SOLARE ENERGIE-VERSORGUNG AUF DEM PRÜFSTAND

Aus dem Wettstreit erneuerbarer Energiesysteme sind Solarthermie und Photovoltaik als Sieger hervorgegangen. Aber wie ist es um die Wirtschaftlichkeit und die CO_2-Einsparung der beiden Marktführer bei der dezentralen Energieversorgung von Wohngebäuden bestellt? Das war die Leitfrage der vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) geförderten Studie „future:solar – Systemanalyse zur solaren Energieversorgung" (FKZ 0325990A), die das Institut für Gebäude- und Solartechnik (IGS) der Technischen Universität Braunschweig durchführte.

Die auf umfassenden Systemsimulationen basierende Untersuchung sollte das ökonomische Potenzial von solaren Energieversorgungsvarianten für Ein- und Mehrfamilienhäuser bzw. Stadtquartiere, in den Varianten „Neubau" und „Bestandssanierung", bei einem regenerativ erzeugten Energieanteil von 50 bzw. 100 % des Gesamtenergiebedarfs in der Jahresbilanz vergleichend analysieren. Den Effizienzhaus-Plus-Kriterien des BMVBS (seit 2014 BMUB) zufolge bezieht sich der geforderte Deckungsgrad (50 bzw. 100 %) auf den Primär- und Endenergiebedarf. Die 100 %-Variante entspricht dem „Nearly-zero energy building", das die EU-Gebäuderichtlinie (EPBD, European Performance of Buildings Directive 2010/31/EU) für 2020 in Europa vorsieht. Angesichts des steigenden Bedarfs von Nutzer- bzw. Haushaltsstrom geht dieser ebenfalls in die Bilanz ein, deshalb müssen alle betrachteten Versorgungsvarianten mit einer Photovoltaikanlage ausgestattet sein.

Gebäudetypologie

Statistische Erhebungen und Bestandsdatenbanken liefern das Material, aus dem sich die Gestaltung und die bauphysikalische Beschaffenheit eines typischen Ein- und Mehrfamilienhauses im Neubau und Bestand ableiten lassen (Bild 1). Die Mustergebäude konnten anschließend in einem 3-D-Simulationsmodell dargestellt werden. Analog hat man zwei repräsentative Stadtquartiere modelliert.

Systemvarianten

Aus den verfügbaren, auf ihre Eignung geprüften Technikkomponenten wurden sechs Versorgungsvarianten zusammengestellt, dimensioniert und anschließend einer vergleichenden Analyse unterzogen. Berücksichtigung fanden ausschließlich marktnahe Systeme, keine experimentellen Lösungen und Prototypen:

Variante 1: Gasbrennwertkessel, Solarthermie (ST) und Photovoltaik (PV)
Variante 2: Wärmepumpe (WP) und PV
Variante 3: Erdgas-BHKW und PV
Variante 4: Holzpelletkessel, ST und PV
Variante 5: Elektrischer Heizstab, ST und PV
Variante 6: Fernwärme und PV

	Einfamilienhaus		Mehrfamilienhaus	
Neubau	140 m² Wohnfläche 149 m² NGF 1 Wohneinheit 4 Personen		613 m² Wohnfläche 631 m² NGF 8 Wohneinheiten 17 Personen	
Bestandssanierung	140 m² Wohnfläche 149 m² NGF 1 Wohneinheit 4 Personen		416 m² Wohnfläche 429 m² NGF 6 Wohneinheiten 12 Personen	

Bild 1: Gebäudetypologie Einfamilienhaus und Mehrfamilienhaus

Neubau	50 % erneuerbar				100 % erneuerbar			
	EFH		MFH		EFH		MFH	
Systemvariante	V1	V2	V1	V2	V1	V2	V1	V2
Kollektorfläche [m²]	12	-	40	-	40	-	151	-
Wassersp.-Vol. [m³]	0,850	-	3,3	-	10	-	37,5	-
Leistung WP [kWth]	-	6	-	23	-	6	-	23
Erdsonden [m]	-	110	-	430	-	110	-	400
PV-Leistung [kWp]	3,2	3	18,3	16	6	6	34	32

Tabelle 1: Gegenüberstellung der Anlagenparameter im Neubau

Dem Schwerpunkt der Studie entsprechend stehen hier Variante 1 (Gaskessel, ST, PV) und Variante 2 (WP, PV) im Mittelpunkt, auch weil es sich dabei um zwei etablierte Systeme der Branche handelt (Tabelle 1). Eingehender betrachtet werden im Anschluss die Mehrfamilienhäuser.

Für einen solaren Deckungsanteil von 50 bzw. 100 % werden bei Systemvariante 1 (V1) die thermische Kollektorfläche, das Wasserspeichervolumen und die Peak-Leistung der PV-Anlage zunächst überschlägig ausgelegt und mittels Simulation iterativ dimensioniert. Für das Ziel einer 100 %-Deckung im Mehrfamilienhaus werden eine 151 m² große Kollektorfläche und ein 37,5 m³-Wasserspeicher („Sonnenhaus-Konzept") sowie eine PV-Anlage (34 kWp) kombiniert (Bild 2).

Systemvariante 2 (V2) setzt sich aus einer elektrischen Wärmepumpenanlage mit Erdwärmesonden und einer PV-Anlage (32 kWp) zusammen (Bild 3). Die Wärmeübergabe an den Raum erfolgt im Neubau durch eine Fußbodenheizung mit niedrigen Vorlauftemperaturen (35 °C bei –12 °C Außentemperatur).

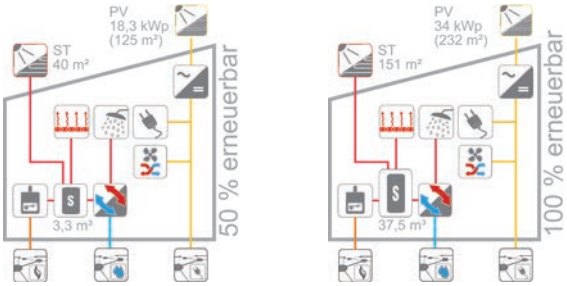

Bild 2: Vereinfachtes Versorgungsschema Variante 1 im Mehrfamilienhaus (Neubau)

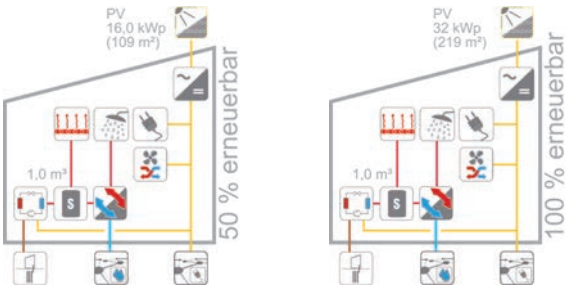

Bild 3: Vereinfachtes Versorgungsschema Variante 2 im Mehrfamilienhaus (Neubau)

Energiebilanz

Bei Variante 1 stellt die thermische Solaranlage 27 % (im Szenario 50 % EE) bzw. 68 % (100 % EE) des Wärmebedarfs für Heizung und Trinkwasser bereit. Den verbleibenden Wärmebedarf gleicht der Gaskessel aus. Der Anteil des selbst genutzten Stroms der PV-Anlage beträgt 36 % (50 % EE) bzw. 23 % (100 % EE). 59 bis 73 % des Solarstroms müssen in das öffentliche Versorgungsnetz eingespeist werden.

Bei dem in Systemvariante 2 simulierten „Nur-Strom-Konzept" versorgt die elektrische Wärmepumpenanlage das Mehrfamilienhaus zu 100 % mit Wärme. Dadurch erhöhen sich der Gesamtstrombedarf und folglich auch der Eigennutzungsanteil des Solarstroms, er liegt bei 49 % (50 % EE) bzw. 31 % (100 % EE). Zwischen 50 und 65 % gehen ins Versorgungsnetz (Bild 4 und 5).

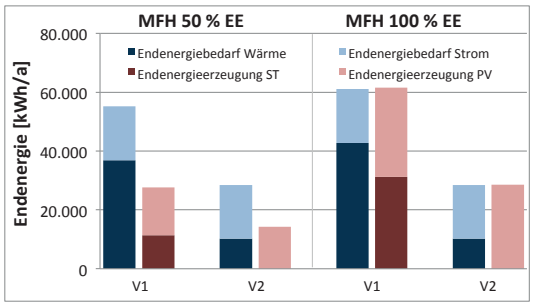

Bild 4: Jahresbilanz Endenergie beim Mehrfamilienhaus (Neubau; 50 und 100 %)

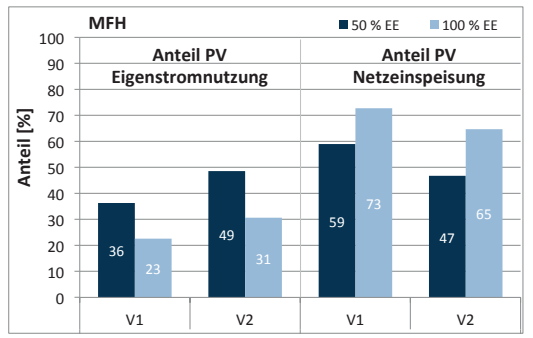

Bild 5: Anteile von Eigenstromnutzung und Netzeinspeisung der PV-Anlagen beim Mehrfamilienhaus (50 und 100 %)

Eine regenerative Versorgung von 100 % in der Jahresbilanz bedeutet noch keine Volldeckung, wie die monatliche Bilanzierung beweist. Beide Varianten speisen im Sommer ca. 80 % des Solarstroms ins öffentliche Netz ein und vor allem beim System WP + PV steigt der Netzstromverbrauch im Winter deutlich an. Größere Ausbauszenarien dieser Variante setzen also weitere Innovationsmaßnahmen voraus: den Ausbau von dezentralen Strom- und Wärmespeichern („Power-to-Heat"), ein intelligentes Stromlastmanagement, um den Eigenstromnutzungsanteil zu erhöhen, und die Transformation des öffentlichen Stromnetzes zum „Smart Grid".

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Für eine ökonomische Beurteilung der beiden Systemvarianten wurden spezifische Systemkosten ermittelt. Im Vergleich liegen die Investitionskosten der beiden Varianten bei einer 50 %-Versorgung aus erneuerbarer Energie auf einem ähnlichen Niveau. Das trifft auch auf die Jahresgesamtkosten zu, die sich hier zwischen 19,4 und 20,7 €/(m²NGF·a) bewegen. Allerdings ist im Szenario 100 % EE bei der Variante 1 eine deutliche Kostensteigerung (um ca. 9,8 €/(m²NGF·a)) zu verzeichnen, da hierfür ein Kollektorfeld von 151 m² und ein Speichervolumen von 37,5 m³ benötigt werden. Bei der Variante 2 bleiben die Jahresgesamtkosten dagegen fast identisch. Die beträchtlich sinkenden Energiekosten, nicht zuletzt durch die höheren Erlöse aus der Stromeinspeisung, können hier die ebenfalls gestiegenen Investitionskosten kompensieren. Die Kostenvorteile dieser Variante würden sogar noch deutlicher ausfallen, wenn man anstatt der Wärmepumpenanlage mit Erdsonden preiswertere Luft/Wasser-Modelle wählt. Sollten die Strompreise auch weiterhin steigen und die

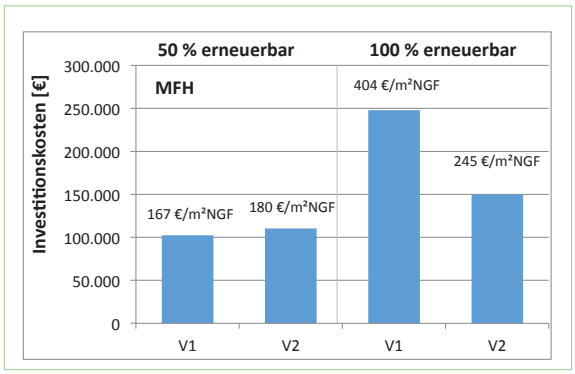

Bild 6: Investitionskosten beim Mehrfamilienhaus (Neubau)

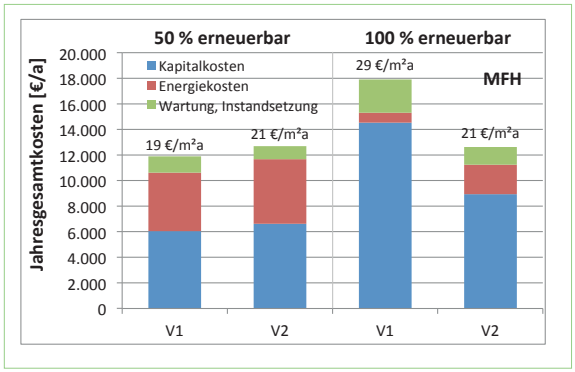

Bild 7: Jahresgesamtkosten beim Mehrfamilienhaus (Neubau)

PV-Systemkosten sinken, wie dies in den letzten Jahren der Fall war (die Bruttokosten bei größeren PV-Anlagen für Mehrfamilienhäuser lagen bei unter 1.500 €/kWp), besitzt die 100 %-EE-Ausführung größere wirtschaftliche Attraktivität.

Ergebnisse

Beide Systemvarianten sind zweckmäßige Hilfsmittel, um den ambitionierten Klimaschutzzielen der Bundesregierung ein gutes Stück näher zu kommen. Da bei einem regenerativen Deckungsanteil von 50 bzw. 100 % des jährlichen Wärme- und Strombedarfs die Integration einer PV-Anlage erforderlich ist, wird die Größe der Dachflächen zu einem limitierenden Faktor. Im Neubau zeigt sich, dass die Dachflächen beim 50 %-EE-Szenario ausreichend Platz bieten für die Montage der benötigten ST-Kollektoren und PV-Module. Bei der Bestandssanierung (Satteldach) lässt sich nur Variante 2 (WP + PV) realisieren. Bei Variante 1 (ST + Gaskessel + PV) müsste man die bestehende Dachform ändern bzw. alternative Flächen (Fassade etc.) aktivieren. Eine 100-prozentige Versorgung aus erneuerbarer Energie ist beim Neubau bei optimaler Ausrichtung der Dachfläche (Pultdach) ebenfalls nur mit Variante 2 möglich. In der Bestandssanierung lässt sich das Ziel gar nicht umsetzen, ihr durchschnittlich höherer Energiebedarf erfordert eine größere solaraktive Fläche, für die ein bestehendes Satteldach prinzipiell zu wenig Platz bietet.

Das Ziel einer 50-prozentigen regenerativen Energieversorgung erreichen beide Systemvarianten unter etwa gleichen ökonomischen Bedingungen. Mit jährlichen Gesamtkosten von ca. 20 €/(m²NGF·a) gehören sie zu den wirtschaftlichsten Lösungen in der Untersuchung. Bei einer 100 %-Deckung des Energiebedarfs aus erneuerbarer Energie offenbart jedoch die Variante WP + PV deutliche monetäre Vorteile. Durch die höhere Einspeisevergütung sinken die Jahresgesamtkosten sogar minimal trotz der knapp um die Hälfte gestiegenen Investitionskosten. Dagegen verursacht Variante 1 (ST + Gaskessel + PV) bei dieser Zielsetzung einen deutlich höheren Kostenaufwand. Die Investitionskosten steigen fast um das Anderthalbfache und die Jahresgesamtkosten immer noch um die Hälfte, weil die Kollektorflächen und das Pufferspeichervolumen sich unverhältnismäßig stark vergrößern.

WEITERFÜHRENDE LITERATUR:

/1/ Abschlussbericht zum F+E-Projekt:
future:solar –
Systemanalyse zur solaren Energieversorgung,
Förderkennzeichen 0325990 A,
Fördergeber: BMWi,
IGS, Technische Universität Braunschweig,
Juni 2015

/2/ EnergiePLUS –
Gebäude und Quartiere als erneuerbare Energiequellen
M. Norbert Fisch, Thomas Wilken,
Christina Stähr
IGS, TU Braunschweig, 2013,
ISBN 978-300391675

Autor:
Univ. Prof. Dr. Ing. M. Norbert Fisch,
Mathias Schlosser, Thomas Wilken
Technische Universität Braunschweig –
Institut für Gebäude- und Solartechnik (IGS)
Mühlenpfordtstraße 23, 38106 Braunschweig
T: +49 531 391 3595
schlosser@igs.tu-bs.de