem offenen System über die Dachfläche ab, wobei es seine Wärme über die Abstrahlung an den kühlen Nachthimmel, über Konvektion und Verdunstung abgibt und bis nahe der Gefriertemperatur abkühlt werden kann. Somit wird für die Kälteerzeugung in diesem System nur der Pumpenstrom aufgewendet; ein COP (Coefficient of Performance = Leistungszahl der Kälteanlage) von größer 20 kann erwartet werden [1].

Abbildung 2
Primärenergiebedarfsenkung
beim Einfamilienhaus
in Abhängigkeit von der
PV-Anlagenleistung



Möglichkeiten der Stromerzeugung vor Ort

Eine Möglichkeit der lokalen Stromerzeugung stellt die Nutzung von Photovoltaik-Anlagen an Gebäuden dar. Seit der Novellierung der Energieeinsparverordnung (EnEV) 2009 kann Strom aus gebäudenahen Photovoltaik-Anlagen (PV) bei Nutzung des Eigenverbrauchstarifs angerechnet werden und trägt somit zu einer Senkung des rechnerisch ermittelten Primärenergiebedarfs bei. Dies ermöglicht Spielräume bei der Gebäudeplanung und der Auslegung der jeweiligen Anlagentechnik. Der Einfluss der Photovoltaik-Anlagen auf den Primärenergiebedarf hängt dabei einerseits vom PV-Ertrag ab, andererseits von der Höhe des monatlich bilanzierten Strombedarfs eines Gebäudes. Hierbei handelt es sich um eine rein rechnerische Größe, die lediglich die elektrische (Hilfs-) Energie für Heizung, Warmwasser, Kühlung und Lüftung erfasst. Bei Nichtwohngebäuden kommt der Strombedarf für die Beleuchtung hinzu. Um Größenordnungen der erreichbaren Primärenergiebedarfs-Senkung zu ermitteln, wurde dies an Beispielen exemplarisch untersucht. Ziel der Untersuchung war es, Grenzbereiche der Primärenergie-Senkung zu ermitteln, die durch PV-Anlagen erreichbar sind. Exemplarisch sind die Ergebnisse für ein Einfamilienhaus in der folgenden *Abbildung 2* dargestellt [2].

Gebäude im zukünftigen Energiesystem

Wie oben beschrieben, werden wir zukünftig in und an Gebäuden elektrische Energie erzeugen. Dies kann durch Photovoltaik-Anlagen oder ggf. auch durch die Nutzung von KWK-Anlagen geschehen. Gebäude sind somit in Zukunft nicht nur Energieverbraucher, sondern auch verstärkt Energieerzeuger.

Weiterhin können Gebäude als Energiespeicher dienen. Dies wird erreicht durch die Nutzung von vorhandenen oder ggf. zubaubaren Pufferspeichern.

Darüber hinaus kann auch die Baukonstruktion an sich als Speicher fungieren. Nimmt man allein den deutschen Wohnbaubestand, so könnte man ca. 1,09 TWh/K Raumtemperaturveränderung im Gebäudebestand speichern, dies sind 1090 GWh pro ein Grad C bewusster Veränderung der Raumtemperatur. Damit werden Gebäude langfristig sowohl als Energieproduzenten und Energiespeicher fungieren und somit Akteure im flexiblen Strommarkt sein.

Fazit

Gebäude stellen mit ihrem großen Bedarf an Raumwärme auch zukünftig einen der größten Verbrauchssektoren dar. Durch die lokale Stromerzeugung an und in Gebäuden werden diese, zusammen mit der Nutzung ihrer Speichermassen, zu aktiven Akteuren im flexiblen Strommarkt werden, wofür etliche Technologien zur Verknüpfung des Strom- und des Wärmesektors zur Verfügung stehen. Für die Zukunft gilt es weiterhin an der Integration aller Teilsysteme zu arbeiten und entsprechende Steuer- und Regelkonzepte zu entwickeln.

Literatur

- [1] Rampp, T.; Ebert, H.-P. (2013): The Energy Efficiency Center: Smart Building/Lightweight Construction with Smart Technology. SB 13 Munich Konferenz, München.
- [2] Roos, M.; Boyanov, N.; Maas, A. (2012): Einfluss gebäudeintegrierter Photovoltaik auf den Primärenergiebedarf von Gebäuden nach der EnEV 2009. IWES Anwenderforum, Kassel.

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.

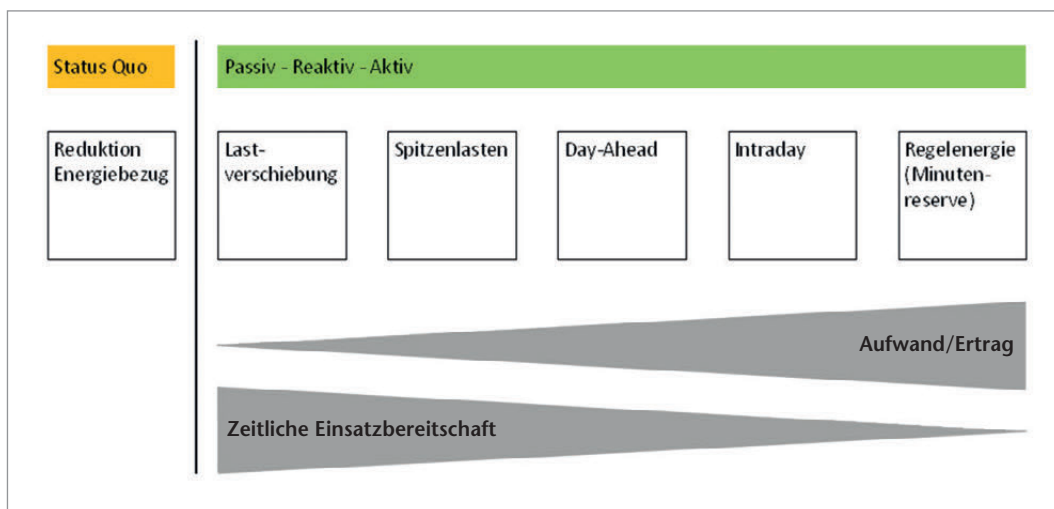


Abbildung 1
Lastmanagementstrategien

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

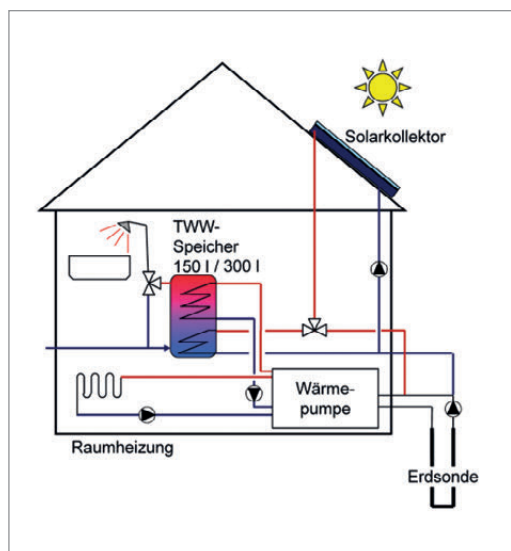
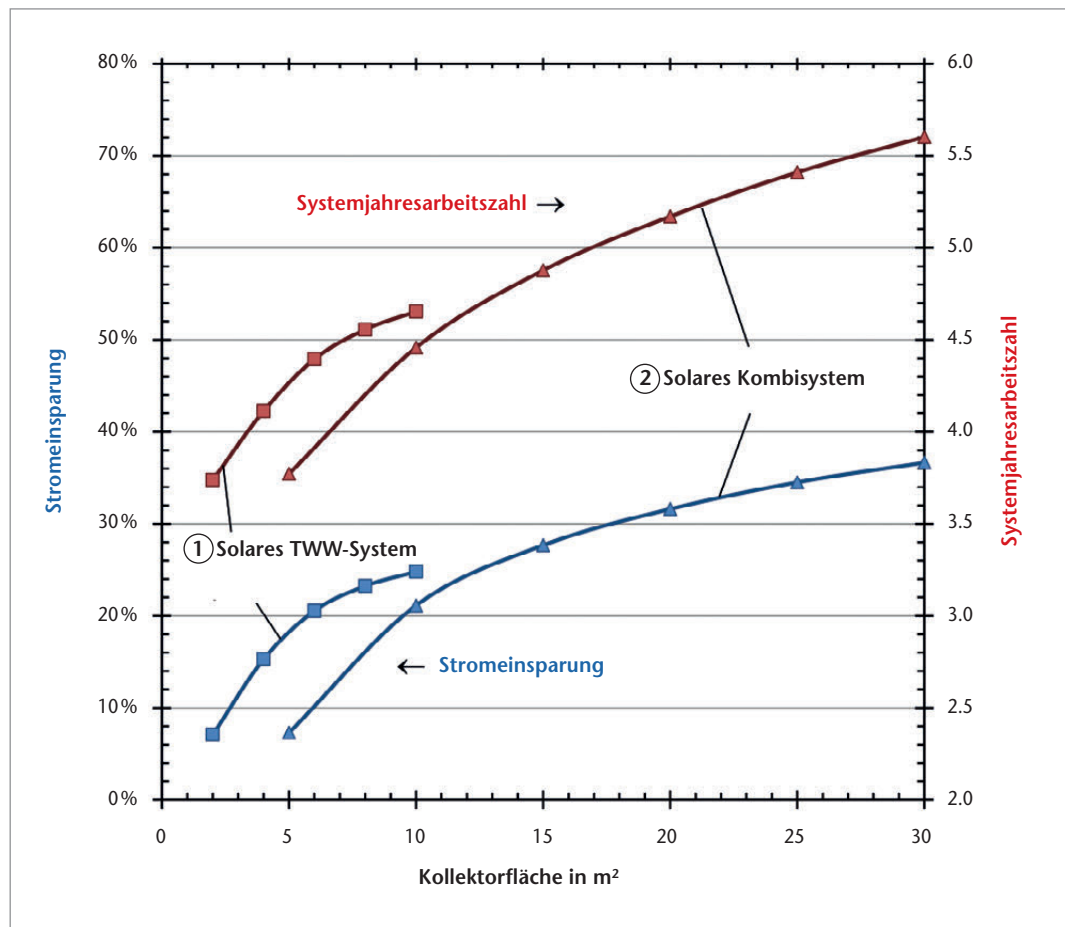


Abbildung 2
Anlagenschema für System mit Erdsondengekoppelter Wärmepumpe und Solarkollektoren

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 Einsparungen 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 Sonden­temperatur 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 Außentemperatur­Abhängigkeit 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 erhit­zt 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-

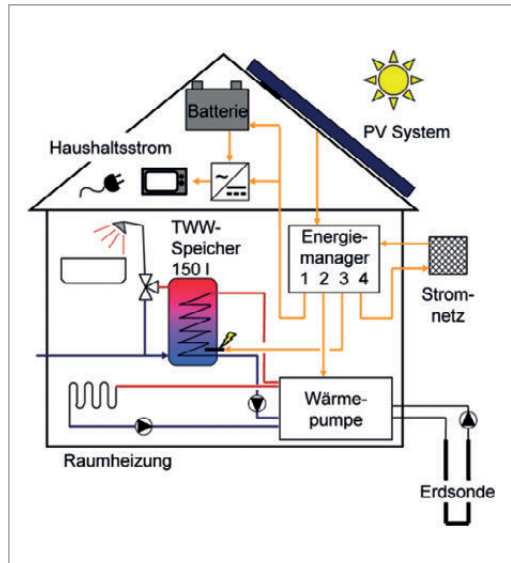


Abbildung 4
Anlagenschema des PV-Wärmepumpensystems

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

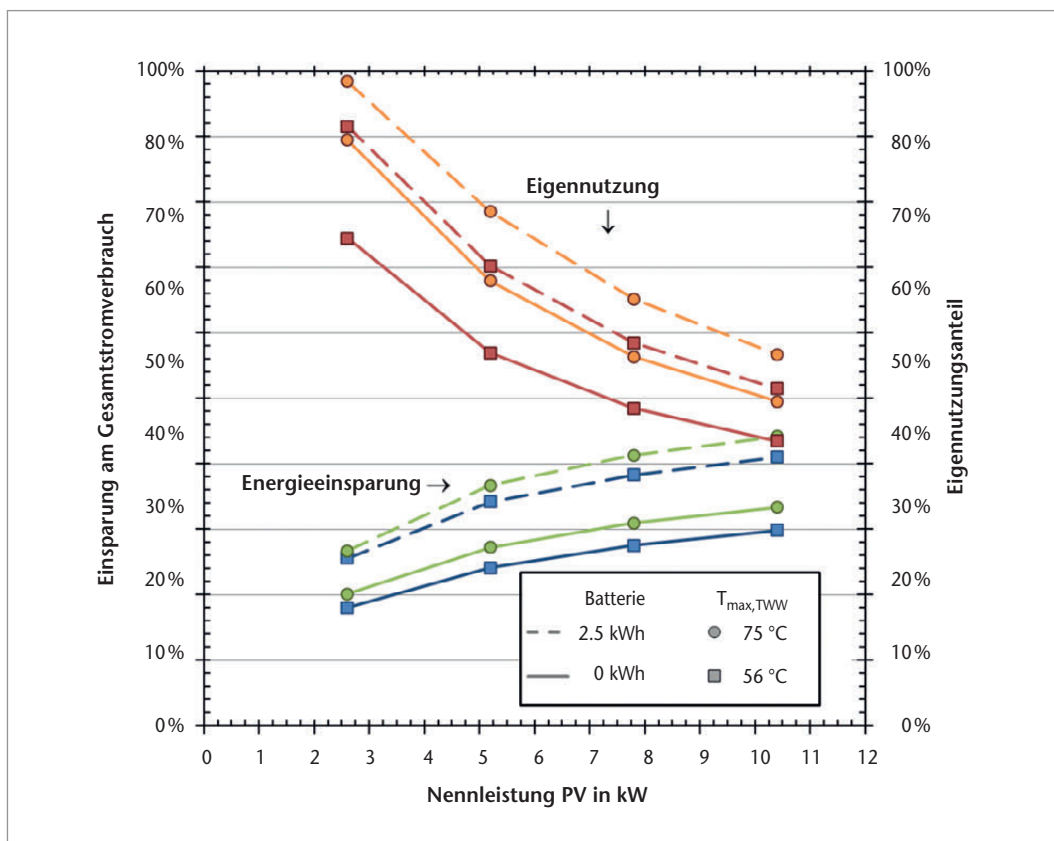


Abbildung 5
Anteilige Stromeinsparung und Eigennutzungsanteil über der PV-Leistung

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.

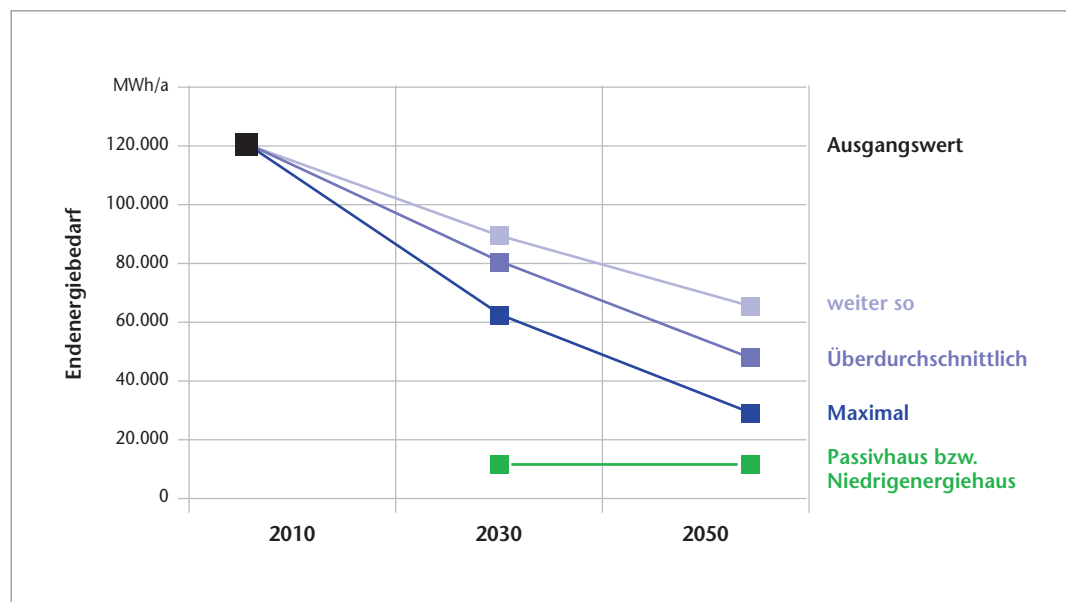
- Im Szenario „Maximale Anstrengung“ wurden die jährlichen Sanierungsraten sowie die Qualitäten der Sanierungsmaßnahmen bei einer Durchdringung von 60 % Wärmepumpen außerhalb des Erdgasnetzes bis 2050 noch einmal deutlich erhöht. Allen Annahmen liegen hierbei heutzutage technisch mögliche Maßnahmen zugrunde,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