

Arbeitskreis kostengünstige Passivhäuser Phase V

Energieeffizienz und erneuerbare Energien: Zielkonflikt oder Synergie?

Protokoll-
56
band



Der Arbeitskreis kostengünstige Passivhäuser wird unterstützt durch:

DBU Deutsche Bundesstiftung Umwelt

Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Wohnen

proKlima der Klimaschutzfonds der Stadtwerke Hannover AG

FAAG Technik GmbH

HESSEN



Hessisches Ministerium
für Wirtschaft, Energie,
Verkehr und Wohnen



Arbeitskreis kostengünstige Passivhäuser – Phase V: 2010-2021

Protokollband Nr. 56

Energieeffizienz und erneuerbare Energien: Zielkonflikt oder Synergie?

Wolfgang Feist; Passivhaus Institut Darmstadt
und Universität Innsbruck, Institut für Konstruktion und Materialwissenschaften

1. Auflage: Darmstadt, September 2021

Arbeitskreis kostengünstige Passivhäuser

Protokollband Nr. 56

Energieeffizienz und erneuerbare Energien: Zielkonflikt oder Synergie?

Herausgeber: Wolfgang Feist,
Passivhaus Institut, Rheinstraße 44-46, D-64283 Darmstadt und
Universität Innsbruck, Institut für Konstruktion und Materialwissenschaften

Autoren: Wolfgang Feist, Passivhaus Institut
Jürgen Schnieders, Passivhaus Institut
Tanja Schulz, Passivhaus Institut
Jessica Grove-Smith, Passivhaus Institut
Sven Huneke, Passivhaus Institut
Peter Kafke, Verbraucherzentrale Bundesverband
Marcel Späth, ABG Frankfurt Holding GmbH
Matthias Neff, Mainova
Oliver Kah, Passivhaus Institut
Benjamin Krick, Passivhaus Institut
Herbert Kratzel, ABG Frankfurt Holding GmbH
Jörg Linnig, Ingenieurbüro EUKON
Andreas Miller, Ingenieurbüro Miller

Umschlag: Marlies Blücher, Passivhaus Institut

Bezug: Passivhaus Institut

Die von den Autoren in ihren Beiträgen wiedergegebenen Positionen müssen nicht in allen Fällen mit denen des Herausgebers oder der Träger übereinstimmen.

1. Auflage
Darmstadt, September 2021

Passivhaus Institut
Dr. Wolfgang Feist

Rheinstraße 44/46
D-64283 Darmstadt
Tel. 06151 / 82699-0
Fax 06151 / 82699-11

mail@passiv.de
www.passiv.de

Die Träger des Arbeitskreises kostengünstige Passivhäuser
(Phase V) sind:

- DBU Deutsche Bundesstiftung Umwelt
- Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie,
Verkehr und Wohnen
- proKlima – Der enercity-Fonds
- FAAG Technik GmbH
- Die in diesem Protokollband dargestellten Ergebnisse
wurden erarbeitet im Auftrag des Hessischen Ministeriums
für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Wohnen

Inhalt

Energieeffizienz und Erneuerbare	1
Prof. Dr. Wolfgang Feist, Passivhaus Institut und Universität Innsbruck	
Energieeffizienz und erneuerbare Energien – früher und heute	29
Dr. Jürgen Schnieders, Passivhaus Institut	
Effizienzstandards für einen klimaneutralen Gebäudestand	45
Tanja Schulz, Passivhaus Institut	
Primärenergiebewertung in einer erneuerbaren Energieversorgung: Das PER-System	65
Jessica Grove-Smith, Prof. Dr.-Ing. Benjamin Krick, Passivhaus Institut, Prof. Dr. Wolfgang Feist, Passivhaus Institut und Universität Innsbruck	
Funktion, Randbedingungen und Potenziale erneuerbarer Energieerzeuger	107
Sven Huneke, Passivhaus Institut	
Solarwärme-Check: Praxiserfahrungen mit 3500 thermischen Solaranlagen	119
Peter Kafke, Verbraucherzentrale Bundesverband	
Wärmepumpen als wichtiger Baustein einer erneuerbaren Energieversorgung	129
Tanja Schulz, Passivhaus Institut	
Mieterstrom realisieren: baulich, ökonomisch, organisatorisch	145
Marcel Späth, ABG FRANKFURT HOLDING GmbH, Matthias Neff, Mainova	
Passivhaus und Erneuerbare: die praktische Umsetzung	149
Herbert Kratzel, ABG FRANKFURT HOLDING GmbH	
Solarprojekt Weinert – Mit Solarthermie neue Potenziale erschließen	155
Jörg Linnig, Ingenieurbüro EUKON	
MüPEG – Einfamilienhaus als Passivhaus Premium und Effizienzhaus Plus mit Elektromobilität	169
Andreas Miller, Ingenieurbüro Miller	

Planen für die Sektorkopplung	177
Dr. Jürgen Schnieders, Passivhaus Institut	
Primärenergetische Bewertung von innovativen Mikro-KWK-Systemen	199
Oliver Kah, Passivhaus Institut	
Wirtschaftlichkeit von Energieeffizienz und erneuerbarer Energie für die Raumwärme - einzeln und in Kombination	215
Prof. Dr.-Ing. Benjamin Krick, Passivhaus Institut	
Fazit	267
Dr. Jürgen Schnieders, Passivhaus Institut	

Prof. Dr. Wolfgang Feist, Passivhaus Institut, Rheinstraße 44/46, 64283 Darmstadt,
und Universität Innsbruck

Energieeffizienz und Erneuerbare



Abbildung 1: Erneuerbare Energie, rechts im Bild: für alle sichtbar, in aller Munde. Energieeffizienz, links im Bild: wirksam, unauffällig, kaum beachtet.

1 Einführung

Im wissenschaftlichen Kontext steht fest, dass die Welt sich innerhalb weniger Jahrzehnte aus der Abhängigkeit von fossiler Energie befreien muss. Sehr kleine Beträge (wenige einstellige Prozent des heutigen fossilen Verbrauchs) können noch einige Zeit von der Atmosphäre verkräftet werden – aber gut 90 % weniger CO₂ werden wir bereits in etwa 50 Jahren erreichen müssen [IPCC 2018]. Immer noch wird von wichtigen Entscheidungsträgern schon die Realisierbarkeit eines solchen Zieles in Frage gestellt.

Gebaute und wissenschaftlich begleitete Projekte demonstrieren schon seit einiger Zeit, dass die Ziele erreichbar sind. Dass sie in der Kombination aus Nutzung von Erneuerbarer Energie und Energieeffizienz sogar umfassende Vorteile und bedeutende ökonomische, soziale und ökologische Chancen aufweisen, wird im Zuge der Beiträge zu diesem Arbeitskreis deutlich werden.

2 Energieeffizienz – Überprüfung in der Praxis

Konkret wird das an dem nun seit 30 Jahren von vier Familien genutzten Passivhaus in Darmstadt Kranichstein illustriert (Abbildung 2).

Die Versorgung kann vollständig auf der Basis von elektrischer Energie erfolgen – dadurch besteht die Möglichkeit, eine vollständig erneuerbare Energieversorgung aufzubauen (vgl. Abschnitt 10 in diesem Beitrag).

Effizienz und Erneuerbare: Messung PHPlus



Passivhaus Plus Kranichstein
Messwerte Verbrauch:

- Heizwärmeverbrauch: 10,2 kWh/(m²a)
- WW-Nutzwärmeverbr.: 11,3 kWh/(m²a)
- HH-Strom Jahresverbr.: 11,4 kWh/(m²a)

Heizung: Mini-Split-Wärmepumpe 2 kW
Warmwasser: Split-WP 0,5 kW 260 l

PV-Anlage: Aufdach+Fassade (26,6 m² 4 kW_p)



Abbildung 2: Kurze Charakterisierung des weltweit ersten Passivhauses; bewohnt seit 1991 von 4 Familien, alle Reihenhauswohnungen sind zertifizierte Passivhäuser, die Bauteile sind z. B. in [Feist 1997] und [Feist 2019] systematisch beschrieben; der Heizwärmebedarf liegt um 10 kWh/(m²a). Beheizt wird das Endhaus nun seit 4 Jahren mit einer Split-Wärmepumpe; eine PV Anlage mit insgesamt 4 kW_p macht das Objekt heute zum „Passivhaus plus“

Entscheidend dafür ist die jahreszeitliche Verteilung des Energieverbrauchs im Gebäude: Die zugehörigen Ergebnisse sind in Abbildung 3 wiedergegeben [Feist 2019].

Effizienz: Messung Passivhaus Kranichstein

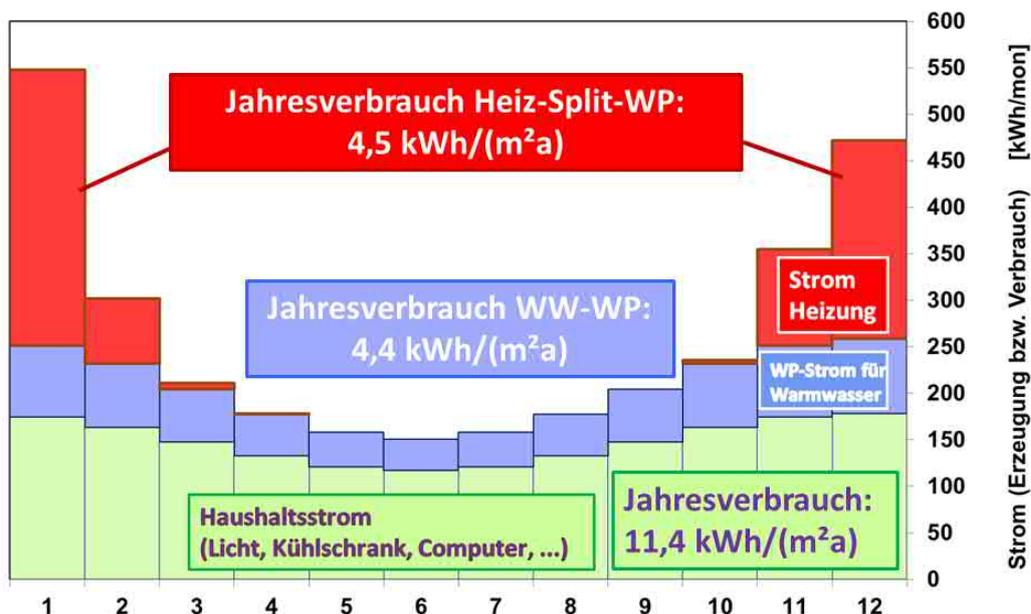


Abbildung 3: Monatlicher Verlauf des Stromverbrauchs im weltweit ersten Passivhaus (Heizung/HH-Strom Messwerte); Mittelwerte der letzten drei Betriebsjahre im elektrisch mit einer Wärmepumpe beheizten westlichen Endhaus. Die Verbrauchssumme im Gesamtjahr ist ebenfalls angegeben (Haushaltsstrom: 11,4 kWh/(m²a); WW-Wärmepumpenstrom 4,4 kWh/(m²a); Heizungs-Splitgerät-Strom 4,5 kWh/(m²a)).

Hier zeigen sich drei wesentliche Erkenntnisse

- Die jeweiligen Verbrauchswerte sind extrem gering; bei der Heizung z. B. 86 % unter den derzeit üblichen Werten von Neubauten in Deutschland.
- Der Verbrauch an Haushaltsstrom ist bei der hier vorliegenden hohen Effizienz der Gebäudehülle dominant. Dieser Strombedarf ist relativ gleichmäßig über das Jahr verteilt mit nur geringfügigem Mehrbedarf im Winter (vor allem wg. der Beleuchtung).
- Der Heizstrombedarf für die Wärmepumpe ist zwar insgesamt gering (4,5 kWh/(m²a)), verteilt sich aber sehr ungünstig im Jahr: Der wesentliche Verbrauch ist auf die Monate Dezember und Januar konzentriert. Das ist nicht verwunderlich, denn da liegen die geringsten passiv solaren Gewinne vor und zugleich die kältesten Außentemperaturen. Wir sprechen hier vom „Winterberg“ des Energiebedarfs.

Bei konventionellen Gebäuden ist der Winterberg noch weit ausgeprägter, zumal bei diesen die Heizung mehr als 70 % des Gesamtverbrauchs ausmacht – und diese in den Spitzenmonaten 7 bis 10-mal so viel braucht wie hier im Passivhaus gemessen.

3 Photovoltaik – Der Stromerzeuger am Haus

Gerade weil durch die hohe Effizienz das Passivhaus nur sehr wenig Heizstrom benötigt, bietet sich als erneuerbare Versorgung die Installation einer PV-Anlage an – genau das wurde mit insgesamt ca. 27 m² (4 kWp) im Herbst 2015 für das westliche Endhaus gemacht; aus Abbildung 2 geht die Verteilung der Paneelflächen auf Fassade (1/3) und Dach (2/3) hervor. Während die Fassadenkollektoren eine optimale Winterorientierung aufweisen, ist das Pultdach leicht nach Norden geneigt und daher nicht wirklich optimal. Allerdings ist die Situation hier nicht untypisch für Nachrüstungen mit PV-Anlagen in Siedlungen mit bestehenden Gebäuden; die Anlage hier ist zumindest weitgehend verschattungsfrei.

Aus Abbildung 4 geht die gemessene PV-Stromerzeugung (Mittelwert der Jahre 2016 bis 2019) hervor. Die Messergebnisse überraschen nicht, sie zeigen:

- Die PV-Stromerzeugung arbeitet zuverlässig und liefert weitgehend die Erträge, welche von der Anlage erwartet wurden: Der Jahresgesamtertrag ist mit 19,9 kWh/(m²a) fast genauso hoch wie der gesamte Jahresstromverbrauch von 20,3 kWh/(m²a) (Bezugsfläche ist hier jeweils die ‚Treated floor area‘ gemäß [PHPP 2015]; diese Fläche fällt ziemlich genau mit der beheizten Wohnfläche gemäß Wohnflächenverordnung zusammen). Bis auf eine vernachlässigbare Differenz ist das Passivhaus Kranichstein allein mit dieser Anlage bereits ein „Netto-Nullenergie-Haus“.
- Die PV-Erzeugung hat erwartungsgemäß einen starken Jahresgang: Während der Stromertrag von April bis September hoch ist (bis über 400 kWh/Mon entsprechend einer Dauerleistung von über 500 Watt), sinkt er in den Übergangszeiten und vor allem zum Winter stark ab (im Dezember/Januar unter 25 kWh/Mon entsprechend weniger als 33 Watt).
- Dieser Jahresgang der Erzeugung passt überhaupt nicht zum Jahresgang des Bedarfs, der gerade im Winter einen bedeutenden Berg aufweist.

Wenn wir optimistisch (und für die Zukunft auch realistisch) einmal unterstellen, dass durch Fortschritte bei der Speichertechnologie (insbesondere immer günstigere Batteriespeicher; siehe dazu auch Abschnitt 7) ein Ausgleich von Erzeugungs- und Lastgang innerhalb von einigen Tagen (um 50 Zyklen pro Jahr) ökonomisch und logistisch vertretbar wird, so lässt sich gemäß Abbildung 4 der gesamte Strombedarf des Hauses

von März bis Mitte Oktober vollständig aus der am Haus installierten PV-Anlage decken. Von April bis September sind sogar bedeutende Überschüsse erkennbar. Dagegen reicht von Mitte Oktober bis Februar die solare Stromerzeugung noch nicht einmal zur Deckung des Haushaltsstrombedarfs aus, ein Beitrag zur Heizung aus der PV ist praktisch nicht vorhanden.

Effizienz und Erneuerbare: Messung → Net-Zero

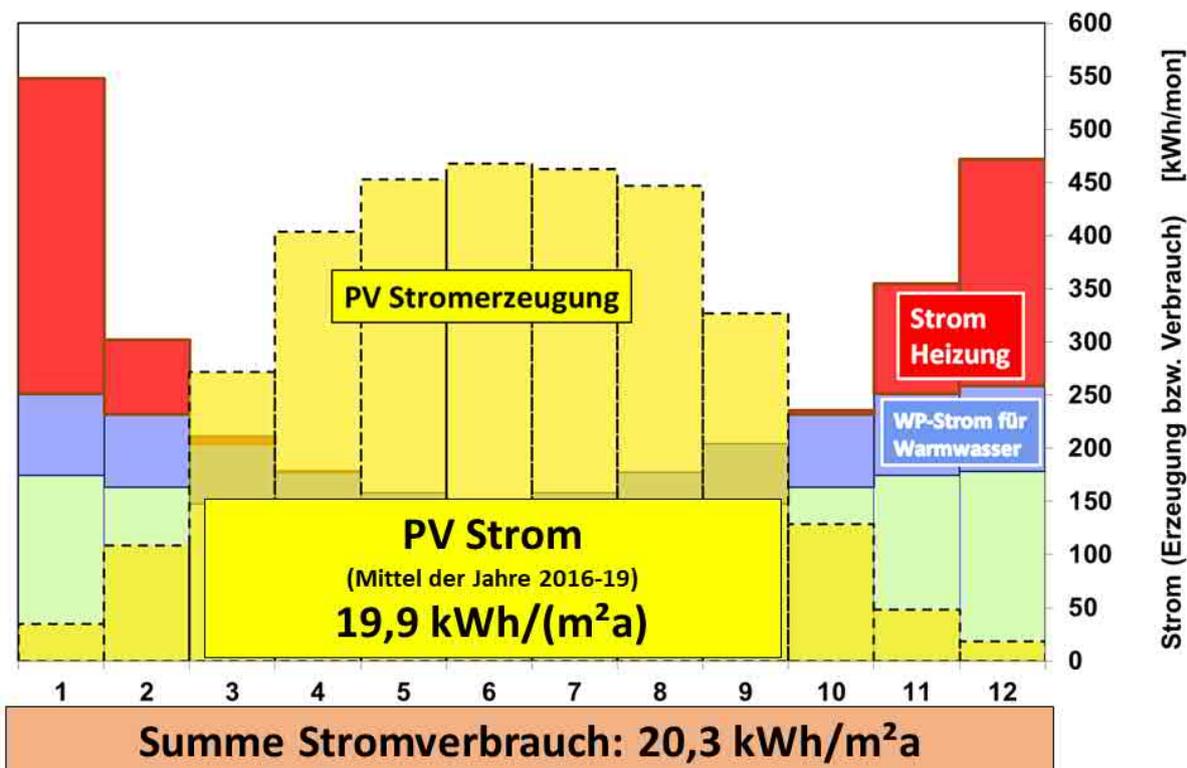


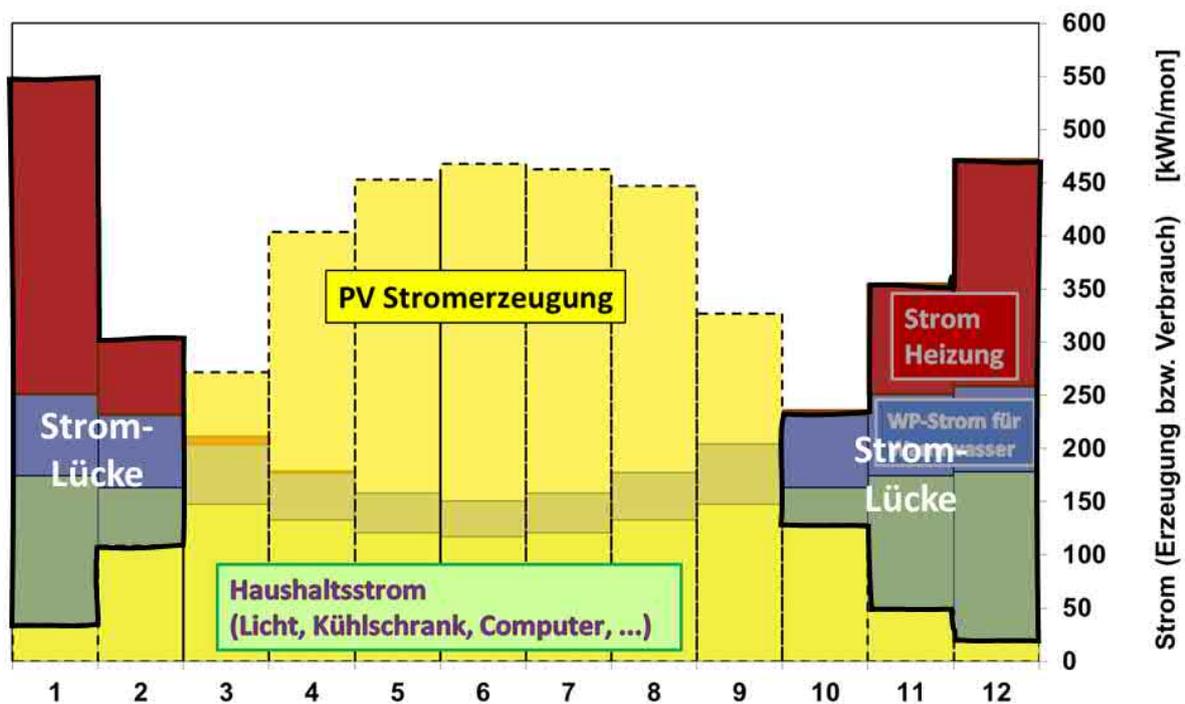
Abbildung 4: Monatlicher Verlauf der Stromerzeugung der PV-Anlage (Mittelwerte der letzten vier Betriebsjahre im westlichen Endhaus). Die Summe der Erzeugung beträgt 19,9 kWh/(m²a). Dem steht ein Jahresbedarf von 20,3 kWh/(m²a) gegenüber – die „Netto-Null“ wird fast genau bereits mit der PV-Anlage erreicht; die Bewohner betreiben zusätzlich noch Windkraftanlagen in Bürgerbeteiligung (vgl. nächste Abb.).

- Der Energiebedarf für Heizung und die dafür verfügbare Erzeugung durch PV sind praktisch disjunkt. PV und Energieeffizienz der Gebäudehülle sind daher keinesfalls Konkurrenten, sondern sie verhalten sich komplett komplementär: Je geringer der Heizwärmebedarf, desto höher kann die anteilige Deckung des gesamten Energiebedarfs von Gebäuden über Sonnenenergie sein.

4 Nettonull – aber dennoch nicht unabhängig von fossiler Energie

Zwar ist das Objekt mit dieser Installation ein „Netto-Nullenergiehaus“, aber es muss immer noch etwa die Hälfte des Stroms aus anderen Quellen verfügbar gemacht werden (Abbildung 5). Solange bedeutende Teile der Stromerzeugung vor allem im Winter noch aus fossiler Energie kommen, ist die „Netto-Null“-Bezeichnung eine Irreführung der Nutzer: Weder ist der Verbraucher autark, noch ist die Versorgung auf diesem Stand besonders umweltfreundlich. Es ist dabei zu beachten, dass das europäische Stromnetz bisher keine auch nur annähernd adäquaten jahreszeitlichen Energiespeicher für erneuerbare Energie aufweist.

Effizienz und Erneuerbare: Messung PH-Plus?



Die Winterlücke beträgt (Passivhaus + PV) 1573 kWh bzw. 10,1 kWh/(m²a) < 50% >

Abbildung 5: Fehlender Strom im Winter (die sog. Winterlücke). Nur knapp 50 % des Stroms kommt tatsächlich aus der eigenen Anlage: Der Rest muss vor allem im Winter immer noch aus dem Netz kommen (grauer Bereich).

Dies kann und muss sich natürlich in Zukunft ändern – eine Voraussetzung dafür ist, dass das Objekt zunächst an das öffentliche Stromnetz angeschlossen bleibt. Das hat gleich mehrere Vorteile.

- Überschussstrom im Sommer lässt sich jetzt in das Netz einspeisen und so für andere Nutzer verfügbar machen: Industrielle Verbraucher mit Tagesspitzen und Akkumulatoren für elektrisch betriebene Fahrzeuge bieten sich hier an.
- Außerdem können künftig erforderliche Speicher und deren Einsatz im Netz kostengünstiger erstellt und besser geregelt werden.
- Der Strombezug im Winter sorgt dafür, dass die Bewohner nicht frieren müssen und auch sonst alle Energiedienstleistungen beziehen. Die Spitzenleistung, die mit diesem Konzept aus dem Netz gezogen wurde, überstieg im Stundenmittelwert nie 1.000 Watt. Falls erforderlich, ließe sich dieser durch Verlagerungen insb. bei der Heizung sogar noch auf unter ca. 750 Watt drücken; vom Leistungsbedarf her würde das die Netze nicht überfordern, selbst „wenn das alle so machen“ würden.

Allerdings erfolgt die Zusatzstromdeckung in einem solchen Fall derzeit im Winter immer noch weit überwiegend aus fossiler Energie. Eine gewisse Verbesserung ist möglich, indem im Stromnetz vorhandene Windkraftanlagen bevorzugt für die Winterdeckung eingesetzt werden (vgl. Abschnitt 6).

5 Jahreszeitspeicher individuell?

Die Idee, welche insbesondere bei vielen Nichtfachleuten verbreitet ist, ist nun: Die Lücke im Winter mit einem Energiespeicher überbrücken! Dieser Ansatz wurde in den vergangenen Jahrzehnten mehrfach mit verschiedenen Technologien verfolgt:

- Jahreszeiten-Heizwärmespeicher ([Kriesi 1990], [Fisch 2005], [Colclough 2015]): Man kann leicht ausrechnen, wie groß ein solcher Speicher sein müsste, um bei einem herkömmlichen Gebäude warm durch den Winter zu kommen: größer als das Haus selbst. Voraussetzung, dass so ein Wärmespeicher überhaupt in die Nähe eines nennenswerten Deckungsanteils kommt, ist daher, dass der Heizwärmebedarf des Gebäudes schon im Bereich der erheblich verbesserten Effizienz eines Passivhauses liegt. In dem Pilotprojekt in Dörpe haben wir das sorgfältig ausgeführt, dann geprüft und publiziert [Hinz 1994]. Jürgen Schnieders wird in seinem Beitrag in diesem Tagungsband auf solche Jahreszeiten-Heizwärmespeicher noch näher eingehen.
- Anergie-Speicher (Anergie ist der zur Exergie komplementäre Anteil eines Energiestroms; Exergie ist die nach den thermodynamischen Hauptsätzen maximal reversibel gewinnbare Arbeit aus einem Energieangebot [Exergie 2020], [Buchholz 2009].): Als Eis- oder Erdspeicher unter der Bodenplatte, nicht direkt zur Heizung, aber als Wärmequelle für eine Wärmepumpe – deren Arbeitszahl auf diesem Weg spürbar erhöht wird, um den Strombedarf weiter zu senken. Im

Fall eines Neubaus geht dies z.B. durch die Verlegung einiger Rohrschlaufen (PE-Rohr) noch unter der Dämmung der Bodenplatte des Hauses. Die entnommene Wärme wird im darauffolgenden Sommer durch Abfallwärme (aus einer thermischen Solaranlage oder aus Kondensationswärme einer zur Kühlung eingesetzten Wärmepumpe) wieder ersetzt. Herr Linnig wird in seinem Beitrag in diesem Tagungsband diesen Speichertyp genauer analysieren. Dessen Vorteil ist, dass er nicht viel kostet, da das Erdreich unter dem Haus sowieso „da ist“. Frühere Publikationen, die hier Misserfolge dokumentierten, litten meist an einem zu hohen Wärmebedarf der versorgten Gebäude [Schwarz 1981], der aus der begrenzten Wärmekapazität des Erdreiches einfach nicht gewinnbar war – die Wintertemperaturen der Rohrschleifen gingen auf deutlich unter 0 °C zurück, was sogar die Statik des Gebäudes hätte gefährden können. Der Wärmebedarf eines Passivhauses ist jedoch um ca. einen Faktor 3 bis 4 geringer als in diesen frühen Experimenten. Heute werden solche Ansätze in Passivhäusern erfolgreich genutzt.

- Elektrische Energiespeicher: Hier wird dann die Exergie gespeichert, um auch im Kernwinter die Heizungswärmepumpe noch betreiben zu können. Oft besteht die Vorstellung, dies mit dezentralen Akkumulatoren (z. B. Li-Ionen-Batterien) zu ermöglichen. In Abbildung 6 illustrieren wir den Ansatz mit einem heute (2020) marktüblichen Wand-Stromspeicher-Element mit 13,5 kWh Kapazität. Da für die Deckung der hier noch gegebenen Lücke 1.573 kWh benötigt werden, müssten allein für dieses Haus 117 solche wandhängenden Speicher installiert werden. Es ist klar, dass dies selbst bei einem extremen Preisverfall bei den Akkumulatoren nie in Frage kommen wird. Um in dieser Richtung weiter zu kommen, müssen zunächst sowohl der Bedarf weiter reduziert werden (was ginge, durch noch bessere Dämmung und effizientere Wärmepumpen, vgl. letzter Punkt) als auch die winterliche Deckung durch direkt erzeugte erneuerbare Energie verbessert werden (was auch geht, vgl. nächster Abschnitt). Auch dann erscheint es aber immer noch klüger, solche Exergie-Speicher dem Stromnetz als Ganzem zuzuordnen und nicht einzelnen Gebäuden.

Elektr. Jahreszeitspeicher für „Autark“: 1573 kWh/a



Saisonalerspeicher: Wird **1-mal** im Jahr entladen
(und entsprechend oft wieder beladen)

Für die Saisonale Stromlücke beim Netto-Zero:

$$\text{Anzahl Powerwall} = \frac{\text{Bedarf}}{\text{Kapazi.}} = \frac{1573}{13,5} = 117 \text{ Stück}$$

Abbildung 6: Bestimmung der Stromspeicher-Kapazität für die saisonale Deckung: Da die Kapazität nur wenig mehr als einmal im Jahr gebraucht wird (sog. saisonaler Speicher) muss sie die gesamte 1.573 kWh-Lücke abdecken können. Dazu würden mehr als 100 große Li-Ionen-Wandbatterien benötigt – abgesehen vom Platzbedarf ist das ökonomisch nicht vertretbar

- Biomasse-Speicher: Ein Holzstapel von gut zwei Raummetern würde die Heizwärme der hier vorliegenden Winterlücke decken können. Das ist so wenig, dass dies für Passivhäuser durchaus in Frage käme – allerdings ist es vor dem Hintergrund der Gesamtverfügbarkeit von Holz und Biomasse fragwürdig, ob die Anwendung für die Heizung künftig überhaupt noch eine Rolle spielen kann und darf – wenn es zu einer energetischen Nutzung von Holz kommt, so wird das zunehmend auf sehr hohem Exergieniveau erfolgen müssen, z. B. in Heizkraftwerken, womit bedeutende Mengen an Elektrizität im Winter verfügbar werden. B. Krick und O. Kah werden in ihren Beiträgen in diesem Band auf die Biomassenutzung eingehen.

6 Netzanschluss, Windkraftnutzung, erheblich reduzierte Winterlücke

Nachdem sich die gebäudeindividuellen Speicher (bis auf den Energie-Typ) als nicht perspektivisch erweisen, spricht alles für einen Anschluss des Objektes an das bestehende Stromnetz. Das hat mehrere Vorteile zugleich:

- Im Winter steht jetzt in jedem Fall genug Strom zur Verfügung; die bisher fehlenden 1.573 kWh gehen nie über einen Leistungsbedarf von ca. 1 kW hinaus – das Netz gibt diese Leistung allemal (für jede/n) her, auch Erzeugerkapazitäten dieser Größenordnung (es sind insgesamt ca. 15 GW) stellen kein Hindernis dar. Allerdings: derzeit steht diese Leistung im Winter überwiegend aus fossiler und nuklearer Energie bereit. Das müsste sich in Zukunft ändern – und darauf wird in dieser Arbeitskreissitzung ebenfalls eingegangen.
- Über Strom kann erneuerbare Energie am einfachsten zum Verbraucher gebracht werden. Es handelt sich um ein bereits vorhandenes Netz, die Leistungen im Netz reichen aus (vgl. erster Punkt, zumindest, wenn die angeschlossenen Gebäude mindestens EnerPHit-Standard haben). Es bestehen sogar gewisse Windstrom-Überschüsse im Winter – allerdings nur, weil bisher Strom nur einen kleinen Anteil am Heizwärmemarkt hat ([Reinwald 2018]). Wollen wir das in Zukunft ändern, so greift der Winterberg, der im Moment vor allem das Erdgas betrifft, verstärkt auch auf die Stromversorgung über. Dann werden bedeutend höhere Windkraft-Kapazitäten benötigt.
- Hängt das Haus am Netz, dann kann der im Sommer durch die PV erzeugte Überschussstrom in das Netz eingespeist werden und dort andere Verbraucher finden – bevorzugt Industrie und Strom zum Beladen von Elektrofahrzeugen. Durch das Angebot an alle Verbraucher lässt sich die PV-Stromerzeugung weit günstiger betreiben. Das Zusammenspiel mit anderen erneuerbaren Erzeugern wird drastisch verbessert – auch die Gleichmäßigkeit des Solarstromangebotes durch die breitere regionale Streuung der Erzeuger.

Auch die Einbindung von Speichern ist auf Netzebene wesentlich effizienter – zunächst kann eine direkte Verwendungsmöglichkeit für eingespeisten Strom vermittelt werden – das spart Speicherkapazität und Speicherverluste. Sodann können die jeweils günstigsten Speicher geladen werden bzw. benötigter Strom aus möglichst günstigen Speichern gewonnen werden.

Im konkreten Fall ziehen wir nun Windkraftstrom aus einer im windstarken Gebiet betriebenen Anlage hinzu: Abbildung 7 zeigt, dass der Windstrom jetzt die Winterlücke für den Haushalt und sogar das WW weitgehend decken kann. Allerdings schaut auch

jetzt noch der Heizwärmebedarf fesch aus dem ansonsten passenden Profil heraus. Weniger als ein Viertel des Stromes wird in dieser Situation nicht zeitnah aus erneuerbarer Energie erzeugt. Dies ließe sich durch kluges Einbinden von Wasserkraft und Biomassekraftwerken in gewissem Umfang sowie durch Lastverschiebungen noch weiter optimieren. Weniger als ca. 14 % würde die Winterlücke dann am Ende betragen – und wie sich diese dann auch noch regenerativ auffüllen ließe, dazu gibt es einen Beitrag von Jessica Grove-Smith in diesem Tagungsband: Das Stichwort lautet hier „PER“ – ‚Primärenergie Erneuerbare‘, ein ausgeklügeltes System für die vollständige Versorgung weltweit auf der Basis von erneuerbarer Energie (vgl. auch [Grove-Smith 2015]). Dabei wird nur der unbedingt notwendige Teil aus Jahreszeitspeichern gewonnen, weil diese natürlich die teuerste aller Alternativen darstellen; noch teurer würde es aber, wenn hohe nicht nutzbare Überkapazitäten an Windenergie und PV über längere Zeiten des Jahres brachliegen würden; was notwendig dann auftritt, wenn es gar keine saisonalen Speicher gibt.

Daher müssen wir uns kurz mit den Perspektiven für saisonale Speicher befassen – und zwar von den Wurzeln her, der elementaren Physik.

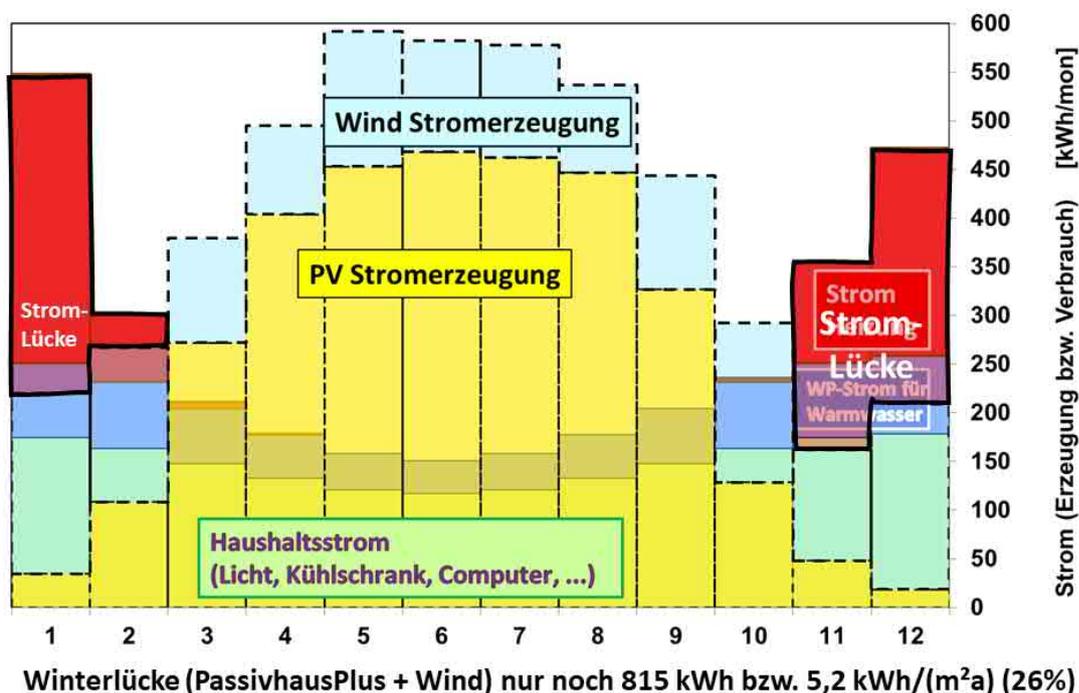


Abbildung 7: Netzanschluss und Einbindung der Windkraftanteile; idealerweise können die Gebäudeeigner einen entsprechenden Anteil an einer WKA erwerben. Die Winterlücke (dick umrandet) reduziert sich durch den Verbund im Netz auf weniger als die Hälfte, vor allem, weil jetzt auch Windenergie leicht eingebunden werden kann. Durch kluge Optimierung kann noch mehr erreicht werden – Simulationen zeigen, dass letztlich eine Lücke und damit ein Bedarf für aus Langzeitspeichern verfügbar gemachten Strom auf weniger als 1/7 des Stromarbeitsbetrages reduziert werden kann. Die Leistung der Backup-Systeme

muss natürlich nach wie vor hoch sein, wodurch ein Teil der hohen Kosten entsteht.

7 Energiespeicherung - Perspektiven

„Energiespeicher“ ist ein Begriff aus der Technik – und eigentlich eine Doppelbezeichnung. Denn die physikalische Größe Energie bezeichnet an sich schon die in einem System „gespeicherte“ Arbeitsfähigkeit.

Diese Arbeitsfähigkeit kann ein System auf unterschiedlichen Mechanismen aufbauend speichern; jeder dieser Mechanismen basiert auf mindestens einer der vier physikalischen Basiswechselwirkungen: Gravitation (inkl. der Trägheit), Elektromagnetismus, schwache und starke Kernwechselwirkung. Mechanische Speicher nutzen Gesetze von Trägheit (z. B. Schwungmassen) und Gravitation (Pumpspeicherwerk), elektromagnetische die Anziehung und Abstoßung von Ladungen – wobei diese meist auf chemischer Ebene wirksam werden. Direkte elektromagnetische Speicher wie z. B. supraleitende Speicherringe sind tatsächlich für Ultrakurzzeitspeicher mit gigantischen Leistungen in der Diskussion – kommen aber für Langzeitspeicher nicht in Betracht. Nukleare Speicher sind für absehbare Zeit außerhalb der technischen Machbarkeit einer menschlichen Zivilisation (Abbildung 8).

Von den physikalisch möglichen Speichersystemen sind einige technisch realisierbare seit vielen Jahrzehnten im praktischen Gebrauch. Für Sekunden-, Stunden- und auch Tagesspeicher gibt es bewährte Systeme, die in der Energiewirtschaft und in der Industrie erfolgreich im Einsatz sind – Schwungräder für kurze Leistungsspitzen, Pumpspeicherkraftwerke für den tageszeitlichen Ausgleich in der Stromwirtschaft; diese Technik ist auch heute noch spürbar kostengünstiger als die preiswertesten gegenwärtig verfügbaren Akkus. Der Ausbau von Pumpspeicherwerken kann in Europa vor allem in Österreich und Norwegen noch stark voranschreiten. Vor diesem Hintergrund sind Bedenken bzgl. der Überbrückung von ein paar Stunden oder auch Tagen sicher unangebracht; auch Konzepte mit großen Schwungmassen (Trägheitszug auf Magnet-Schwebbahn-Rundkurs in einem evakuierten Tunnel, vgl. [Powell 2010]) sind in der Entwicklung.

Reversible elektrochemische Speicher (Akkumulatoren) sind die in der Breite eingeführten Stromquellen insbesondere für mobile Anwendungen. Sie werden mit Speicherzyklen im Bereich von wenigen Stunden bis einigen Tagen eingesetzt.

Thermische Speicher sind ebenfalls vielfältig im Gebrauch – verbreitet sind Speicherzyklen von etwa einem Tag (z. B. für Trinkwarmwasser). Speicher auf der Basis von Phasenübergängen sind grundsätzlich erst einmal teurer als einfache Wasserspeicher – ein Bauprinzip, das auf ein sehr kostengünstiges Material zurückgreift und auf einen jahrzehntelangen Erfahrungshintergrund.

Energy Storage | Energiespeicher

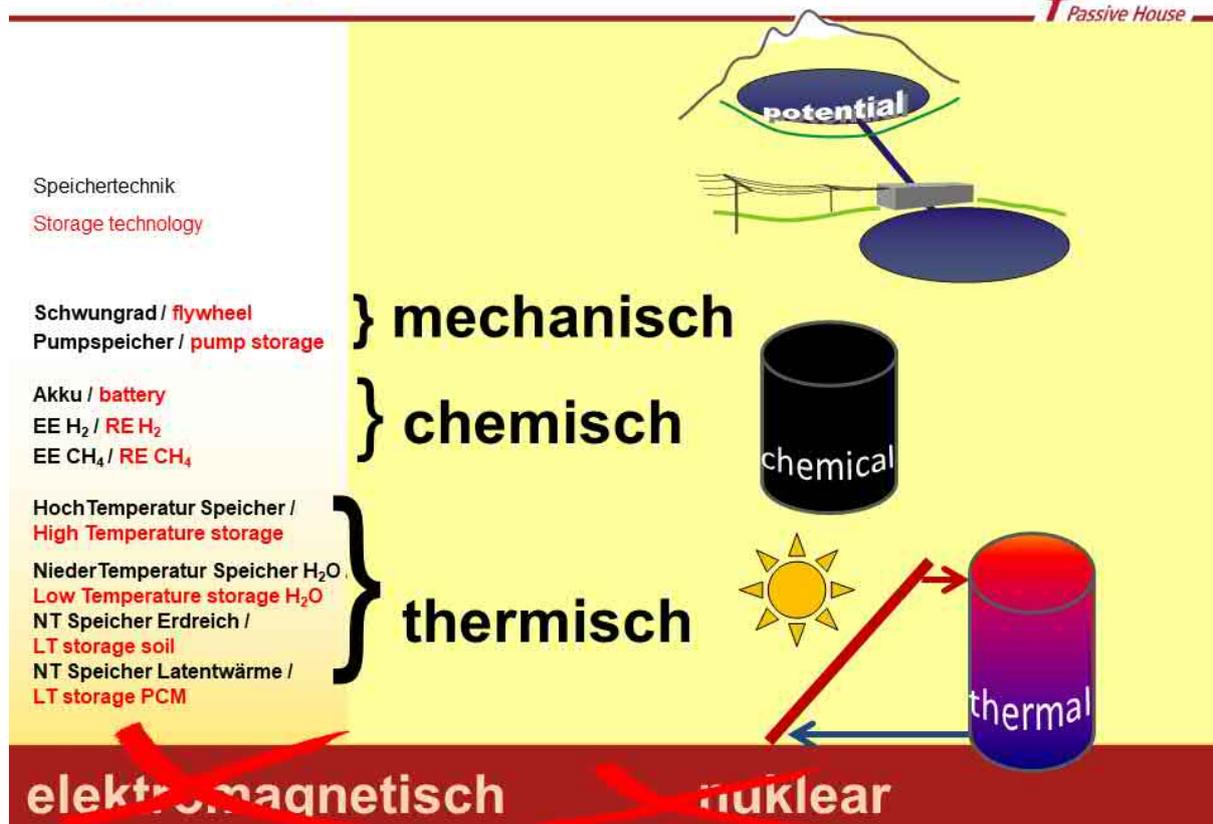


Abbildung 8: Die Physik ermöglicht eine Menge unterschiedlicher Energiespeicher, beruhend auf den vier elementaren Wechselwirkungen, der Trägheit und der Thermodynamik. Wunder sind hier allerdings nicht zu erwarten: Die prinzipiell möglichen Speicherarten sind alle bekannt und werden seit Jahrzehnten intensiv beforscht.

Alle diese Technologien sind technisch und ökonomisch bis in eine Speicherdauer von vielleicht wenigen Wochen einsetzbar – solange im Jahr mehr als 30 bis 50 Be- und Entladungen (genannt Speicherzyklen) möglich sind. Wird die Zyklenzahl geringer, dann leidet die Ökonomie dramatisch: Die Investitionskosten bleiben nämlich nahezu gleich, aber der jeweilige Speicher kann nur noch seltener Energie liefern, erwirtschaftet so erheblich niedrigere Erträge.

Das ist der entscheidende Grund, warum sich die meisten der grundsätzlich verfügbaren und anderwärtig bewährten Speicher für eine saisonale Speicherung nicht eignen: Schwungrad- und Pumpspeicherenergie lägen im Preisbereich von vielen Euro pro kWh, wenn der jeweilige Speicher nur noch einmal jährlich be- und entladen wird (Abbildung 9). Die genaue Analyse liefert nur zwei realistische Alternativen für immer noch teure, aber evtl. noch bezahlbare Jahreszeitspeicher: Wasserstoff oder, wahrscheinlicher, daraus erzeugtes Methan.

Die Wiederbeladung alter Erdgasfelder mit aus erneuerbaren Energien hergestelltem Methan und die Verwendung des dort eingelagerten brennbaren Gases dann, wenn es gebraucht wird, ist technisch überhaupt kein Problem. Von diesem System machen wir heute schon Gebrauch, indem z. B. russisches Erdgas ganzjährig (auch im Sommer, wenn der Bedarf eigentlich gering ist) eingelagert wird als Vorrat für den folgenden Winter. Diese Speicher sind groß genug, um eine künftige Beladung mit Biogas und aus Überschussstrom erzeugtem Synthesegas (PtG: Power to Gas) in ausreichendem Maß zu ermöglichen. Mit um 10 bis 12 Cent/kWh zusätzlichen Infrastrukturkosten und mindestens 60 % Umwandlungsverlusten ist das kein besonders ökonomisch attraktiver Zweig – aber dieses System bleibt finanzierbar, wenn die Gesamtmenge der so zu speichernden Energie in einem vertretbaren Rahmen bleibt: Mehrkosten von um 18 Cent/kWh sind dann durchaus verkraftbar, wenn sie weniger als ca. ein Sechstel der Erzeugung ausmachen.

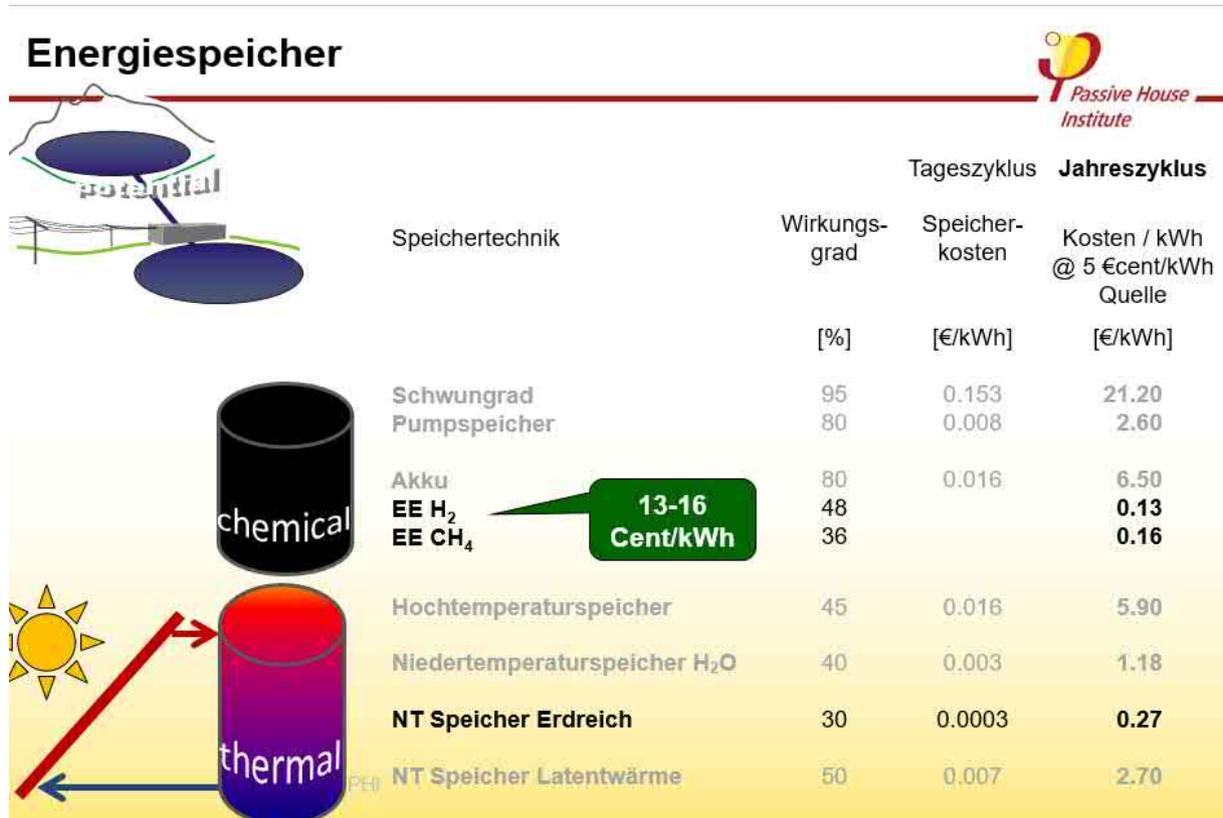


Abbildung 9: Die beiden realistisch für Jahreszeiteinspeicher denkbaren Technologieansätze: Aus erneuerbarer Energie gewonnene Brennstoffe, im einfachsten Fall sind das Wasserstoff oder daraus synthetisiertes Methan; der Speicher hierfür steht bereits zur Verfügung und wird auch bereits genutzt: Es sind alte, ausgebeutete Erdgasfelder, wo im Sommer Methan eingelagert und im Winter zurückgeholt wird; der Speichervorgang selbst ist nahezu verlustfrei. Auch eine saisonale Wärmespeicherung im Erdreich ist im Prinzip möglich, allerdings teurer und mit höheren Verlusten.

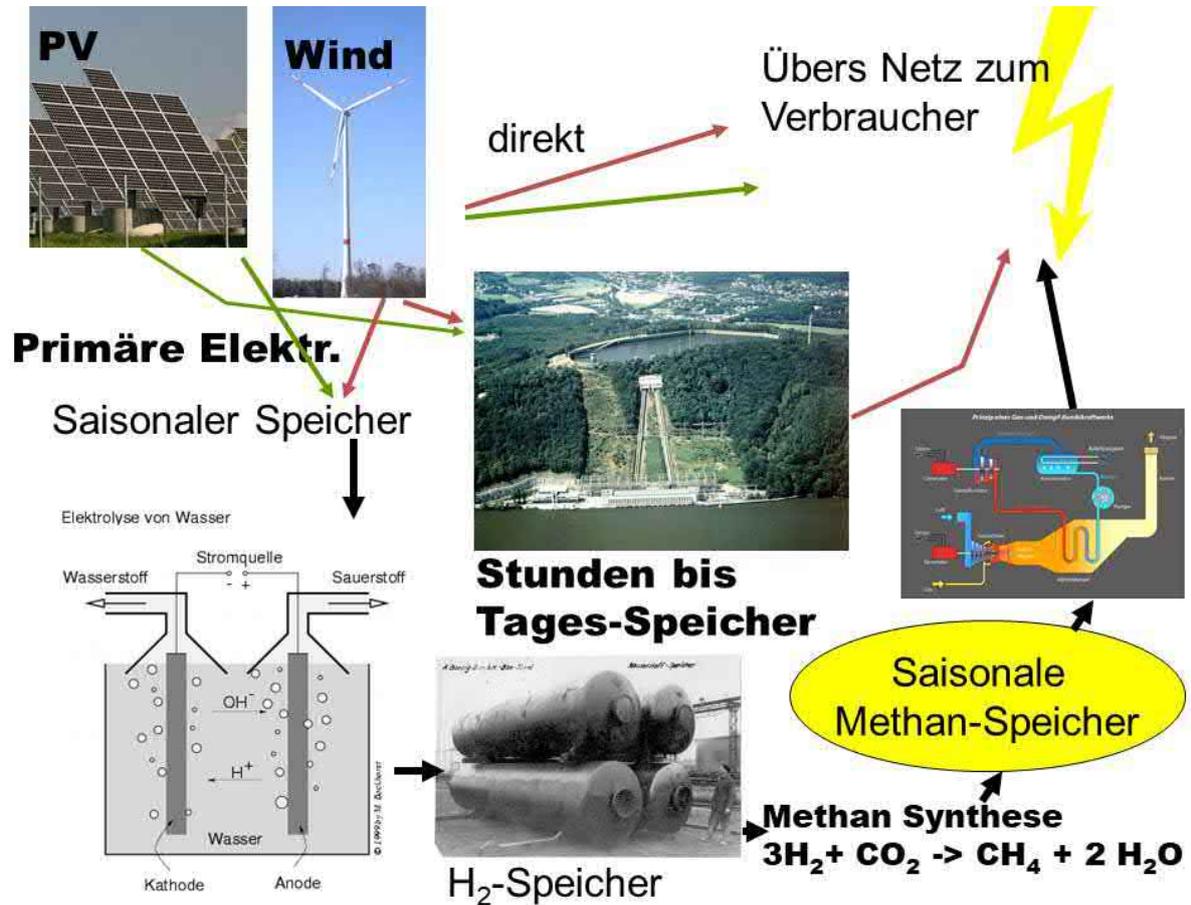


Abbildung 10: So geht es im Prinzip: Erneuerbare Energie kann zu ca. 50 % unmittelbar beim Verbraucher eingesetzt werden. Kurzzeitspeicher, wie z. B. Pumpspeicher-Kraftwerke und vergleichbare Systeme können den Bedarf im Stunden- oder sogar Tagesverlauf an die Erzeugung anpassen. Diese Systeme haben kaum Verluste. Österreich, Norwegen und die Schweiz verfügen hier über enorme Potentiale – die in einer vernünftig arbeitenden EU zu aller Nutzen eingebunden werden können. Im Europäischen Verbund lassen sich so mehr als 80 % des gestiegenen Strombedarfs (um die Elektrofahrzeuge und einen Großteil der Heizung über Wärmepumpen) decken. Der Rest muss aus Biomasse, rückverstromtem EE-Gas oder/und einem kleinen restlichen Erdgasanteil kommen. Das EE-Gas wird aus überschüssigem Solar- oder Windstrom durch einen „Power-To-Gas“ genannten Prozess erzeugt (Elektrolyse von Wasser, um Wasserstoff und Sauerstoff zu gewinnen) Mit dem Sabatier-Prozess [Sabatier 1913] wird der Wasserstoff durch Bindung an CO₂ in Methan umgewandelt, weil sich dieses einfacher in bereits bestehenden Kavernen speichern lässt.

8 Energieeffizienz – die Prinzipien

Die zu einer erfolgreichen Energiewende erforderliche Energieeffizienz liegt erheblich über der heute üblichen; viele Sektoren können mit Effizienztechnologien beitragen, die hier nur in Stichworten erwähnt werden:

- **Verkehr:** Elektrotraktion hat gegenüber Verbrennungsmotoren schon vom Grundansatz her höhere Wirkungsgrade. Da sich E-Motoren aber auch reversibel als Generatoren einsetzen lassen, kann durch reversibles Bremsen darüberhinaus auch noch Bremsenergie zurückgewonnen werden. Zudem sind E-Antriebe mit moderner Steuertechnik für elektronisch kommutierte Gleichstrommotoren (auch: „bürstenlose Gleichstrommotoren“, englisch: ECM) erheblich besser an Teillasten anpassbar [ECM 2020]. Allein das Effizienzpotential bei der Umstellung auf Elektrotraktion ist daher sehr groß (> 50 %). Als Hauptmotiv der Umstellung wird immer die Einsatzmöglichkeit erneuerbarer Energie gesehen – auch das ist durchaus richtig, vorausgesetzt, die Stromerzeugung aus fossiler Energie wird zügig reduziert.
- **Weitere Antriebe:** Viele bestehende Antriebe arbeiten noch mit älteren Asynchronmotoren mit schlechteren Wirkungsgraden und vor allem sehr ungünstigem Teillastverhalten. Sie können im Zuge der Erneuerung von Anlagen durch moderne ECM-Motoren ersetzt werden. Auch hier liegt ein beträchtliches Einsparpotential.
- **Die Wärmenutzung in der Industrie** weist viele Prozesse auf, in denen Materialien auf hohe Temperaturen gebracht werden – sie nehmen dabei Wärme auf, die später wieder aus dem Endprodukt herausgekühlt werden muss. Hier gibt es Effizienzpotentiale z. B. in Form von Gegenlauföfen. Alternative Prozessführungen, Reduktion der miterhitzten Hilfs-, Abfall- und Verpackungstoffe können ebenfalls helfen, die Effizienz zu verbessern.
- **Kunstlicht** hat einen steigenden Anteil an den Energiedienstleistungen. Durch inzwischen erheblich verbesserte Leuchtmittel (LED-Licht kann inzwischen mit um 150 lm/W [Lumen/Watt] erzeugt werden; Glühlampen liegen bei nur 12 lm/W; Abbildung 11) ist der Stromaufwand für Beleuchtung in den letzten Jahren erheblich gesunken. Ein besserer Zugang zu Tageslicht, eine funktionale Architekturaufgabe, bringen weitere Beiträge.
- Viel diskutiert wird der bisher steigende Bedarf an Strom für IT-Nutzungen. Nun sind selbst moderne digitale Systeme regelmäßig noch immer erschreckend ineffizient: Ein gutes Notebook kommt inkl. Anzeige mit weniger als 25 W im normalen Betrieb aus. Ein Desktop-PC kommt auf das Dreifache – zuzüglich

eines Bildschirms, der gern weitere 30 Watt konsumiert. Die neueste Elektronik-Ink-Technologie erlaubt es, den Strombedarf von Flachbildschirmen auf um und unter 1 W zu reduzieren. MOS-Technologie müsste auch für die Elektronik von Desktop-PCs und Servern verbindlich werden. Powermanagement-Software kann Taktfrequenzen bei niedriger Auslastung absenken und so erheblich Strom sparen und zugleich die Lebensdauer der Systeme erhöhen.



Beispiel Licht

Kunstlicht



Abbildung 11: Die Energieeffizienz für Kunstlicht wurde über die Jahrhunderte immer weiter verbessert: Aber erst mit der modernsten Technologie (LED-Leuchtmittel) kommen wir an die physikalischen Grenzen optimaler Effizienz heran. Dann allerdings reichen 3,5 Watt je Person (in finsterner Nacht) für einen leseoptimalen Lichtkomfort – und das ist so wenig, dass es problemlos über eine erneuerbare Versorgung bereitgestellt werden kann (weniger als 300 MW für ganz Deutschland; Quelle: Vorlesung „Energiesysteme“ W. Feist, Universität Innsbruck, 2019).

Die hier gegebene Übersicht ist fern davon, vollständig zu sein. Die Potentiale der Verbesserung bei der Energieeffizienz sind gigantisch – eine systematische Umsetzungsstrategie für ihren Einsatz fehlt allerdings bisher. Einzig bzgl. der Energieeffizienz bei Gebäuden gab es spürbare Fortschritte, die in einem weiten Ausmaß dem Engagement von Forschung, Entwicklung, Architektorentwurf und Handwerksweiterbildung zu verdanken sind. Eine Schlüsselrolle spielt dabei das Passivhaus-Konzept.

9 Passivhaus – Konzept, Qualitätssicherung und Ökonomie

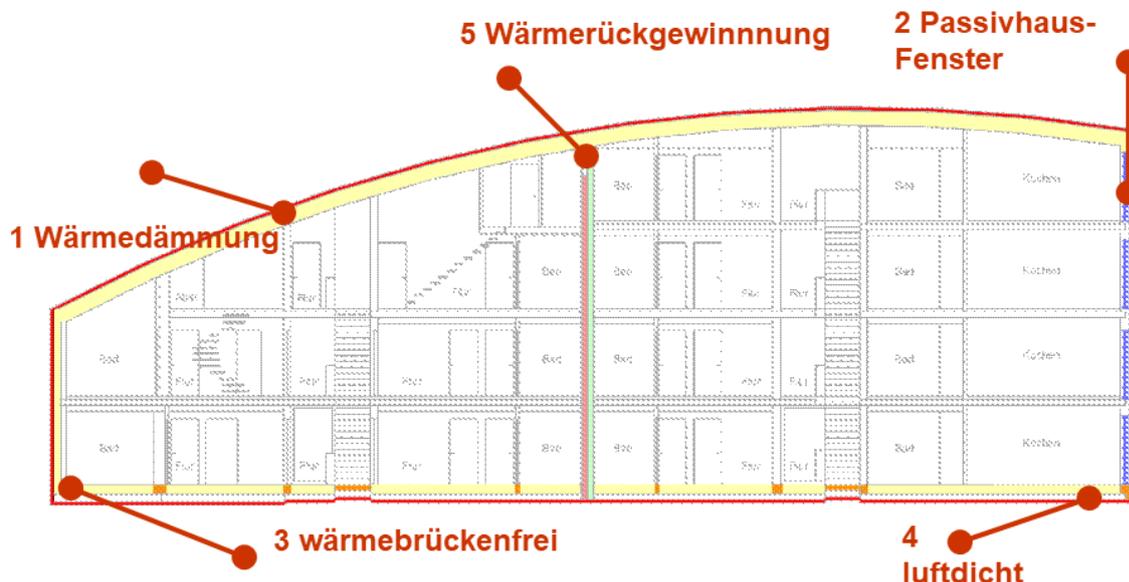
Das Passivhaus ist ein dokumentiertes und detailliertes Planungs- und Qualitätssicherungs-Konzept, wie eine wirklich umfassend verbesserte Energieeffizienz bei Gebäuden tatsächlich erreicht werden kann [PHI 2016]. Es basiert auf einer zuverlässigen Prognose des Heizwärmebedarfs des geplanten (oder umzubauenden) Gebäudes mit dem Projektierungs- und Energiebilanztool PHPP ([PHPP 2015], [Dermentzis 2016]). Das Gebäude muss dabei so optimiert werden, dass der Heizwärmebedarf den Grenzwert von 15 kWh/(m²a) nicht überschreitet. Es handelt sich somit um eine rein funktionale Anforderung, die auf die tatsächliche Performance der Gebäude ausgerichtet ist. Der verbleibende restliche Bedarf ist so gering, dass eine vollständig nachhaltige Versorgung auf Dauer möglich ist (vgl. die unter Abschnitt 2 dargestellten Ergebnisse aus 30 Jahren Erfahrung im ersten Passivhaus).

Um Architekten und Planer, insbesondere bei ihren ersten Projekten, nicht ohne einen Hinweis auf zielführende Maßnahmen zu lassen, sind die wichtigsten Maßnahmen, die das Erreichen des Standards erlauben, in kurzer Form hier zusammengefasst (Abbildung 12):

- Erheblich verbesserter Wärmeschutz der Gebäudehülle (U-Werte um 0,15 W/(m²K) für opake Flächen in Mitteleuropa, [Feist 2007])
- Passivhaus-Fenster (in Mitteleuropa sind das gedämmte Fensterrahmen mit Dreischeibenverglasung, getrenntem Randverbund und einem Zertifikat von unabhängiger Stelle [AkkP 14])
- Wärmebrückenfreies Konstruieren (das ist ein Planungsprinzip, das von Architekten und Bauingenieuren notfalls sogar ohne Berechnungen verwendet werden kann; am einfachsten durch die Wahl zertifizierter Komponenten erreichbar [Akkp 16], [AkkP 35])
- Luftdichtes Konstruieren („rote-Linie Planungsprinzip“ [Elmroth 1983], [Peper 2005])
- Balancierte Wohnungslüftung mit hocheffizienter Wärmerückgewinnung [AkkP 17]

Diese Prinzipien sind vielfach hier im Arbeitskreis behandelt und ausführlich dokumentiert worden. Eine permanent aktualisierte Darstellung findet sich z. B. in [passipedia 2014].

Fünf Essentials für NZEB (Passivhaus)



design by architect Prof. Enno Schneider, Kassel, 2000

Abbildung 12: Die fünf Prinzipien für erfolgreiches energieeffizientes Bauen in Mitteleuropa: Wärmedämmung, hocheffiziente Fenster, wärmebrückenfreies Konstruieren, Luftdichtheit und die Hygienelüftung mit Wärmerückgewinnung.

Die Verbesserungsmaßnahmen, um diese Prinzipien zu verfolgen, erfordern keine neue Bauweise und keine grundsätzlich geänderten Baukomponenten: Vielmehr sind alle Bauweisen (inkl. z. B. Holzbau, Stahlbau, Massivbau) weiter möglich und auch alle nur denkbaren Architekturstile. Die Verbesserungen betreffen Details an den ohnehin benötigten Bauteilen – die in der verbesserten Form leicht herstellbar sind und dabei kaum Mehraufwand bedeuten. Die wesentliche Anforderung ist eine bereits von Anfang an erfolgende sorgfältige Planung der entscheidenden Details.

Dadurch bedingt sind Passivhäuser, Verfügbarkeit der Komponenten und Kenntnisse der Planer vorausgesetzt, mit sehr geringem investivem Mehraufwand realisierbar; das gilt übrigens auch für den „ökologischen Anfangs-Mehraufwand“ (z. B. mehr Glas durch Dreischeibenverglasung), der bei sorgfältiger Materialwahl sogar vollständig vermieden werden kann.

Abbildung 13 zeigt das am Beispiel der Kosten der opaken Hüllflächenkomponenten. Diese kosten ca. 0,75 bis 2,50 € pro Quadratmeter Bauteilfläche und cm Dämmdicke zusätzlich. Das führt auf umgerechnet ca. 4 bis 6 Cent pro kWh eingesparter Heizwärme. Das ist bereits heute deutlich kostengünstiger als die Wärmeversorgung aus Heizöl oder Erdgas. Die Verwendung der hier dargestellten Dämmniveaus ist daher allein aus ökonomischen Gründen für jeden Neubau dringend zu empfehlen.

Ökonomie Dämmung Dach, Wand, Keller

Dämmung	Material	λ $\frac{W}{(mK)}$	Diff. cost $\frac{€}{m^2cm}$	München 92 kWh			Harbin 131 kWh		
				Optimal (cm)	In NZEB (cm)	gespart kWh $\frac{€C}{kWh}$	Optimal (cm)	In NZEB (cm)	gespart kWh $\frac{€C}{kWh}$
Dach	MinW	0,035	0,75(25)	36	30	5,4	43	37	4,3
Außenwand	MinW	0,035	2,75(75)	18	17,5	5,4	22	25	7,9
Kellerdecke	XPS	0,033	1,50(50)	17	13	4,0	20	28	6,3

Wärmedämmung verbessern auf NZEB-Niveau: schon heute wirtschaftlich 4 bis 6 Cent/kWh: Günstiger als fossiles Öl und Gas.

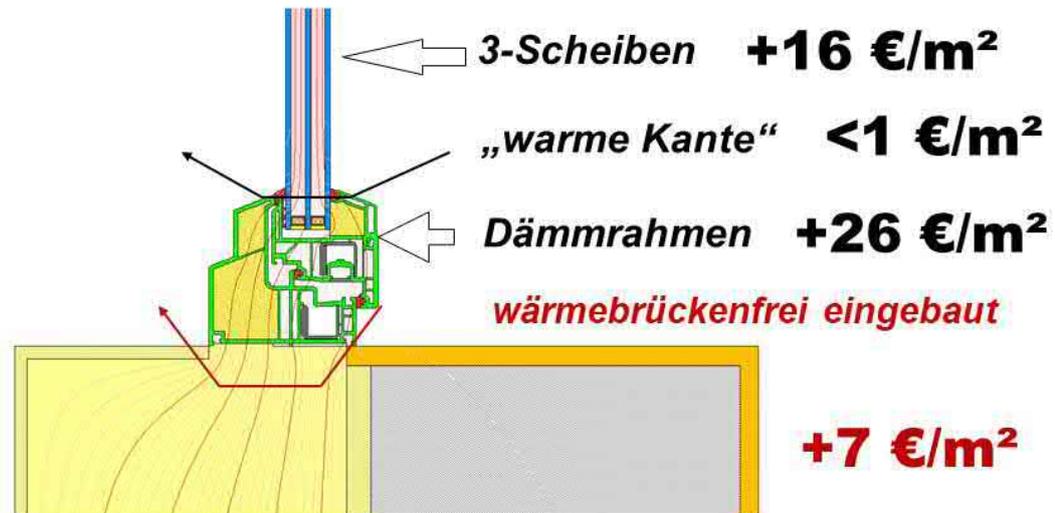
Abbildung 13: Ökonomie der Wärmedämmung opaker Hüllflächen (nach [AkkP 55]).

Die Kosten für transparente Bauteile sind in Abbildung 14 zusammengefasst; diese belaufen sich auf insgesamt rund 50 €/m² Fensterfläche, inkl. Dreischeibenverglasung, thermisch getrenntem Randverbund, verbessertem Fensterrahmen und wärmebrückenfreiem sowie luftdichtem Anschluss ([Krick 2015]). Das sind dann umgerechnet weniger als 5 Cent je kWh eingesparter Heizwärme. Auch diese Verbesserungen sind daher in vollem Umfang bereits vor dem Hintergrund heutiger Energiepreise empfehlenswert.

Noch wesentlich attraktiver bzgl. der Wirtschaftlichkeit sind die rein planerischen Maßnahmen wie das „wärmebrückenfreie Konstruieren“ ([AkkP 16], [AkkP 35], Abbildung 15) und die Planung „luftdichter Gebäudehüllen“ ([Peper 2005]). Ein aktuelles Handbuch mit zahlreichen erprobten und dokumentierten Details zeigt Abbildung 16 ([Hazucha 2016]).

Für die Planer, die sich mit technischen Details nicht auseinandersetzen wollen, gibt es auch bereits vorgeprüfte, von der Industrie verfügbar gemachte Details. Diese sind Gegenstand einer sorgfältigen Qualitätssicherung für die „zertifizierte Passivhaus geeignete Komponente“. Davon gibt es inzwischen mehr als 1000 Produkte von unterschiedlichsten Herstellern überall auf der Welt. Passivhaus-Komponenten sind am Markt verfügbar – und sie kommen bereits mit allen entscheidenden Anschlussdetails und Anwendungsrichtlinien (Abbildung 17).

NZEB geeignetes Fenster



< 5 €Cent/kWh (Ø in Deutschland)

Abbildung 14: Passivhausfenster – vor dem Hintergrund heutiger Angebote am Markt und Marktpreisen für Heizenergie ist diese Qualitätsverbesserung generell zu empfehlen.

Konstruktionsdetails Wärmebrücken und Wärmebrückenfreies Konstruieren



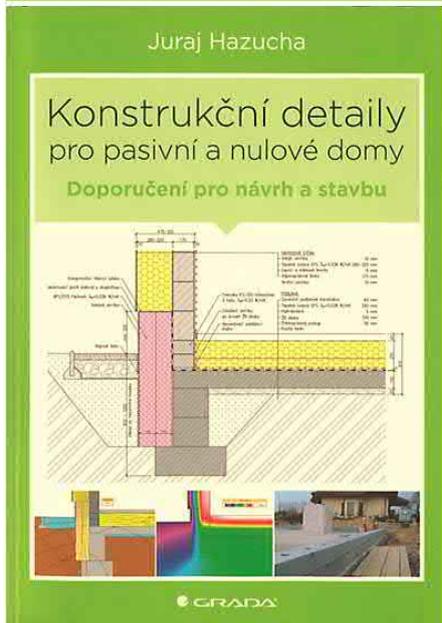
Arbeitskreis kostengünstige
Passivhäuser 35

Wärmebrücken und
Tragwerksplanung –
die Grenzen des
wärmebrückenfreien
Konstruierens

(und weitere Protokollbände)

Abbildung 15: Anleitung und Tools zum wärmebrückenfreien Konstruieren [AkkP 16], [AkkP 35]

Konstruktionsdetails



Juraj Hazucha Konstruktionsdetails Passivhäuser

Alle Bauweisen sind möglich:

- Beton,
- Mauerwerk,
- Poreneine,
- Vollholz,
- Holzständer,
- Schalungselemente,
- Stroh,...

Abbildung 16: Konstruktionsdetails in der Praxis – insbesondere Luftdichtheit und Wärmebrückenfreiheit [Hazucha 2016]



Komponentendatenbank

Deutsch

Opake Gebäudehülle

- ▶ Wand- und Bausysteme
- ▶ Fassadenanker
- ▶ Bodenplatten
- ▶ Attika
- ▶ Abgasanlagen
- ▶ Balkonverbindungen
- ▶ Dachbodentreppe
- ▶ Luftdichtheits-Systeme

Gebäudetechnik

- ▶ Wärmepumpenkompaktgeräte
- ▶ Lüftungsgeräte (Luftleistung < 600 m³/h)
- ▶ Lüftungsgeräte (Luftleistung > 600 m³/h)
- ▶ Abwasser-Wärmerückgewinnung

Erkunden Sie das Haus und finden Sie die Links oder lassen Sie sich die Hotspots zeigen



Transparente Gebäudehülle

- ▶ Fenster
- ▶ Dachfenster
- ▶ Oberlichter
- ▶ Pfosten-Riegel-Fassaden
- ▶ Glasdächer
- ▶ Öffnungselemente in Glasdach
- ▶ Rollläden/Raffstores
- ▶ Eingangstüren
- ▶ Schiebetüren
- ▶ Verglasung
- ▶ Abstandhalter

www.componentdatabase.org

Abbildung 17: Passivhaus-Komponenten: Der Schlüssel für die Sicherstellung der baulichen Qualität bzgl. Energieeffizienz; Internetlink: database.passivehouse.com/de/components/

10 Energieeffizienz und erneuerbare Energie – erfolgreiche Kombination für die Abwehr eines unbeherrschbaren Klimawandels

Die hier dargestellten Ansätze sind nicht neu – im Gegenteil, schon seit Ende der siebziger Jahre des letzten Jahrhunderts haben Wissenschaftler auf die Bedeutung der erneuerbaren Energie und auf verbesserte Energieeffizienz hingewiesen ([Bossel 1979], [Lovins 1978], [Shurcliff 1981]). Diese Analysen wurden durchaus in einigen industriellen Entwicklungen und auch von manchen Regierungen aufgegriffen. Systematisch erschlossen wurden sie aber nie - dennoch hat die Energieeffizienz inzwischen den größten Einzel-Versorgungsanteil aller „Energieträger“ (im Sinne von [Meyer-Abich 1979]: „Energieeffizienz als Energieträger“) in Deutschland und erneuerbare Installationen konnten bereits fast die Hälfte der Stromerzeugung bereitstellen.

Abbildung 18 zeigt den Erfolg der „Energiewende“ in Deutschland; wir diskutieren den Verlauf zwischen 2000 und 2016, da die zehn Jahre 1990-1999 durch die ökonomischen Besonderheiten der deutschen Wiedervereinigung geprägt wurden:

- Zwischen 2000 und 2016 ist die Energiedienstleistung in Deutschland um 22 % gestiegen (mehr Wohnfläche, höhere Raumtemperaturen, mehr PKW, mehr Reise-Kilometer, mehr Konsumprodukte; oberste Kurve).
- Dennoch hat der nicht-erneuerbare Primärenergiebedarf im gleichen Zeitraum um mehr als 19 % abgenommen.

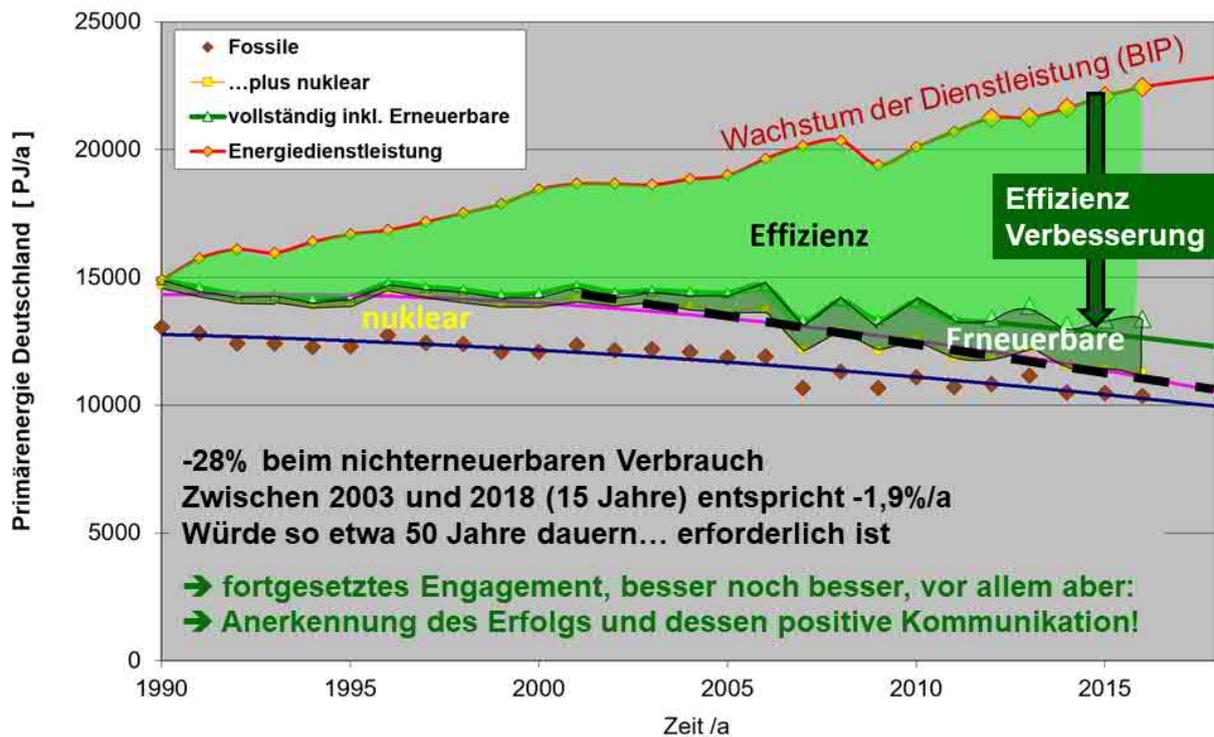


Abbildung 18: Der Erfolg der Energiewende in Deutschland: Eine Synergie von Energieeffizienz und Erneuerbarer Energie

Heute wird somit mit einem um 19 % geringeren Verbrauch eine um 22 % höhere Leistung erbracht. Die Verbesserung um 33 % ist im Wesentlichen der erhöhten Effizienz zu verdanken (hellgrün hinterlegte Fläche) – Fahrzeuge sind energiesparender geworden, Neubauten besser gedämmt, selbst einige (zu wenige) Altbauten nachgerüstet, alte Industrieanlagen wurden erneuert, effizientere Kraftwerke in Betrieb genommen, alte Hausgeräte durch erheblich effizientere neue ersetzt, Beleuchtung durch CFL und LED ausgetauscht u. a. Die Materialeffizienz wurde ebenfalls verbessert, die Recyclingquote erhöht. Auch ein gewisser Strukturwandel spielt dabei eine Rolle: Elektronische Informationsverbreitung braucht weniger nichtnachhaltige Rohstoffe wie täglich in Tonnen neu bedrucktes Papier (wobei hier noch beträchtliche Einsparungen zu erzielen wären); Gartenlauben, Elektrofahrräder und Mobiltelefone sind weniger energieintensiv als Jagdflugzeuge oder Schwerindustrie-Produktionshallen. Den Mammutbeitrag aber bringt die Effizienz: Kaum wahrgenommen von der Öffentlichkeit ist deren Anteil inzwischen höher als der von Erdöl oder Erdgas an der Versorgung mit Energiedienstleistungen.

Am verringerten Primärenergiebedarf haben die erneuerbaren Energien zudem einen immer größeren Anteil (dunkelgrüne Fläche). Der nichtnachhaltige Teil der Primärenergieversorgung ist in diesem Zeitraum um mehr als 33 % reduziert worden (weni-

ger nicht erneuerbare Energierohstoffe aller Art: Steinkohle, Braunkohle, Erdöl, Erdgas, Uran). Das sind 16 Jahre lang jeweils ca. 2 % weniger nichterneuerbare Ressourcen, die abgebaut werden. Ein entscheidender Erfolg!

Wenn Deutschland diese Entwicklung weiter durchhalten kann, vielleicht sogar noch ein bisschen mehr Nachdruck darauf legt – dann könnte das Land in 34 Jahren ohne nicht-nachhaltige Energiequellen auskommen.

Es fällt auf, dass die Entwicklung derzeit fast einheitlich negativ kommuniziert wird:

- Eine Gruppe erklärt die Energiewende für gescheitert, weil die Intention von Anfang an nicht gepasst hat und ein zurück in den verstärkten Ausbau der nicht nachhaltigen Energiequellen gefordert wird. Die vermeintlichen Probleme werden breit in der Öffentlichkeit als „Scheitern“ kommuniziert. Öffentlich und mit Unterstützung mancher Medien über angeblich zu teuren Strom in Deutschland (wofür der Ausbau der erneuerbaren Energien verantwortlich gemacht wird) wird der Ausbau von Gas-Terminals, neuen Braunkohletagebauen und zusätzlichen fossilen und nuklearen Kraftwerken gefordert.
- Anderen geht das Tempo („nur minus 2 % pro Jahr“) nicht schnell genug. Auch sie sind mit der Analyse „Energiewende gescheitert“ schnell bei der Hand.

Diese unheilige Allianz von Schlechtrednern ist Wasser auf die Mühlen der Gegner der nachhaltigen Energiewende. Es wird versucht, den klar sichtbaren Erfolg durch Stimmungsmache in sein Gegenteil zu verwandeln.

Die Folgen solcher unverantwortlichen Aktionen sind fatal: Die deutsche Wirtschaft hat zwar darin recht, dass die quantitative Bedeutung der deutschen CO₂-Emissionen angesichts der fossilen Eskapaden in China und Indien nur gering ist. Wie aber will jemand in China und Indien überzeugend auftreten, wenn die dortigen Gesprächspartner zurecht darauf hinweisen, dass wir den nachhaltigen Weg doch erstmal selbst gehen müssen, bevor wir andere davon überzeugen können. Und dass ständig in der deutschen Presse selbst mehr über vermeintliche Probleme mit der Energiewende berichtet wird als über deren offensichtlichen Erfolg. Dabei wäre die Verbreitung der positiven Erfahrungen der wichtigste Erfolg, den wir für die Welt bieten könnten: Ein erfolgreicher Weg, der von nichtnachhaltigen Energiequellen wegführt, und dessen konstruktive Kommunikation.

In der Sache funktionieren kann das in der Kombination, die sich trotz aller Zögerlichkeiten und Widerstände schon in den letzten 20 Jahren umfassend bewährt hat: Die Kombination von erneuerbarer Energie und erheblich verbesserter Energieeffizienz; ein Traumpaar eben.

11 Literatur

- [AkkP 14] Passivhaus-Fenster, Protokollband Nr. 14, 1. Auflage, Passivhaus Institut, Darmstadt 1998
- [AkkP 16] Wärmebrückenfreies Konstruieren; Protokollband Nr. 16 des Arbeitskreises kostengünstige Passivhäuser, 1. Auflage, Passivhaus Institut, Darmstadt 1999
- [AkkP 17] Dimensionierung von Lüftungsanlagen in Passivhäusern; Protokollband Nr. 17 des Arbeitskreises kostengünstige Passivhäuser, 1. Auflage, Passivhaus Institut, Darmstadt 1999
- [AkkP 35] Wärmebrücken und Tragwerksplanung - die Grenzen des wärmebrückenfreien Konstruierens, Arbeitskreis kostengünstige Passivhäuser, Protokollband Nr. 35. Passivhaus Institut, Darmstadt, 2007.
- [AkkP 55] Sozialer Geschosswohnbau: Kostengünstig und energieeffizient – (k)ein Widerspruch? Arbeitskreis kostengünstige Passivhäuser, Darmstadt, 2019 (Protokollband in Bearbeitung)
- [Bossel 1979] H. Bossel et al: Energiewende - Wachstum und Wohlstand ohne Erdöl und Uran, Frankfurt 1979
- [Buchholz 2009] M. Buchholz: Leicht verständliche Erklärung zum Thema "Energie = Exergie + Anergie" als kurzer YouTube-Film
<https://youtu.be/TcsrT7n-Kog> (Zugriff 28.05.2020)
- [Colclough 2015] S. Colclough; D. Redpath; P. Griffiths: Seasonal Thermal Energy Storage and the Passivhaus - lessons from 5 years of monitoring; proceedings Passive House Conference 2015 pp561-566
- [Dermentzis 2016] G. Dermentzis; M. Gustafsson et al: Evaluation of a versatile energy auditing tool; Conference: IAQVEC 2016At: Seoul, South Korea
- [ECM 2020] Bürstenlose Gleichstrommotoren (ECM-Motor); Wikipedia-Artikel, https://de.wikipedia.org/wiki/B%C3%BCrstenloser_Gleichstrommotor (Zugriff 28.05.2020)
- [Elmroth 1983] A. Elmroth; P. Levin: Air Infiltration Control in Housing - A Guide to International Practice; Swedish Council for Building Research, Stockholm D2:1983
- [Exergie 2020] Exergie (zugehöriger Wikipedia Artikel)
<https://de.wikipedia.org/wiki/Exergie> (Zugriff 28.05.2020)
- [Feist 1997] W. Feist: Passive House Darmstadt Kranichstein: Planning, construction, results. Technical Information PHI-1997/4EN, Passive House Institute, Darmstadt 1997

-
- [Feist 2007] Passivhäuser in der Praxis, in Nabil A. Fouad: Bauphysikkalender 2007
- [Feist 2019] W. Feist, R. Pfluger, W. Hasper: Durability of Building Fabric Components and Ventilation Systems in Passive Houses; In Energy Efficiency Journal, 2019
- [Fisch 2005] N. Fisch: Wärmespeicher; BINE 2005
- [Grove-Smith 2015] J. Grove-Smith, B. Krick, W. Feist: Balancing energy efficiency and renewables. In: P. Bertoldi(ed.): Proceedings of the 9th International Conference Improving Energy Efficiency in Commercial Buildings and Smart Communities, EUR27993EN. European Union, 2016, p.894-902
- [Hazucha 2016] J. Hazucha et al: Konstrukční detaily pro pasivní domy, Czech Republic 2016, ISBN 978-80-247-4551-0
- [Hinz 1994] E. Hinz et al: Messdatenerfassung und Auswertung beim ökologischen Nullenergiehaus Dörpe, Institut Wohnen und Umwelt, Darmstadt, 1994
- [IPCC 2018] IPCC (2018) Special Report on 1.5 Degrees Available online: http://www.ipcc.ch/report/sr15/index_background.shtml (Zugriff 10.10.2018)
- [Krick 2015] B. Krick.: Der Passivhaus-Komponenten-Award 2015; kostengünstige energieeffiziente Fenster. https://europhit.eu/sites/europhit.eu/files/EuroPHit_Component_Award_2015_Flyer.pdf; PHI, Darmstadt, 2015
- [Kriesi 1990] R. Kriesi: Siedlung Boller - Ein Meilenstein des energieeffizienten Bauens; Kanton Zürich, Baudirektion, AWEL Amt für Abfall, Wasser, Energie und Luft
- [Lovins 1978] A. & H. Lovins: Sanfte Energie, Hamburg 1978
- [Meyer-Abich 1979] Meyer-Abich (Hrsg): Energieeinsparung als neue Energiequelle. München 1979
- [Passipedia 2014] Internetseite zu den Details des Passivhaus-Standards: www.passipedia.org, Passivhaus Institut, Darmstadt, 2008-2020
- [Peper 2005] S. Peper; O. Kah; W. Feist: Zur Dauerhaftigkeit von Luftdichtheitskonzepten bei Passivhäusern – Feldmessungen, Endbericht. IEA SHC TASK 28 / ECBCS ANNEX 38. Passivhaus Institut, Darmstadt, 2005
- [PHI 2016] Kriterien für den Passivhaus-, EnerPHit- und PHI-Energiesparhaus-Standard, Passivhausinstitut, 2016
https://passiv.de/downloads/03_zertifizierungskriterien_gebaeude_de.pdf (Zugriff 28.05.2020)
- [PHPP 2015] W. Feist et al.: PHPP Passivhaus Projektierungs Paket Version 9 (2015). Anforderungen an qualitätsgeprüfte Passivhäuser; Passivhaus Institut; Darmstadt 1998-2020

- [Powell 2010] J. Powell et al: Maglev Energy Storage and The Grid; in: 2010 Advanced Energy Conference New York 2010
www.aertc.org/conference2010 (Zugriff 7.6.2020)
- [Reinwald 2018] M. Reinwald; J. Hochhuber: Energiespeicherung und Stromnetzregelung mit hocheffizienten Gebäuden - Windheizung 2.0; in: 22. Internationale Passivhaustagung München 2018, pp 507-512
- [Sabatier 1913] Sabatier: La catalyse en chimie organique, 1913, S. 66
- [Schwarz 1981] B. Schwarz: Der Massivabsorber. Flüssigkeitsdurchströmte Betonbauteile als Flächenwärmetauscher und Wärmespeicher IBP-Bericht 72, Holzkirchen, 9(1981)
- [Shurcliff 1981] W. Shurcliff: Super Insulated Houses and Double Envelope Houses, Brick House, Andover, 1st edition 1981

Jürgen Schnieders, Passivhaus Institut, Rheinstraße 44/46, 64283 Darmstadt

Energieeffizienz und erneuerbare Energien - früher und heute

1 Einführung

Das Passivhaus steht in erster Linie für Energieeffizienz. Schon früh wurden jedoch Passivhaus-Prinzipien mit dem Einsatz erneuerbarer Energien verknüpft. Das kann so weit gehen, dass das Gebäude keinen Anschluss ans Gas- oder Stromnetz mehr benötigt.

In diesem Beitrag werden als Grundlage zunächst die aktuellen Klimaschutzziele (Stand Mai 2020) in Hessen, Deutschland und der EU zusammengefasst. Vor diesem Hintergrund werden einige Konzepte erklärt, in denen – teilweise schon im letzten Jahrhundert – Passivhäuser mit erneuerbaren Energien ausgestattet wurden. Weitere aktuelle Beispiele finden sich in anderen Beiträgen in diesem Protokollband. In diesem Zusammenhang darf ein erster Blick auf die thermische Solarenergienutzung und insbesondere auf die saisonale Wärmespeicherung nicht fehlen.

2 Klimaschutzziele

Die Bundesrepublik Deutschland und die EU haben sich zum Ziel gesetzt, ihre Treibhausgasemissionen in den nächsten Jahrzehnten drastisch zu senken. Ziele für 2020, 2030 und 2050 sind scharf definiert, die Zahlenwerte sind in Tabelle 1 zu finden. Diese Ziele sind in der Regel in Relation zum Status im Jahr 1990 definiert. Bis 2050 wird in Deutschland schon seit längerem eine Reduktion um 80 %₁₉₉₀ angestrebt. Nach der Pariser Klimakonferenz, wo den Staaten die Dringlichkeit des Klimaschutzes deutlicher wurde, wurde dieses Ziel auf -95 %₁₉₉₀ verschärft. Der Unterschied ist durchaus bedeutend, wie auch im Beitrag zur Sektorkopplung in diesem Protokollband deutlich wird, denn die noch zulässigen Emissionen unterscheiden sich um einen Faktor 4.

Auch auf EU-Ebene werden langfristig ähnliche Reduktionen angestrebt. Derzeit wird im Rahmen des „European Green Deal“ bereits für 2050 das Ziel der „Klimaneutralität“ vorgeschlagen, entsprechend würden sich auch die Zwischenziele verschärfen.

Tabelle 1: Klimaschutzziele in Deutschland und der EU (Tabelle aus [BMU 2019])

Ziele	Deutschland			EU		
	2020	2030	2050	2020	2030	2050
Treibhausgase						
Treibhausgasemissionen im Vergleich zu 1990	mind. -40 %	mind. -55 %	mind. -80 bis -95 %	-20 %	-40 %	-80 bis -95 %
Steigerung des Anteils EE am Energieverbrauch						
Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch	18 %	30 %	60 %	20 %	27 %	
Reduktion des Energieverbrauchs und Steigerung der Energieeffizienz						
Senkung des Primär- oder Endenergieverbrauchs (P/EEV)	-20% PEV ggü. 2008		-50% PEV ggü. 2008	20% (Energieeffizienzsteigerung ggü. business-as-usual)	27% (Energieeffizienzsteigerung ggü. business-as-usual)	

Die Bundesregierung hat mit dem [KSG 2019] für jedes Jahr bis 2030 und für die verschiedenen Sektoren zulässige Jahresemissionsmengen festgelegt, die es erlauben, gegebenenfalls kurzfristig nachzusteuern, damit die Ziele für 2030 auch tatsächlich erreicht werden (Tabelle 2).

Tabelle 2: Zulässige Jahresemissionsmengen nach [KSG 2019], Anlage 2

Jahresemissionsmenge in Mio. Tonnen CO ₂ -Äquivalent	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Energiewirtschaft	280		257								175
Industrie	186	182	177	172	168	163	158	154	149	145	140
Gebäude	118	113	108	103	99	94	89	84	80	75	70
Verkehr	150	145	139	134	128	123	117	112	106	101	95
Landwirtschaft	70	68	67	66	65	64	63	61	60	59	58
Abfallwirtschaft und Sonstiges	9	9	8	8	7	7	7	6	6	5	5

Erkennbar ist also, dass bereits in den nächsten Jahren erhebliche Einsparungen angestrebt werden. Die Bedeutung des Gebäudesektors erscheint in Tabelle 2 relativ gering, dies ist aber irreführend, da ein großer Anteil der Emissionen aus dem Bereich der Energiewirtschaft auch durch die Gebäude verursacht wird.

Auch in Hessen wurden für die Klimaschutzziele definierte Zwischenschritte festgelegt. Bereits seit 2017 gibt es den Integrierten Klimaschutzplan 2025 mit insgesamt 140 Maßnahmen. Damit wird eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um 40 %₁₉₉₀ bis 2025 angestrebt, entsprechend minus 1,03 %₁₉₉₀ p.a. Für die folgenden Jahre sind dann minus 2 %₁₉₉₀ p.a. vorgesehen, die größeren Anstrengungen wurden also in die Zukunft verschoben. Insgesamt sind die Einflussmöglichkeiten der Bundesländer in diesem Bereich begrenzt.

Als eine mögliche Handlungsoption realisiert wurde das Modellvorhaben "Bebauungsgebiet als Passivhaussiedlung" ([Hessen 2019]). Ausgehend davon, dass Passivhäuser heute dem Stand der Technik entsprechen, unterstützt das Land die Kommunen in der Bauleitplanung und Öffentlichkeitsarbeit, wenn Passivhaus-Baugebiete ausgewiesen werden sollen. Das bezieht sich z. B. auf städtebauliche Verträge, Bebauungspläne und die Beratung der Bauherren.

3 Passivhäuser und erneuerbare Energien

Schon das 1991 fertiggestellte erste Passivhaus in Darmstadt-Kranichstein nutzte erfolgreich erneuerbare Energien, und zwar in Form einer thermischen Solarkollektoranlage für die Warmwasserbereitung im Sommer. Das Projekt war darauf angelegt, mit akzeptablen Kosten eine sehr hohe Effizienz zu erreichen, auf eine solare Stromerzeugung wurde daher aufgrund der seinerzeit noch sehr hohen Kosten verzichtet.

Erwähnenwert ist, dass es allein durch Effizienzverbesserung gelang, eine der Wohneinheiten einige Jahre vollständig ohne Heizung zu betreiben, indem handwerklich gefertigte Dämmblenden für sämtliche Fenster installiert wurden. Der Nachweis der technischen Realisierbarkeit eines Nullheizenergiehauses ohne zusätzlichen saisonalen Speicher war damit erbracht. Diese Maßnahme erwies sich als mindestens so effektiv wie Konzepte mit saisonalem Wärmespeicher, war dabei aber sehr viel kostengünstiger. Dennoch war sie in Relation zur noch erreichbaren Energieeinsparung unverhältnismäßig teuer. Für ein nachhaltiges Gebäude ist der vollständige Verzicht auf die Raumheizung auch nicht erforderlich.

In diesem Abschnitt soll, als Grundlage für die folgenden Beiträge dieses Protokollbands, an einigen Beispielen diskutiert werden, wie verschiedene Möglichkeiten der Nutzung erneuerbarer Energien im und in Relation zum Passivhaus einzuordnen sind.

3.1 Energieautarke Häuser

Bereits 1992 wurde durch das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme das Energieautarke Solarhaus Freiburg realisiert ([Schirmer 1998]). Das Forschungsobjekt, ein Einfamilienhaus mit 145 m² Wohnfläche, verfolgte das Ziel, seinen kompletten Energieverbrauch durch die Solarstrahlung zu decken, die auf das Gebäude selbst trifft. Erreicht wurde dies durch einen unverschatteten Standort, eine hochgedämmte Gebäudehülle, Erdwärmeübertrager und Lüftungswärmerückgewinnung sowie eine Kombination von transparenter Wärmedämmung, PV, Solarthermie, einem Elektrolyseur und einer Brennstoffzelle. Auch ein wasserstoffbetriebener Gasherd gehörte zur Ausstattung. Die autarke Energieversorgung funktionierte, wenn auch die Raumtemperaturen im Winter zeitweise unter 20 °C sanken.

Schon damals wurde erkannt, dass eine erneuerbare Versorgung von Gebäuden nur auf der Grundlage hoher Energieeffizienz erreichbar ist. Die Gebäudehülle selbst weist in etwa Passivhausqualität auf.

Von vornherein wurde ein Vorbildcharakter für das Bauen in der Breite nicht angestrebt, es handelte sich eher um ein Experimentalgebäude zur Erprobung verschiedener Technologien. Allein die Baukosten von umgerechnet 1,3 Mio. €, also knapp 10.000 € pro Quadratmeter Wohnfläche (angepasst mittels Baupreisindex auf heutiges Preisniveau ca. 15.000 €/m²), sprengen jeden Rahmen.

Konzentriert man sich mit heute verfügbarer Technik auf das Wesentliche, sind dagegen grundsätzlich energieautarke Häuser für private Bauherren realisierbar. Ein Beispiel stellt das energieautarke Passivhaus in Berg am Starnberger See dar (Abbildung 1).

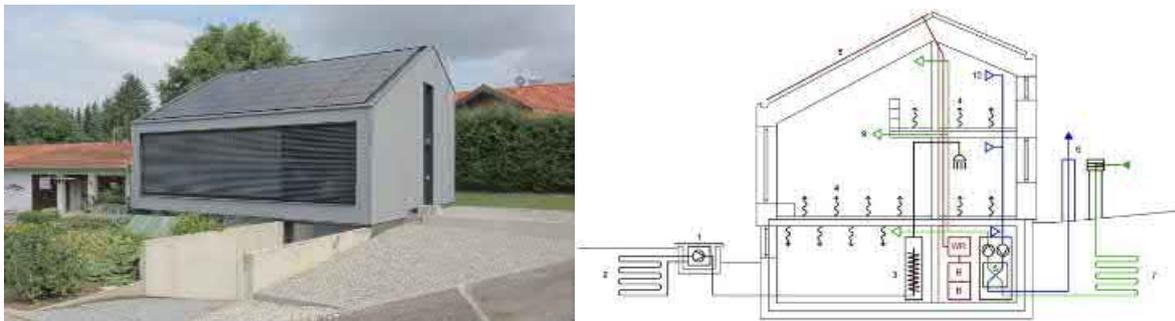


Abbildung 1: Energieautarkes Passivhaus, Berg am Starnberger See, Vallentin + Reichmann Architekten ([Vallentin 2018])

Das Gebäude kommt ohne Stromanschluss aus, indem ein Passivhaus als Grundlage mit maximaler Effizienz aller Komponenten und einer 50 m² großen PV-Anlage mit Batteriespeicher kombiniert wird. 200 m² Erdabsorber im Garten dienen als Wärmequelle für die direktverdampfende und -kondensierende Wärmepumpe. Sie liefert zunächst per Heißgasentwärmung Warmwasser, im Winter strömt das Kältemittel anschließend auf niedrigerem Temperaturniveau durch die Fußbodenheizung. Raumwärme kann in den Bauteilen des Massivbaus gespeichert werden, die etwa 50 kWh/K an Wärme aufnehmen. Die Wärmepumpe ist so groß dimensioniert, dass sie dem Gebäude in wenigen sonnigen Stunden den Wärmebedarf eines Tages zuführen kann.

Die praktische Erfahrung zeigt, dass die Bewohner sich für etwa 2 Monate im Jahr einschränken müssen, indem sie sich besonders sparsam verhalten und mäßige Raumtemperaturen akzeptieren, die aber stets über 19 °C liegen. Hocheffiziente Komponenten, vom FTP-Server bis zum Wechselrichter des Batteriespeichers, sind Voraussetzung für die winterliche Funktion des Gebäudes. Im Sommer herrscht dagegen Energieüberfluss.

Dieses Beispiel zeigt in der Praxis, was Wolfgang Feist bereits in seinem Einführungsbeitrag diskutierte: energieautarke Gebäude sind mit Passivhaustechnik machbar, letztlich aber kein Prototyp für das Bauen der Zukunft. Der Winterberg des Energieverbrauchs einerseits und die nicht sinnvoll verwertbaren Energieüberschüsse im Sommer andererseits legen einen Anschluss ans Stromnetz nahe. Dann ist auch der teure individuelle Speicher ebensowenig erforderlich wie ein gewisser Komfortverzicht im Winter, der sicher nicht von allen Nutzern akzeptiert würde.

3.2 Klimaneutrale Passivhaussiedlung Hannover-Kronsberg

In diesem Sinne wurde schon 1998 die in Abbildung 2 dargestellte klimaneutrale Passivhaussiedlung Hannover-Kronsberg geplant, eine der ersten Passivhaussiedlungen überhaupt. Die Gebäude selbst sind klassische Passivhaus-Reihenhäuser, mit großen Südfenstern, 30 cm bis 40 cm Wärmedämmung, gedämmten Fensterrahmen, guter Luftdichtheit und Lüftungswärmerückgewinnung.

Die Mehrkosten für die Passivhäuser lagen bei 12 % der Baukosten. Kosten in ähnlicher Höhe wurden jedoch an anderer Stelle eingespart, so dass die Passivhäuser letztlich nicht teurer waren als die anderen Gebäude des Baugebietes.

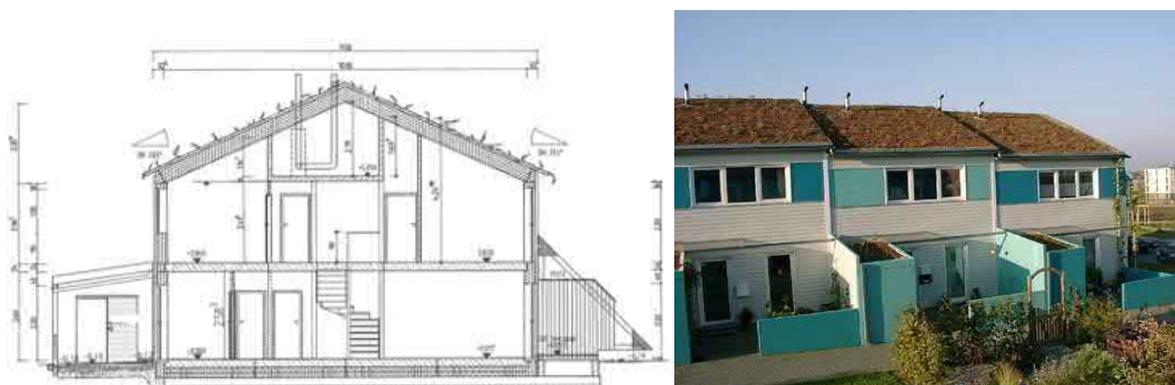


Abbildung 2: Klimaneutrale Passivhaussiedlung Hannover-Kronsberg

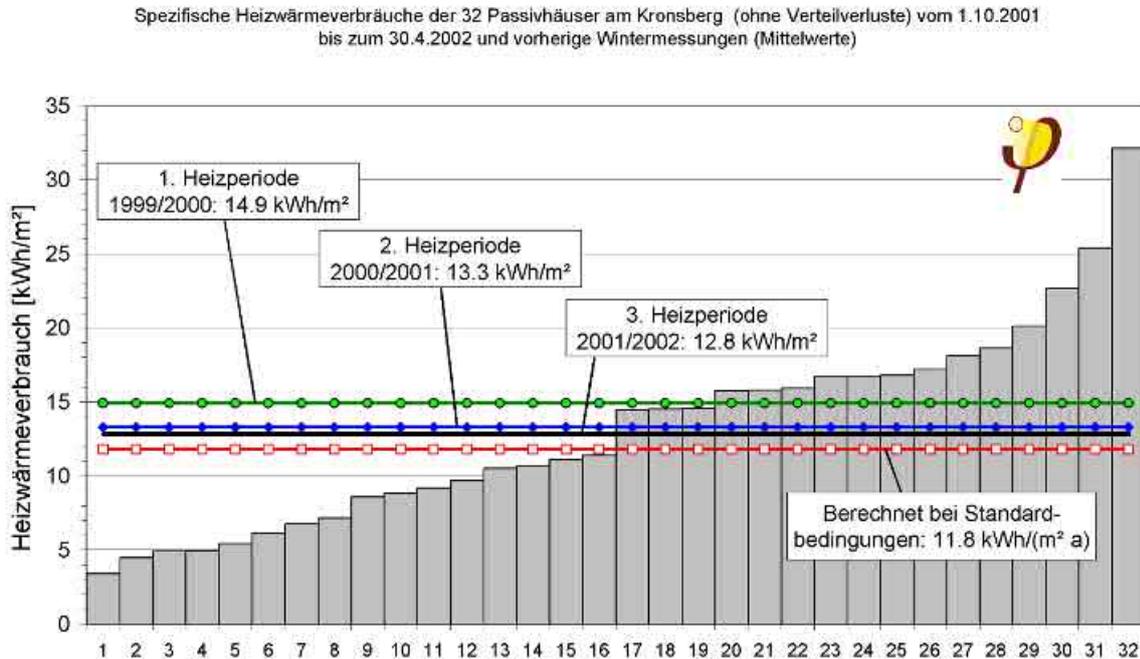


Abbildung 3: Spezifischer Heizwärmeverbrauch für drei verschiedene Heizperioden. Grafik aus [Peper 2002]

Der über drei Jahre gemessene Heizwärmeverbrauch der Siedlung betrug unter $15 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$, wie Abbildung 3 zeigt. Auch beim Haushaltsstrom wurde die Effizienz verbessert: Das Stromsparkonzept sah vor, dass die Erwerber eine kostenlose Beratung und einen Zuschuss zu effizienten Haushaltsgeräten erhielten. Damit wurde eine gemessene Einsparung gegenüber typischen Vergleichshaushalten von 38 % erzielt.

Die Wärmeversorgung für Heizung und Warmwasser erfolgt primär über einen Anschluss ans Fernwärmenetz mit einem hohen KWK-Anteil, die Wärme wird über eine Zuluftheizung plus Badheizkörper verteilt. Außerdem besitzt jedes Haus eine thermische Solaranlage, mit der es gelang, den Warmwasserverbrauch in den fünf Sommermonaten auf $1,3 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$ zu senken. Der absolute Beitrag der thermischen Solaranlagen ist gleichwohl gering, wie in Abbildung 4 zu erkennen ist.

Zusätzlich bezahlten die Erwerber umgerechnet 1.300 € für einen Anteil an einer auf dem Kronsberg errichteten Windkraftanlage. Deren Jahresertrag ist so hoch, dass mit den damaligen Primärenergiefaktoren (europäischer Strommix: 2,5, Fernwärme aus KWK: 0,7) in der Jahresbilanz mehr Primärenergie erzeugt wurde als die Gebäude für sämtliche Energieanwendungen insgesamt verbrauchen. Zu derart geringen Kosten war das nur durch die hohe Gesamteffizienz der Passivhäuser möglich. Weitere Details zu diesem Projekt sind in [Kron 2020] zu finden.

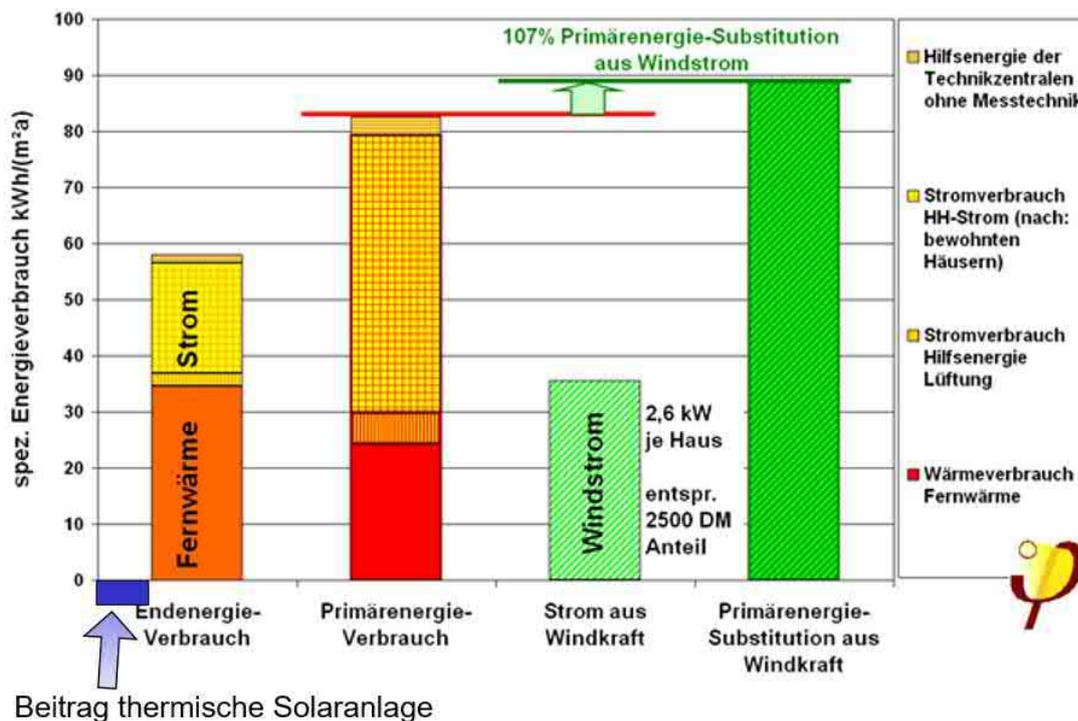


Abbildung 4: End- und Primärenergiebilanz. Die Siedlung verbraucht weniger Primärenergie als durch erneuerbare Energie erzeugt wird – ein Net-Zero-Quartier. Wie bei anderen Net-Zero-Projekten gilt natürlich auch hier, dass weder Autarkie noch Gleichzeitigkeit von Verbrauch und Erzeugung gegeben sind. Grafik aus [Pepper 2001]

3.3 Thermische Solaranlagen zur Warmwasserbereitung

Die solare Warmwasserbereitung ist eine seit Jahrzehnten bewährte, geradezu klassische Anwendung erneuerbarer Energien in Gebäuden. Auch hierbei ist es wichtig, auf sehr gute Effizienz zu achten, damit möglichst hohe solare Anteile erzielt werden können. Ein Beispiel dafür ist die Sanierung der Mehrfamilienhäuser Tevesstraße in Frankfurt am Main.

Das mit Passivhauskomponenten sanierte Gebäude besitzt eine eher knapp dimensionierte thermische Solaranlage zur Unterstützung der Warmwasserbereitung. Wie Abbildung 5 zeigt, liefert diese in der Jahressumme 7,6 kWh/(m²a), knapp die Hälfte des Nutzwarmwasserbedarfs. Aus einer etwas anderen Perspektive betrachtet ist der Beitrag der thermischen Solaranlage genauso groß wie die Warmwasser-Verteilverluste (1,4 kWh/(m²a) für die Stichleitungen, 5,7 kWh/(m²a) für die Zirkulation). Dabei ist festzuhalten, dass diese Verteilverluste für ein System mit zentraler Warmwasserbereitung ein ausgesprochen gutes Ergebnis darstellen, nicht selten sind die Verteilverluste doppelt so hoch. Wäre die Warmwasserverteilung weniger effizient geplant und realisiert worden, wäre der solare Deckungsgrad noch kleiner.

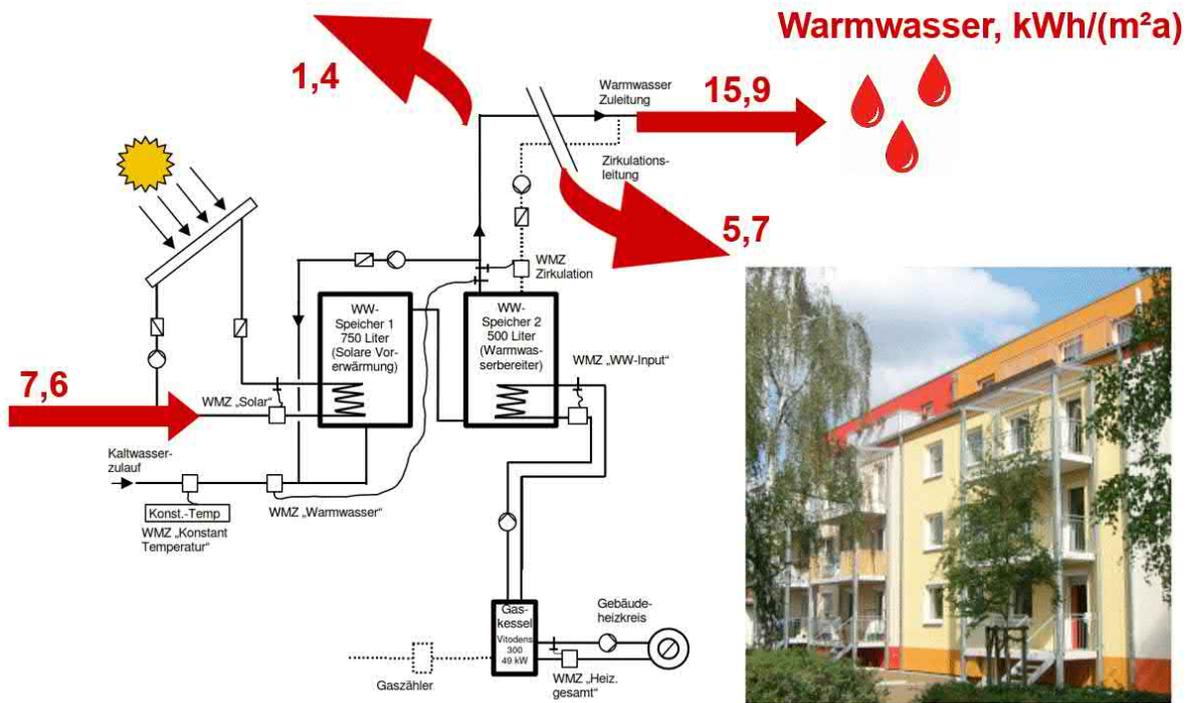


Abbildung 5: Jahresbilanz der thermischen Solaranlage in Frankfurt Tevesstraße. Grafik und Foto: [Peper 2009]

3.4 Passiv-Bürogebäude Wagner & Co in Cölbe

Das Passiv-Bürogebäude von Wagner & Co in Cölbe wurde 1998 fertiggestellt. Die Passivhaus-Gebäudehülle mit Lüftungswärmerückgewinnung und Erdwärmeübertrager erreichte einen Heizwärmeverbrauch unter 15 kWh/(m²a). Der Warmwasserverbrauch ist, typisch für Bürogebäude, sehr gering. Die Nettogeschossfläche beträgt 1950 m².

Ins Gebäude wurden eine 65 m² große Flachkollektoranlage und ein ehemaliger Weintank aus Edelstahl mit 87 m³ Volumen als thermischer Saisonspeicher integriert. Der restliche Wärmebedarf wird durch ein Gas-BHKW gedeckt (Abbildung 6).

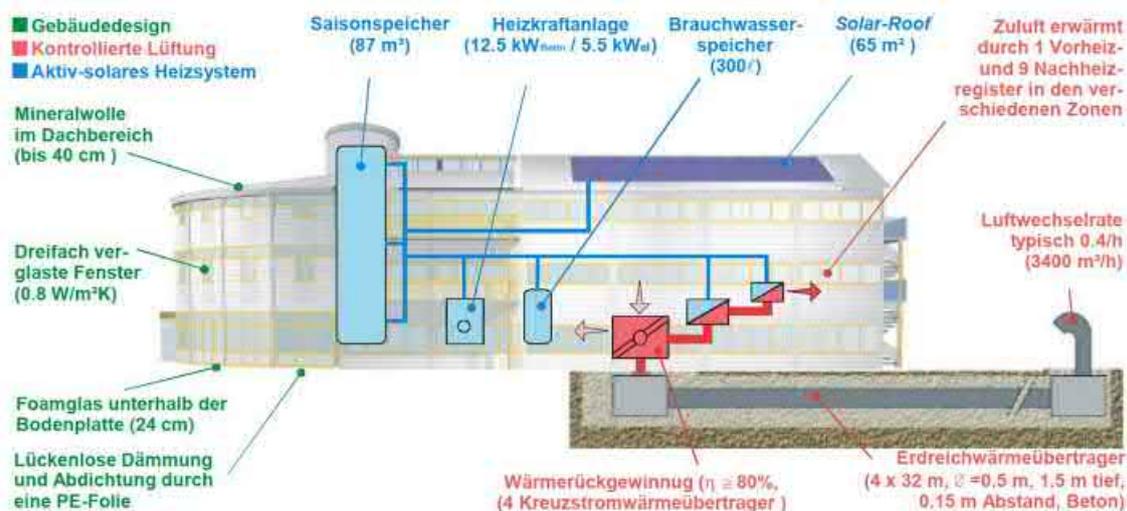


Abbildung 6: Passiv-Bürogebäude Wagner & Co in Cölbe bei Marburg. Hier wurde ein 85 m³ großer Saisonspeicher im Gebäudeentwurf integriert. Grafik aus [Wagner 2001]

Der Speicher wurde mit fünf Lagen Mineralwolle insgesamt 50 cm stark gedämmt. In Abbildung 7 ist der Temperaturverlauf im Herbst 1999 in verschiedenen Höhen des Speichers dargestellt. Am Ende des Sommers hat der Speicher eine Temperatur von 90 °C erreicht, was übrigens mit einem hohen sommerlichen Komfort – erreicht mit Lamellenstores, Erdwärmeübertrager und automatisierter Nachtlüftung über mehrere Geschosse – durchaus vereinbar war. In den folgenden Wochen, bis etwa 1. November, kühlt der Speicher nur langsam aus, die Wärmeverluste kommen dem Gebäude zu Gute und verzögern den Beginn der Heizperiode. Anschließend wird der Speicher vom Heizsystem aktiv entladen, bis er ungefähr am 1. Dezember leer ist. Auch den Winter über erbringt die thermische Solaranlage immer wieder Beiträge zur Raumheizung.

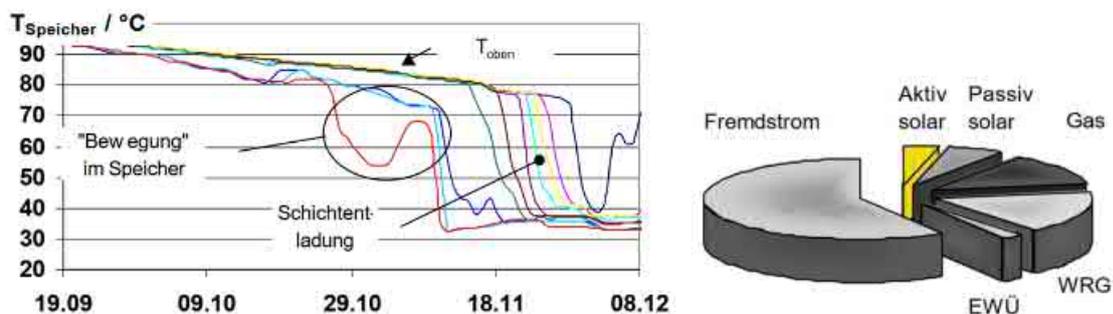


Abbildung 7: Temperaturverlauf im Saisonspeicher und primärenergetisch bewertete Anteile in der Energiebilanz. Grafik aus [Wagner 2001]

In der Gesamtbilanz (Abbildung 7 rechts) dominiert der Stromverbrauch, hauptsächlich für Arbeitshilfen und Beleuchtung. Der Beitrag des solaren Heizsystems (gelb) fällt relativ gering aus.

Das Beispiel ist in dieser Hinsicht typisch. Der Begriff des "saisonalen" Speichers gibt das reale Verhalten nur unzureichend wieder. Obwohl das System insgesamt wie geplant funktioniert, ist der Speicher zu Beginn des Kernwinters bereits leer. Gleichzeitig ist der technische Aufwand relativ groß, und das System ist auch gestalterisch sehr präsent (was hier sicherlich erwünscht war). Der Beitrag der saisonalen Wärmespeicherung zur Energieversorgung bleibt insgesamt trotzdem überschaubar. Erst im Kontext des sehr geringen Wärmebedarfs im Passivhaus sind die Beiträge des solaren Heizsystems nicht mehr vernachlässigbar.

3.5 Saisonspeicher im Einfamilienhaus

Grundsätzlich können derartige Speicherstrategien auch in kleinerem Format bis hinunter zum Einfamilienhaus realisiert werden. Ein Beispiel aus Irland zeigt die Möglichkeiten und Grenzen auf ([Colclough 2012], [Colclough 2015]). Die Autoren kommen aufgrund von TRNSYS-Simulationen zu dem Schluss, dass milde, maritime Klimata wie Irland das größte Potential für solare Heizungsunterstützung bieten, ein durchaus plausibles Ergebnis. Die praktische Erprobung fand in einem Einfamilien-Passivhaus mit 215 m² Wohnfläche statt. Dort wurden 10 m² Vakuum-Röhrenkollektoren und ein 23 m³ großer Saisonspeicher installiert. Der Speicher besteht aus Beton mit EPS-Dämmung, er befindet sich im Erdreich außerhalb der thermischen Hülle. Die per Auskühlversuch gemessenen Wärmeverluste lagen mit knapp 10 W/K deutlich über dem berechneten Wert von 4,2 W/K.

Das Gebäude wurde als Büro und Musterhaus genutzt und stand zeitweise leer. Aufgrund dieser Besonderheit sanken die Raumtemperaturen im Dezember und Januar bis unter 15 °C, außerhalb dieser Periode lagen sie über 17 °C. Unter diesen Bedingungen betrug der gemessene Heizwärmeverbrauch 7,4 kWh/(m²a), der Warmwasserverbrauch nur 3,3 kWh/(m²a).

Der Heizwärmeverbrauch wurde zu 46 % direkt aus den Solarkollektoren gedeckt, 26 % trug der Saisonspeicher bei, 28 % wurden durch eine direktelektrische Nachheizung gedeckt. Dabei lieferte der Saisonspeicher bis Ende Dezember relevante Beiträge, im Januar und Februar musste zusätzlich zur direkten Solarwärmenutzung elektrisch zugeheizt werden (Abbildung 8). Der gesamte solare Deckungsgrad von 72 % hätte, den TRNSYS-Simulationen zufolge, auch mit 100 m² Kollektorfläche und 130 m³ Speichergroße nur auf 77 % erhöht werden können, für das gegebene Prinzip wird hier eine klare Sättigung erreicht.

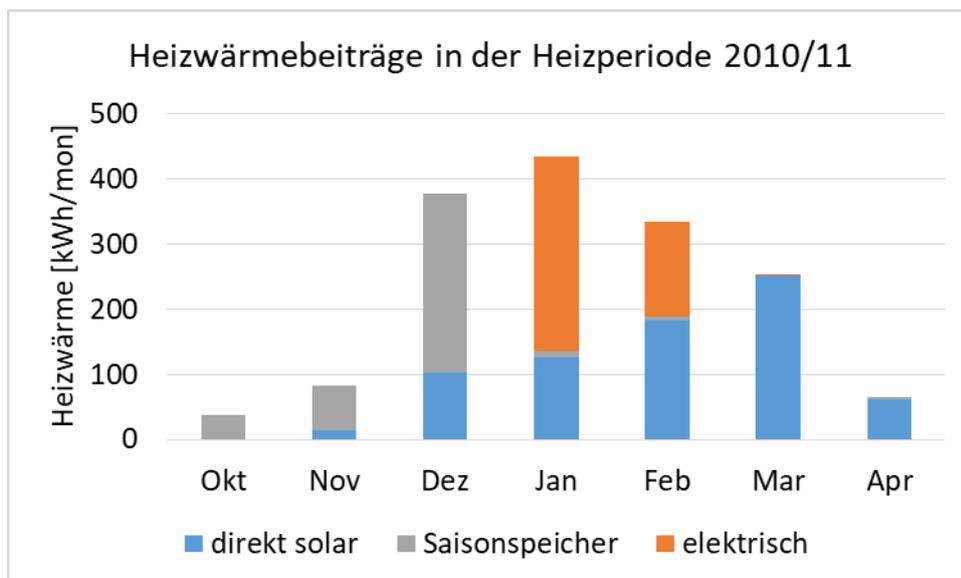


Abbildung 8: **Monatliche Bilanz des Solarsystems. Die direkte Nutzung der Solarwärme zur Raumheizung war erst ab 26. November 2010 möglich. Daten nach [Colclough 2012]**

3.6 Große thermische Saisonspeicher

Da Wärme aus thermischen Solaranlagen fast ausschließlich in den Sommermonaten verfügbar ist, dann aber im Überfluss, wurden schon früh Versuche unternommen, die Wärme im Sommer in saisonalen Speichern einzubringen und im Winter mit dieser Wärme zu heizen, und zwar direkt, ohne Wärmepumpe. Neben einer ausgezeichneten Dämmung müssen solche Speicher ein möglichst großes Volumen besitzen, weil das Verhältnis von wärmeübertragender Umfassungsfläche und Volumen (entsprechend der speicherbaren Wärmemenge) sich dadurch verbessert.

Um die Jahrtausendwende sind mehrere solche Systeme realisiert und intensiv wissenschaftlich begleitet worden, sie haben sich aber letztlich nicht durchsetzen können. Mehrere detailliert beschriebene Installationen finden sich z. B. in [Bodmann 2005].

Exemplarisch sollen hier die Ergebnisse des Projekts "Solare Nahwärme Friedrichshafen" zusammengefasst werden. Dort wurde ein Speicher mit 32 m Durchmesser und einem Volumen von 12.000 m³ errichtet und durch ein Nahwärmenetz mit einer nahegelegenen Neubausiedlung verbunden. Es konnte, je nach Betriebsjahr, ein solarer Deckungsgrad von 20 bis 30 % erreicht werden. Ein Beispiel für eine Jahresbilanz zeigt Abbildung 9.

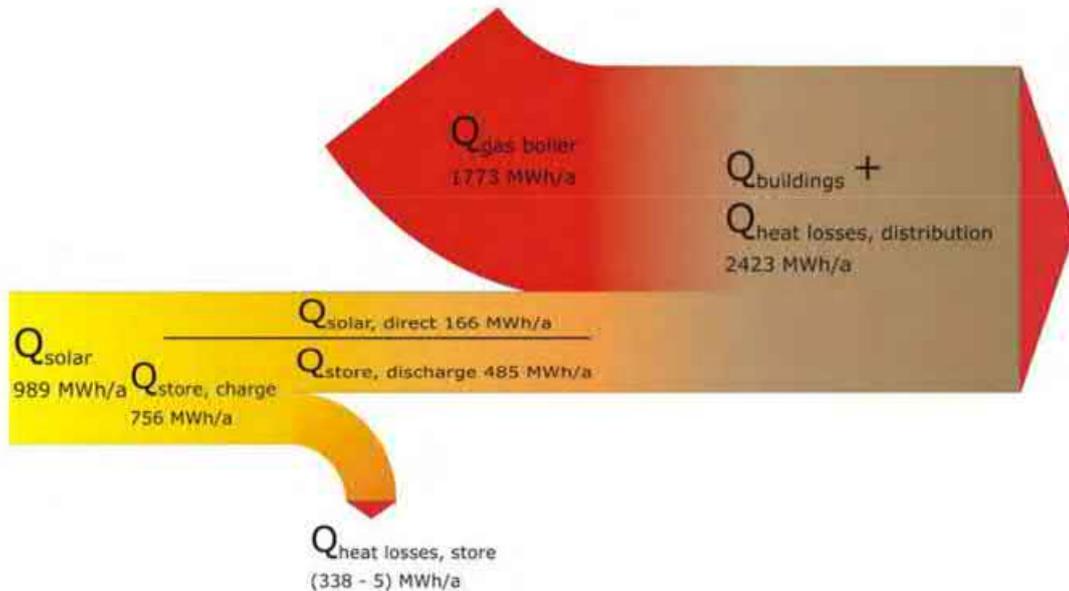


Abbildung 9: Energiebilanz des Projekts "Solare Nahwärme Friedrichshafen". Grafik: [Bodmann 2005]

In diesem Zusammenhang ist zu beachten, dass der Wärmebedarf der angeschlossenen Gebäude für Heizung und Warmwasser ca. 90 kWh/(m²a) betrug. Eine Reduzierung um mindestens 50 % wäre problemlos und wirtschaftlich durch Passivhaus-Bauweise möglich gewesen – umgekehrt hätte dies sicherlich den solaren Deckungsgrad erhöht, wenn auch vermutlich nicht verdoppelt.

Die Netzverluste betragen 5 bis 8 %, ein durchaus akzeptabler Wert. Dieser Anteil ist allerdings bei der Bewertung des Systems in Relation zu dezentralen Gaskesseln noch vom solaren Deckungsgrad abzuziehen, denn ohne die solare Versorgung hätte es das Nahwärmenetz ja gar nicht gegeben. Um 50 % effizientere Gebäude würden die relativen Netzverluste (die ja konstant bleiben) auf 10 bis 15 % verdoppeln.

Das schwache Ergebnis resultiert auch daraus, dass das System bei weitem nicht die geplante Leistung erreichte. Die Wärmeverluste des Speichers waren um 50 % höher als geplant, vermutlich aufgrund von unerwartet hoher Feuchte im Erdreich (das untere Drittel des Speichers ist nicht gedämmt). Die Rücklauftemperaturen lagen bei ungefähr 50 °C und waren damit 10 K höher als geplant, was den Wirkungsgrad der Solarkollektoren und die wirksame Wärmekapazität des Speichers beeinträchtigt. Für eine solche Fehlfunktion reichen ein paar undichte Bypassventile in den Frischwasser- oder Wärmeübergabestationen. Aus heutiger Sicht fragwürdig ist auch die Tatsache, dass die Kollektoren primär zur Rücklaufanhebung eingesetzt wurden, es wird also zusätzlich stets eine (fossile?) Hochtemperatur-Wärmequelle benötigt.

Wie man in Abbildung 10 erkennen kann, ist der Speicher im August vollständig geladen. Ab September bereits wächst die Wärmeabgabe, hier wird offenbar schon geheizt. Ende November ist der Speicher bereits leer in dem Sinne, dass er bei der gegebenen Rücklauf­temperatur keine relevanten Wärmemengen mehr abgeben kann. Von einer saisonalen Speicherung kann also nicht wirklich die Rede sein.

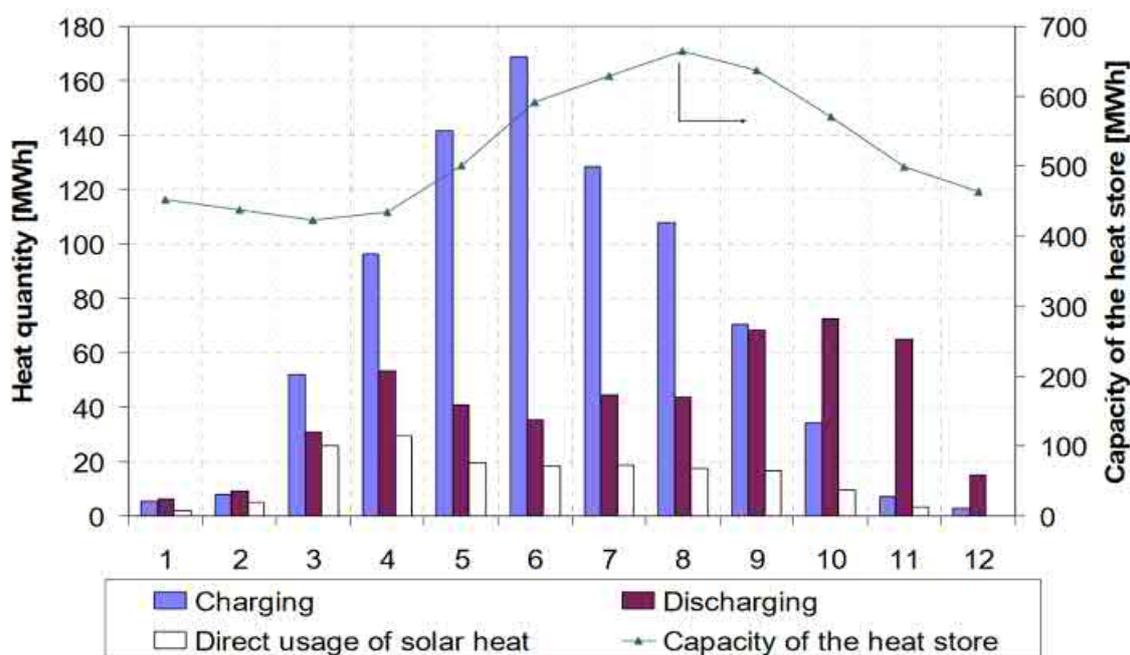


Abbildung 10: Monatliche Bilanz des Solarsystems. Grafik: [Bodmann 2005]

Die in diesem Beispiel beschriebene Situation ist leider nicht untypisch. Auch die anderen in [Bodmann 2005] beschriebene Anlagen mit großen Saisonspeichern sehen strukturell ähnlich aus: der solare Deckungsgrad beträgt ca. 30 %, es treten höhere Speicherverluste auf als geplant (bis zu einem Faktor 4), die Rücklauf­temperaturen sind zu hoch (auch weil bei nicht ausreichender Heizleistung gern als Sofortmaßnahme die Rücklauf­temperatur angehoben wird), die Kollektorfelder sind teilweise außer Betrieb. Die solaren Wärmekosten betragen in den Projekten bis zu 40 Ct/kWh, als langfristig erreichbar wurden von den Beteiligten ca. 10 Ct/kWh angesehen.

Es soll nicht verschwiegen werden, dass große Solaranlagen in Verbindung mit Speichern z. B. im wenig sonnigen Dänemark häufiger in Wärmenetzen eingesetzt werden. Dort werden die Netze mit niedrigeren Temperaturen betrieben, und es gelingt, die hydraulischen Probleme zu lösen. Von daher ist nicht ausgeschlossen, dass ähnliche Anlagen zur Unterstützung von Fernwärmenetzen in Zukunft einen sinnvollen Beitrag leisten können.

4 Fazit

Deutschland und die EU haben sich ambitionierte Klimaschutzziele gesetzt, bis 2050 sollen die CO₂-Emissionen nahezu auf Null reduziert werden. Das ist fraglos sowohl aus wissenschaftlicher Sicht als auch im Sinne der Vereinbarungen der Pariser Klimakonferenz erforderlich. Für den Gebäudebereich bietet sich hierfür die Kombination von hoher Energieeffizienz und dem Einsatz erneuerbarer Energien an.

Beispiele für Gebäude, die den Passivhausstandard als ideale Grundlage mit dem Einsatz erneuerbarer Energien verbinden und damit kostengünstige und zukunftsfähige Lösungen umsetzen, gibt es bereits seit Ende der 90er-Jahre. Auch energieautarke Gebäude ohne Netzanschluss sind technisch realisierbar und mittlerweile, stellt man es geschickt an, auch ökonomisch zumindest machbar. In der Breite wird das jedoch keine sinnvolle Lösung sein.

Bei neueren Projekten geht der Trend zur PV statt der früher oft eingesetzten Solarthermie. Dafür spielt zum einen der Preisverfall der PV eine Rolle, aber auch die flexiblere Nutzbarkeit von Strom und die Möglichkeit der Netzeinspeisung. Es hat sich auch gezeigt, dass die Komplexität thermischer Solaranlagen, insbesondere bei Großanlagen, in der Praxis schwer beherrschbar ist. Bei Versuchen zur saisonalen Speicherung von Solarwärme ist es zumeist nicht gelungen, bis in den Kernwinter Wärme auf einem unmittelbar nutzbaren Temperaturniveau bereitzustellen.

Erneuerbare Energien brauchen hocheffiziente Gebäude, um einen relevanten Beitrag zur Energiebilanz leisten zu können. Umgekehrt wird es durch den Einsatz erneuerbarer Energien möglich, hocheffiziente Gebäude noch weiter zu verbessern. Um die Ziele von Paris zu erreichen, ist ohnehin beides unabdingbar.

5 Literatur

- [BMU 2019] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit: Klimaschutz in Zahlen: Klimaschutzziele Deutschland und EU. www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutz_in_zahlen_klimaziele_bf.pdf, abgerufen 7.6.20
- [Bodmann 2005] M. Bodmann, D. Mangold, J. Nußbicker, S. Raab, A. Schenke, T. Schmidt: Solar unterstützte Nahwärme und Langzeit-Wärmespeicher (Februar 2003 bis Mai 2005). [http://www.solites.de/download/literatur/AB-SUN V FKZ 0329607F.pdf](http://www.solites.de/download/literatur/AB-SUN_V_FKZ_0329607F.pdf), abgerufen 11.6.2020
- [Colclough 2012] S. Colclough, J. Clark, J. McLeskey Jr., P. Griffiths: One Passivhaus search for zero carbon In: 12. Passivhaustagung, Tagungsband, Darmstadt, Passivhaus Institut, 2012
- [Colclough 2015] S. Colclough, D. Redpath, P. Griffiths: Seasonal Thermal Energy Storage and the Passivhaus - lessons from 5 years of monitoring. In: 19. Passivhaustagung, Tagungsband, Darmstadt, Passivhaus Institut, 2015
- [Kron 2020] Passivhaus Institut: Klimaneutrale Passivhaussiedlung Hannover-Kronsberg (32 Reihenhäuser). https://passiv.de/de/05_service/03_fachliteratur/030101_neubau_wohnungsbau/01_hannover_kronsberg/01_hannover_kronsberg.htm, abgerufen 7.6.2020
- [KSG 2019] Gesetz zur Einführung eines Bundes-Klimaschutzgesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften vom 12. Dezember 2019
- [Peper 2001] S. Peper, W. Feist, O. Kah: Meßtechnische Untersuchung und Auswertung, Klimaneutrale Passivhaussiedlung Hannover-Kronsberg. https://passiv.de/downloads/05_cepheus_19_messung.pdf, abgerufen 10.6.2020
- [Peper 2002] S. Peper, W. Feist: Klimaneutrale Passivhaussiedlung Hannover-Kronsberg, Analyse im dritten Betriebsjahr. https://passiv.de/downloads/05_cepheus_analyse-im-dritten-betriebsjahr.pdf, abgerufen 7.6.2020
- [Peper 2009] S. Peper, J. Grove-Smith, W. Feist: Sanierung mit Passivhauskomponenten. Messtechnische Untersuchung und Auswertung Tevesstraße Frankfurt a.M. Passivhaus Institut, Darmstadt, Februar 2009. www.passiv.de/downloads/05_tevesstrasse_messtechnische-begleitung.pdf, abgerufen 11.6.2020
- [Schirmer 1998] H. Schirmer: Das Energieautarke Solarhaus in Freiburg i.Br., <https://docplayer.org/115496483-Das-energieautarke-solarhaus-in-freiburg-i-br.html>, abgerufen 7.6.2020
- [Vallentin 2018] R. Vallentin, M. Schröferl: Energieautarkes Passivhaus. In: 22. Passivhaustagung, Tagungsband, Darmstadt, Passivhaus Institut, 2018

- [Wagner 2001] R.Wagner: Passiv-Verwaltungsgebäude Cölbe: Meßtechnische Begleitung und systemtechnische Untersuchungen, Zwischenbericht 04/2000-04/2001, unveröffentlicht
- [Hessen 2019] Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Wohnen: Baugebiet als Passivhaussiedlung – wie geht das? www.energieland.hessen.de/mm/Broschre_Baugebiet_als_Passivhaussiedlung.pdf, abgerufen 7.6.2020

Tanja Schulz, Passivhaus Institut, Rheinstraße 44/46, 64283 Darmstadt

Effizienzstandards für einen klimaneutralen Gebäudebestand

1 Einleitung

1.1 Bedeutung von Energieeffizienz im Rahmen einer zukünftigen regenerativen Versorgung

Im Jahr 2010 hat die Europäische Union in der Richtlinie über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden [Richtlinie 2010/31/EU] („EPBD“) das Niedrigstenergiegebäude (NZEB) wie folgt definiert:

„Niedrigstenergiegebäude“, ein Gebäude, das eine sehr hohe (...) Gesamtenergieeffizienz aufweist. Der fast bei null liegende oder sehr geringe Energiebedarf sollte zu einem ganz wesentlichen Teil durch Energie aus erneuerbaren Quellen – einschließlich Energie aus erneuerbaren Quellen, die am Standort oder in der Nähe erzeugt wird – gedeckt werden.

Bei dieser wohl bewusst unscharf gehaltenen Formulierung stellt sich die Frage, wie ein Energiebedarf von „fast bei null“ und eine „zu einem ganz wesentlichen Teil“ regenerative Versorgung konkret definiert sind.

In Deutschland ist zum 01. November 2020 das Gebäudeenergiegesetz (GEG) in Kraft getreten. Darin wird festgelegt, dass der bis dahin gültige Neubaustandard (EnEV 2016) auch die deutsche Definition des NZEB-Standards darstellt. Daneben werden zahlreiche Gebäude mit weiteren Energieeffizienzstandards realisiert. Dazu zählen vor allem der Net-Zero-Standard, aber auch die Effizienzhäuser 55 und 40 und nicht zuletzt der Passivhaus-Standard.

Der vorliegende Beitrag zeigt, welche Effizienzstandards sich zum Erreichen des Ziels eines klimaneutralen Gebäudebestandes eignen und worauf es dabei ankommt.

1.2 Klimaneutraler Gebäudebestand

Nach den Verlautbarungen der Bundesregierung im Jahr 2010 ist es ein „zentrales Ziel (...), den Wärmebedarf des Gebäudebestandes langfristig mit dem Ziel zu senken, bis 2050 einen klimaneutralen Gebäudebestand zu haben. Klimaneutral heißt, dass die Gebäude nur noch einen sehr geringen Energiebedarf aufweisen und der verbleibende Energiebedarf überwiegend durch erneuerbare Energien gedeckt wird. Dafür ist die Verdopplung der energetischen Sanierungsrate von jährlich etwa 1 % auf 2 % erforderlich“ [BMWi 2010].

Konkretisiert wurde diese Aussage u. a. in der Energieeffizienzstrategie Gebäude von 2015: „Das bedeutet, dass der Primärenergiebedarf durch eine Kombination aus Energieeinsparung und dem Einsatz erneuerbarer Energien bis 2050 in der Größenordnung von 80 Prozent gegenüber 2008 zu senken ist.“ [BMWI 2015].

1.3 Das Ziel und die Etappen

Im Rahmen mehrerer Studien wurde untersucht, ob und wie das Ziel eines klimaneutralen Gebäudebestandes zu erreichen ist. Bereits vor über 20 Jahren wurde dies in [Feist 1999] belegt und aktuell in [Schnieders et. al. 2021] bekräftigt. Auch die Studie „Energieziel 2050: 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen“ [UBA 2010] kommt 2010 zu dem Schluss, dass eine vollständig auf erneuerbaren Energien beruhende Erzeugung technisch möglich und ökonomisch vorteilhaft ist, sofern die vorhandenen Einsparpotentiale erschlossen werden. Der Endenergieverbrauch des Gebäudesektors ist bis 2050 auf 105 TWh zu reduzieren, was eine Reduktion um 590 TWh im Vergleich zu 2008 bedeutet (Abbildung 1).

Der Energieverbrauch privater Haushalte lag allerdings 2018 immer noch bei 644 TWh (Abbildung 2). Auch wenn die Bilanzgrenzen beider Quellen nicht ganz identisch und die Zahlen daher nicht direkt vergleichbar sind, wird deutlich, dass die bisherigen Anstrengungen bei weitem nicht ausreichen.

Zu dem gleichen Schluss kommt eine weitere aktuelle Studie, die anhand verschiedener Szenarien die erwartete Reduktion der Treibhausgasemissionen untersucht. Dabei wird die Treibhausgasminderungswirkung anhand des Klimaschutzprogramms 2030 (Stand Januar 2020) für die verschiedenen Sektoren abgeschätzt. Die Autoren kommen zu dem Schluss, dass auf Basis des aktuellen Klimaschutzprogramms die Klimaschutzziele sowohl für 2025 als auch für 2030 nicht eingehalten werden.

„Besonders groß sind die Verfehlungen im Bereich Verkehr und Gebäude“. Dass die Reduzierung der Emissionen deutlich hinter den Erwartungen zurück bleibt, ist vor allem der Tatsache geschuldet, dass die bisherigen Prognosen von einer Verschärfung der EnEV auf etwa KfW-55-Standard ausgegangen sind, die allerdings mit der Einführung des GEG nicht umgesetzt wurde. Zudem sind die Sanierungsaktivität sowie die Effekte des Rückgangs des Wärmebedarfs durch verstärkten Austausch alter Heizungen geringer als prognostiziert. Die aktuellen Maßnahmen und vor allem die CO₂-Bepreisung reichen demnach nicht aus, um den Zielpfad 2030 zu erreichen [UBA 2020].

ABB 3-1 ENDENERGIEVERBRAUCH 2005, 2008 UND 2050 FÜR DIE SEKTOREN HAUSHALTE, GHD UND INDUSTRIE



Abbildung 1: Endenergieverbrauch privater Haushalte (links) 2005, 2008 und 2050¹ [UBA 2010]

¹ Anmerkung: Bei der dritten Säule handelt es sich jeweils um den berechneten Endenergieverbrauch für das Jahr 2050, nicht 2010.

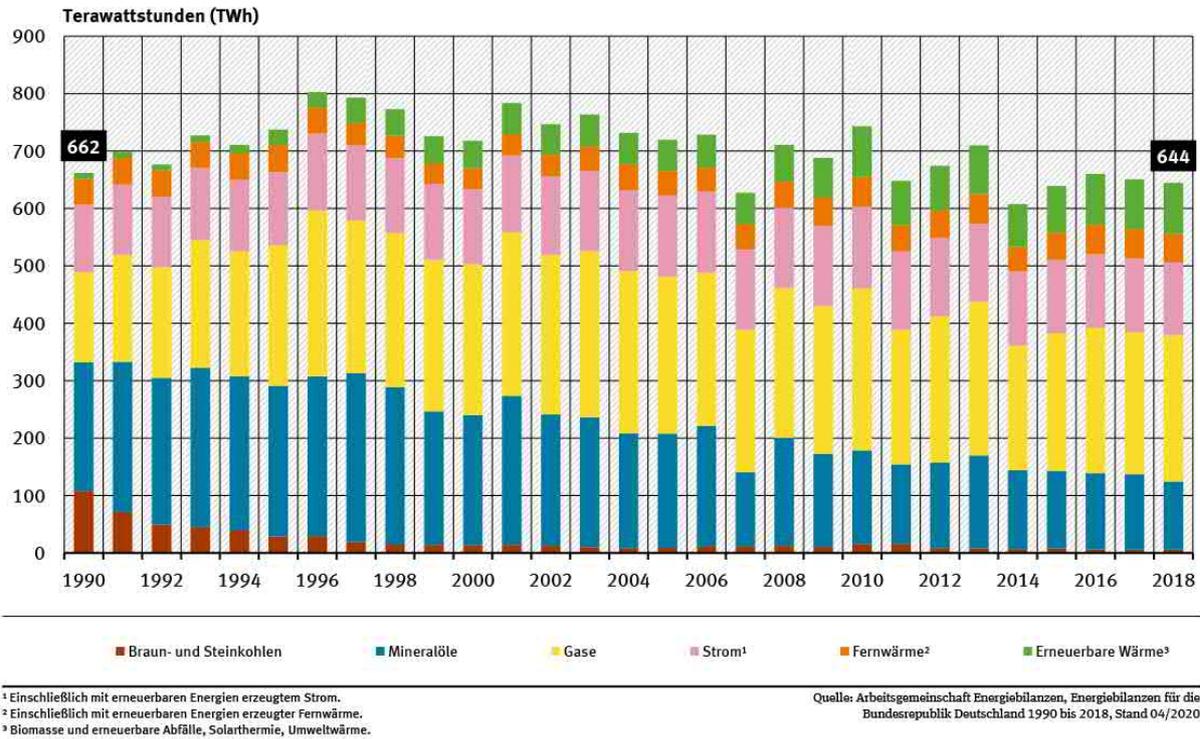


Abbildung 2: Entwicklung des Endenergieverbrauchs privater Haushalte von 1990 bis 2018 [UBA / AG Energiebilanzen 2020]

	2025			2030		
	Ziel ³	KSP ^r (Jan 2020)	Differenz	Ziel	KSP ^r (Jan 2020)	Differenz
Energiewirtschaft	Nicht festgelegt			175,0	186,1	11,1
Industrie	163,0	160,7	-2,3	140,0	143,4	3,4
Gebäude	94,0	105,4	11,4	70,0	86,8	16,8
Verkehr	123,0	150,0	27,0	95,0	128,4	33,4
Landwirtschaft	64,0	67,1	3,1	58,0	64,1	6,1
Abfallwirtschaft und Sonstiges	7,0	6,6	-0,4	5,0	4,9	-0,1
Gesamt	Nicht festgelegt			543,0	613,7	70,7
LULUCF		9,5		0,0	16,3	

Abbildung 3: Treibhausgasemissionen des Gebäudesektors: Zielwert und Szenario „Klimaschutzprogramm (KSP^r Jan 2020)“. Die Verfehlungen betragen im Jahr 2030 knapp 23 % [UBA 2020]

Aus den zitierten Studien folgt, dass im Gebäudesektor für das Erreichen sowohl des Klimaschutzziels 2050 als auch für die Zwischenziele 2025 und 2030 **deutlich höhere Anstrengungen** erforderlich werden, die weit über die jetzt beschlossenen Maßnahmen hinausgehen.

Daraus kann abgeleitet werden, dass der derzeitige Energieeffizienzstandard (GEG), der auch die deutsche Definition des NZEB nach den Vorgaben der EPBD darstellt, ungeeignet ist, die dringend erforderlichen CO₂-Reduktionsmaßnahmen zum Klimaschutz anzustoßen.

2 Effizienzstandards für Gebäude – eine Übersicht

Neben dem aktuell gültigen GEG (Stand 2020) werden im Rahmen des energiesparenden Bauens weitere, zum Teil deutlich ehrgeizigere Effizienzstandards umgesetzt. Die Definitionen und eine kritische Betrachtung der für diesen Beitrag relevanten Standards werden im Folgenden kurz dargestellt.

2.1 Gebäudeenergiegesetz GEG (Stand 2020)

Das GEG stellt den aktuell gültigen Energieeffizienzstandard für Gebäude dar. Es hat im Herbst 2020 die EnEV abgelöst, wobei die Energieeffizienzanforderungen nicht weiter verschärft wurden.

Das Bilanzierungsverfahren basiert auf einem Referenzgebäudeverfahren. Dabei wird der Energiebedarf für Raumheizung und -kühlung, Warmwasserbereitung und Lüftung anhand eines Referenzgebäudes gleicher Geometrie, Gebäudenutzfläche und Ausrichtung wie das zu errichtende Gebäude festgelegt. Dies kann dazu führen, dass für Gebäude gleicher Nutzung und nahezu gleichen Raumangebots deutlich unterschiedliche Primärenergieanforderungen gelten, da sie sich in Ausrichtung, Anordnung und Größe der Fensterfläche sowie der Kompaktheit unterscheiden. Der Fokus der EnEV liegt auf der Begrenzung des Primärenergiebedarfs. Daneben werden auch Anforderungen an die Qualität der Gebäudehülle (H'_{T}) gestellt, die lediglich einen Mindestwärmeschutz sicherstellen. Vor allem die mäßige Nebenanforderung an die Gebäudehülle steht in der Kritik, da sie weder technisch noch ökonomisch sinnvoll ist und wertvolle Potentiale verschenkt. So weist das Referenzgebäude z. B. U-Werte der Außenwand von 0,28 W/(m²K) und der Fenster von 1,3 W/(m²K) auf. Zudem werden durch die Begrenzung allein der Transmissionswärmeverluste weitere Effizienzmaßnahmen wie z. B. eine kontrollierte Lüftung mit Wärmerückgewinnung oder auch die Optimierung des Entwurfs hinsichtlich Kompaktheit und solarer Gewinne weit weniger attraktiv. Ein energetisch schlechterer Entwurf bekommt dem Verfahren folgend sogar einen Bonus. [PHI 2016].

Die primärenergetische Anforderung kann erfüllt werden, indem eine sehr gute Gebäudehülle mit geringem Aufwand an regenerativer Versorgung kombiniert wird, oder

es kann eine mäßig effiziente Gebäudedämmung durch eine primärenergetisch gut bewertete Gebäudetechnik ergänzt werden.

Für die Höhe des Heizwärmebedarfs ist die Qualität der Gebäudehülle und der Lüftungsanlage maßgebend. Die primärenergetische Betrachtung führt aber dazu, dass für ein und dieselbe Gebäudegeometrie unterschiedliche Heizwärmebedarfe möglich sind – je nach Wahl des Energieträgers.

Mit der Novellierung im Jahr 2013 wurde der zulässige Jahresprimärenergiebedarf um 25 % (bzgl. der Anforderungen nach EnEV 2009) reduziert. Die Verschärfung trat 2016 in Kraft, sodass diese allgemein hin mit EnEV 2016 bezeichnet wird, der dann in das GEG überging. Damit handelt es sich beim GEG Standard, also der deutschen Umsetzung des Niedrigstenergiegebäudes, genau genommen um die EnEV 2013.

2.2 Nullenergie-, Net-Zero- bzw. Plusenergiegebäude

Der Net-Zero- bzw. Null-Energie-Standard beschreibt Gebäude, die die übers Jahr benötigte Energie für Heizung, Warmwasser und Haushaltsstrom selbst produzieren. Wird diese Bilanz positiv, d. h. die Gebäude produzieren mehr Energie als sie verbrauchen, wird von Plusenergie gesprochen.

Der sogenannte „Volume Deal“, eine gemeinsame Absichtserklärung von Wohnungs- und Bauwirtschaft setzt bei der Sanierung auf Net-Zero- bzw. Nullenergiestandard. Damit werden Nullenergie- bzw. Net-Zero-Gebäude als wichtiger Baustein des energieeffizienten Bauens allgemein gesehen. Dabei ist der Net-Zero- bzw. Null-Energie-Standard im eigentlichen Sinne kein Effizienzstandard, denn eine Mindesteffizienz ist nicht definiert.

Problematisch zu sehen ist zudem die Tatsache, dass die Bilanzgrenzen sowie das Rechenverfahren nicht einheitlich festgelegt sind. Dies gilt vor allem für den durchaus relevanten Haushaltsstrom. Zudem stellt sich die Frage, inwieweit sich Jahresbilanzen für die Betrachtung von Niedrigstenergiegebäuden eignen, vor allem dann, wenn Erzeugung und Bedarf zeitlich stark voneinander abweichen. Dies wird in den folgenden Kapiteln näher betrachtet.

2.3 Effizienzhaus 55 bzw. Effizienzhaus 40(+)

Die Förderprogramme der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) setzten seit vielen Jahren erfolgreich Standards für hohe Energieeffizienz. Die Programme „Effizienzhaus 55“, „Effizienzhaus 40“ und „Effizienzhaus 40 Plus“ werden auch im Rahmen der 2021 neu eingeführten Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) weitergeführt (Stand März 2021) Es werden Gebäude gefördert, die den Primärenergiebedarf nach GEG

um 27 % (EH 55) bzw. um 47 % (EH 40) unterschreiten². Für die Plus-Variante sind sowohl eine stromerzeugende Anlage als auch eine Lüftung mit Wärmerückgewinnung vorzusehen. Zudem sind Erzeugung und Verbrauch zu visualisieren, was eine gute Maßnahme zur Qualitätssicherung darstellt. Die auf den ersten Blick verwirrende Bezeichnung der Effizienzhausstandards ergibt sich aus der Tatsache, dass der zulässige PE-Bedarf nach GEG bereits um 25 % gegenüber demjenigen des Referenzgebäudes gesenkt ist. Geförderte Effizienzhäuser werden nach dem Verfahren des GEG berechnet, sodass die grundsätzliche Kritik am Verfahren auch hier gilt und sich noch relevanter auswirkt.

2.4 Passivhaus / Passivhaus Plus oder Premium

Der Jahresheizwärmebedarf auf Basis der Nutzenergie ist unabhängig von Gebäudegeometrie und -typ auf 15 kWh/(m²a) begrenzt. Die Nutzenergie, als Energie, die dem Raum für Heizzwecke zur Verfügung gestellt wird, stellt einen guten Indikator für die Effizienz des Gebäudes dar. Neben dem Heizwärmebedarf wird auch der Primärenergiebedarf begrenzt, denn gerade bei sehr niedrigem Heizwärmebedarf werden der Warmwasserbedarf und Haushaltsstrom relevanter.

Da Energieeffizienz und erneuerbare Energien gut zueinander passen, wird diese Kombination durch die Einführung von Passivhausklassen gefördert: Passivhaus Plus und Passivhaus Premium. Eine Optimierung des Gebäudes kann entweder durch die weitere Senkung des Energiebedarfs oder durch die Nutzung erneuerbarer Erzeugung stattfinden. Die Kernkriterien der Passivhaus-Effizienz für das Gebäude (Heizung und Kühlung) bleiben dabei getreu dem Motto „Efficiency First“ unverändert.

Hinsichtlich der erneuerbaren Energieproduktion propagiert der Ansatz der Passivhaus-Klassen die einfache jährliche Gegenrechnung von Energiebedarf und Energieproduktion vor Ort ausdrücklich **nicht** (s. Beitrag zur Primärenergiebewertung mit dem PER-System in diesem Protokollband). Der direkte Ausgleich von Bedarf und Produktion würde wichtige Aspekte, wie Energieverluste durch Speicher und Platzverfügbarkeit für die Erzeugung erneuerbarer Energien, vernachlässigen. Stattdessen wird die Energieproduktion in Bezug auf die vom Gebäude in Anspruch genommene Grundfläche bezogen. Ziel ist es, die am konkreten Projekt zur Verfügung stehenden Möglichkeiten optimal zu nutzen (siehe Kapitel 4.2.).

² Der Höchstwert des Jahres-Primärenergiebedarfs nach GEG für ein neu zu errichtendes Gebäude beträgt 75 % eines Referenzgebäudes mit gleicher Geometrie und Ausrichtung. Die Anforderungsniveaus des EH 55 und des EH 40 liegen bei 55 % bzw. 40 % des Primärenergiebedarfs des zugehörigen Referenzgebäudes. Ein EH 55 muss daher den gesetzlich zulässigen Primärenergiebedarf nach GEG um lediglich 27 % unterschreiten.

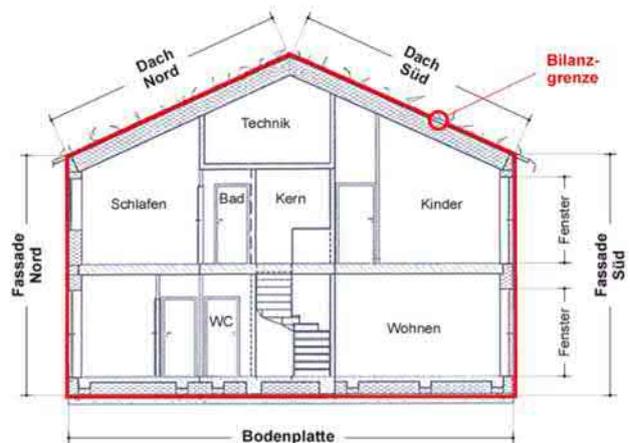


Abbildung 4: Passivhaus-Klassen Classic, Plus und Premium. Jeweils auf Basis eines sehr guten Effizienzstandards wird die Nutzung von erneuerbaren Energieträgern bewertet

Das Passivhaus belegt, dass sich hohe Effizienz und eine regenerative Versorgung hervorragend ergänzen, denn erst bei einem sehr niedrigen Energiebedarf wird die Deckung eines nennenswerten Anteils des verbleibenden Energiebedarfs durch vor Ort regenerativ erzeugte Energien technisch und wirtschaftlich interessant.

3 Effizienzstandards – Vergleichende Betrachtung

Im Folgenden wird anhand eines Reihenhauses der Einfluss des gewählten Heizungssystems auf den Heizwärmebedarf untersucht. Dabei wird modellhaft ein in Hannover-Kronsberg errichtetes Passivhaus-Reihenhaus verwendet (Abbildung 5) [PHI 2001]. Das Gebäude wird entsprechend den Effizienzhaus-Kriterien für den Neubau nach GEG (EH 55 und EH 40) in Bezug auf die Qualität der Gebäudehülle angepasst. Dabei werden die Mindestanforderungen (H'_{T}) nach EnEV 2016 eingehalten. Bei der Passivhausvariante ist die Nutzenergie für Heizwärme entsprechend den Passivhauskriterien auf 15 kWh/(m²a) begrenzt.



Quelle: CEPHEUS-Projektinformation Nr.5

Abbildung 5: Passivhaus Kronsberg: Ansicht und Schnitt des Beispielgebäudes

Aufgrund der Fokussierung des GEG auf die Begrenzung des Primärenergiebedarfs können baugleiche Gebäude je nach Wahl des Energieträgers sehr unterschiedliche Qualitäten der Gebäudehülle und somit des Nutzenergiebedarfs aufweisen. Eine vergleichsweise schlechte energetische Qualität der Gebäudehülle kann mit dem Bewertungsverfahren im GEG durch eine gute regenerative Versorgung ausgeglichen werden.

Betrachtet man die gleichen Varianten auf Basis der Endenergie, werden die Unterschiede noch deutlicher. Es zeigt sich, dass beim EH-55- bzw. EH-40-Standard der Endenergiebedarf sehr unterschiedlich sein kann. Die Unterschiede der Passivhausvarianten sind im Vergleich gering.

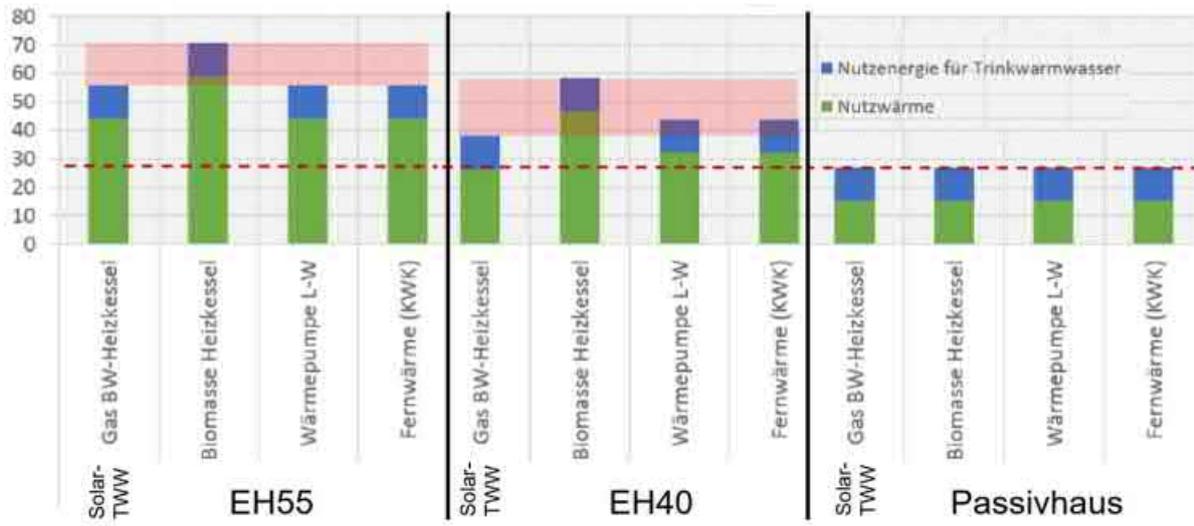


Abbildung 6: Nutzenergie für das Reihenhaus mit Energieeffizienzstandard Effizienzhaus 55 (EH 55), Effizienzhaus 40 (EH 40) und Passivhaus. Der Nutzenergiebedarf für Heizung und Warmwasserbereitung fällt bei den Effizienzhäusern je nach Versorgungslösung unterschiedlich aus. Die Anforderung H_T ist in allen Varianten eingehalten. Der Nutzenergiebedarf für Raumwärme ist für Passivhäuser auf $15 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$ begrenzt und daher unabhängig von der Versorgungsvariante. Die rote Linie beschreibt den Nutzenergiebedarf der Passivhausvariante für Heizung und Warmwasser. Anmerkung: Berechnung des Nutzenergiebedarfs mit dem Planungstool [PHPP], Bezug auf Wohnfläche

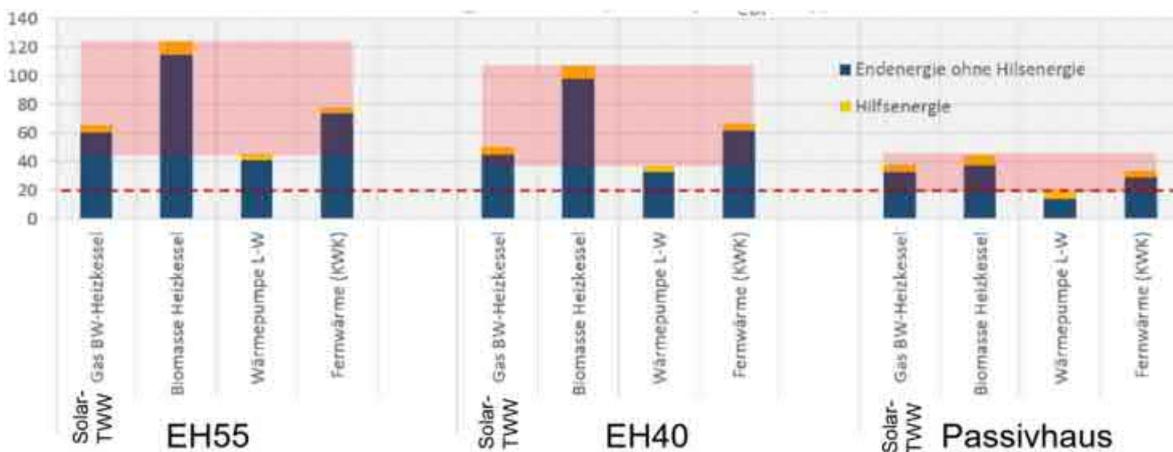


Abbildung 7: Endenergie für das Reihenhaus mit Energieeffizienzstandard Effizienzhaus 55 (EH 55), Effizienzhaus 40 (EH 40) und Passivhaus. Der Endenergiebedarf für Heizung und Warmwasserbereitung fällt je nach Versorgungslösung unterschiedlich aus. Die Anforderung H_T ist in allen Varianten eingehalten. Die rote Linie beschreibt den Endenergiebedarf der besten Passivhausvariante für Heizung und Warmwasser. Anmerkung: Berechnung des Endenergiebedarfs mit dem Planungstool [PHPP], Bezug auf Wohnfläche

Für das Passivhaus wurden fünf verschiedene Versorgungslösungen primärenergetisch bewertet. Erwartungsgemäß schneiden die Lösungen mit regenerativem Anteil deutlich besser ab als die mit fossilen Energieträgern. Der nationale Klimaschutzplan für Deutschland empfiehlt eine Begrenzung des Primärenergiebedarfs für Heizung und Warmwasser auf 40 kWh/(m²a). Diese Vorgabe wird von den gezeigten regenerativen Versorgungslösungen mühelos eingehalten. Damit zeigt sich noch einmal, dass hohe Effizienz Spielräume bei der Wahl der Versorgungslösung ermöglicht.

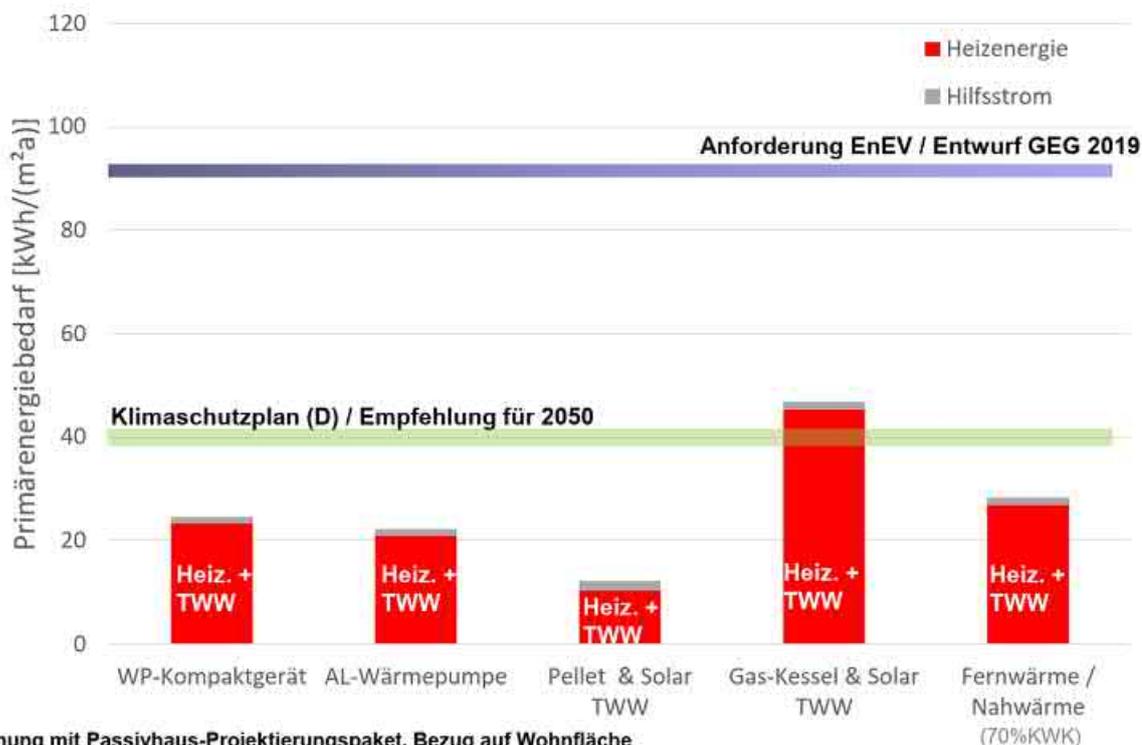


Abbildung 8: Vergleich des Primärenergiebedarfs (nicht erneuerbar) des Passivhaus-Reihenhauses in Hannover für fünf verschiedene Versorgungslösungen

4 Versorgungsszenarien Net-Zero- und Passivhaus

4.1 Versorgungsszenario am Beispiel Reihenendhaus

Sanierungen und Neubauten werden meist auf geringere Effizienzstandards als den Passivhaus-Standard hin ausgelegt und mit regenerativen Erzeugern (z. B. Photovoltaik) ausgerüstet. Für einen nachhaltig klimaneutralen Gebäudebestand stellt dies keine tragfähige Lösung dar, wie die nachfolgenden Betrachtungen zeigen. Anhand des bereits vorgestellten Reihenhauses werden zwei verschiedene Effizienzstandards genauer beleuchtet: Net-Zero- und Passivhausstandard.

Der Net-Zero- oder Nullenergiestandard gilt dann als erreicht, wenn die Gebäudeenergiebilanz über das Jahr gesehen null ergibt. Dabei wird der Strombedarf für Raumwärme, Warmwasser und Haushaltsanwendungen der Stromerzeugung, der im Dach verbauten PV Anlage gegenübergestellt. Der Net-Zero-Standard enthält definitionsgemäß keine Anforderung an die Effizienz des Gebäudes. Es gilt also der gesetzliche Mindeststandard (GEG 2020). Damit weist das Net-Zero- bzw. Nullenergiegebäude einen nennenswerten Heizwärmebedarf in den Wintermonaten auf. Für das betrachtete GEG-Gebäude reicht die PV-Anlage allein auf der Dachfläche nicht aus, um den Heizenergiebedarf zu decken. Es müssten hier weitere PV-Flächen z. B. an der Fassade o. ä. ergänzt werden, um die Netto-Null zu erreichen. Bei genauerer Betrachtung wird aber deutlich: die Deckungslücke ist in Wahrheit noch viel größer, denn im Kernwinter (November bis Februar) deckt die PV-Erzeugung nur einen Bruchteil des Bedarfs. Aufgrund des geringeren Solarangebotes kann der im Winter anfallende Strombedarf nicht direkt durch die PV-Anlage gedeckt werden. Es müssen entweder Speicher installiert werden, die den sommerlichen PV-Überschuss für den Winter vorhalten, oder andere, im Winter verfügbare regenerative Energieträger (z. B. Windkraft) genutzt werden.

Bei Gebäuden mit hohem Wärmebedarf müssten die Speicher entsprechend groß dimensioniert werden, was weitere investive Kosten hervorruft. Zusätzlich zu dem Strombedarf für Heizung, TWW und Haushalt kommen Speicherverluste hinzu, die in der Net-Zero-Betrachtung nicht berücksichtigt sind. Die tatsächliche Strommenge, die in den Winter zu überführen wäre, ist demnach um diese Speicherverluste größer als in der Bilanz ausgewiesen.

Alternativ könnte der Bedarf auch über andere regenerative Energieträger gedeckt werden. Damit allerdings die Kapazitäten ausreichen, ist es notwendig, auf Gebäude mit hoher Energieeffizienz zu setzen.

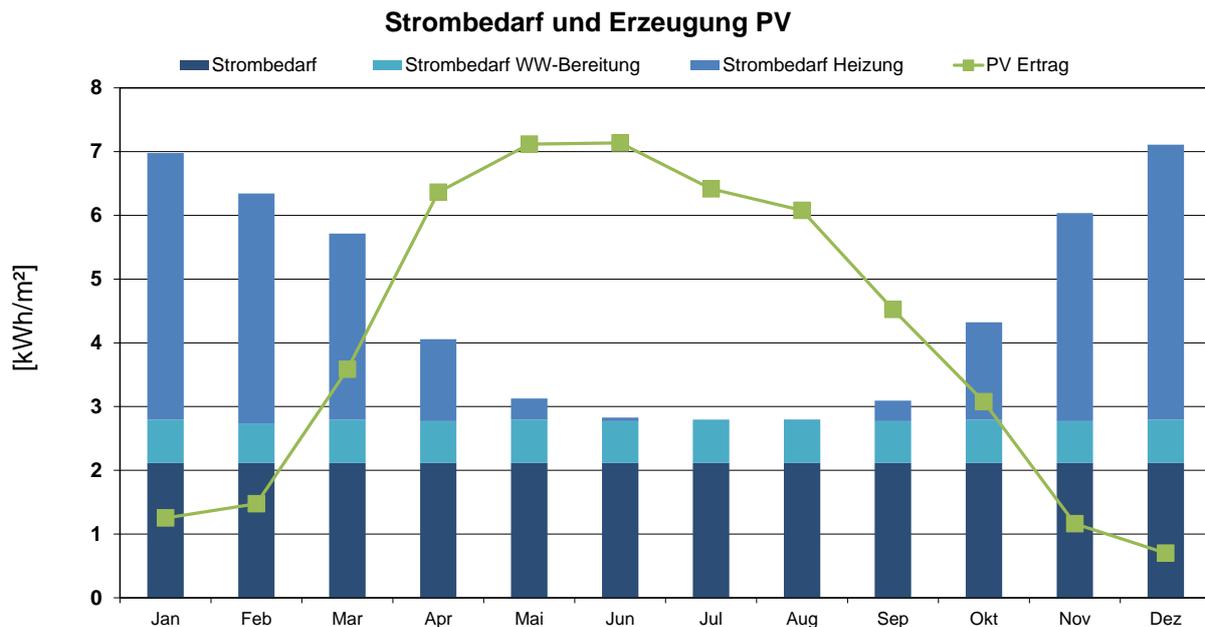


Abbildung 9: Strombedarf eines Reihenendhauses nach GEG-Standard für Heizung und Warmwasser (WP) und Haushaltsanwendungen (blaue Säulen) und Stromerzeugung über eine im Dach verbaute PV-Anlage (grün). Net-Zero wird damit trotz großflächiger PV-Anlage verfehlt: Deckungslücke der Jahresbilanz 6,3 kWh/(m²a) bzw. 748 kWh/a

Bauteilgüte:	EnEV Referenzgebäude
Lüftung:	Keine
Haushaltsstromverbrauch:	3.000 kWh/(Haushalt*a)
Heizwärmebedarf:	65 kWh/(m² _{EBFA})
Primärenergiebedarf: (nicht erneuerbar)	80 kWh/(m² _{EBFA})
Raumheizung und WW-Bereitung:	Wärmepumpe (JAZ 3)

Je geringer die Effizienz des Gebäudebestandes im Durchschnitt ist, desto höher ist der Bedarf und umso größere Dimensionen muss die regenerative Erzeugung z. B. aus Windkraft annehmen. Im Lichte der zurzeit heftig diskutierten Regelungen für den Ausbau der Windkraft wird klar, dass hohe Effizienz die Versorgungssysteme entlastet und zugleich die Versorgungssicherheit verbessert.

Die Potentiale der Energieeffizienz werden sichtbar, wenn das gleiche Gebäude im Passivhausstandard betrachtet wird. Auch hier kann der Energiebedarf im Kernwinter nicht allein über die am Gebäude erzeugte Energie gedeckt werden. Im Vergleich zum Bedarf des GEG-Gebäudes ist die Deckungslücke allerdings deutlich geringer.

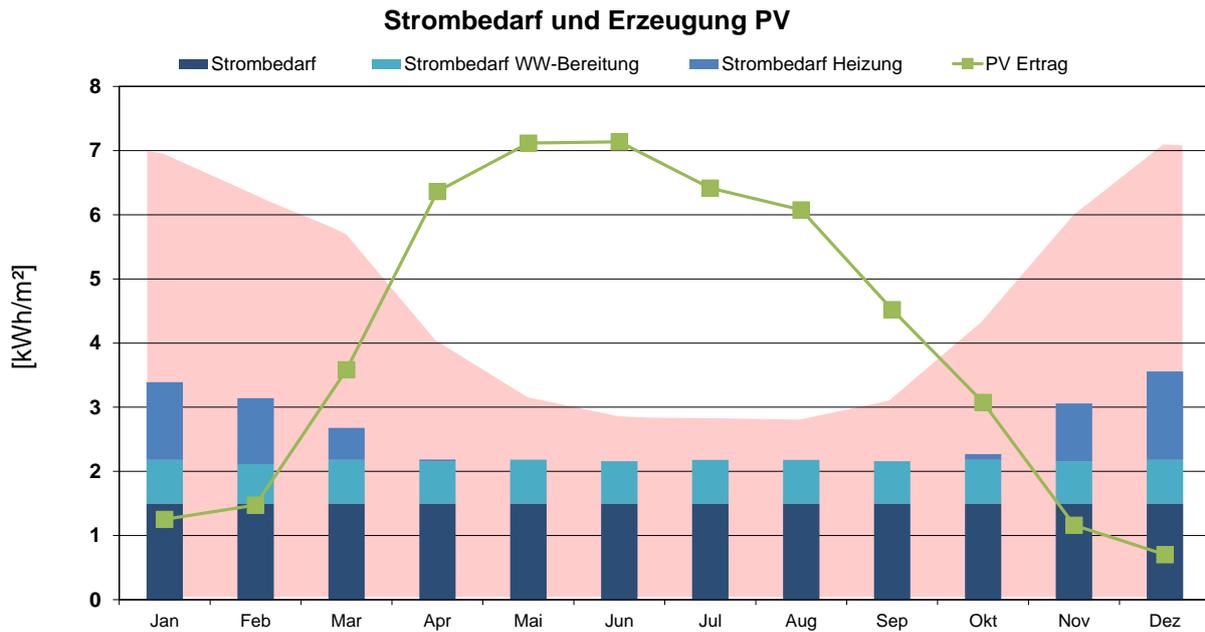


Abbildung 10: Strombedarf eines Reihenhendhauses im Passivhausstandard für Heizung und Warmwasser (WP) und Haushaltsanwendungen (blaue Säulen) und Stromerzeugung über eine im Dach verbaute PV-Anlage (grün). Net-Zero wird damit gerade erreicht: Überschuss +17,8 kWh/(m²a) bzw. +2.100 kWh/a. Der Strombedarf der GEG-Variante ist als rote Fläche hinterlegt

Bauteilgüte:	PH Standard
Lüftung:	mit WRG
Haushaltsstromverbrauch:	2.130 kWh/(Haushalt*a)
Heizwärmebedarf:	15 kWh/(m² _{EBFA})
Primärenergiebedarf: (nicht erneuerbar)	38 kWh/(m² _{EBFA})
Raumheizung und WW-Bereitung:	Wärmepumpe (JAZ 3)

Zu beachten ist bei der Bilanzierung der geringere Haushaltsstrombedarf. Zum Erreichen des Passivhausstandards ist es erforderlich, typische Haushaltsgeräte wie z. B. Kühl- und Gefrierschränke mit hoher Effizienz vorzusehen. Zudem ist die Beleuchtung zu optimieren. Dies führt in der Praxis zu durchschnittlich niedrigeren Stromverbräuchen, wie sie hier für die Passivhausvariante in Ansatz gebracht werden.

4.2 Versorgungsszenario am Beispiel Geschosswohnbau

Anhand eines zweiten Beispiels soll deutlich gemacht werden, dass der Ansatz der jährlichen Gegenrechnung von Energiebedarf und Energieproduktion vor Ort nicht zielführend ist.



Abbildung 11: Geschosswohnbau mit 20 Wohneinheiten. Das Pulldach ist ideal nach Süden ausgerichtet und maximal mit PV belegt

Geschosswohnbauten bieten vielen Menschen Wohnraum, sie haben einen vergleichsweise geringen Ressourcen- und Flächenverbrauch und bringen mit ihrem sehr guten A/V-Verhältnis optimale Voraussetzungen für energieeffizientes Bauen mit sich. Der Net-Zero-Standard benachteiligt diese Gebäudeform systematisch, da das Erreichen einer ausgeglichenen Jahresbilanz hier viel anspruchsvoller ist, denn in Bezug auf die Wohnfläche steht lediglich eine geringe Dachfläche zur Verfügung. Während ein kleines Gebäude mit geringem Effizienzstandard vergleichsweise einfach eine Stromerzeugung in Höhe des eigenen Jahresbedarfs nachweisen kann, müssten beim Geschosswohnbau entweder weitere PV-Flächen mit geringerer Ausbeute und somit geringerer Wirtschaftlichkeit erschlossen werden (z. B. an Balkonbrüstungen oder Wandflächen), oder er müsste mit weit höherer Energieeffizienz realisiert werden.

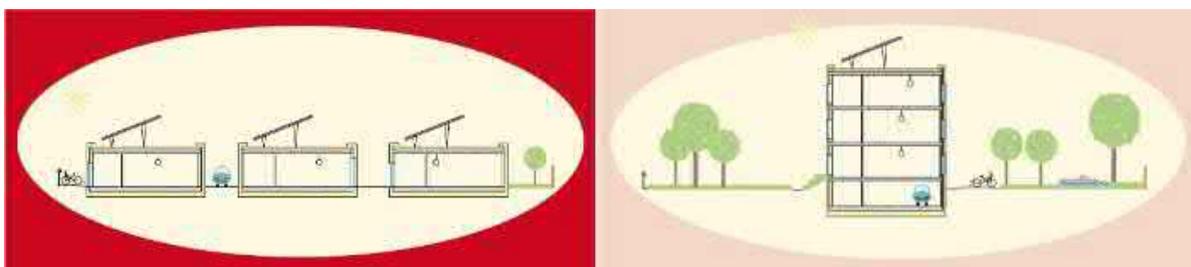


Abbildung 12: Schematische Darstellung der Nutzung regenerativer Energien bei Einfamilien- (EFH) und Mehrfamilienhäusern (MFH). Letztere bieten im Vergleich zur Wohnfläche geringere Dachflächen. Eine Deckung des Bedarfs durch vor Ort am Gebäude erzeugte Energie ist deutlich schwieriger

Sinnvoller ist die Betrachtung der Energieerzeugung in Bezug auf die überbaute Fläche, während der Energiebedarf auf die Energiebezugsfläche bezogen wird. Ziel die-

ser Betrachtungsweise ist also ganz bewusst nicht, die Erzeugung dem Bedarf gegenüberzustellen, sondern die Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Möglichkeiten vor Ort zu bewerten.

Analog zum Beispiel des Reihenhauses wird das Gebäude gemäß GEG-Standard betrachtet. In Abbildung 13 wird der Strombedarf für Raumheizung, Warmwasserbereitung und Haushaltsanwendungen der PV-Erzeugung gegenübergestellt. Sehr deutlich zeigt sich hier, dass die vor Ort erzeugte Energie nicht annähernd ausreicht, um den Bedarf zu decken.

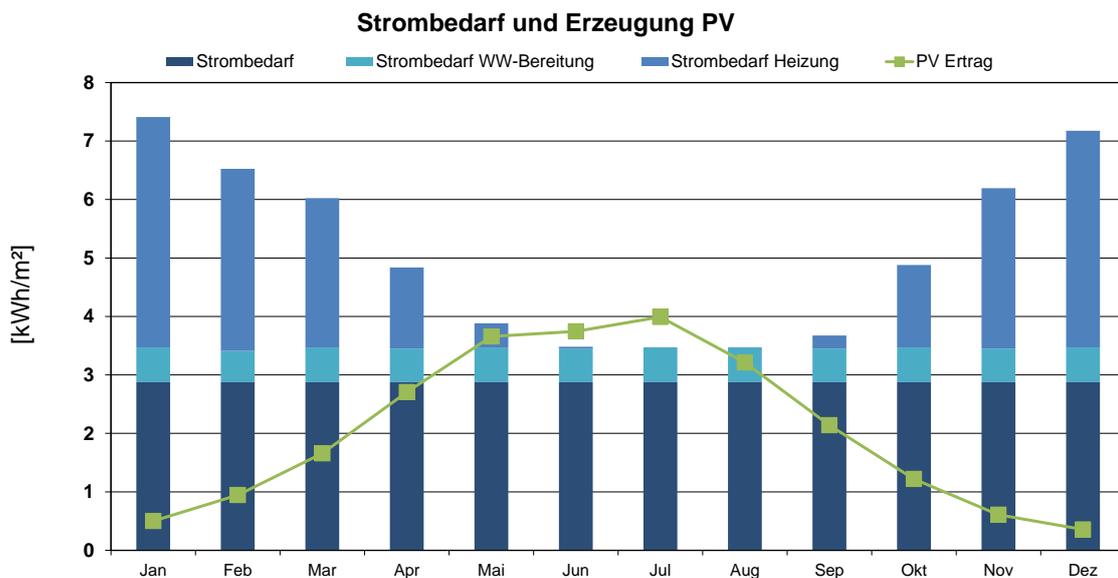


Abbildung 13: Strombedarf eines Geschosswohnbaus nach GEG-Standard für Heizung und Warmwasser (WP) und Haushaltsanwendungen (blaue Säulen) und Stromerzeugung über eine im Dach verbaute PV-Anlage (grün). Net-Zero kann mit diesem Standard nicht erreicht werden: Deckungslücke 36 kWh/(m²a) bzw. 59.000 kWh/a

Bauteilgüte:	EnEV Referenzgebäude
Lüftung:	Keine
Haushaltsstromverbrauch:	3.000 kWh/(Haushalt*a)
Heizwärmebedarf:	58 kWh/(m² _{EBFA})
Primärenergiebedarf: (nicht erneuerbar)	85 kWh/(m² _{EBFA})
Raumheizung und WW-Bereitung:	Wärmepumpe (JAZ 3)

Im Vergleich dazu führt eine konsequente Umsetzung hoher Energieeffizienz zu einer deutlichen Verringerung des Winterberges. Die zusätzlich von externer Seite bereitzustellende Energie im Winter ist bei der Passivhausvariante (Abbildung 14) um ein Vielfaches geringer.

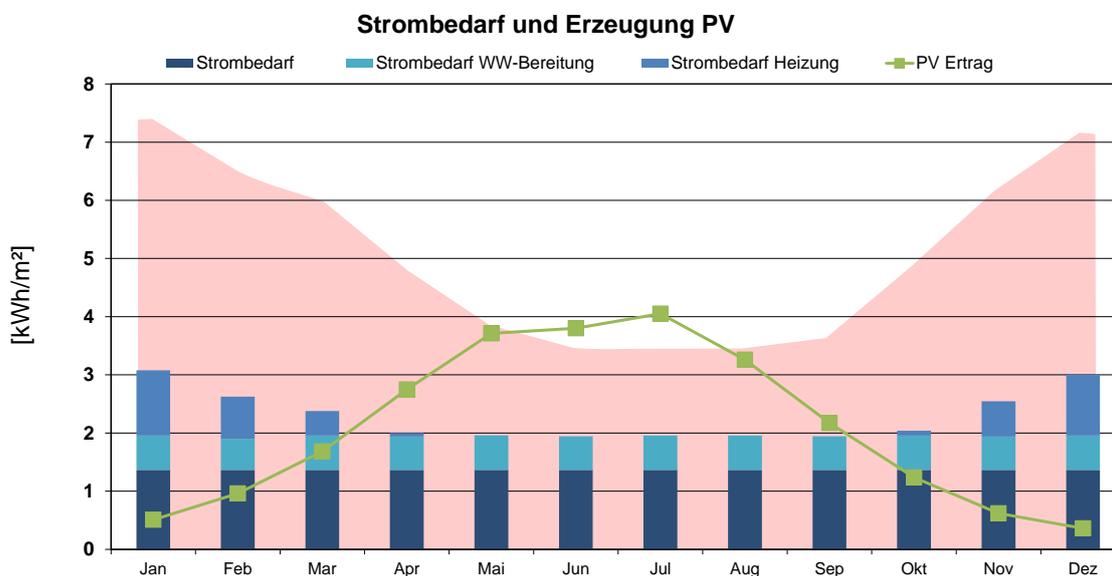


Abbildung 14: Strombedarf eines Geschosswohnbaus nach Passivhausstandard für Heizung und Warmwasser (WP) und Haushaltsanwendungen (blaue Säulen) und Stromerzeugung über eine im Dach verbaute PV-Anlage (grün). Der Strombedarf der GEG-Variante ist als rote Fläche hinterlegt

Bauteilgüte:	PH Standard
Lüftung:	mit WRG
Haushaltsstromverbrauch:	2.130 kWh/(Haushalt*a)
Heizwärmebedarf:	12 kWh/(m ² _{EBFA})
Primärenergiebedarf: (nicht erneuerbar)	37 kWh/(m ² _{EBFA})
Raumheizung und WW-Bereitung:	Wärmepumpe (JAZ 3)

5 Ergebnisse und Fazit

Mit dem Passivhaus zum klimaneutralen Gebäudebestand

Für das Ziel eines klimaneutralen Gebäudebestandes eignen sich grundsätzlich alle Effizienzstandards, die eine vollständig regenerative Versorgung auf Basis eines hochenergieeffizienten Gebäudes ermöglichen. Dagegen sind Standards, die lediglich den Anschein einer Klimaneutralität erwecken, ungeeignet. Vor allem die unbewertete Gegenrechnung von Bedarf und Erzeugung auf Basis einer Netto-Jahresbilanz ist irreführend, da wesentliche Aspekte der Versorgung sowie die Frage der Energiespeicherung unbeachtet bleiben.

Gebäude mit ein bis zwei Geschossen können sogar beim energetischen Mindeststandard mit entsprechender Photovoltaikfläche ausgestattet werden, sodass rein rechnerisch (netto) Strombedarf und Erzeugung gleich groß ausfallen. Die Versorgung im Winterhalbjahr muss dann entweder über große Speicher oder andere regenerative Erzeuger sichergestellt werden. Hier wird deutlich, dass ausschließlich die hohe Effizienz eine ökonomisch und ökologisch sinnvolle und gesellschaftlich akzeptierte Versorgung in den Wintermonaten sicherstellen kann. Mäßige Effizienzanforderungen entsprechend des GEG würden dagegen gigantische Windparks oder teure und verlustbehaftete Speicherlösungen erforderlich machen.

Anhand eines Geschosswohnbaus zeigt sich, welchen Einfluss Energieeffizienz auf die regenerative Versorgung nimmt. Betrachtet werden GEG-Standard (Abbildung 15 oben) und Passivhausstandard (Abbildung 15 unten). Der Bedarf kann in beiden Fällen nicht allein über die am Haus zur Verfügung stehende PV-Anlage gedeckt werden. Der Bedarf des GEG-Geschosswohnbaus ist in den Wintermonaten mehr als doppelt so groß wie der des Passivhauses. Während beim Passivhaus der Bedarf im Januar bei 2,5 kWh/m² liegt (bei ca. 0,5 kWh/m² PV-Erzeugung), muss das GEG-Gebäude knapp 7 kWh/m² entweder über Speicher oder andere regenerative Systeme (z. B. Windkraft) decken. Der Vergleich macht deutlich, dass die Dimensionen der erforderlichen regenerativen Lösungen für die „Winterlücke“ ganz wesentlich von der Energieeffizienz des Gebäudes abhängen (Dies gilt im Übrigen auch für kleine Gebäude wie Einfamilienhäuser und ist dort ggf. noch stärker ausgeprägt). Hohe Effizienz ermöglicht Spielräume und schafft so erst die Voraussetzung für eine nachhaltige Versorgung mit Erneuerbaren.

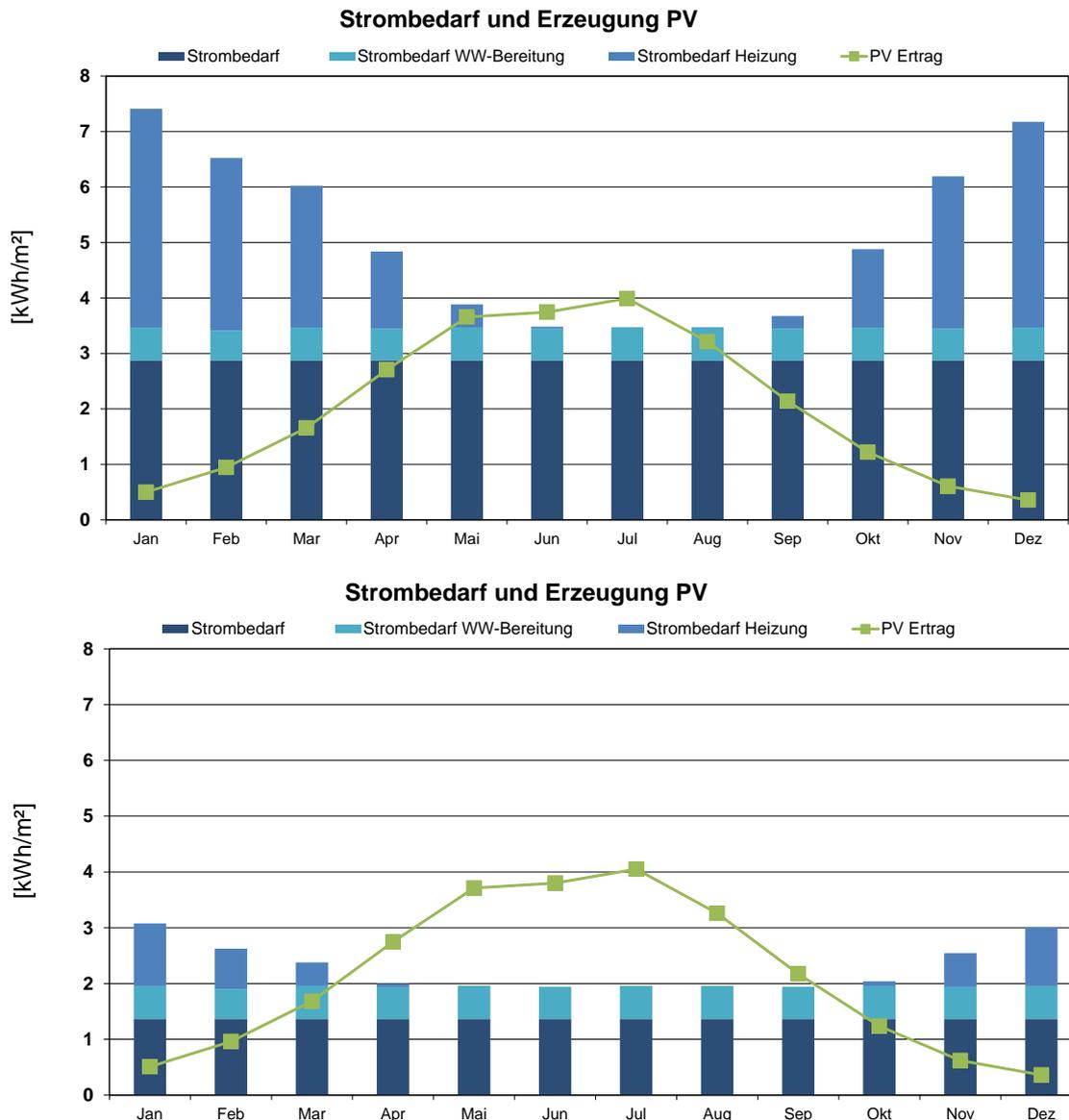


Abbildung 15: Strombedarf für Raumheizung, Warmwasserbereitung und Haushaltsstrom für einen Geschosswohnbau (20 WE) nach GEG-Standard (oben) und Passivhausstandard (unten). Die Wärmeversorgung wird monovalent über eine Wärmepumpe mit einer Arbeitszahl von 3 sichergestellt

Neben der Frage, welche Dimensionen die Erneuerbaren zur Deckung des Energiebedarfs für den Gebäudesektor erreichen müssen, machen aktuelle Studien deutlich, dass die bisherigen Anstrengungen zur Senkung des CO₂-Ausstoßes nicht genügen, um die Klimaschutzziele zu erreichen ([UBA 2020]). Es gilt weiterhin, dass eine „vollständig auf erneuerbaren Energien beruhende Erzeugung technisch möglich und ökonomisch vorteilhaft ist, sofern die vorhandenen Einsparpotentiale erschlossen werden“ ([UBA 2010] s. auch [Feist 1999] und [Schnieders et al. 2021]). Daraus leiten sich zwei Maßnahmen ab: Gebäude zukünftig mindestens mit der wirtschaftlich gebotenen hohen Energieeffizienz zu realisieren. Dadurch wird es erst möglich, sie mit den vor Ort nutzbaren regenerativen Energien zu versorgen.“

6 Literatur

- [UBA 2010] Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen; Thomas Klaus, Carla Vollmer, Kathrin Werner, Harry Lehmann, Klaus Müschen; Herausgeber: UBA, Juli 2010, (<https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/energieziel-2050>)
- [Feist 1999]: Energieeffizienz Wohlstand- Lebensqualität. In: Tagungsband zur dritten Internationalen Passivhaustagung Dornbirn / Darmstadt 1999.
- [Schnieders et al. 2021] Schnieders, J.; Feist, W.; Grove-Smith, J.; Krick, B.: Der Weg zu einem klimaverträglichen Gebäudebestand. Einführungsvortrag Passivhaustagung 2021. Passivhaus Institut, Darmstadt, 2021.
- [UBA / AG Energiebilanzen 2020] <https://www.umweltbundesamt.de/daten/private-haushalte-konsum/wohnen/energieverbrauch-privater-haushalte#endenergieverbrauch-der-privaten-haushalte>
- [UBA 2020] Treibhausgasminderungswirkung des Klimaschutzprogramms 2030 (Kurzbericht), Ralph O. Harthan et al.; Herausgeber: UBA, März 2020
- [PHI 2016] Schnellere Etablierung neuer technischer Standards inkl. Entwicklung von Systemkomponenten für Bau- und Anlagentechnik, Oliver Kah, Tanja Schulz Kristin Bräunlich, Andreas Grill, Adrian Muskatewitz, Dr. Jürgen Schnieders, PHI, Darmstadt 2016
- [PHI 2001] Klimaneutrale Passivhaus-Reihenhaussiedlung Hannover-Kronsberg; Wolfgang Feist, Søren Peper, Matthias von Oesen; Hannover 2001
- [BMWi 2010] Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung; Herausgeber Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) 2010; S. 22.
- [BMWi 2015] Energieeffizienzstrategie Gebäude; Herausgeber Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2015; S. 9.
- [Richtlinie 2010/31/EU] Europäische Kommission: Richtlinie 2010/31/EU Energy Performance of Buildings Directive (EPBD) recast, Brüssel, 2010

Jessica Grove-Smith¹, Benjamin Krick¹, Wolfgang Feist^{1,2}

¹) Passivhaus Institut, Rheinstraße 44/46, 64283 Darmstadt

²) Universität Innsbruck

Primärenergiebewertung in einer erneuerbaren Energieversorgung: Das PER-System

1 Einführung

Die Bundesregierung hat das Ziel formuliert, bis 2050 einen nahezu klimaneutralen Gebäudebestand zu erreichen. Das ist unbestritten notwendig, aber eine Herausforderung in der Umsetzung. Aus den Beiträgen dieses Protokollbandes geht deutlich hervor, dass hierfür sowohl der Ausbau erneuerbarer Energien als auch eine wesentliche Steigerung der Energieeffizienz unerlässlich sind. Mit Blick auf dieses Ziel werden Indikatoren benötigt, die nicht nur eine Aussage zur "Klimaneutralität" des aktuellen Gebäudebestandes wiedergeben, sondern insbesondere zielgerichtete Anreize schaffen, damit im Gebäudesektor die benötigten Maßnahmen umgesetzt werden. Die bisher offiziell verwendeten Indikatoren eignen sich hierfür nicht.

Ein möglicher Indikator sind die durch die Gebäude verursachten Treibhausgasemissionen (THG), die oft auch als CO₂-Äquivalente (CO_{2e}) angegeben werden. Diese werden oft als die entscheidende Zielgröße angesehen, sind doch gerade die Treibhausgase für den Klimawandel verantwortlich. Bei ausschließlicher Fokussierung auf CO₂-Emissionen kann es jedoch leicht zu Fehloptimierungen kommen. Neben der Reduktion der THG gibt es zahlreiche andere Aspekte zu beachten, wie z. B. Umwelteinflüsse, Ressourcenknappheit und vor allem die praktische Realisierbarkeit (notwendiger Ausbau neuer Infrastruktur, Investitionsaufwand, Arbeitsaufwand, Akzeptanz, indirekte Auswirkung in den Vorketten der Energieerzeugung...). Es ist keine leichte Aufgabe, für diese komplexen Zusammenhänge und dynamischen Entwicklungen des Energiesektors einen handhabbaren Bewertungs-Indikator abzuleiten, insbesondere vor dem Hintergrund der dynamischen Entwicklung hin zu einer nachhaltigeren Energieversorgung und der Kopplung verschiedener Sektoren.

In Deutschland wird seit 2002 die Primärenergie als Bewertungsindex verwendet, genauer: die nicht-erneuerbare Primärenergie. Auch in vielen anderen Ländern ist das ein etabliertes Vorgehen. Dieser Ansatz wird in Abschnitt 2 thematisiert. Aus dieser Analyse geht u. A. hervor, dass dieses System für die Umsetzung der Energiewende als Leitlinie für klimaneutrale Gebäudeplanung nicht geeignet ist, vor allem, weil es zu letztlich nicht realisierbaren unverhältnismäßigen Infrastrukturaufwendungen führt. Diese werden dann gar nicht erst getätigt werden; dann jedoch ist das Klimaneutralitätsziel so nicht erreichbar.

Mit stark und schnell zunehmendem Anteil an erneuerbarer Energieerzeugung in der Energieversorgung verschieben sich die Prioritäten. Es geht dann darum, einen bezahlbaren und nachhaltigen Ausbau und eine nachhaltige Nutzung der verfügbaren erneuerbaren Ressourcen zu erreichen. Dabei spielt (das ist inzwischen weitgehend Konsens) insbesondere der Energieträger Strom eine wesentliche Rolle, da über Photovoltaik (PV), Windenergie und Wasserkraft erzeugter Strom die Hauptenergiequelle einer erneuerbaren Energieerzeugung ist und auch zukünftig bleiben wird. Ausschlaggebend für eine effiziente Nutzung erneuerbarer Stromressourcen ist zunächst eine möglichst gute zeitliche Übereinstimmung zwischen Erzeugung und Bedarf. Wenn Strom möglichst direkt genutzt werden kann, gibt es weniger verlustreiche Verteil- und Speicherprozesse. In der aktuellen Stromversorgung hat dies zur Folge, dass der Anteil an erneuerbaren Energien je nach Wetter von Monat zu Monat schwankt und demnach auch der Anteil an nicht-erneuerbarer Primärenergie im Strom-Mix. In Abschnitt 2.1.2 werden einige Publikationen vorgestellt und zusammengefasst, die diese Thematik der monatlich/saisonal schwankenden Primärenergie näher untersuchen. Die Ergebnisse zeigen deutlich, dass bei steigendem Anteil erneuerbarer Energien bisherige Ansätze einer Ergänzung bedürfen und eine saisonale und/oder anwendungsspezifische primärenergetische Gewichtung immer mehr an Bedeutung gewinnt.

Am Passivhaus Institut wurde dieses Thema intensiv bearbeitet und ein alternatives, zukunftsfähiges Bewertungssystem entwickelt, das PER-System. Dieses Bewertungssystem schaut auf das gesteckte Ziel (Klimaneutralität) und betrachtet das zu bewertende Gebäude daher eingebettet in eine Energie-Versorgungsstruktur, in der die Erzeugung zu nahezu 100 % auf erneuerbarer Energie beruht. Zugleich machen diese Untersuchungen deutlich, dass es solche Lösungen tatsächlich gibt und dass sie praktikabel sind. In einem solchen Szenario induzieren verschiedene Anwendungen und dabei genutzte Energieträger eine unterschiedliche Anforderung an die erneuerbare Energieproduktion. Die PER-Faktoren sind ein praktikables Verfahren, diesen Aufwand vergleichbar zu machen; in aller Kürze: Sie geben die jeweils erforderliche Gesamtenergieerzeugung an erneuerbarer Energie ($PE_{\text{erneuerbar}}$) für die betreffende Energieanwendung an. Analog zum nicht-erneuerbaren Primärenergiebedarf wird der PER-Bedarf dadurch ermittelt, dass der Endenergiebedarf einer Energieanwendung mit dem zugehörigen PER-Faktor multipliziert wird. In der Bewertung eines konkreten Gebäudes ist das Verfahren daher ähnlich einfach wie die Berechnung des PE-Bedarfs.

Der Hauptinhalt dieses Beitrags (Abschnitt 3 und 4) ist eine detaillierte Beschreibung dieses Konzepts.

2 Nicht-erneuerbare Primärenergie

Mit der primärenergetischen Bewertung soll wiedergegeben werden, wie viele ursprüngliche Energieressourcen benötigt werden, um den Energiebedarf am Gebäude zu decken. Um die Endenergie Q_{End} , die das Gebäude in Form von z. B. Strom, Gas oder Wärme benötigt, liefern zu können, muss die ursprüngliche Energieform (die sogenannte Primärenergie, beispielsweise chemische Energie in Form von Kohle) Q_{PE} umgewandelt und transportiert, evtl. zwischengelagert, werden, wobei jeweils Verluste entstehen. Die ursprüngliche Energie kann sich aus nicht-erneuerbarer Primärenergie (nuklearen und fossilen Ressourcen wie zum Beispiel Erdgas, Kohle oder Mineralöl) wie auch aus erneuerbarer Primärenergie (z. B. Wind, Solarenergie, Biomasse oder Wasserkraft) zusammensetzen (siehe Abbildung 1).

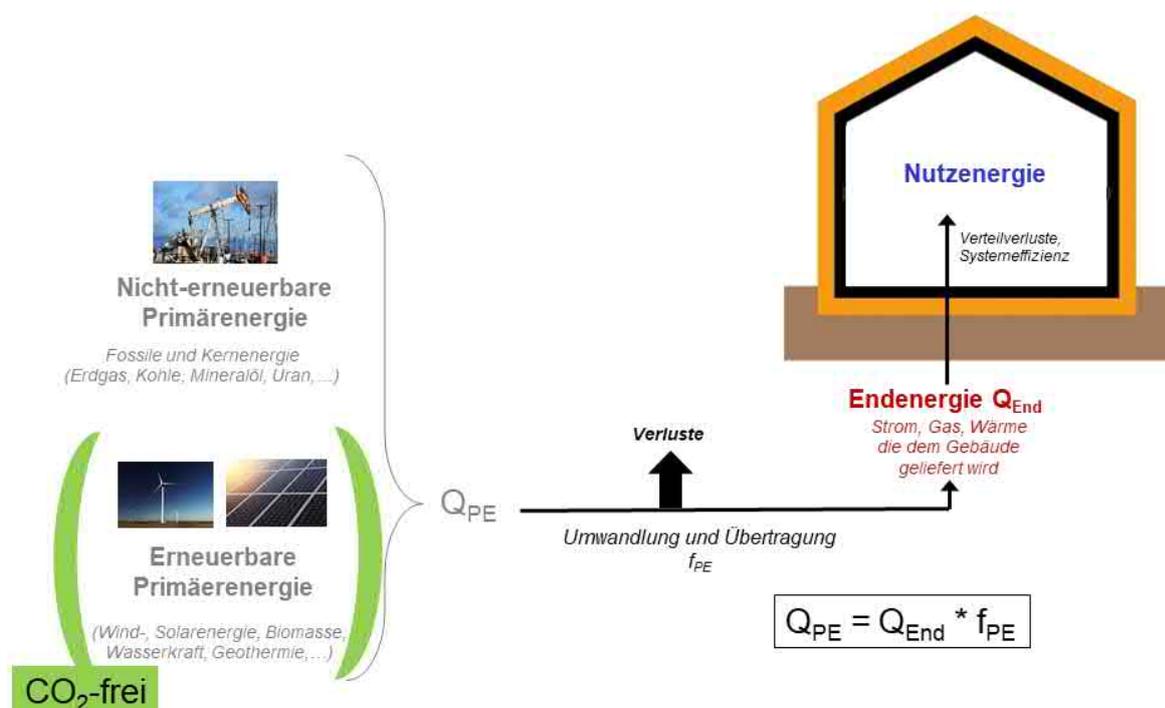


Abbildung 1: Begriffsklärung Nutzenergie, Endenergie und Primärenergie. Um die Umwandlungs- und Übertragungsverluste zu berechnen, werden Primärenergie-Gewichtungsfaktoren f_{PE} verwendet. Je höher dieser Gewichtungsfaktor ist, desto ineffizienter ist die vorgelagerte Kette für diesen Energieträger.

2.1.1 Status quo der deutschen Gesetzgebung

In der aktuellen deutschen Gesetzgebung liegt der Fokus darauf, den Anteil an nicht-erneuerbarer Primärenergie (PE) zu reduzieren. Die erneuerbare Primärenergie ist nahezu CO₂-frei und wird daher in der Primärenergiebewertung des Gebäudeenergiegesetzes nicht angerechnet. Die in Deutschland gesetzlich anzuwendenden Primärenergiefaktoren, die sich ausschließlich auf die nicht-erneuerbare Primärenergie beziehen, sind im Gebäudeenergiegesetz [GEG 2020] vorgeschrieben (siehe Abbildung 2). Hier

ist hervorzuheben, dass die Primärenergiefaktoren der fossilen Brennstoffe bei 1,1 liegen, abgesehen von Braunkohle mit 1,2. Mit einem Faktor von 0,2 wird der biogene Energieträger Holz sehr vorteilhaft bewertet. Dies ist kritisch zu sehen, da Holz eine sehr wertvolle und begrenzte Ressource darstellt, deren Verwendung prioritär als Bau- und Werkstoff zu sehen ist (siehe hierzu Abschnitt 3.3). Der Faktor für netzbezogenen Strom liegt momentan bei 1,8. Er ist derzeit höher als die Faktoren aller fossilen und biogenen Endenergieträger (Brennstoffe).

Auf Grund des steigenden Anteils an erneuerbaren Energien im Stromnetz wurde der Primärenergiefaktor für Strom seit 2010 immer weiter abgesenkt. Konsequenterweise weiter gedacht, würde er bis 2050 unter 0,5 sinken (siehe Abbildung 3). In der Abbildung stellen die blauen Punkte den historischen Verlauf und die grünen Punkte Prognosen bis 2050 dar.

Nummer	Kategorie	Energieträger	Primärenergiefaktoren nicht erneuerbarer Anteil
1	Fossile Brennstoffe	Heizöl	1,1
2		Erdgas	1,1
3		Flüssiggas	1,1
4		Steinkohle	1,1
5		Braunkohle	1,2
6	Biogene Brennstoffe	Biogas	1,1
7		Bioöl	1,1
8		Holz	0,2
9	Strom	netzbezogen	1,8
10		gebäudenah erzeugt (aus Photovoltaik oder Windkraft)	0,0
11		Verdrängungsstrommix für KWK	2,8
12	Wärme, Kälte	Erdwärme, Geothermie, Solarthermie, Umgebungswärme	0,0
13		Erdkälte, Umgebungskälte	0,0
14		Abwärme	0,0
15		Wärme aus KWK, gebäudeintegriert oder gebäudenah	nach Verfahren B gemäß DIN V 18599-9: 2018-09 Abschnitt 5.2.5 oder DIN V 18599-9: 2018-09 Abschnitt 5.3.5.1
16	Siedlungsabfälle		0,0

Abbildung 2: Primärenergiefaktoren (PE-Faktoren) nach Anlage 4 Gebäudeenergiegesetz (GEG)

Welche Auswirkungen hat dieser sinkende Faktor auf das Bewertungssystem? Während der Faktor in der EnEV 2006 noch bei 2,6 lag, liegt er seit Einführung der EnEV 2016 und auch im aktuell gültigen GEG nur noch bei 1,8. Die Senkung des Faktors für Strom führt zu einer immer positiveren/vorteilhafteren Bewertung im Vergleich zu anderen Energieträgern. Dies spiegelt zwar die Tatsache des durch den Ausbau erneuerbarer Energien immer "sauberer" werdenden Strom-Mixes wider. Gegen Null gehende Faktoren erwecken jedoch den falschen Anschein beliebig verfügbarer Energie. Denn hohe Energieeffizienz, also eine deutliche Senkung des Endenergiebedarfs, ist unverzichtbare Voraussetzung, um eine 100 % erneuerbare Energieversorgung überhaupt realisieren zu können: der Ausbau erneuerbarer Versorgung ist aus Flächen-, Zeit- und Kostengründen begrenzt. Schwerer wiegt, dass die sich einstellenden Spitzenlasten im Stromnetz während der Heizzeit beim gegenwärtigen Wärmebedarf weder vom Netz noch von in vernünftigem Maße ausgebauten Erzeugern erreicht werden können [Steinmüller 2021].

Die bestehende Methodik der nicht-erneuerbaren Primärenergie ist somit nicht mehr als Leitlinie für eine zukunftsorientierte Gebäudeplanung geeignet. Zudem wird die Volatilität und Saisonalität der erneuerbaren Ressourcen vernachlässigt, welche von erheblicher Bedeutung für die benötigte Infrastruktur, insbesondere die Speicherkapazitäten, und somit für die effiziente Nutzung der endlichen erneuerbaren Energie-Ressourcen ist.

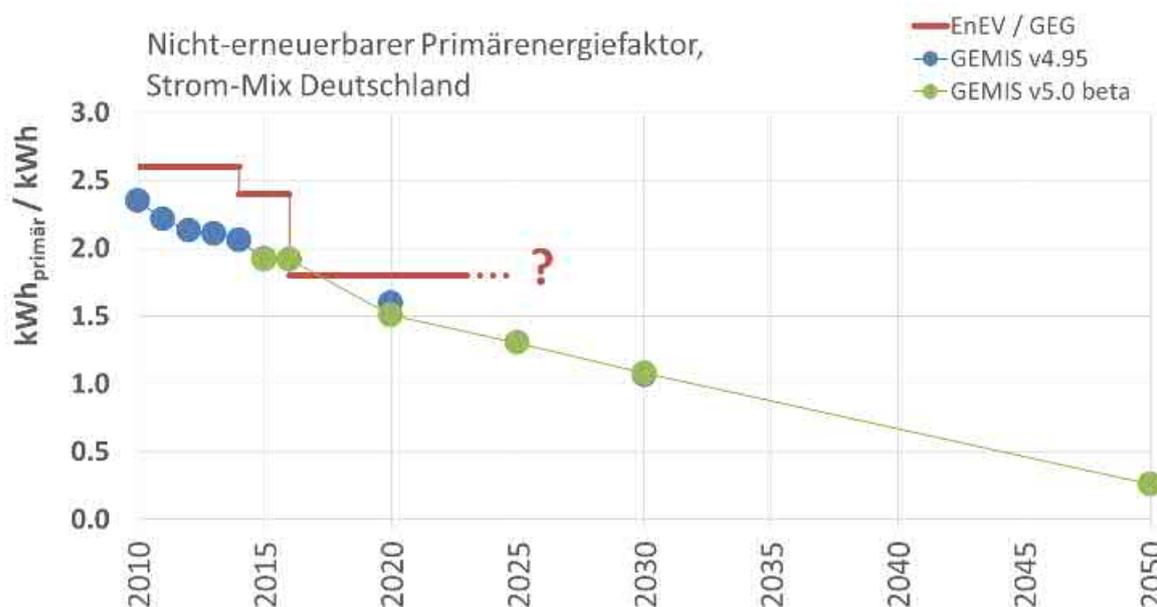


Abbildung 3: Entwicklung der nicht-erneuerbaren Primärenergiefaktoren (PE) von Strom in Deutschland. Blaue Punkte stellen den historischen Verlauf und grüne Punkte Prognosen bis 2050 dar, die roten Linien sind die Vorgaben laut EnEV bzw. GEG.

2.1.2 Zeitvariable PE-Faktoren

Die Problematik der bestehenden Bewertungsmethode auf Basis nicht-erneuerbarer Primärenergie im Kontext steigender erneuerbarer Anteile ist durchaus bekannt. Zusammenhänge werden in der Literatur verschiedentlich diskutiert und zukunftsfähige Lösungen gesucht (nach [Feist 2013] und [Feist 2014] z. B. auch [Schüwer et al. 2015], [Oschatz et al. 2016], [Pehnt et al. 2018]).

Einer der diskutierten Ansätze für eine Verbesserung ist die Verwendung zeitvariabler bzw. dynamischer PE-Faktoren für Strom anstelle fester Werte (z. B. [Großklos/Frank 2013], [Dornmair/Kuhn 2017], [Pehnt et al. 2018], [Ploss/Roskopf 2018]). Die Idee liegt nahe, da hiermit die klimabedingte Volatilität der verfügbaren erneuerbaren Ressourcen abgebildet werden kann. Die Studien basieren zum Teil auf historischen Daten, zum Teil auch auf Simulationen für Zukunftsszenarien. In den Auswertungen werden monatliche und tageszeitliche Schwankungen sowohl des Primärenergiefaktors als auch der Treibhausgasemissionen nachgewiesen. Diese Schwankungen im Kontext der historischen und aktuellen Energieversorgung sind jedoch vergleichsweise gering (unter 10 %) und haben kein eindeutig ausgeprägtes saisonales Sommer-Winter Profil, sodass die Autoren der meisten Studien von einer Umstellung auf zeitvariable PE-Faktoren derzeit abraten. Auch z. B. [Krick 2018] kommt zu dem Schluss, dass sich die Anteile Erneuerbarer Energie im deutschen Stromnetz in den Jahren 2011 bis 2016 saisonal nicht signifikant unterscheiden, was ebenfalls gegen die Notwendigkeit saisonal differenzierter PE-Faktoren für nicht-erneuerbare Primärenergie auf Basis historischer Daten spricht.

Mit zukünftig zunehmendem Anteil an erneuerbarer Erzeugung nehmen die Schwankungen in den in der Literatur dokumentierten Szenarien wie zu erwarten zu. Für die Ausprägung dieser Schwankungen und die Saisonalität der PE-Faktoren spielen verschiedene Faktoren eine Rolle, wie z. B. der anteilige Ausbau an PV und Windkraft (denn das Verhältnis bestimmt den Jahresgang der Stromerzeugung), der Anteil an Kraftwärmekopplung sowie das Lastprofil der Stromnachfrage (z. B. Zuwachs an Wärmepumpen zur Beheizung von Gebäuden). [Pehnt et al. 2018] empfiehlt eine Neubewertung der Situation in 5 Jahren (also 2023) und weist auf die Notwendigkeit eines Blicks in die Zukunft hin, "(...) damit nicht kurzfristig absehbare Entwicklungen bei der Wahl der Energieträger zu Fehlentscheidungen und Lock-in-Effekten führen".

Vor allem die primärenergetische Konsequenz eines starken Zuwachses von Wärmepumpen zur Raumheizung in Gebäuden lohnt eine nähere Betrachtung, denn dies erhöht die Stromnachfrage ausschließlich im Winter und verschiebt somit die saisonalen Differenzen zwischen Stromangebot und -nachfrage ganz bedeutend. Tatsächlich weisen einige der oben genannten Studien auf tendenziell erhöhte PE-Faktoren für das

Heizen mittels Wärmepumpe hin. Verstärkt wird dies durch die schlechteren Wirkungsgrade einer Außenluftwärmepumpe bei niedrigen Außentemperaturen. [Pehnt et al. 2018] kommt zu dem Schluss, dass eine primärenergetische Differenzierung nach Anwendung (z. B. Heizen, Kühlen, Warmwasser, Beleuchtung, Hilfsstrom und mechanische Lüftung) durchaus zielführend sein könnte - verwirft dies aber wegen der erhöhten Komplexität der Berechnungen. Unsere hier dokumentierte Arbeit zeigt jedoch, dass und wie dies praktikabel funktionieren kann.

Es kann festgestellt werden: Mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien im Stromnetz steigt die Sinnhaftigkeit saisonal differenzierter PE-Faktoren. Da diese Entwicklung bereits in Gang ist und in Zukunft beschleunigt fortgeführt werden soll, sollte der Energiebedarf künftig differenziert bewertet werden - saisonal oder nach Anwendung. In Hinblick auf die lange Nutzungsdauer von Gebäuden in eben dieser zukünftigen Energieversorgung ist es notwendig, auch heute schon zukunftsorientierte Bewertungen in Betracht zu ziehen und zu entwickeln.

3 Erneuerbare Primärenergie, PER

Die gängigen Primärenergiekonzepte, wie sie in den vorherigen Abschnitten beschrieben sind, konzentrieren sich auf den Verbrauch an nicht-erneuerbarer Energie im Kontext einer festgelegten Energieversorgung. Die notwendige Änderung der Versorgungsstruktur führt zu sich im Zeitverlauf ändernden Bewertungen desselben Gebäudes. Wenn eine vollständig erneuerbare Energieversorgung erreicht ist, so sind ab diesem Zeitpunkt die THG-Emissionen null. Damit wird der Eindruck erzeugt, dass mit der zukünftigen erneuerbaren Energieversorgung das Problem der Ressourcenbegrenzung vollständig gelöst sei. Das PE-Bewertungssystem gibt keine Orientierung bzgl. der Frage, wie wir in eine klimaneutrale Zukunft kommen – und ob ein Gebäude mit diesem Ziel überhaupt verträglich ist.

In einer THG-freien Energieversorgung richtet sich der Blick nicht mehr auf die verbleibenden THG-Emissionen, sondern darauf, wie eine realisierbare und effiziente Nutzung der Ressourcen im Hinblick auf die Volatilität der Energieerzeugung zu bewerkstelligen ist – das ist der entscheidende Teil der Aufgabe. Aufgrund der langen Lebensdauer von Gebäuden ist es wichtig, bereits heute diesen Blickwinkel einzunehmen und Lock-In-Effekte zu vermeiden: Nichts wird teurer als eine mehrfache Umrüstung im gleichen Gebäude, weil die zunächst getroffenen Maßnahmen unzureichend waren. Ein geeignetes Bewertungsschema muss daher auch die zukünftigen begrenzenden Faktoren einbeziehen.

Um einen neuen, dauerhaft geeigneten Effizienzmaßstab zu gewinnen, wird für den vom Passivhaus Institut eingeführten Bewertungsindex PER (Primärenergie ERneuer-

bar) die Transformation der Energieversorgung vorweggenommen. Der Index orientiert sich an zukünftigen Szenarien einer vollständig erneuerbaren Energieversorgung. Die PER-Systematik arbeitet ebenso wie das Prinzip der nicht-erneuerbaren Primärenergie mit Gewichtungsfaktoren für die verschiedenen Endenergieträger (siehe Abbildung 4), jedoch mit dem wesentlichen Unterschied, dass hier ein zukünftiges Szenario betrachtet wird, in dem sich die Faktoren nicht auf einen Schadstoffausstoß oder den Verbrauch fossiler Energieressourcen beziehen, sondern auf die Bereitstellungseffizienz von erneuerbaren Energieträgern. Hinzu kommt, dass aufgrund der unterschiedlichen Lastprofile zwischen verschiedenen Anwendungen wie Heizen, Warmwasserbereitung, Beleuchtung etc. differenziert werden muss.

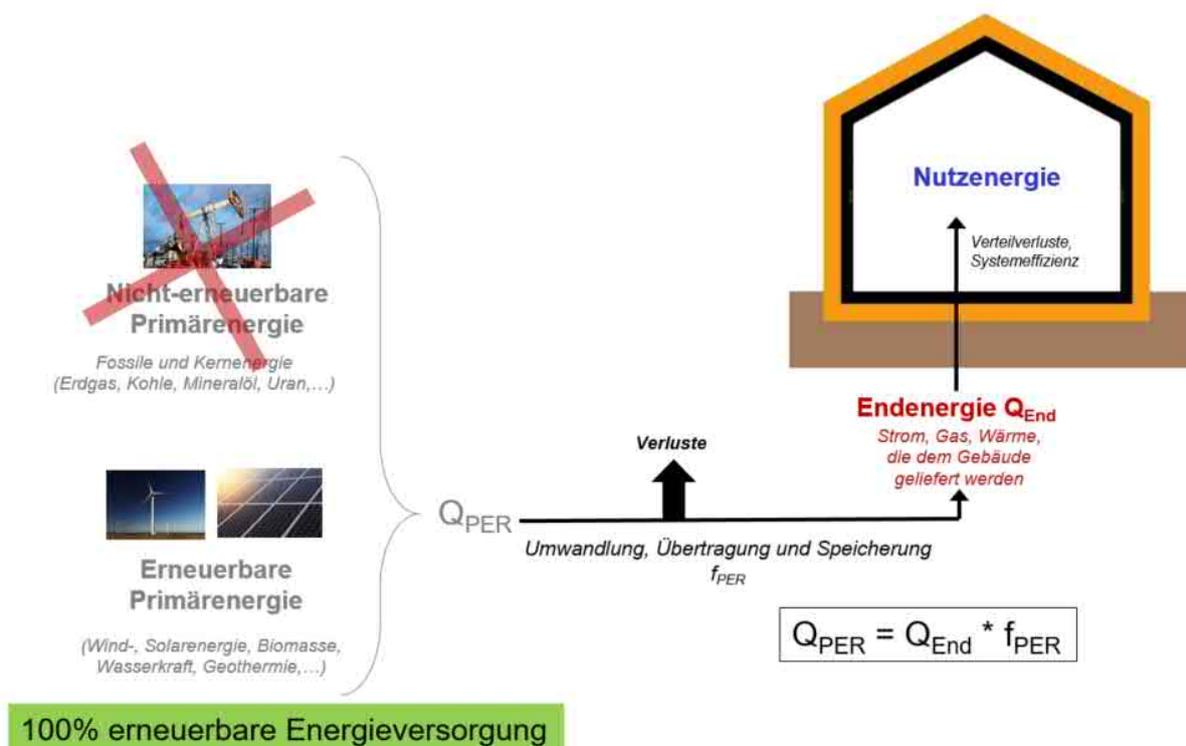


Abbildung 4: Schema Erneuerbare Primärenergie (PER). Um die Speicher- und Übertragungsverluste zu berücksichtigen, werden Erneuerbare Primärenergie-Gewichtungsfaktoren f_{PER} verwendet, die neben dem Energieträger auch die Energieanwendung (und deren Zeitprofil) berücksichtigen. Je höher dieser Gewichtungsfaktor ist, desto ineffizienter ist die Nutzung des erneuerbaren Endenergieträgers.

Die grundlegenden Überlegungen zur PER-Bewertung und deren Hintergründe wurden bereits in [Feist 2013] und [Feist 2014] beschrieben. In diesen Artikeln werden die Grundsätze der PER-Methodik entwickelt. Das hier modellierte zukünftige Energieversorgungsszenario basiert im Wesentlichen auf Strom aus Photovoltaik, Wind- und Wasserkraft (siehe Abschnitt 3.1). Bioenergie spielt als besonders einfach speicherfähige Energieform eine Sonderrolle (siehe Abschnitt 3.3). Koppelprodukte wie z. B.

Fernwärme können auf dieser Basis mit den jeweiligen individuellen Randbedingungen in die Betrachtung einbezogen werden (siehe Abschnitt 3.5).

3.1 Elektrischer Strom im PER-System

In einer erneuerbaren Energieversorgung ist Strom der bedeutendste Energieträger. Die Hauptquellen – Photovoltaik, Windenergie und Wasserkraft – sind wetterabhängig und daher stark volatil. Ausschlaggebend für die Bereitstellungseffizienz ist an dieser Stelle die Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Bedarf. Je weiter Erzeugung und Bedarf zeitlich auseinander liegen, desto größer sind die zusätzlichen Verluste – und desto größer sind auch die Zusatzkosten vor allem dann, wenn eine saisonale Speicherung erforderlich wird. Die Verluste müssen – anders als bei „Netto-Null“- oder „Netto-Plus“-Verrechnungskonzepten üblich - mit bilanziert und möglichst gering gehalten werden (siehe Beitrag von Wolfgang Feist in diesem Band). Die entsprechenden Zusammenhänge und PER-Gewichtungsfaktoren werden standort- und anwendungsspezifisch über dynamische Simulationen bestimmt, wie im Folgenden beschrieben.

Mit einer stündlichen Zeitauflösung wird für Lastprofile des Energiebedarfs die Deckung über das zukünftige Versorgungsszenario inkl. Energiespeichern und Verlusten simuliert (Abbildung 5). Die individuellen Berechnungen basieren auf lokalen mittleren Klimadaten, die resultierenden PER-Faktoren sagen aus, um welchen Faktor der erneuerbar erzeugte Strom im statistischen Mittel größer sein muss als die ans Gebäude gelieferte Endenergie. Sie sind damit ein Maß für die Effizienz der Bereitstellungskette.

Für den PER-Faktor ist die Gleichzeitigkeit der verfügbaren Energieressourcen und des Energieverbrauchs ausschlaggebend, denn daraus bestimmt sich, wie viel Energie (kurz- oder langfristig) zwischengespeichert werden muss. Kurzzeitige Speicherung ist in der Regel mit nur geringen Verlusten verbunden, während die saisonale Speicherung mit höheren Verlusten einhergeht. Je nach Verbrauchsprofil ergibt sich eine spezifische Mischung aus (a) direkter Versorgung, (b) Versorgung aus dem Kurzzeitspeicher und (c) Versorgung aus dem saisonalen Speicher. So zeigt sich zum Beispiel, dass insbesondere die Energienutzung für Heizen – naturgemäß in der sonnenenergiearmen Jahreszeit – besonders aufwendig ist, während z. B. bei der Gebäudekühlung der Anteil direkt nutzbarer Energie größer und die Verluste kleiner sind. Ganzjährige Verbraucher, so wie z. B. Warmwasser und Haushaltsstrom (Licht, Hausgeräte, Elektronik), liegen zwischen diesen Extremen.

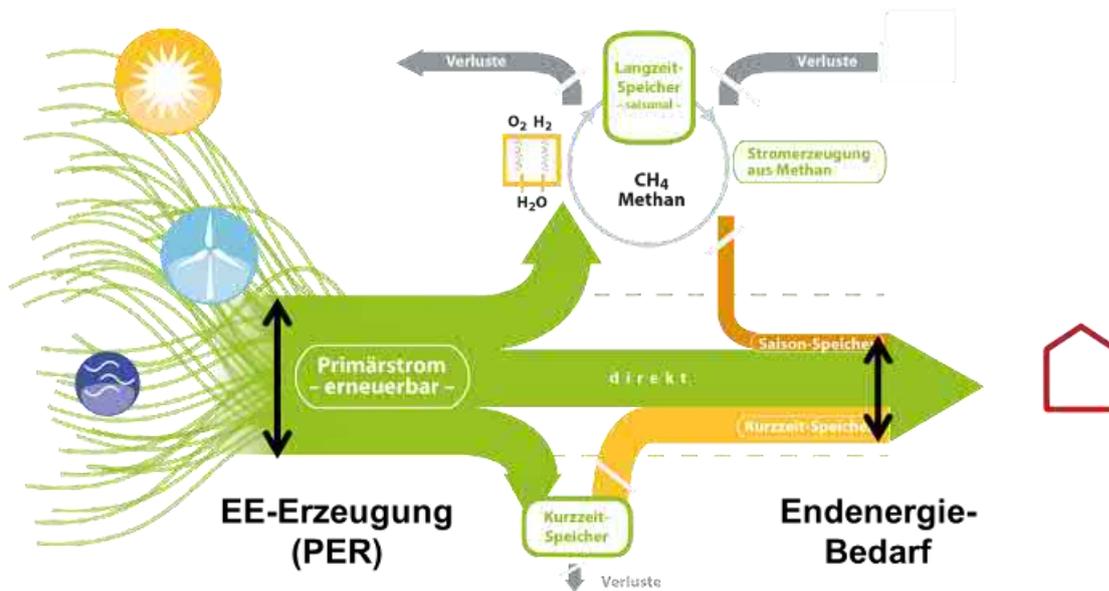


Abbildung 5: Flusschema der Energieströme von der vollständig erneuerbaren Energieerzeugung bis hin zur Versorgung am Gebäude inkl. der Verluste für Kurzzeit- und saisonale Speicherung.

3.1.1 Erzeugungs- und Lastprofile

Um den PER-Faktor für eine bestimmte Energieanwendung berechnen zu können, muss unter anderem bekannt sein, zu welchen Zeiten erneuerbare Energie zur Verfügung steht. Für den nicht speicherbaren Energieträger Strom ist auch von Bedeutung, wann die Energie verbraucht wird. Wir beschreiben hier die von den Autoren verwendete Vorgehensweise. Mit dieser wurden die Faktoren für alle gängigen Anwendungen und viele globale Klimagebiete ermittelt und tabelliert – der Anwender kann auf die fertigen Faktoren zugreifen und muss sich um deren Bestimmung nicht kümmern. Die Vorgehensweise wird aber hier dokumentiert, um eine volle Transparenz des Ansatzes zu erreichen.

Erneuerbare Stromerzeugung

Die stündliche Stromerzeugung aus Solarenergie wird über die Modellierung einer zum Äquator orientierten Photovoltaikanlage berechnet. Der Ertrag ergibt sich unter Berücksichtigung eines temperaturabhängigen Wirkungsgrades und der Diffus- und Direktstrahlung des jeweiligen lokalen Klimadatensatzes. Die Neigung des Moduls wird standortabhängig entsprechend dem jeweils maximalen Jahresertrag bestimmt.

Die stündliche Stromerzeugung aus Windenergie wird aus einem geglätteten Profil der stundenmittleren Windgeschwindigkeit des jeweils gleichen lokalen Klimadatensatzes ermittelt. Somit werden die klimatischen Korrelationen zwischen Wind und Sonne bzw. Temperatur berücksichtigt. Da diese lokalen Winddaten jedoch nicht unbedingt repräsentativ für das in der Umgebung vorhandene Potential zur Windenergienutzung sind, werden die Windgeschwindigkeiten an den langjährigen Jahresmittelwert der Region [SSE] angepasst und auf eine Nabenhöhe von 150 m umgerechnet. Die erbrachte Leistung der Windkraftanlage ergibt sich aus ihrer Leistungskurve; hierbei wird (in Anlehnung an [Mono et.al. 2014]) zwischen windstarken und -schwachen Regionen mit einer spezifischen Leistung von 380 W/m² bzw. 200 W/m² unterschieden. Liegt die jahresmittlere Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe unter 4 m/s, wird die Stromerzeugung durch Windenergie in der PER-Berechnung auf 0,5 % der Gesamterzeugung beschränkt, da in diesen Regionen ein substantieller Ausbau unwirtschaftlich erscheint. Offshore-Windkraft ist im aktuellen Modell noch nicht berücksichtigt.

Das Potential zur Stromerzeugung aus Wasserkraft wird [intpow 2009] entnommen. Innerhalb Europas wird zudem angenommen, dass Länder mit überschüssiger Wasserkraft diesen Strom anteilig in umliegende Länder exportieren. Für die zeitliche Verteilung der Stromerzeugung wird ein Jahresprofil angesetzt, welches Einflüsse durch Regen (pluvial), Schnee (nival) und Gletscher (glazial) enthält.

Gebäudelastprofile

Auf der Abnehmerseite, beim Endenergiebedarf des Gebäudes, wird zwischen fünf verschiedenen Verbrauchern unterschieden: Haushaltsstrom, Warmwasser, Heizung, Kühlung und Entfeuchtung. Beispiele für die verschiedenen Profile sind in Abbildung 6 dargestellt.

Das Lastprofil für den Haushaltsstrom (20 kWh/(m²a)) wurde an das Haushalts-Standardlastprofil H0 des BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.) angelehnt. Für das Warmwasser (15 kWh/(m²a) Nutzenergie) wird eine Wasserabnahme nach [Recknagel 2009] verwendet. Jahreszeitliche Schwankungen des Energiebedarfs werden mittels variierender Kaltwassertemperatur berücksichtigt, die aus den Klimadaten ermittelt wird (ungestörte Bodentemperatur). Die restlichen Verbräuche – Heizung, Kühlung und Entfeuchtung – werden mittels stündlicher Gebäudesimulation für ein Referenzgebäude ermittelt. Es werden jeweils mehrere Fälle berechnet, um den Einfluss variierender Heiz- bzw. Kühlperioden berücksichtigen zu können: Ein typisches Passivhaus sowie ein bis zu achtfacher Mehrverbrauch der jeweiligen Anwendung. Für die Umrechnung von Nutz- auf Endenergiebedarf wird hier beispielhaft von einer Versorgung mittels Wärmepumpe ausgegangen. Der entsprechende Strom-

bedarf wird stündlich mit einem vereinfachten Wärmepumpenmodell berechnet. Zuletzt werden alle Lastprofile über ± 4 Stunden geglättet, um Schwankungen z. B. durch unterschiedliches Nutzerverhalten zu berücksichtigen.

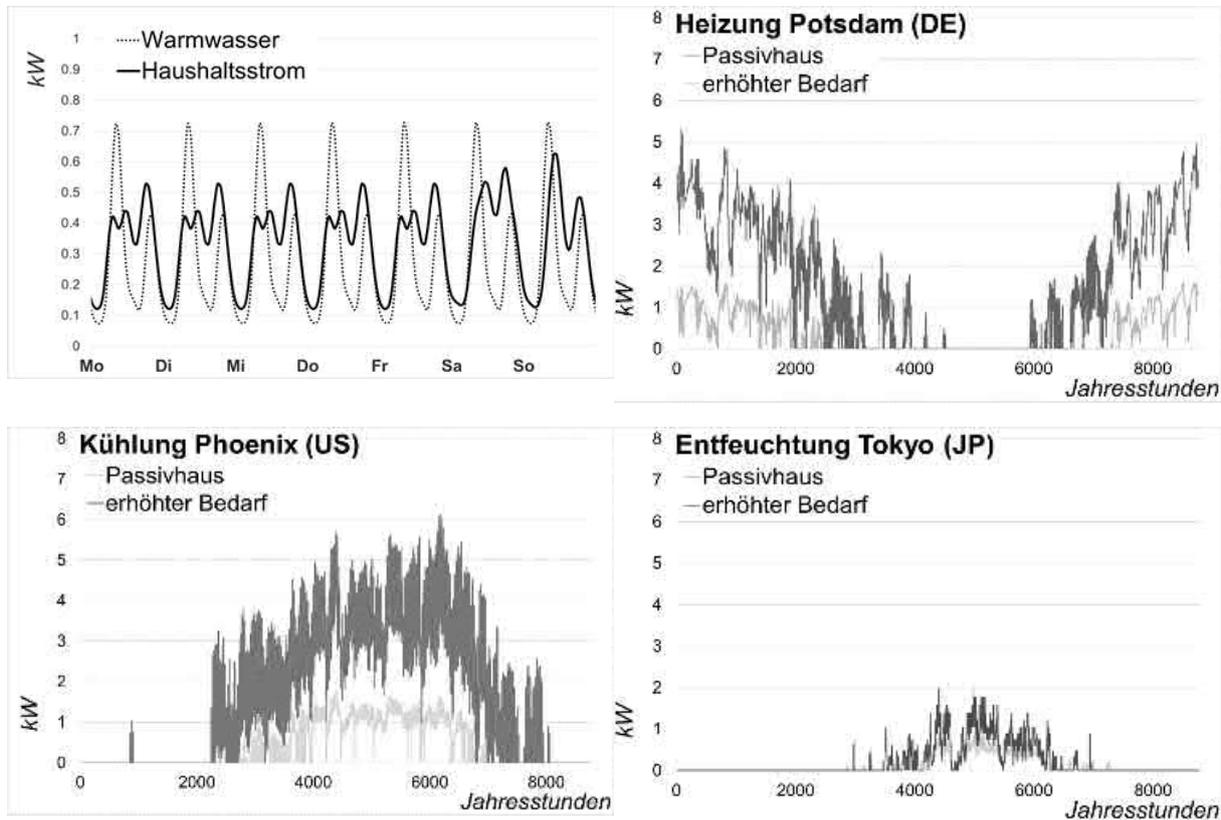


Abbildung 6: Oben links: Wochenprofil für Haushaltsstrom und Warmwasser (im Beispiel Kaltwassertemperaturen Mannheim, Winter).
Oben rechts und unten: Beispielhafte Nutzenergie-Lastprofile aus verschiedenen Klimata für Heizung, sensible Kühlung sowie Entfeuchtung.

3.1.2 Energiespeicher

Die Effizienz der Energiespeicher hat einen wesentlichen Einfluss auf die Ergebnisse. Das gilt besonders für die jahreszeitliche/saisonale Speicherung. [Feist 2013] enthält eine Übersicht verschiedener Speichertechnologien. Darauf basierend wird für die PER-Methodik ein zweistufiges Speicherkonzept angewendet (vgl. [Feist 2014]):

- Für die kurz- und mittelfristigen Netzspeicher werden herkömmliche, im Netz verteilte Speichereinheiten mit nur geringen Umwandlungsverlusten (2 bis 35 %) und mehr als 60 Speicherzyklen pro Jahr angesetzt. Hierfür stehen z. B. Pumpspeicherwerke, andere mechanische Speicher und Akkumulatoren zur Verfügung. Mit zu diesem Speicher gehören die von den Anwendungen selbst verfügbar gemachten Kapazitäten, also z. B. die Warmwasserspeicher und die Wärmekapazität der Gebäude.

Konkret wird im PER-Simulationsmodell die Kapazität des Kurzzeitspeichers im Netzverbund zu 0,1 kWh pro 100 kWh/a Strombedarf mit einem Gesamtwirkungsgrad von 70 % angesetzt. Im Falle des Warmwassers wird eine zusätzliche Kapazität entsprechend einem Warmwasserspeicher angesetzt ($\eta = 95\%$). Für Heizung und Kühlung wird jeweils eine thermische Masse des Gebäudes angerechnet (22 kWh thermisch, $\eta = 90\%$). Diese zusätzlichen Kapazitäten werden mit dem Mehrverbrauch nicht skaliert, d. h. einem Gebäude mit höherem Verbrauch steht dieselbe Speicherkapazität zur Verfügung.

- Für die saisonalen bzw. Langzeit-Speicher sind wegen der hohen Kosten und geringen Speicherdichten exergetische Speicher keine Option. Vielmehr muss von einer Energieumwandlung in leicht speicherbare Brennstoffe ausgegangen werden (z. B. Wasser-Elektrolyse und H₂-Gewinnung, dieses eventuell als Zwischenspeicher, oder Umwandlung in synthetisches Methan, auch EE-Gas genannt). Das Methan kann dann nahezu verlustlos in vorhandenen Erdgasspeichern gelagert werden.

In den PER-Simulationen wird als zusätzliche Information die Kapazität des saisonalen Speichers im jeweiligen Modelllauf ermittelt, und zwar exakt zu der Kapazität, bei der die Jahresbilanz in der Praxis aufgeht (Erzeugung = Bedarf + Verluste). Für die Effizienz werden erzielbare Wirkungsgrade für synthetisches Methan angenommen d. h. 57 % Umwandlungswirkungsgrad von EE-Strom in Methan und ein Wirkungsgrad von 55 % für die Rückverstromung im GuD-Kraftwerk. Der Gesamt-Wirkungsgrad der Langzeitspeicherung ergibt sich daraus zu 31 %¹.

3.1.3 Ermittlung standortspezifischer PER-Faktoren

Für die Berechnung der PER-Faktoren werden die beschriebenen Stromprofile der EE-Erzeugung und der Last auf stündlicher Basis gegenübergestellt. Wird weniger Strom erzeugt als benötigt, wird der erzeugte Strom direkt verbraucht. Bei überschüssiger Energieerzeugung wird diese in die Speicher eingespeist und bei Untererzeugung der Restbedarf wieder aus den Speichern entnommen. Dabei wird jeweils zuerst der Kurzzeitspeicher bis zur verfügbaren Kapazität gefüllt/entleert, erst anschließend der saisonale Langzeitspeicher. Ein beispielhafter Verlauf ist in Abbildung 7 gezeigt.

¹ Oft überrascht dieser „geringe“ Jahresnutzungsgrad viele, die dies das erste Mal studieren. Evtl. lassen sich einige der Prozesse in Zukunft auch noch weiter optimieren. Derzeit ist das jedoch die beste verfügbare und überhaupt ansatzweise bezahlbare Option für die Jahreszeitenspeicherung. Vergleichen wir diesen Jahresnutzungsgrad mit dem fossiler Kraftwerke (Braunkohle) oder von Kernkraftwerken, dann erscheint er jedoch gar nicht mehr so gering. Klar ist allerdings, dass der Verbrauchsanteil, der derart aufwendig gedeckt werden muss, gering gehalten werden sollte.

Der Netzverlust wird im Basis-Szenario mit 5 % angenommen und entspricht damit etwa dem Verlust des deutschen Stromnetzes zum Zeitpunkt der Entstehung des PER-Konzeptes. 2017 lag der Netzverlust des deutschen Stromnetzes bezogen auf das Netto-Inlandsaufkommen lt. [AG Energiebilanzen 2020] bei 4,8 %, 2018 bei 4,7 % und 2019 bei 4,3 %. In weniger dicht besiedelten Ländern, wo die Leitungslänge pro Kopf und damit auch die Leitungsverluste höher sind, wird dieser Verlust höher sein.

Das EE-Erzeugungsprofil wird durch die anteilige Zusammensetzung aus Solar- und Windenergie (Strommix) beeinflusst. Beide Extreme (keine Photovoltaik bzw. kein Wind) und vier Zwischenstadien werden modelliert, d. h. für jedes betrachtete Lastprofil ergeben sich sechs Berechnungen. Der PER-Faktor wird mit dem jeweils günstigsten Verhältnis von Solar zu Wind bestimmt. Bis auf die Extreme erweist sich der Einfluss des Strommix auf das Gesamtergebnis in den meisten Klimaten als überraschend gering. Der Ausbau der erneuerbaren Energien kann also recht flexibel erfolgen.

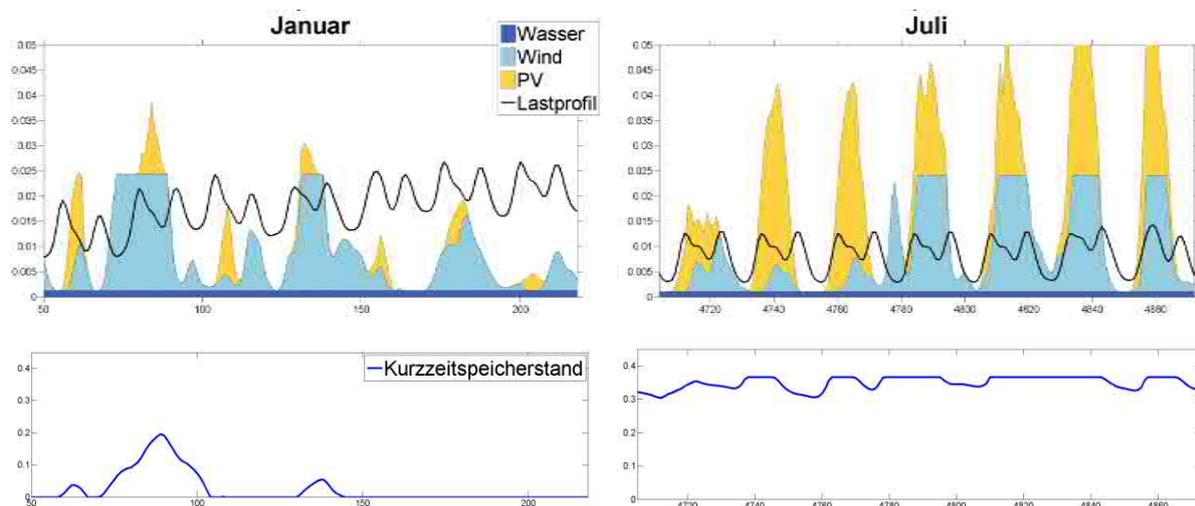


Abbildung 7: Beispielhafter stündlicher Lastverlauf und EE-Erzeugung (kumulativ), sowie der berechnete zeitgleiche Speicherstand des Kurzzeitspeichers für ein Passivhaus in Stuttgart. Eine Woche im energiearmen Winter (links) und eine Woche mit deutlichem EE-Energieüberschuss im Sommer (rechts).

Auf Grund der jeweiligen Wechselwirkungen können die unterschiedlichen Verbraucher nicht unabhängig voneinander betrachtet werden. Für die Ermittlung der PER-Faktoren wird daher ein schrittweiser Zuwachs des betrachteten Lastprofils auf die Grundlast des Gebäudes (Haushaltsstrom + Warmwasser + Heizung + Kühlung + Entfeuchtung, jeweils in effizienter Ausführung auf Passivhaus-Niveau) ausgewertet. Für den Zuwachs wird jeweils der 0- bis 8-fache Verbrauch herangezogen; für die Heiz- und Kühlprofile werden die in der Simulation ermittelten Verläufe mit unterschiedlichen Heiz- und Kühlperioden angesetzt. Das Grundlastprofil setzt sich aus den restlichen Verbrauchern zusammen und spiegelt somit den zu erwartenden Jahresgang der Netzbelastung unter den gegebenen klimatischen Bedingungen wider. Für jedes Profil

wird nun von der PER-Rechenroutine die jeweils benötigte Primär-EE-Erzeugung zur Deckung des Gesamtendenergiebedarfs zuzüglich aller Verluste ermittelt. Der PER-Faktor für den Verbraucher ergibt sich aus der Steigung der EE-Erzeugung gegenüber dem Endenergie-Mehrverbrauch (siehe Beispiele in Abbildung 8). Zum Teil können so zunächst sogar PER-Faktoren unter 1 entstehen, insbesondere für die Kühlung, wenn der zusätzliche Energiebedarf die saisonalen Schwankungen ausgleicht und somit die Notwendigkeit zur Langzeitspeicherung reduziert.

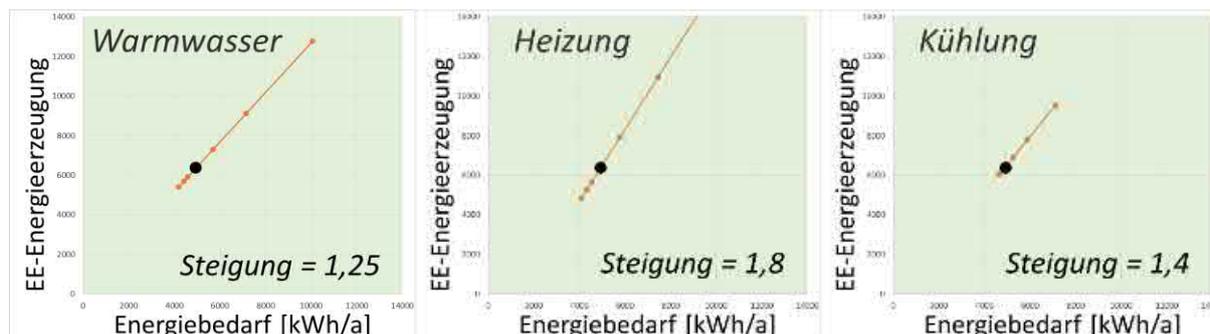


Abbildung 8: Die PER-Faktoren entsprechen der benötigten zusätzlichen EE-Erzeugung pro kWh zusätzlichem Energiebedarf der betrachteten Anwendung. Dargestellt sind beispielhaft die Ergebnisse für Warmwasser, Heizung und Kühlung des Standorts Boise, USA.

Die Diagramme in Abbildung 9 zeigen Beispiele von PER-Faktoren für ausgewählte Standorte in verschiedenen Klimaten, die eher geringe Wasserkraftanteile aufweisen. Für Haushaltsstrom und Warmwasser ist die weltweite Streuung vergleichsweise gering, ein typischer Wert ist 1,3 – d. h. es muss ca. 30 % mehr erneuerbarer Primärstrom erzeugt werden als Elektrizität am Gebäude tatsächlich genutzt werden kann. Die Faktoren für Heizung, Kühlung und Entfeuchtung sind stärker von den klimatischen Gegebenheiten abhängig. Eine direkte Korrelation mit der Klimazone kann nicht abgeleitet werden, da sich die EE-Verfügbarkeit im Vergleich zum anfallenden Bedarf weltweit stark unterscheidet – hinsichtlich solarer Einstrahlung, Windgeschwindigkeiten und nicht zuletzt der Wasserkraft. Es zeichnet sich im Allgemeinen ab, dass in allen Klimaten mit Heizwärmebedarf dieser hinsichtlich der Erneuerbaren Primärenergie stärker ins Gewicht fällt als die Kühlung. Standorte mit viel Wasserkraftpotential weisen in der Regel niedrigere PER-Faktoren auf, da diese EE-Quelle ganzjährig und vergleichsweise konstant bzw. sogar ein wenig an die Last angepasst genutzt werden kann.

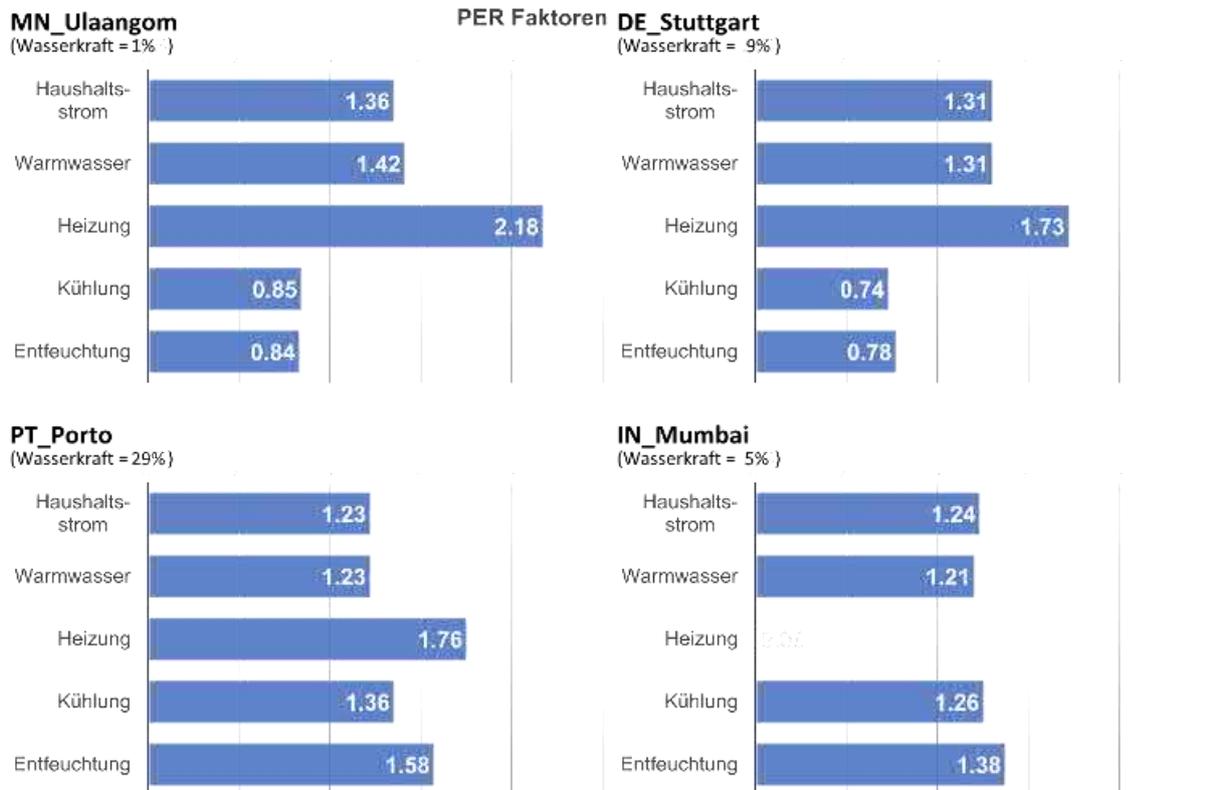


Abbildung 9: Beispielhafte PER-Faktoren ausgewählter Standorte verschiedener Klimazonen: arktisch, kühl-gemäßigt, warm und sehr heiß.

Es erweist sich als ausreichend, ein mittleres Klimajahr zu verwenden und dadurch mittlere PER-Faktoren zu ermitteln (z. B. 1,8 kWh/kWh bei Heizstrom). Natürlich können diese bei Wetterbesonderheiten in einem Jahr auch einmal schwanken (z. B. 1,92 für ein typisches Jahr mit weniger Wind (+6 %)). Diese Lücke lässt sich dann auf Netzbasis problemlos mit schon eingespeichertem EE-Gas decken. Wenn das einmal in sechs Jahren vorkommt, entspräche dies 1 % des gegenwärtigen Bedarfs, was kein Problem für eine insgesamt nachhaltige Wirtschaft bedeutet.

3.1.4 Regionalisierung / PER-Faktoren weltweit

Die mit der in diesem Beitrag beschriebenen Methodik berechneten PER-Faktoren treffen zunächst jeweils für den spezifischen Klimadatensatz zu. Berechnungen für ein und denselben Standort, aber Klimadaten aus unterschiedlichen Quellen, führen zu leicht abweichenden Ergebnissen. Zudem wäre eine solche Betrachtung rein lokal, d. h. die Einflüsse aus umliegender EE-Erzeugung würden nicht berücksichtigt. Stromerzeugung und Stromverbrauch sollten jedoch in der Praxis nicht streng lokal betrachtet, sondern in einem regionalen Kontext gesehen werden. Die Vernetzung der Stromversorgung ist in vielerlei Hinsicht eine politische Frage: Die weltweiten zukünftigen Entwicklungen sind nur schwer abzusehen. Eine rein lokale Versorgung wäre zwar technisch prinzipiell leistbar, aber unnötig aufwendig – und daher zu pessimistisch. Für

die in der Bewertung anzusetzenden PER-Faktoren werden daher die Ergebnisse aus über 700 weltweit individuell berechneten Standorten mittels Fourier-Approximation über den Globus geglättet und interpoliert. Zudem werden die PER-Faktoren von elektrischem Strom stets mit mindestens 1 (Erzeugung = Bedarf) angesetzt.

Die anwendungsspezifischen PER-Faktoren verdeutlichen, dass eine hohe Effizienz bei der Heizwärme im Sinne der Nachhaltigkeit noch wichtiger ist als z. B. bei der Kühlung – denn die Gleichzeitigkeit von verfügbarer erneuerbarer Energieerzeugung und anfallendem Energiebedarf ist ausschlaggebend.

3.2 Flüssige und gasförmige Energieträger im PER-System

Die PER-Methodik geht von einer zu 100 % erneuerbaren Energieversorgung aus, d. h. alle Energieträger werden mit dem benötigten äquivalenten Energieeinsatz aus erneuerbaren Ressourcen erzeugt. Für die Nutzung von Gas als Energieträger wird EE-Methan (Power-to-Gas) angenommen und für Öl entsprechend EE-Methanol (Power-to-Liquid). Unter Annahme eines Wirkungsgrades von 57 % für die Methanisierung im Elektrolyseverfahren ergibt sich ein PER-Faktor für EE-Gas von $f_{PER} = 1,75$. Als Wirkungsgrad für die anschließende Synthese von EE-Methanol werden 76% angesetzt. Somit ergibt sich für die Herstellung von EE-Methanol ein Gesamtwirkungsgrad von 43 % und ein PER-Faktor von $f_{PER} = 2,3$. Eine eventuelle Abwärmenutzung wird für die Nutzer der entsprechenden Wärme lokal berücksichtigt.

Die Umwandlung erneuerbarer Energien in ein Äquivalent zu Stein- oder Braunkohle, das anschließend zur Energieerzeugung verbrannt wird, ist unter Klimaschutzgesichtspunkten schwer vorstellbar. Fast reiner Kohlenstoff wird langfristig eher einer Endlagerung zugeführt werden. Wird Kohle heute als Energieträger eingesetzt, z. B. in der KWK, wird in der PER-Methodik der PER-Faktor von Methanol angewendet.

Mit diesen vergleichsweise hohen Gewichtungsfaktoren ist der Einsatz dieser flüssigen und gasförmigen Energieträger in den allermeisten Fällen unattraktiv, da sie keine effiziente Nutzung der verfügbaren erneuerbaren Ressourcen darstellen; die Ausnahme ist die zwingend erforderliche Rückverstromung in Zeiten des im Winter erhöhten Energiebedarfs.

3.3 Bioenergie im PER-System

Biomasse ist ein wertvoller Rohstoff, der für viele Zwecke genutzt werden kann. Als erneuerbare Energiequelle ist die Biomasse insbesondere wertvoll, da sie von Natur aus von in gespeicherter Form vorliegt und als Regelenergie eingesetzt werden kann, wenn die anderen, volatilen erneuerbaren Ressourcen nicht ausreichen. Sie ist zudem weitestgehend CO₂-neutral, da (eine nachhaltige Bewirtschaftung der Flächen vorausgesetzt) bei der Verbrennung nur so viel Kohlendioxid freigesetzt wird, wie vorher bei

der Photosynthese aus der Atmosphäre aufgenommen wurde. Bei der Bewertung der Biomasse-Nutzung als nachhaltige Energiequelle sind jedoch viele, teilweise konkurrierende Aspekte zu beachten. Nachteilig sind unter anderem die niedrige Flächeneffizienz, potentiell hohe Emissionen des Treibhausgases Methan bei der Erzeugung und weitere Umweltauswirkungen durch den Biomasse-Anbau. Ausschlaggebend in der Diskussion um die nachhaltige Verwendung von Biomasse ist auch die Konkurrenz um begrenzt verfügbare Ressourcen, insbesondere die Flächenkonkurrenz zur prioritären Nahrungsmittelerzeugung, die stoffliche Nutzung z. B. als Baumaterial oder als Grundstoff für die chemische Industrie, sowie die energetische Nutzung in Verkehrszweigen, die auf lagerbare Energieträger angewiesen sind, wie der Schiffs- und Flugverkehr. Die Beschränktheit des energetisch nutzbaren Potentials von Biomasse ist zweifelsfrei. Die Frage, wie hoch dieses Potential genau ist und welcher Anteil zur Gebäudebeheizung genutzt werden kann, ist jedoch mit Unsicherheiten verbunden.

Um diese Beschränktheit abzubilden, wird die Nutzung von Biomasse in der PER-Methodik limitiert. Die verfügbare Bioenergie steht dabei in unterschiedlichen Formen zur Verfügung: als Biogas, als fester und als flüssiger Brennstoff. Für den Bereich der Gebäude wird in der Umsetzung ein mittleres Bioenergiebudget von $20 \text{ kWh}_{\text{PER}}/(\text{m}^2\text{a})$ gewählt.

Das Bioenergiebudget wird in jedem Gebäude angerechnet, unabhängig von der tatsächlich gewählten Versorgungsvariante und davon, ob im Projekt Biomasse lokal als Brennstoff zum Einsatz kommt. Dieser Ansatz begründet sich darin, dass Biomasse in unterschiedlicher Form genutzt werden kann und z. T. auch in die zentrale Energieversorgung eingespeist wird (z. B. in Form von Biogas im Erdgasnetz oder als Mitverbrennung bei der Stromerzeugung). Somit kommt diese begrenzte Ressource allen Gebäuden als Energiequelle zugute – entweder direkt oder indirekt. Eine zentrale Nutzung von Biomasse zur Stromerzeugung, ggf. mit zusätzlicher Wärmenutzung durch Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) kann deutlich effizienter sein als eine Nutzung zur reinen Wärmeherzeugung direkt im Gebäude (siehe das Beispiel in Abbildung 10). Daher muss im Sinne der nachhaltigen Ressourcen-Nutzung von einer Verbrennung von Biomasse ohne Stromerzeugung eigentlich abgeraten werden. Indem allen Gebäuden dasselbe Bioenergiebudget zugerechnet wird, entsteht in der dargestellten PER-Methodik folgerichtig kein Vorteil und somit sachgerecht auch kein Anreiz, Biomasse als lokalen Brennstoff zu nutzen.

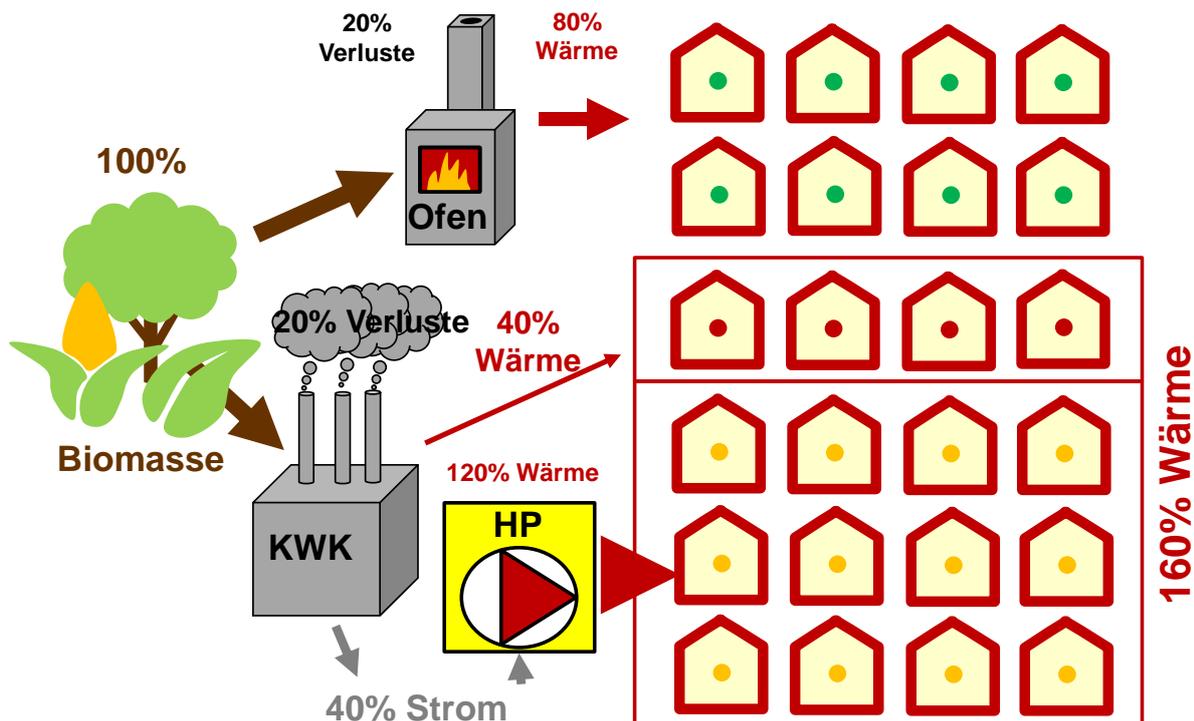


Abbildung 10: Das abgebildete Beispiel zeigt, dass die Erzeugung von Strom und Wärme mittels KWK ein deutlich effizienterer Einsatz von Bioenergie sein kann als die direkte Nutzung als Brennstoff. Wird Bioenergie im heimischen Ofen verbrannt, können ca. 80 % dieser erneuerbaren Primärenergie in nutzbare Wärme umgewandelt werden. Wird die Bioenergie in einer Kraft-Wärme-Kopplungsanlage verbrannt, entstehen ca. 40 % Strom, 40 % nutzbare Wärme und 20 % Verluste – also auch 80 % Umwandlung der Primärenergie in Endenergie. Durch eine Wärmepumpe lässt sich die Effizienz aber deutlich erhöhen: Mit einer Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe von 3 können aus den 40 % Stromanteil 120 % Wärme erzeugt werden. Zusammen mit den 40 % nutzbarer Wärme aus der KWK-Anlage stehen also insgesamt 160 % nutzbarer Wärme zur Verfügung (gegenüber nur 80 % nutzbarer Wärme bei einer direkten Verbrennung).

Der PER-Faktor für die Nutzung von Bioenergie wird mit $f_{PER} = 1,1$ angesetzt, entsprechend einem Zuschlag von 10 % für Gewinnung, Umwandlung und Transport des ursprünglichen Rohstoffs Biomasse. Dieser Wert gilt unabhängig von der Form der Bioenergie. Biogas, Brennholz oder Bio-Ethanol erhalten denselben PER-Faktor.

Das Prinzip, nach dem das Bioenergiebudget den PER-Bedarf reduziert, soll zunächst am Beispiel einer Gasheizung erläutert werden: Wird ein Gebäude derzeit mit Erdgas beheizt, so können die ersten $20 \text{ kWh}_{PER}/(\text{m}^2\text{a})$ an PER-Bedarf mit einem f_{PER} von 1,10 für Bioenergie berechnet werden. Dabei ist unerheblich, ob im konkreten Gebäude tatsächlich Biogas verbrannt wird. Wird Erdgas (also in Zukunft EE-Gas) verwendet, steht die nicht genutzte Bioenergie andernorts zur Verfügung und kann daher trotzdem

dem Gebäude gutgeschrieben werden. Erst oberhalb des Budgets wird der PER-Faktor $f_{PER} = 1,75$ für erneuerbares Methan angesetzt.

Wird umgekehrt ein Gebäude mit Biogas beheizt, kann bis zur Ausschöpfung des Bioenergiebudgets ein PER-Faktor von 1,1 angesetzt werden. Das oberhalb dieser Grenze verbrauchte Biogas fehlt an anderer Stelle, insbesondere bei der Saisonspeicherstrom-Erzeugung, und muss dort durch EE-Gas ersetzt werden. Dementsprechend wird es mit dem PER-Faktor 1,75 von EE-Gas angerechnet. Dieselben Faktoren werden auch für andere Biobrennstoffe wie Scheitholz oder Pellets verwendet.

Für flüssige Brennstoffe ist das Vorgehen analog. Sollte der PER-Bedarf für den Heizwärmebedarf geringer sein als das Bioenergiebudget von 20 kWh/(m²a), steht der Rest für andere Anwendungen zur Verfügung.

Die Konsequenz dieses budgetierten Bioenergie-Ansatzes in der PER-Methodik ist, dass ein energieeffizientes Gebäude auf Passivhausniveau mit einer Biomasse-Heizung betrieben werden kann und damit die PER-Anforderung auch noch erfüllen kann. Wird jedoch ein ineffizientes Gebäude mit Biomasse beheizt oder Biomasse gar ganzjährig zur Warmwasserbereitung eingesetzt, so ergibt sich aus der PER-Bewertung im Vergleich zu alternativen Versorgungsvarianten ein schlechterer Wert. Das entspricht der Realität in einem vollständig nachhaltigen System; es muss nicht jeder Einzelprozess absolut „optimal“ gewählt sein – hier bedarf es aus Gründen der komplexen konkreten Fälle eine gewisse Flexibilität, solange die Gesamtbilanz noch aufgeht – aber extreme Abweichungen von guten Lösungen, welche dann die verfügbaren Potentiale grob überschreiten, müssen als solche erkennbar sein; dazu gehört z. B. in der Regel die Nutzung von Biomasse zur Wärmeerzeugung im Sommer.

In der Stromerzeugung ist die Verwendung von Bioenergie dann sinnvoll, wenn dadurch Stromerzeugung basierend auf dem saisonalen Speicher ersetzt werden kann: Für Biogas, das im GuD-Kraftwerk mit einem Wirkungsgrad von 55 % verbrannt wird, ergibt sich mit dem PER-Faktor der Bioenergie ein PER-Faktor von $1,1 / 0,55 = 2,0$. Derselbe Strom hat, aus erneuerbarem Primärstrom auf dem Umweg über EE-Gas erzeugt, gemäß Abschnitt 3.1.2 einen Wirkungsgrad von nur 31 % bzw. einen PER-Faktor von 3,18.

Für feste Bioenergie erhält man ähnliche Ergebnisse. Die effizienteste Anwendung fester Bioenergie ist in der KWK zur Entlastung des saisonalen Speichers (Anmerkung: Im Referenzprozess des GuD-Kraftwerks ist dagegen keine KWK angesetzt, was zu höchstmöglicher Verstromung führt). Geschieht das mit typischen Wirkungsgraden ($\eta_{elektrisch} = 0,4$, $\eta_{thermisch} = 0,5$), werden aus einer Kilowattstunde Biomasse-Endenergie 0,4 kWh Saisonspeicherstrom. Außerdem werden 0,5 kWh KWK-Wärme eingespart, die man sonst (angenommener COP = 3) aus 0,17 kWh Strom hätte erzeugen

müssen. Daraus ergibt sich ein Gesamt-Wirkungsgrad von 57 %, der nahezu identisch ist mit demjenigen des Biogas-GuD-Kraftwerks ohne Wärmenutzung. Auf eine Differenzierung zwischen verschiedenen Arten von Bioenergie kann daher verzichtet werden.

Steht Direktstrom oder Strom aus Kurzzeitspeichern zur Verfügung, ist die Verwendung von Bioenergie nicht sinnvoll. Dies spiegelt sich darin wider, dass der PER-Faktor dieser Stromanteile kleiner als 2 ist.

Vor diesem Hintergrund kann der PER-Faktor für Strom innerhalb des Bioenergiebudgets je nach Anwendung wie folgt ermittelt werden: Wie Abbildung 11 zeigt, ist der PER-Faktor einer Stromanwendung eng mit dem Anteil des Saisonspeicherstroms korreliert. Für diesen Anteil reduziert die Bioenergienutzung den PER-Faktor von 3,18 auf 2, die übrigen Anteile bleiben unverändert (Abbildung 12). Dadurch sinkt auch der gesamte PER-Faktor der Stromanwendung.

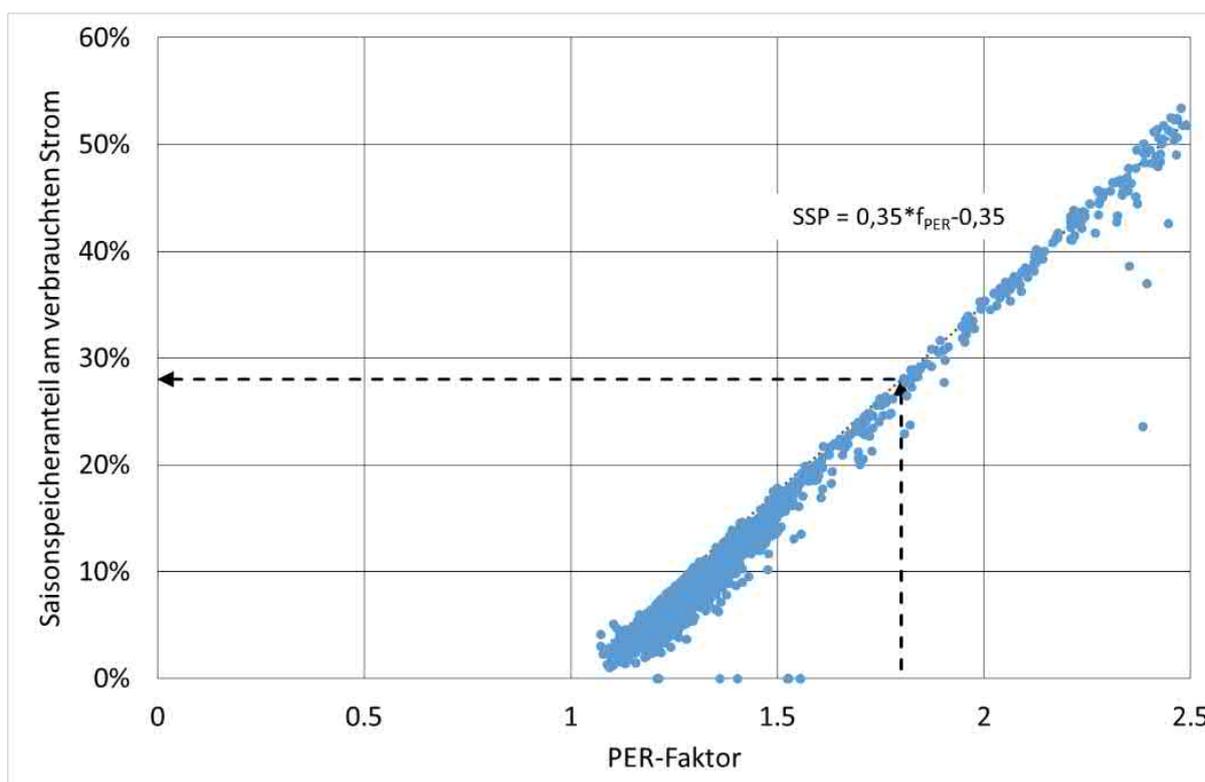


Abbildung 11: Zusammenhang von PER-Faktor des Stroms und Anteil Saisonspeicherstrom am gelieferten Strom. Aus mehreren tausend Simulationsrechnungen, die zur Bestimmung von PER-Faktoren durchgeführt wurden, ergibt sich, dass der Saisonspeicheranteil sehr gut mit dem PER-Faktor korreliert.

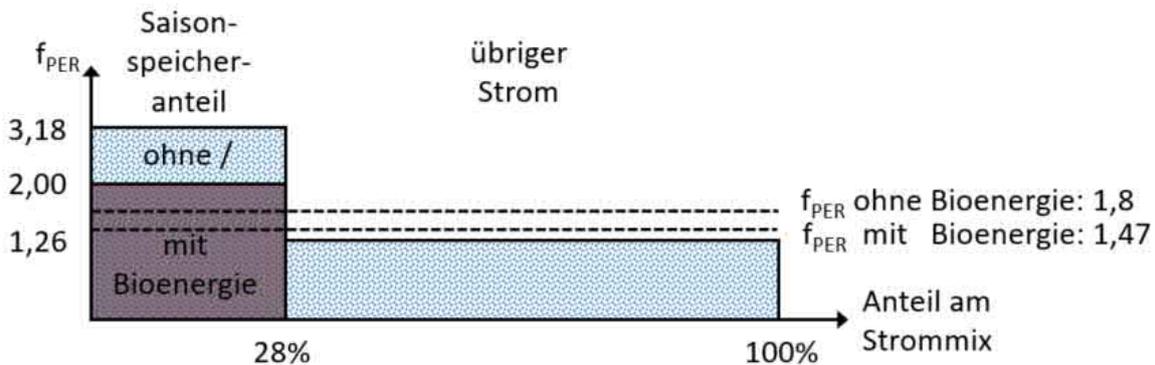


Abbildung 12: Beispiel für die Ermittlung des PER-Faktors von Strom innerhalb des Bioenergiebudgets. Beträgt der PER-Faktor des Stroms für eine spezifische Anwendung 1,8, so lässt sich anhand der Korrelation aus Abbildung 11 der Anteil des Saisonspeicherstroms ermitteln. Im Beispiel beträgt er 28 %. Der Saisonspeicherstromanteil für sich hat einen PER-Faktor von 3,18. Damit ist auch der PER-Faktor des übrigen Stroms festgelegt, im Beispiel beträgt er 1,26. Kann der Saisonspeicherstrom mit Bioenergie erzeugt werden, sinkt der zugehörige PER-Faktor auf 2. Der PER-Faktor des übrigen Stroms bleibt unverändert, der mittlere PER-Faktor des Stroms für diese Anwendung innerhalb des Bioenergiebudgets reduziert sich damit auf 1,47.

Mit Ausnahme von monovalent mit Strom versorgten Gebäuden werden in aller Regel mehrere Energieträger eingesetzt. In diesem Fall wird unterstellt, dass die verfügbare Bioenergie möglichst sinnvoll verwendet wird.

3.4 Wärmeerzeuger in Fernwärmenetzen

Fernwärmenetze bieten grundsätzlich die Chance, viele verschiedene Energieträger zur Wärmeerzeugung zu nutzen. Als Komponenten einer erneuerbaren Energieversorgung in der Fernwärme sind neben Großwärmepumpen und der Verbrennung von EE-Gas vor allem Geothermie, Solarthermie und Abwärme relevant.

Tiefen-Geothermie auf einem direkt z. B. für Heizzwecke nutzbaren Temperaturniveau wird im PER-System als erneuerbare Primärenergie mit $f_{PER} = 1,0$ betrachtet.

Solarthermie bietet sich zur Unterstützung der Fernwärmeversorgung in Systemen mit niedrigen Rücklauftemperaturen an. Insbesondere im Sommer ist anzustreben, die Wärme weitestgehend ohne Rückgriff auf speicherbare Energieträger bereitzustellen. Hier bieten sich große Kollektorfelder an. Diese werden in der Fernwärmeversorgung der Einfachheit halber mit einem pauschalen PER-Faktor von 0,3 angesetzt, wie er für gut ausgelastete thermische Solaranlagen erreichbar ist.

Abwärme wird gegenwärtig nach GEG mit Primärenergiefaktoren (PE) von 0 belegt und damit völlig wertfrei gestellt. In der zukünftigen Energieversorgung ist dies jedoch nicht mehr angemessen, auch Abwärme hat hier noch einen Wert. Zunächst wäre im Einzelfall zu hinterfragen, ob nicht durch Effizienzverbesserungen die Abwärmemenge reduziert werden kann. Ist das nicht möglich, könnte die Abwärme beispielsweise über einen ORC-Prozess (Organic Rankine Cycle) in Strom umgewandelt werden. Bei diesem Prozess wird ein Arbeitsmedium mit niedrigem Siedepunkt durch Zuführung von Wärme in einem geschlossenen Kreislauf verdampft, wobei sich das Volumen des Arbeitsmediums erhöht und sein Druck steigt. Der Dampf wird dann über eine Turbine unter Freisetzung mechanischer Energie entspannt. Diese Energie kann zur Stromerzeugung genutzt werden. Anschließend wird das Arbeitsmedium weiter abgekühlt, verflüssigt und wieder der Wärmequelle zugeführt. Der PER-Faktor von Abwärme beträgt im PER-System pauschal 0,2, das repräsentiert z. B. einen solchen Prozess.

3.5 Kraftwärmekopplung

Kraftwärmekopplung (KWK) spielt eine bedeutende Rolle in der Energiewende. Die primärenergetische Bewertung von KWK ist jedoch komplex, da neben der Bewertung des Energieträgers auch eine Betrachtung der gekoppelten Produktion von Wärme und Strom erforderlich ist. Insbesondere geht es um die Frage der sogenannten Allokation, also der Zuordnung der eingesetzten Energie bzw. der Emissionen zu den Produkten Wärme und Strom. Die wichtigsten Ansätze zur Bewertung von KWK-Anlagen sind:

- Gutschrift-Methode. Der über die KWK erzeugte Strom wird der Wärmeerzeugung als Gutschrift angerechnet. Die Gutschrift entspricht dem Primärenergieeinsatz für den verdrängten Strom.
- Carnot-Allokationsmethode: Wärme und Strom werden über eine Umrechnung in Exergie (arbeitsfähige Energie) bewertet.
- Finnische Allokationsmethode: Bewertung über einen Vergleich von Referenzwirkungsgraden zur getrennten Strom- und Wärmeerzeugung.

Die Studie [Pehnt et al. 2018] enthält einen übersichtlichen primärenergetischen Vergleich dieser unterschiedlichen Methoden. Daneben existieren noch zahlreiche weitere, jedoch weniger verbreitete Allokationsmethoden.

Das GEG und die BEG-Förderprogramme verwenden die Stromgutschriftmethode, was jedoch kontrovers diskutiert wird. Für den verdrängten Strom wird hierbei ein Primärenergiefaktor (PE) von 2,8 angenommen, unter der Annahme, dass durch die KWK überwiegend Strom aus Kohlekraftwerken ersetzt wird. Dabei bleibt unberücksichtigt, dass in absehbarer Zeit kein Kohlestrom mehr verdrängt werden kann, da das letzte

Kohlekraftwerk 2038 vom Netz gehen soll. Hauptkritikpunkt ist der je nach Anlagenkonfiguration sehr niedrige Primärenergiefaktor für die Wärmenutzung, bis hin zu negativen Werten (die dann auf null gesetzt werden). Niedrige PE-Faktoren treten auch für fossil betriebene Anlagen auf (vgl. auch den Beitrag von Oliver Kah in diesem Band). Hier zeigt sich die Fehlallokation am drastischsten, dabei geht sogar die Lenkungswirkung zur erhöhten Nutzung von erneuerbaren Energien verloren. Der vollständige Abzug von Emissionen der substituierten Kohlekraftwerke bedeutet in der Bilanz, dass dem in KWK erzeugten Strom diese gesamten Emissionen übertragen werden: Dieser Strom wird dann genauso „schmutzig“, wie die rechnerisch abgezogenen Emissionen. In den Bilanzen für die CO₂-Emissionen der gesamten Stromerzeugung werden aber für die KWK-Gaskraftwerke keinesfalls die Emissionen von Kohlekraftwerken angenommen. Durchaus vorhandene, aber auch begrenzte Erfolge werden so doppelt berücksichtigt. Perspektivisch wird in der Forschung daher der Umstieg auf das Carnotverfahren vorgeschlagen (z. B. [Oschatz et al. 2016], [Pehnt et al. 2018]).

Wie bereits erläutert, entsteht insbesondere durch den im Winter höheren Energiebedarf eine Lücke in der Energiebilanz, die aus saisonalen Speichern und durch den Einsatz von (saisonal gespeicherter) Bioenergie gedeckt werden kann. Durch die Verstromung von Bioenergie und sommers erzeugtem Methan ist die eingesetzte erneuerbare Primärenergie in Verbindung mit Wärmepumpen ziemlich effizient genutzt (vgl. Abschnitt 3.3). Findet auch die bei der Verstromung entstehende Abwärme Anwendung, erhöht sich (bei gleichbleibendem Verstromungswirkungsgrad) die Gesamteffizienz des Systems.

Es mag zunächst überraschen, aber die PER-Methodik zur Bewertung von KWK-Anlagen hält am Stromgutschriftverfahren fest – allerdings mit einem veränderten Referenz-Kraftwerk ([Feist 2014]). Sie ist nämlich unter diesen Umständen konsistent anwendbar, weil der substituierte Energieträger immer derselbe ist (und bleibt), aus EE-Gas erzeugter Strom. Werden KWK-Anlagen stromgeführt betrieben (d. h. sie erzeugen nur dann Strom, wenn dieser aus erneuerbaren Ressourcen oder aus effizienten Kurzzeitspeichern nicht zur Verfügung steht – das ist die einzige Betriebsart, die in einem vollständig erneuerbaren System sinnvoll ist), so substituieren die KWK-Anlagen den ansonsten über Rückverstromungs-Anlagen aus EE-Gas erzeugten Strom (ohne KWK, als Referenz werden GuD-Kraftwerke mit einem Strom-Wirkungsgrad von 55 % angesetzt). Es ist in diesem Fall methodisch korrekt, der Wärme aus der KWK-Anlage den PER-Bedarf des eingesparten Brennstoffs in der substituierten Nicht-KWK-Anlage gutzuschreiben, da Strom aus dem Netz zu diesen Zeiten weiter mit demselben PER-Faktor bilanziert wird.

Diese Analyse macht auch deutlich, dass in den Fernwärmenetzen für die Wärmeversorgung abseits der Zeiten mit Rückverstromungsbedarf alternative Wärmebereitstellungssysteme verwendet werden müssen: EE-Gas zu Zeiten von erneuerbaren Stromüberschüssen zu verbrennen, um damit noch mehr Strom zu erzeugen, ist ökonomisch und ökologisch wenig sinnvoll. In weiterer Konsequenz bedeutet dies, dass die Jahres-Laufzeiten der gasbetriebenen KWK-Anlagen relativ kurz sein werden – und weitere Wärmeerzeuger mit ebenfalls begrenzten Laufzeiten installiert werden müssen.

In Abbildung 13 werden, zur Illustration auf das Wesentliche reduziert, das Prinzip der Stromgutschrift und die Bedeutung der nachfolgend benötigten Formelzeichen dargestellt. Ohne Beschränkung der Allgemeinheit kann man zunächst annehmen, dass der in der KWK erzeugte Strom in demselben Bebauungsgebiet verbraucht wird wie die erzeugte Wärme. Verteilverluste im Wärmenetz und andere Wärmeerzeuger werden hier zunächst noch nicht berücksichtigt. Die Betrachtung gilt für den stromgeführten Betrieb der KWK, d. h. für den Fall, dass die KWK Strom aus der Rückverstromung von Energie aus dem Saisonspeicher ersetzt.

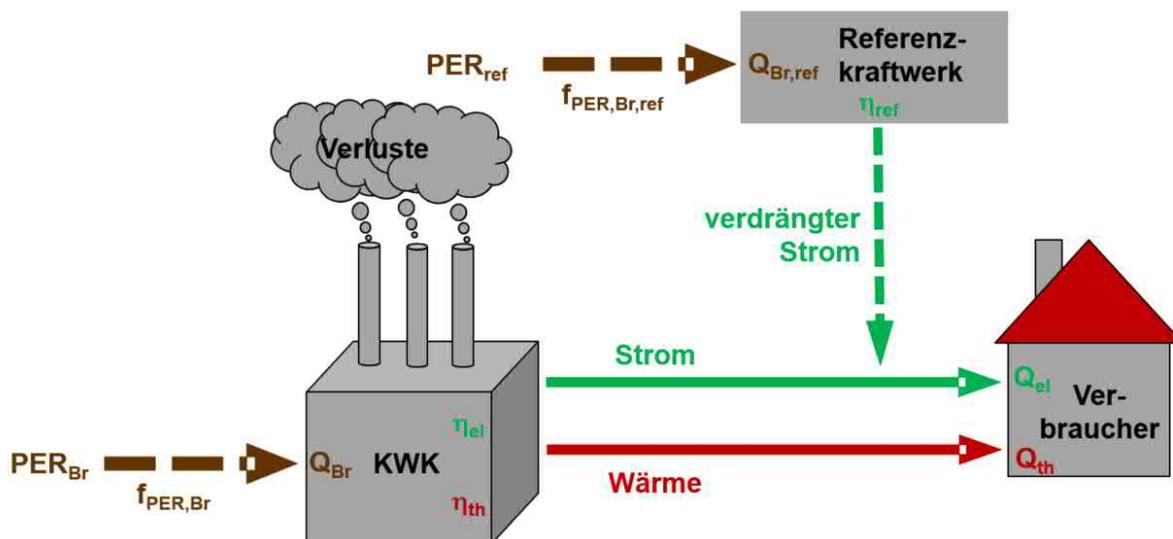


Abbildung 13: Stromgutschrift-Verfahren im PER-System

Der mit dem Brennstoff eingesetzte PER-Bedarf für die KWK errechnet sich zu

$$\begin{aligned}
 PER_{Br} &= Q_{Br} \cdot f_{PER,Br} \\
 &= Q_{th}/\eta_{th} \cdot f_{PER,Br}
 \end{aligned}$$

Die KWK erzeugt gleichzeitig die Strommenge $Q_{el} = Q_{Br} \cdot \eta_{el}$. Das bedeutet: Damit das Gebäude mit der Wärmemenge Q_{th} und der Strommenge Q_{el} versorgt werden kann, wird ein PER-Bedarf von PER_{Br} benötigt.

Ohne KWK müsste die Strommenge Q_{el} in einem GuD-Kraftwerk aus EE-Gas erzeugt werden. Dies ist der sogenannte Referenzprozess. Hierfür gilt

$$\begin{aligned} PER_{ref} &= Q_{Br,ref} \cdot f_{PER,Br,ref} \\ &= Q_{el}/\eta_{ref} \cdot f_{PER,Br,ref} \end{aligned}$$

Damit das Stromgutschriftverfahren konsistent ist, darf sich durch die KWK an der PER-Bewertung der Stromseite nichts ändern. Für den Strombedarf Q_{el} wird mit KWK ebenso wie ohne KWK der PER-Bedarf PER_{ref} angerechnet. Dieser PER-Bedarf entsteht im Beispiel aber gar nicht, weil der entsprechende Strom durch die KWK erzeugt wird, deswegen wird er auf der Wärmeseite wieder abgezogen, damit sich insgesamt der korrekte PER-Einsatz ergibt. Der PER-Einsatz PER_h für die Wärmebereitstellung ergibt sich daher zu

$$\begin{aligned} PER_h &= PER_{Br} - PER_{ref} \\ &= Q_{Br} \cdot f_{PER,Br} - Q_{el}/\eta_{ref} \cdot f_{PER,Br,ref} \\ &= Q_{Br} \cdot f_{PER,Br} - Q_{Br} \cdot \eta_{el}/\eta_{ref} \cdot f_{PER,Br,ref} \\ &= Q_{Br} (f_{PER,Br} - \eta_{el}/\eta_{ref} \cdot f_{PER,Br,ref}) \\ &= Q_{th}/\eta_{th} (f_{PER,Br} - \eta_{el}/\eta_{ref} \cdot f_{PER,Br,ref}) \end{aligned}$$

Damit kann man auch den PER-Faktor der KWK-Wärme berechnen, er beträgt

$$\begin{aligned} f_{PER,h} &:= PER_h / Q_{th} \\ &= 1/\eta_{th} (f_{PER,Br} - \eta_{el}/\eta_{ref} \cdot f_{PER,Br,ref}) \end{aligned}$$

Verwendet man diesen Faktor, ist es gleichgültig, ob der in der KWK erzeugte Strom in demselben Gebäude verbraucht wird wie die erzeugte Wärme oder anderswo im Netz, vorausgesetzt, er wird überhaupt benötigt, kann also Strom aus dem saisonalen Speicher ersetzen. Auf der Stromseite kann das Gebäude – bzw. der ins Netz eingespeiste Strom – in jedem Falle genauso bilanziert werden wie ohne KWK, der gesamte PER-Bedarf wird korrekt ermittelt.

Beispiel: Für eine stromgeführte KWK ($\eta_{th} = 0,5$, $\eta_{el} = 0,4$), die mit EE-Gas ($f_{PER,Br} = f_{PER,Br,ref} = 1,75$) betrieben wird, ergibt sich

$$f_{\text{PER,h}} = 1/0,5 \cdot (1,75 - 0,4/0,55 \cdot 1,75) = 0,95$$

Diese Methode funktioniert genauso, wenn in der KWK ein anderer Brennstoff eingesetzt wird. Dann ist für f_{Br} der PER-Faktor des anderen Brennstoffs einzusetzen.

Der Referenzprozess ist unabhängig von den Details der KWK stets derselbe. Das Prinzip der Stromgutschriftmethode besteht darin, dass durch die KWK auf der Stromseite keine Veränderung der Bewertung erforderlich wird; man muss also bei der Berechnung des PER-Bedarfs für Strom nichts darüber wissen, mit wieviel KWK von welcher Art dieser Strom erzeugt wurde.

Handelt es sich bei der KWK beispielsweise um ein Öl-Kraftwerk ($f_{\text{PER,Br}} = 2,3$) mit denselben Parametern wie oben, ergibt sich

$$f_{\text{PER,h}} = 1/0,5 \cdot (2,3 - 0,4/0,55 \cdot 1,75) = 2,05$$

Eine Beheizung mit einem EE-Gas-Kessel (PER-Faktor 1,75, Wirkungsgrad über 90 %) wäre in diesem Falle günstiger als die KWK mit einem Ölbrenner.

3.6 KWK und Bioenergiebudget

Bioenergie wird am besten in KWK und als Ersatz für Strom aus dem saisonalen Speicher eingesetzt. Dadurch wird der bestmögliche Erfolg des Bioenergie-Einsatzes erreicht, nämlich eine Reduzierung der aufwendigen Infrastruktur für die jahreszeitliche Speicherung von synthetischen Brennstoffen. Letzteres ist der mit Abstand teuerste Bestandteil eines künftigen rein erneuerbaren Energiesystems, hier treten auch die größten Verluste auf.

Nun ist noch die Frage zu behandeln, welcher Anteil des eingesetzten Brennstoffs dem Bioenergiebudget des beheizten Hauses zuzuordnen ist, denn ein Teil der eingesetzten Bioenergie wird in Strom umgewandelt. Die korrekte Methode wird klar, wenn man die beiden Fälle des KWK-Betriebs ohne und mit Bioenergie vergleicht. In beiden Fällen ist der PER-Faktor für den erzeugten Strom derselbe, nämlich derjenige des Netzstroms aus dem saisonalen Speicher. Der Nutzen der Bioenergie kommt also vollständig der Wärmeseite zu Gute. Dementsprechend ist auch der vollständige Bioenergieeinsatz vom Bioenergiebudget des mit dieser Wärme versorgten Gebäudes abzuziehen.

Die Details des Rechengangs sind letztlich Feinheiten, die aber sachgerecht berechnet werden sollten, um Fehlallokationen zu vermeiden. In diesem Fall geht es dabei um die Begrenztheit des Bioenergie-Potentials: Wird das nicht berücksichtigt, so entsteht rasch der Eindruck, dass alle Probleme einfach durch massenhaften Aufbau von brennholz-basierten Kraftwerken (z. B. in KWK) gelöst werden könnten. Das jedoch wäre angesichts der Begrenztheit der nachhaltigen Brennholzgewinnung ein fataler Irrtum.

3.7 Andere Betriebsarten der Kraft-Wärme-Kopplung

Bislang wurde vorausgesetzt, dass die KWK nur in Betrieb ist, solange sie Strom aus dem saisonalen Speicher mit dem entsprechenden, hohen PER-Faktor ersetzen kann. Nur dann ergibt sich die beschriebene hohe Einsparung.

Es ist aber durchaus möglich, dass das System höhere Deckungsanteile erreicht. Würde die KWK beispielsweise während des kompletten Betrachtungszeitraums durchlaufen – was unter bestimmten Bedingungen wirtschaftlich interessant, aber hinsichtlich einer effizienten Nutzung erneuerbarer Energien nicht empfehlenswert ist –, so würde sie Strom mit dem mittleren PER-Faktor dieses Zeitraums ersetzen, also z. B. 1,8 in der gesamten Heizperiode in einem deutschen Klima. Entsprechend geringer wäre die Stromgutschrift.

Für einen Betrieb der KWK mit höheren Anteilen an der Wärmeerzeugung muss daher ein geringerer PER-Faktor $f_{PER,ref}$ des verdrängten Stroms verwendet werden. Um diesen zu ermitteln, wird Folgendes angenommen (Abbildung 14): Die KWK ist primär zu Zeiten in Betrieb, in denen sie Saisonspeicherstrom ersetzen kann. Ist der Deckungsanteil höher, liegt ein konstantes Verhältnis von Strom aus Kurzzeitspeichern und Direktstrom vor. Je nach dem Verhältnis beider Stromarten wird $f_{PER,ref}$ als gewichtetes Mittel beider PER-Faktoren bestimmt.

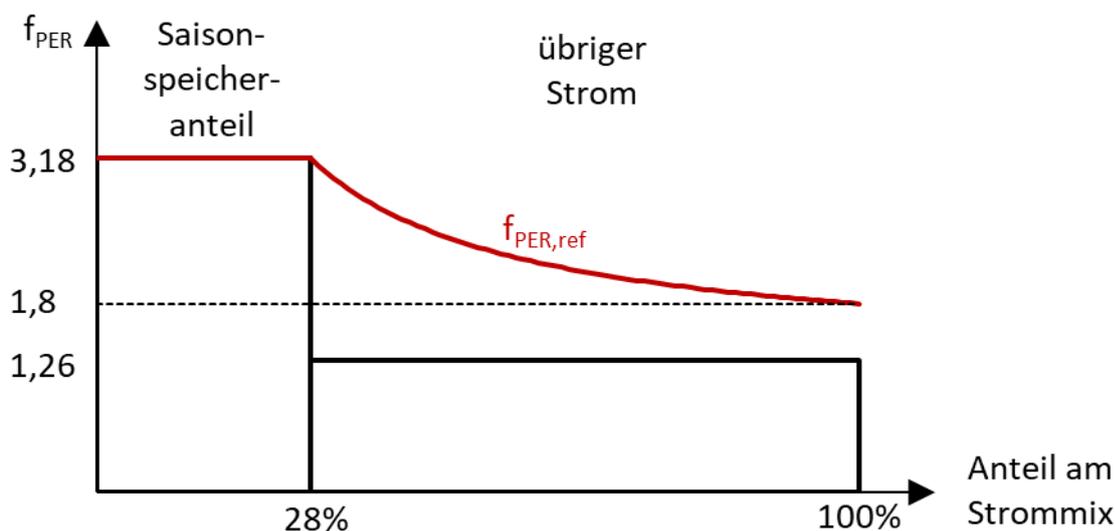


Abbildung 14: PER-Faktor des verdrängten Stroms am Beispiel des Heizstroms in Deutschland mit $f_{PER} = 1,8$.

3.8 Bewertung vollständiger Wärmenetze

Aktuelle Wärmenetze werden in aller Regel von mehreren Wärmeerzeugern versorgt und besitzen nennenswerte Verteilverluste. Beides lässt sich in der Berechnung des PER-Faktors leicht berücksichtigen.

Schwieriger ist die Tatsache, dass die Netze heute gewöhnlich noch nicht dekarbonisiert sind, während das PER-System gleichzeitig von einer vollständig erneuerbaren Energieversorgung ausgeht. Es ist für den PER-Nachweis daher wenig sinnvoll, die Eigenschaften des aktuellen Netzes anzusetzen. Eine praktikable Vorgehensweise besteht darin, stattdessen eine standardisierte Kombination von Wärmeerzeugern (KWK aus EE-Gas, Großwärmepumpen, Abwärme, Solarthermie, Elektrodenkessel, Spitzenkessel) anzusetzen, wie sie für erneuerbare Fernwärme künftig typisch sein dürfte. Das vereinfacht die Anwendung extrem, da nur noch die Verluste des Netzes zu ermitteln sind.

Gleichwohl ist es möglich, mit den beschriebenen Methoden den PER-Bedarf individueller Kombinationen von Wärmeerzeugern zu berechnen, wenn genauere Kennwerte der Systemkomponenten verfügbar sind.

3.9 Solarthermie

Solarthermie ist eine erneuerbare Ressource, die sehr effektiv als Unterstützung zur Warmwassererzeugung im Sommer eingesetzt werden kann. Nach GEG wird die über Solarthermie gedeckte Wärme als vollständig erneuerbar angerechnet und somit primärenergetisch nicht bilanziert, im PER-System muss sie als erneuerbare Energie berücksichtigt werden. Die Wirtschaftlichkeit solarthermischer Anlagen wird in diesem Protokollband in den Beiträgen von Linnig, Schnieders und Krick von unterschiedlichen Standpunkten aus diskutiert.

Thermische Solaranlagen, die so ausgelegt sind, dass sie im Sommer keine nicht nutzbaren Überschüsse produzieren, liefern erheblich mehr Energie als eine PV-Anlage gleicher Größe. Das knappe Gut „Dachfläche“ wird dann durch sie besser genutzt. Mit steigender Größe einer solarthermischen Anlage kommt es im Sommer immer häufiger zur Stagnation: Der Wärmespeicher erreicht die zulässige Maximaltemperatur, eigentlich verfügbare Wärme kann nicht mehr abgenommen werden. Damit sinkt die Flächeneffizienz der Anlage.

Um dem Rechnung zu tragen, wird der PER-Faktor von Wärme aus solarthermischen Anlagen im PER-System dadurch bestimmt, dass der nutzbare Ertrag mit demjenigen einer PV-Referenzanlage gleicher Größe und gleicher Ausrichtung ins Verhältnis gesetzt wird.

4 Anwendung der PER-Bewertung: Passivhaus-Klassen "Classic", "Plus" und "Premium"

Die PER-Bewertungs-Methodik wurde erstmals 2015 mit dem Passivhaus-Projektierungspaket [PHPP 9] eingeführt. Die standort- und anwendungsabhängigen PER-Faktoren werden als Teil der Klimadaten bereitgestellt. Die Gewichtung der Endenergie des modellierten Gebäudes wird entsprechend dem ausgewählten Energieträger und -versorgungssystem wie oben beschrieben automatisiert² berechnet, unter Berücksichtigung des Bioenergiebudgets.

Die Bewertung gipfelt in drei Stufen, je nach erzielter Gesamteffizienz (PER-Bedarf, siehe Abschnitt 4.1) und je nach Zubau erneuerbarer Energieressourcen (PER-Erzeugung, siehe Abschnitt 0): Passivhaus Classic, Passivhaus Plus und Passivhaus Premium. Die Kriterien sind in Abbildung 15 aufgeführt und deren Intention und Bedeutung im folgenden Abschnitt näher erläutert.

Erneuerbare Primärenergie (PER)				Classic	Plus	Premium	
PER-Bedarf	[kWh/(m ² a)]	≤	60	45	30	±15 kWh/(m ² a) Abweichung von den Kriterien...	
Erzeugung erneuerbarer Energie (Bezug auf überbaute Fläche)	[kWh/(m ² a)]	≥	-	60	120		
							...bei Ausgleich der o.g. Abweichung durch veränderte Erzeugung

Abbildung 15: Auszug aus den Kriterien für die Passivhaus-Zertifizierung [PHI 2016].

4.1 PER-Bedarf

Wie auch an anderer Stelle in diesem Protokollband begründet ist es erforderlich, Gebäude in Zukunft so effizient zu gestalten, wie dies technisch und wirtschaftlich möglich ist. Aus Parameterstudien ergibt sich, dass der Grenzwert des PER-Bedarfes für Passivhäuser von 60 kWh/(m²a) in diesem Sinne eine angemessene Anforderung darstellt³. Dieser Grenzwert deckt sich auch gut mit Ergebnissen zur Verfügbarkeit nachhaltiger Energie, wie sie sich beispielsweise aus der Studie Energy [r]evolution [Greenpeace/EREC 2010] ergeben.

² Der Anwender muss sich über die in diesem Beitrag diskutierten Details nicht den Kopf zerbrechen; das PHPP übernimmt die Ermittlung des PER-Kennwertes.

³ Beachtet werden muss, dass dies den gesamten Energiebedarf innerhalb des Gebäudes umfasst – selbstverständlich auch Licht, Elektronik, Haushaltsgeräte u. a. Die Beschränkung auf Heizung und Warmwasser bzgl. des Primärenergiebedarfs erweist sich hier abermals als irreführend: Dafür steht nämlich, auch bei hocheffizienter Nutzung des Haushaltsstroms, nur etwa die Hälfte dieses Potentials zur Verfügung.

Mit der Einführung der Passivhaus-Klassen "Plus" und "Premium" sollten Anreize geschaffen werden, den PER-Grenzwert von 60 kWh/(m²a) zu unterschreiten, um Altbauten, Denkmälern oder Gebäuden mit energieintensiver Nutzung, wie z. B. Schwimmbädern, soweit erforderlich einen höheren Energiebedarf zu ermöglichen.

Zur Definition der Grenzwerte der Passivhaus-Klassen wurde basierend auf dem Beispielgebäude des PHPP (Reihenendhaus, große Südfenster, Klima Frankfurt am Main) eine Parameterstudie mit knapp 180 Varianten herangezogen ([Feist 2014]). Dabei werden die 60 kWh/(m²a) PER-Bedarf beispielsweise bei einem Jahresheizwärmebedarf von 14,5 kWh/(m²a), einem Wärmebedarf für Warmwasser (inkl. Verlusten) von 19,3 kWh/(m²a) und einem Strombedarf von ebenfalls 19,3 kWh/(m²a) für Haushalts- und Hilfsstrom mit einem Gas-Heizkessel als Wärmeerzeuger erreicht. Ergänzt um eine thermische Solaranlage von 20 m² Kollektorfläche kann ein etwas niedrigerer PER-Bedarf erreicht werden. Das motiviert die Wahl des Grenzwertes für den PER-Bedarf der Klasse "Passivhaus Plus" (45 kWh/(m²a)). Alternativ kann dieser Grenzwert auch ohne Solarthermie mit einer Wärmepumpe mit einer Jahresarbeitszahl von 2,5 erreicht werden. Zusätzlich sollte eine weitere, ambitioniertere Klasse geschaffen werden, die motiviert, noch effizientere und wegweisendere Gebäude zu errichten. Die Differenz des PER-Grenzwertes von Classic zu Plus ist 15 kWh/(m²a). Die gleiche Differenz wird für das Passivhaus Premium angesetzt: 30 kWh/(m²a). Die Parameterstudie zeigt, dass dieser Kennwert bei gleichem Wärmebedarf und gleicher Wärmeversorgung z. B. durch einen höchsteffizienten Haushalts- und Hilfsstrombedarf erreichbar ist. Bei gleichem Haushalts- und Hilfsstrombedarf kann das Passivhaus Premium auch durch eine Verbesserung der Gebäudehülle (und damit einhergehender Reduktion des Heizwärmebedarfes) auf 5,3 kWh/(m²a) sowie einer verbesserten Wärmepumpe mit einer Jahresarbeitszahl von 3 und einem 8 m² großen thermischen Solar Kollektor erreicht werden. Eine weitere Möglichkeit zur Senkung des PER-Bedarfs ist die Reduktion des Trinkwarmwasserbedarfs durch Senkung der Wärmeverluste und Nutzung einer Warmwasser-Wärmerückgewinnung. Es existieren hier eine Vielzahl von Potentialen, die sich künftig noch erweitern können, wenn entsprechend effiziente Systeme breiter am Markt verfügbar werden; eine große Zahl der effizienteren Alternativen ist dabei sogar sehr kostengünstig zu erwarten – LED-Licht ist ein praktisches Beispiel dafür (insgesamt wurde die Dienstleistung Licht dadurch sehr viel kostengünstiger⁴).

⁴ Das führt dann immer wieder zu Diskussionen um den sog. „Rebound“-Effekt. Im hier erwähnten Beispiel: Die Effizienzverbesserung durch LED-Leuchtmittel ist etwa ein Faktor 6. Versechsfacht hat sich die Lichtenwendung im vergangenen Jahrzehnt allerdings nicht; erhöht hat sie sich zweifelsfrei, das wäre aber auch ohne die LED-Leuchtmittel in einem gewissen Umfang (vielleicht etwas geringer?) der Fall gewesen. In jedem Falle wäre es vollständig kontraproduktiv, daraus einen Verzicht auf bessere Effizienz ableiten zu wollen.

4.2 PER-Erzeugung

4.2.1 Bezug auf überbaute Fläche

Eine nachhaltige Energieversorgung ruht auf zwei Säulen: (a) die nachhaltige Erzeugung von Energie und (b) die Energieeffizienz zur Entlastung der Energiequellen und letztlich zur Reduktion von deren Flächenbedarf. Aus diesem Grund ist für das Erreichen der Passivhaus-Effizienzklassen Plus und Premium zusätzlich zum geringeren Primärenergiebedarf die Erzeugung erneuerbarer Energie vorgesehen – entweder auf dem eigenen Grundstück oder ersatzweise durch Investition in *Neuanlagen* anderswo.

Oft werden sowohl der Energiebedarf als auch die Energieerzeugung auf die Nutz- oder Wohnfläche (EBF) eines Gebäudes bezogen. Die Folge davon ist: Je mehr Geschosse (und damit je mehr Wohnfläche) ein Gebäude aufweist, umso geringer wird die Energieerzeugung pro m² Wohn- oder Nutzfläche, weil auf seinem Dach mit einer Photovoltaikanlage nur eine begrenzte Menge an Energie erzeugt werden kann. Dadurch sehen, so berechnet, eingeschossige Bungalows gegenüber Reihenhäusern oder Mehrfamilienhäusern besonders nachhaltig aus, obwohl Bungalows einen viel höheren Flächen- und Naturverbrauch aufweisen. Diese Bewertung führt in der Folge zu Fehloptimierungen. Darum wird die Energieerzeugung im PER-System sachgerecht auf die überbaute Fläche des Gebäudes bezogen. Wenn diese Fläche möglichst weitgehend zur Energieerzeugung genutzt wird, leistet das Gebäude diesbezüglich einen angemessenen Beitrag. Bungalows und Mehrfamilienhäuser werden so hinsichtlich der Energieerzeugung angemessen bewertet. Abbildung 16 illustriert diese Zusammenhänge.

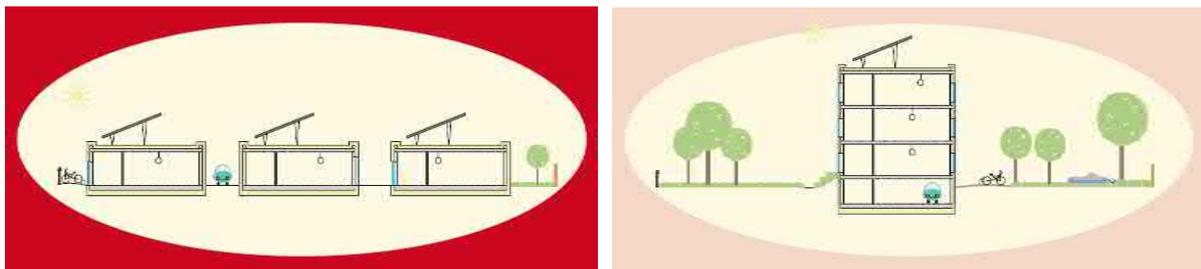


Abbildung 16: Die Einfamilienhäuser auf der linken und das Mehrfamilienhaus auf der rechten Seite nutzen die verfügbare überbaute Fläche jeweils zu ca. 50% zur Energieerzeugung mit PV. Wenn sie auch denselben Energiebedarf pro Quadratmeter Wohnfläche besitzen, werden sie in dieselbe Passivhaus-Klasse eingestuft.

4.2.2 Passivhaus Plus und Premium

Zur PV-Stromerzeugung wird im Beispiel überwiegend die Dachfläche genutzt. Bei einer Dachneigung von 30° stehen pro m² Grundfläche 1,15 m² Dachfläche zur Verfügung. Ausgehend von einer Solarstrahlung von 1.000 kWh/(m²a) auf diese geneigte

Fläche, einer Systemeffizienz von 10 % und unter der Prämisse, dass die Hälfte des Daches mit PV belegt wird, ergibt sich eine Stromerzeugung von $57,5 \text{ kWh}/(\text{m}^2_{\text{überbaut}} \cdot \text{a})$. Gerundet auf $60 \text{ kWh}/(\text{m}^2_{\text{überbaut}} \cdot \text{a})$ entspricht das der Anforderung an die Energieerzeugung für das Passivhaus Plus. Somit entspricht der Anforderungswert der Belegung des kompletten Süddaches mit PV unter den genannten Bedingungen. Für das Passivhaus Premium wird die doppelte Energieerzeugung erwartet, entsprechend einem im Beispiel komplett belegten Pultdach. Durch bessere Systemwirkungsgrade und Nutzung des Dachüberstandes sowie durch die Verwendung von Fassaden-Photovoltaik können die Grenzwerte in der Praxis immer auch noch deutlich übertroffen werden. Ein Beispiel findet sich im Beitrag von Andreas Miller in diesem Protokollband.

Auch andere Flächen als solche am Haus dürfen angerechnet werden. Voraussetzung ist jedoch, dass eine Investition in neue erneuerbare Erzeugung erfolgt (kein Kauf von Altanlagen).

In der Praxis kommen Fälle vor, in denen die gewünschte Passivhaus-Klasse nicht erreicht werden kann, weil z. B. weniger Dachfläche mit PV belegt werden kann oder der geforderte PER-Bedarf aufgrund einer ungünstigen Gebäudegeometrie oder von Verschattungsproblemen nur schwer zu erreichen ist. Um diesen Fällen Rechnung zu tragen, wurden die Passivhaus-Klassen flexibilisiert. In gewissen Grenzen kann ein zu hoher Energiebedarf durch eine höhere Energieerzeugung, eine zu geringe Energieerzeugung durch einen niedrigeren Bedarf kompensiert werden.

So kann der PER-Bedarf einer Klasse um maximal $15 \text{ kWh}_{\text{PER}}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ überschritten werden, wenn dem Mehrverbrauch eine entsprechend höhere Energieerzeugung gegenüber steht. Im umgekehrten Fall kann eine geringere PER-Erzeugung durch eine Unterschreitung des PER-Bedarfes um bis zu $15 \text{ kWh}_{\text{PER}}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ kompensiert werden.

Die obigen Beispiele zeigen im Übrigen auch, dass ein vollständig nachhaltiges Energiesystem mit den heute verfügbaren technischen Mitteln nicht nur möglich, sondern auch praktisch ausführbar und ökonomisch vertretbar ist: Schon für jedes einzelne Passivhaus Premium gilt das, sozusagen als „Mikro-Modell“ – selbstverständlich werden Lösungen, die mehr als ein Gebäude umfassen (im Grenzfall eine ganze Region) weniger aufwendig.

5 Exkurs: CO₂-Äquivalente

Zur Eindämmung des Klimawandels ist es letztendlich entscheidend, die Treibhausgasemissionen zu reduzieren. Ein verbreiteter Ansatz ist daher, den Endenergiebedarf mit einem Faktor, dem CO₂-Äquivalent, zu multiplizieren, um die Treibhausgas-Emissionen einer (Energie-)Dienstleistung zu errechnen und zu bewerten.

Analog zur nicht-erneuerbaren Primärenergie (PE) besteht bei diesem Ansatz, bedingt durch den steigenden Anteil erneuerbarer Energien im Strommix, ein historischer und projektierte Trend sinkender Gewichtungsfaktoren für die Stromnutzung. Wie in diesem Beitrag verschiedentlich thematisiert, deckt daher auch diese Bewertung die effiziente Bereitstellung von erneuerbaren Ressourcen nur unzureichend ab.

Eine einfache Umrechnung von PE, PER und CO₂-Äquivalent ineinander ist nicht möglich, da die Bewertungsgrundlagen verschieden sind. Dennoch ist die Frage interessant, ob mit der PER-Bewertung auch eine Aussage zur Klima-Schädlichkeit unter heutigen Randbedingungen korreliert ist. In Abbildung 17 sind CO₂-Äquivalente und PER-Faktoren im Vergleich aufgetragen. Dabei wird deutlich: Energieträger mit hohen CO₂-Äquivalenten haben auch hohe PER-Faktoren. Ein Energieträger mit einem niedrigen PER-Faktor hat auch ein niedriges CO₂-Äquivalent und ist damit (heute, in einem noch nicht komplett erneuerbaren Energieversorgungssystem) weniger klimaschädlich als ein Energieträger mit hohem PER-Faktor. Eine Ausnahme ist die Biomasse, deren begrenzter Verfügbarkeit das PER-System Rechnung trägt. Auch bei der KWK (aufgrund der vielfältigen Optionen in Abbildung 17 nicht dargestellt) kann es Abweichungen geben. Die Anwendung des PER-Systems ist somit nicht nur in Bezug auf eine künftige, CO₂-freie Energieversorgung zielführend, sondern auch ein gut brauchbarer Indikator für die Klimarelevanz unter heutigen Randbedingungen.

Eine direkt-elektrische Heizung ist, wenn alleine der PER-Faktor betrachtet wird, im PER-System die zweitschlechteste Option nach einer Ölheizung. Nach CO₂-Äquivalenten bewertet ist sie derzeit die schlechteste Option – jedoch mit stark sinkendem Trend durch die fortschreitende Dekarbonisierung des Stromnetzes⁵.

⁵ Eine Reflexion hierzu: Wegen der völlig fehlenden Zukunftsperspektive besteht im Grunde heute Eignigkeit, dass eine weitere Neuinstallation von Ölheizungen tatsächlich eine sehr schlechte Option ist. Das geht so weit, dass z. B. Österreich dies bereits verboten hat. Mit dem PER-System wäre das gar nicht erforderlich – es gibt exotische Einzelfälle, in denen der Einsatz z. B. von flüssigen Biobrennstoffen als Backup sinnvoll sein kann. Einer breiten Anwendung solcher Lösungen schiebt die PER-Systematik einen Riegel vor, denn sie verlangt in solchen Fällen immer einen zusätzlichen Aufwand für ergänzende erneuerbare Systeme.

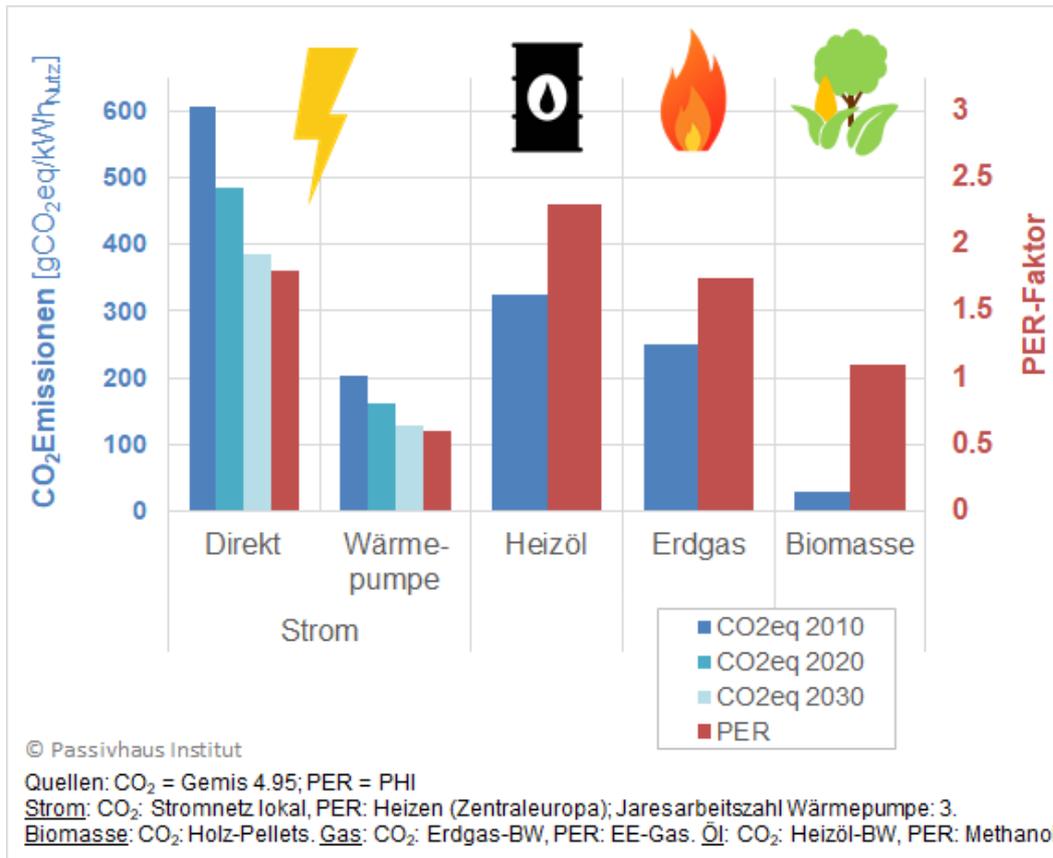


Abbildung 17: PER-Faktoren (typische Werte für Mitteleuropa) und CO₂-Äquivalente im Vergleich.

6 Exkurs: Autarke Energieversorgung

Es gibt gelegentlich Projekte, die eine völlig autarke Energieversorgung einzelner Gebäude am Standort selbst anstreben. Je nach Klima ist das eine große Herausforderung – am einfachsten dürfte dies im Wüstenklima sein; aber auch im kühl-gemäßigten und selbst im kalten Klima gibt es bereits Beispiele für eine gelungene Umsetzung. Für Gebäude, die weitab der bestehenden Infrastruktur gebaut werden – wie Berghütten oder Plattformen auf Seen oder in arktischen Gebieten – kann das tatsächlich von Interesse oder sogar notwendig sein; da dies aber nur einen kleinen Bruchteil der Bauaktivität und einen noch kleineren Teil der bestehenden Gebäude ausmacht, hat dieses Thema keine hohe Priorität im Gesamtkontext.

Für Gebäude, die sinnvoll mit einem elektrischen Stromnetz verbunden werden können, ist der Anschluss aus den folgenden Gründen immer vorteilhaft:

- Gebäude sollten heute, gleichgültig ob Neubau oder Sanierung, von ihren äußeren opaken Oberflächen, insbesondere Dächern, Gebrauch machen, um dort mit PV so viel Elektrizität wie möglich zu erzeugen. Da diese Stromerzeugung vom Sonnenschein abhängt, wird sie im Verlauf unregelmäßig sein und insbesondere in Heizklimaten im Jahresgang nicht zum Verlauf des Eigenbedarfs passen. Es gibt in jedem Fall Zeiten mit nennenswerter Überproduktion – für die es oft bereits in der Nachbarschaft Bedarf von anderen Nutzern gibt. Genau diesen Ausgleich zwischen Bedarf und Erzeugung kann das Netz besonders einfach bereitstellen. Allein wegen der Möglichkeit zur Energieeinspeisung ist das (in der Regel ohnehin vorhandene) Netz aus energie-ökonomischer und ökologischer Sicht zu empfehlen.
- Nichts spricht dagegen, kurzzeitige Lastspitzen (z. B. beim Betrieb eines Staubsaugers, Haar-Föns oder Backofens) aus dem Netz zu entnehmen, wenn ein Netzanschluss erst einmal besteht. Da diese kurzzeitigen, oft hohen Spitzen tatsächlich nicht überall gleichzeitig auftreten, erleichtert das die Lastabdeckung für das betrachtete Objekt sehr stark. Wenn jedes Gebäude Spitzenerzeuger-Kapazität vorhalten müsste, wäre das ein hoher (und überflüssiger) Aufwand – auch und gerade aus ökologischer Sicht. Es würde unnötig Ressourcen binden, die überwiegend ungenutzt bleiben – was nicht zur Nachhaltigkeit beiträgt.
- Insbesondere die Tag/Nacht-Speicherung ist im Netzverbund weitaus einfacher und kostengünstiger zu gewährleisten. Ein großer Speicher ist günstiger zu errichten und zu betreiben als viele kleine. Zudem ist selbst ein individueller Bat-

teriespeicher von weit größerem Nutzen, wenn er nach den Bedarfsgesichtspunkten des gesamten Netzes geregelt wird als nach den individuellen Bedarfswerten eines einzelnen Hauses.

- Schließlich ist eine saisonale Energiespeicherung im einzelnen Haus spürbar teurer als ein entsprechendes System im Netz: Die Kosten eines Saisonspeichers sind meist proportional zu dessen Oberfläche (Dichtheit, Korrosionsbeständigkeit, ...) und seine Kapazität proportional zum Volumen. Große Speicher sind daher günstiger als kleinere – erst recht, wenn die Speicher bereits bestehen (wie z. B. bereits ausgebeutete Erdgasfelder, die sich als Jahreszeitspeicher für EE-Methan eignen).
- Die einzige jahreszeitliche, individuelle Reserve für ein Gebäude, die kostenseitig einigermaßen abbildbar ist, wäre gelagerte Biomasse (was in Form von Brennholz seit Jahrhunderten praktiziert wird). In einzelnen Fällen mag dies tatsächlich eine Möglichkeit sein, aber auch nur so lange, wie der Bedarf gering ist (also bei Passivhaus-Qualität des Objektes). Ansonsten ist der Einsatz von Brennholz für die individuelle Heizung nicht die sinnvollste Anwendung des erneuerbaren Energieträgers „Holz“, der nur in begrenztem Ausmaß zur Verfügung steht (siehe Abschnitt 3.3). Eine „Autarkie“ in größerem Maßstab kann so nicht erreicht werden – denn die erforderlichen Holzmengen lassen sich auf den für Normalverbraucher verfügbaren Grundstücksgrößen nicht nachhaltig anbauen.

Vor diesem Hintergrund ist das Anstreben einer individuellen energetischen Autarkie auf dem eigenen Grundstück aus Sicht der Nachhaltigkeit nur in Ausnahmefällen sinnvoll. Vor allem ist es meist sehr aufwendig, es sei denn, es wird ein wenig "geschummelt" (z. B. mit eingekauften „Bio“-Brennstoffen, die immer anderweitig sinnvoller eingesetzt werden können).

In einigen Analysen wird, wenn keine vollständige Autarkie erreicht wird, ein „Autarkiegrad“ angegeben, d. h. der Anteil der verbrauchten Energie, der tatsächlich aus eigener Erzeugung gedeckt wird. Es lohnt sich, über die Sinnhaftigkeit eines solchen Begriffs nachzudenken – denn entweder bin ich autark (und brauche keine eingekaufte Energie, genau das ist die Begriffsbedeutung) oder ich bin es eben nicht. Anstatt sich um die Erhöhung eines Autarkiegrades zu bemühen, ist es sinnvoller, eine für alle nachhaltige Gesamtversorgung aufzubauen, die krisensicher auch strenge Winter auf (weitestgehend) nachhaltiger Basis durchstehen kann. Und genau das kann eine Netzversorgung sein, mit zahlreichen kleinen Erzeugern verschiedenster Art (Wind, Solar, Wasser und Biomasse) und saisonalen Spitzenstromerzeugern aus speicherfähigen Brennstoffen, die aus Überschussproduktion in anderen Jahreszeiten stammen – verbunden mit hoher Energieeffizienz der Gebäude, was die Winterlücke minimiert.

Dieses Konzept ist es, das mit dem in diesem Artikel beschriebenen PER-Berechnungsschema abgebildet wird: Es legt den Schwerpunkt auf den Aufbau einer insgesamt nachhaltigen Versorgung im Netzverbund; dadurch stehen die verschiedensten Energieträger und -erzeuger mit jeweils ganz unterschiedlichen Tages- und Jahresgängen zur Verfügung. Die mittlere Gleichzeitigkeit mit den Energieanforderungen, sowohl was den Tagesgang als auch was den Jahresgang angeht, wird bei der Ermittlung der PER-Faktoren bereits berücksichtigt. Nicht nur in der praktischen Umsetzung, sondern auch für die Berechnung ist die Aufgabe eingebettet in einen Netzverbund wesentlich einfacher zu lösen.

Das ändert nichts daran, dass das Passivhaus ganz sicher die derzeit bestmögliche Grundlage auch für energieautarke Gebäude darstellt. Je niedriger der Bedarf für jahreszeitlich konzentrierte Energieanwendungen ist (insbesondere die Heizung), desto leichter ist es möglich, ein Gebäude autark mit Energie zu versorgen, denn die größten Schwierigkeiten gibt es dabei in unseren Breiten im Kernwinter.

Für solche energieautarken Passivhäuser existieren schon realisierte Beispiele (s.a. den Beitrag „Energieeffizienz und erneuerbare Energien - früher und heute“ in diesem Band). Diese Beispiele eignen sich, leicht erkennbar, nicht für eine massenhafte Umsetzung für alle. Insbesondere in dicht besiedelten Innenstädten reichen dazu die verfügbaren Gebäudeaußenflächen bei weitem nicht aus, selbst dann nicht, wenn weit über das Passivhaus hinausgehende Effizienz unterstellt würde; das gleiche gilt für den Raumbedarf der jahreszeitlichen Speicherung. Diese Infrastruktur wird den Innenstädten aus dem Umland bereitgestellt werden müssen – so, wie das schon lange auch für die Nahrungsmittelversorgung gilt. „Autarkie für alle“ ist ein vollkommen unrealistisches Ziel, das uns zudem in der Umsetzung praktikabler Lösungen behindern würde.

7 Zusammenfassung und Ausblick

Um das formulierte Ziel eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestands bis 2050 zu erreichen, werden zuverlässige Bewertungs-Indikatoren benötigt, die nicht nur eine Aussage zur "Klimaneutralität" des aktuellen Gebäudebestands erlauben, sondern insbesondere eine zielgerichtete Motivation schaffen, um im Gebäudesektor die benötigten Maßnahmen auszulösen. Dabei hat sich das bisherige System auf Basis der nicht-erneuerbaren Primärenergie bis zum heutigen Zeitpunkt bewährt, stößt jedoch im Kontext der sich ändernden Energieversorgung an seine Grenzen. Es wird ein transparentes und robustes neues System benötigt, welches steuerungswirksam und zukunftsgerichtet Fehlentscheidungen verhindert, die inkompatibel mit einer erneuerbaren Energieversorgung sind, und einen "Lock-in" von wertvollen Energieressourcen vermeidet (z. B. Brennholz zur Heizung in schlecht gedämmten Gebäuden).

Mit diesem Ziel vor Augen wurde vom Passivhaus Institut die Methodik der erneuerbaren Primärenergie (PER) entwickelt, die in diesem Beitrag im Detail vorgestellt und diskutiert wurde. Dieses Bewertungsschema nimmt den Vollzug der Energiewende vorweg und betrachtet das zu bewertende Gebäude in einer Energieversorgungsstruktur, in der nur noch erneuerbare Primärenergien genutzt werden. Durch standort- und anwendungsspezifische PER-Faktoren für Strom werden saisonale Effekte der erneuerbaren Energieversorgung berücksichtigt, das Augenmerk richtet sich dann stärker auf Maßnahmen bei Anwendungen, welche schwerer mit einer nachhaltigen Energieversorgung vereinbar sind (so z. B. ist Heizen schwieriger mit einer erneuerbaren Energieversorgung darstellbar als Kühlen).

Bezüglich Bioenergie arbeitet das PER-System vor dem Hintergrund der Nutzungskonkurrenz dieser wertvollen Ressource mit einem begrenzten Bioenergiebudget. Als Folge dieses Ansatzes wird abgebildet, dass mangelnde Energieeffizienz nicht einfach generell mit Bioenergie kompensiert werden kann. Ein ineffizientes Gebäude, in dem mit Bioenergie geheizt oder Bioenergie gar ganzjährig zur Warmwasserbereitung eingesetzt werden soll, schneidet in der PER-Bewertung im Vergleich zu alternativen Versorgungsvarianten sachgerecht ungünstig ab. Der sinnvolle Bioenergieeinsatz im Rahmen des verfügbaren Budgets wird dagegen nicht behindert, sondern sogar befördert.

Solarthermie wird im Vergleich zu einer Referenz-PV-Anlage betrachtet, zu der sie in direkter Flächenkonkurrenz steht. Dies hat zur Folge, dass von überdimensionierten Solarthermieanlagen, die in Relation zur von ihnen belegten Fläche nur noch unwesentlich zur nachhaltigen Wärmenutzung beitragen, abgeraten wird.

Die Bewertung von KWK im PER-System erfolgt über das Stromgutschriftverfahren. Dieses ist hier konsistent anwendbar, weil der substituierte Energieträger immer derselbe ist, nämlich aus EE-Gas erzeugter Strom. Werden KWK-Anlagen stromgeführt

betrieben, so substituieren sie den ansonsten über Rückverstromungs-Anlagen aus EE-Gas erzeugten Strom und erhalten eine entsprechende Gutschrift.

Das PER-System ist für Anwender leicht verfügbar: Seit 2015 ist es vollständig im PHPP implementiert. Für alle mit diesem Tool berechneten Gebäude wird automatisch auch der PER-Bedarf ermittelt, ohne dass zusätzliche Dateneingaben erforderlich wären. Grenzwerte des zulässigen PER-Bedarfs werden für die Passivhaus-Klassen Classic, Plus und Premium definiert, welche sich am maximal zulässigen Energiebedarf für eine insgesamt nachhaltige Energieversorgung orientieren. Für die höheren Kategorien wird zusätzlich zur erhöhten Gesamteffizienz (kleinerer PER-Anforderungswert) ein Zubau an erneuerbarer Energieerzeugung gefordert. Im Gegensatz zum Netto-Null-Ansatz gibt es keine sachlich ungerechtfertigte Gleichsetzung von im Sommer erzeugtem Überschussstrom und im Winter verbleibenden Zusatzstrombedarf; diese werden vielmehr realitätsnah über den Aufwand eines tatsächlichen jahreszeitlichen Energietransfers bewertet. Ebenfalls anders als bei einem Netto-Null-Ansatz wird die Erzeugung erneuerbarer Energien auf Basis der überbauten Grundfläche bewertet. Auf diese Weise werden Einfamilienhäuser und mehrgeschossige Gebäude bezüglich der zur Energieerzeugung verfügbaren Fläche gleich behandelt, und es wird der irreführende Eindruck vermieden, dass freistehende Einfamilienhäuser die nachhaltigere Lösung wären.

8 Literatur & Referenzen

- [AG Energiebilanzen 2020] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V.: Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2019, Berlin im März 2020
- [DBFZ 2008] Seidenberger, T., Offermann, S., Buchhorn, Z.: Global Biomass Potentials: Investigation and assessment of data Remote sensing in biomass potential research Country specific energy crop potentials, Deutsches Biomasse Forschungszentrum Leipzig, 2008
- [Dornmair/Kuhn 2017] Dornmair, R., Kuhn, P.: Dynamische Primärenergiefaktoren – Konzept mit einem Stromsystemmodell. Berechnungsvorschrift und erste Ergebnisse. Kurzbericht. Garching, Oktober 2017
- [Feist 2013] Feist, W.: Energiekonzepte – das Passivhaus im Vergleich. In: Feist, W. (Hrsg.): Tagungsband der 17. Internationalen Passivhaustagung 2013 in Frankfurt. Passivhaus Institut, Darmstadt, 2013.
- [Feist 2014] Feist, W.: Passivhaus – das nächste Jahrzehnt. In: Feist, W. (Hrsg.): Tagungsband der 18. Internationalen Passivhaustagung 2014 in Aachen. Passivhaus Institut, Darmstadt, 2014.
- [GEG 2020] Gesetz zur Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden (Gebäudeenergiegesetz - GEG); Artikel 1 G. v. 08.08.2020 BGBl. I S. 1728 (Nr. 37); Geltung ab 01.11.2020
- [Greenpeace/EREC 2010] Greenpeace International, European Renewable Energy Council (Hrsg.): energy [r]evolution – a sustainable world energy outlook; 3rd edition, 2010
- [Großklos/Frank 2013] Großklos, M., Frank, M.: Monatlicher Verlauf des kumulierten Energieverbrauchs und der Treibhausgas-Emissionen im deutschen Strommix; Energiewirtschaftliche Tagesfragen 63; 2013
- [Grove-Smith/Feist 2015] Grove-Smith, J.; Feist, W.: Nachhaltigkeitsbewertung mit PER. In: Feist, W. (Hrsg.): Tagungsband der 19. Internationalen Passivhaustagung 2015 in Leipzig. Passivhaus Institut, Darmstadt, 2015
- [Grove-Smith et al. 2016] Grove-Smith, J.; Feist, W.; Krick, B.: Balancing Energy Efficiency and Renewables. In: Paolo Bertoldi (ed.): Proceedings of the 9th International Conference Improving Energy Efficiency in Commercial Buildings and Smart Communities, EUR 27993 EN. European Union, 2016, p. 894-902. (doi:10.2790/290244)
- [intpow 2009] World Hydro Potential and Development. Intpow, Norwegian Renewable Energy Partners 2009
- [Oschatz et al. 2016] Oschatz, B., Pehnt, M., Schüwer, D.: Weiterentwicklung der Primärenergiefaktoren im neuen Energiesparrecht für Gebäude, Endbericht; ITG - Institut für Technische Gebäudeausrüstung, ifeu - Insitut für Energie- und Umweltforschung, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie; Dresden, Heidelberg, Wuppertal, 2016
- [Krick 2012] Krick, Benjamin: Zukünftige Bewertung des Energiebedarfes von den Passivhäusern. In: Feist (Hrsg.): Protokollband des Arbeitskreises kostengünstige Passivhäuser Nr. 46: Nachhaltige Energieversorgung mit Passivhäusern. Passivhaus Institut Darmstadt, 2012.
- [Krick 2016] Krick, B.: Ist Strom (noch) böse? In: Feist, W. (Hrsg.): Tagungsband der 20. Internationalen Passivhaustagung 2016 in Darmstadt. Passivhaus Institut, Darmstadt, 2016.

- [Krick 2018] Krick, B.: Chancen für elektrisch versorgte Gebäude im Energiewende-Deutschland In: Feist, W. (Hrsg.): Tagungsband der 22. Internationalen Passivhaustagung 2018 in München. Passivhaus Institut, Darmstadt, 2018.
- [Mono et.al. 2014] Mono, R., Glasstetter, P., Horn, F.: Ungleichzeitigkeit und Effekte räumlicher Verteilung von Wind- und Solarenergie in Deutschland. Eine Untersuchung der 100 % erneuerbar Stiftung. April 2014.
- [Oehsen et al. 2014] Von Oehsen, A., Pehnt, M., Jentsch, M., Gerhardt, N.: Benötigt man zeitlich aufgelöste Stromprimärenergiefaktoren in der Energieeinsparverordnung? Energiewirtschaftliche Tagesfragen; 64. Jg. Heft 11. 2014
- [Pehnt et al. 2018] Pehnt, M., Mellwig, P., Blömer, S., Hertle, H., Nast M., von Oehsen, A., Lempik, J., Langreder, N., Thamling, N., Hermelink, A. Offermann, M., Pannier, P., Müller, M.: 7-03-17 Untersuchung zu Primärenergiefaktoren, Endbericht, Leistung gemäß Rahmenvertrag zur Beratung der Abteilung II des BMWi; ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung, Prognos AG, Ecofys, dena - Deutsche Energie-Agentur GmbH; Heidelberg, Berlin, 2018
- [PHI 2016] Kriterien für den Passivhaus-, EnerPHit-und PHI-Energiesparhaus-Standard, Version 9f, Stand 26.08.2016. Passivhaus Institut, Darmstadt, 2016.
- [PHPP 9] Passivhaus Projektierungs-Paket (PHPP), Version 9. Passivhaus Institut, Darmstadt, 2015.
- [Recknagel 2009] Recknagel, Sprenger, Schramek: Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik; 74. Auflage, München, Oldenbourg Industrieverlag 2009.
- [SSE] Weltweit Monatsmittlere Windgeschwindigkeiten im 1x1° Raster. Surface meteorological and Solar Energy (SSE) web portal supported by the NASA LaRC POWER Project.
- [Steinmüller 2021] Steinmüller, B.: Sicher durch die Dunkelflaute: Zusätzliche Kraftwerk (Kraftnetze)? Speicher? – Passivhäuser! In: Feist, W. (Hrsg.): Tagungsband der 25. Internationalen Passivhaustagung 2021 in Wuppertal. Passivhaus Institut, Darmstadt, 2021.

Sven Huneke, Passivhaus Institut, Rheinstraße 44/46, 64283 Darmstadt

Funktion, Randbedingungen und Potenziale erneuerbarer Energieerzeuger

1 Definition erneuerbarer Energieerzeuger

Unter dem Begriff "erneuerbare" oder "regenerative" Energie werden diejenigen Energiequellen zusammengefasst, die unter menschlichen Zeithorizonten als unerschöpflich gelten. Dabei ist "erneuerbare Energie" nicht im streng physikalischen Sinne zu verstehen, denn Energie lässt sich nach dem Energieerhaltungssatz weder vernichten noch erschaffen. Energie kann nur in verschiedene Formen umgewandelt oder zwischen verschiedenen Bereichen eines Systems ausgetauscht werden.

Eine Gliederung der erneuerbaren Energieformen erfolgt anhand der ursächlichen Energiequelle in drei Bereiche. Dabei spielen die geothermische Energie über die Wärme im Erdinneren und die Planetenenergie als wechselseitige Kraft zwischen Mond und Erde eine vergleichsweise untergeordnete Rolle. Die mit Abstand größte Antriebsquelle für erneuerbare Energie stellt die Sonnenenergie dar. Diese kann zum einen direkt genutzt bzw. technisch umgewandelt werden (Beispiel: Solarthermie und Photovoltaik). Alternativ sind die Wasserkraft, die Windenergie und die Biomasse als indirekte Sonnenenergie definiert, da über diese Energiequellen die natürlichen Umwandlungen der Solarstrahlung (z. B. Verdunstung, Niederschlag, Biomasse, Windsysteme) nutzbar gemacht werden.

Das globale regenerative Energieangebot ist schier unerschöpflich. Diverse Studien unterscheiden sich zwar in der quantitativen Abschätzung. Ihnen gemein ist jedoch, dass alleine die jährlich von der Sonne eingestrahelte Energiemenge einem Vielfachen des Weltprimärenergiebedarfs entspricht. Zum Vergleich summieren sich die insgesamt weltweit in Gänze vorhandenen konventionellen Energieträger nur zu einem Bruchteil dieses Potenzials.

2 Entwicklung Erneuerbarer Energien in Deutschland

Der Beitrag erneuerbarer Energien am Gesamtprimärenergieverbrauch in Deutschland ist seit den 90er Jahren kontinuierlich gewachsen und betrug 14,8 % zum Jahresende 2019 ([AGEE-Stat. 2020]). Dieser bisherige Maximalwert ist einerseits auf den permanenten Ausbau erneuerbarer Technologien zurückzuführen. Andererseits variiert das jährliche Angebot aus Wind- und Sonnenenergie, wodurch ein fortlaufender Spitzenwert zum Ende eines jeden Produktionsjahres keinem Automatismus folgt.

Bei separater Betrachtung der Einzelsektoren Wärme- und Kälteversorgung, Elektrizität und Verkehr werden große Unterschiede deutlich. So beträgt der Anteil der erneuerbaren Energie an der Bruttostromversorgung Ende 2019 42,1 %, am Endenergieverbrauch für Kälte und Wärme 14,5 % und im Verkehrssektor 5,6 % ([UBA 2020]). Die beiden letzteren Werte stagnieren dabei seit 2012, die sogenannte Deutsche Energiewende fand in den letzten Jahren beinahe ausnahmslos in der Elektrizitätsversorgung statt.

3 Potenziale erneuerbarer Energien in Deutschland

Bei der Bestimmung der Potenziale erneuerbarer Energieträger wird zwischen folgenden Potenzialen differenziert: Ausgangspunkt ist das theoretische Potenzial, welches die maximal mögliche Nutzungsmenge eines Energieträgers unabhängig von limitierenden praktischen Randbedingungen beschreibt. Demgegenüber definiert das technische Potenzial die Verwertung des theoretischen Potenzials unter Berücksichtigung aktueller Technologien. Hierzu gehören Verluste bei der Energieumwandlung. Ebenso spielen strukturelle und ökologische Beschränkungen wie die Erhaltung natürlicher Ressourcen und Kreisläufe und generelle naturschutzrechtliche Belange eine Rolle. Das ökonomische Potenzial wird hingegen über die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen bestimmt und reduziert in der Regel unter finanziellen Gesichtspunkten das vorhandene technische Potenzial. Als letztendlich erschließbares Potenzial gelten die tatsächlich realistischen Beiträge zur erneuerbaren Energieversorgung unter weiteren limitierenden Faktoren wie Herstellungskapazitäten oder anderen administrativen oder rechtlichen Begrenzungen.

Im Folgenden erfolgt die Angabe der Potenziale der zentralen erneuerbaren Energieträger in Deutschland unter den technischen Potenzialeinschätzungen vorhandener veröffentlichter Studien. Es sei bereits an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass es sich bei diesen Zahlen um reine Abschätzungen handelt, die extremen Unsicherheiten unterliegen. Die letzten drei Jahrzehnte haben gezeigt, dass Zukunftsszenarien sowohl für die konventionelle als auch für die regenerative Energieversorgung durch

wechselnde politische Rahmenbedingungen oder singuläre Ereignisse (z. B. die Nuklearkatastrophe von Fukushima) massiv von späteren Entwicklungen abweichen können.

3.1 Wasserkraft

Die Wasserkraft ist neben der Windkraft die älteste vom Menschen genutzte Energiequelle. Bei Wasserkraftanlagen unterscheidet man zwischen Lauf- und Speicherkraftwerken und Pumpspeicherkraftwerken.

Letztere bestehen aus einem sogenannten Ober- und einem Unterbecken und dienen zur Speicherung elektrischer Energie. Im oberen Becken wird Energie gespeichert, die durch den Abfluss des Wassers über ein Turbinensystem in das untere Becken wiedergewonnen werden kann. Pumpspeicherkraftwerke sind flexibel einsetzbar und werden zur Deckung von Spitzenlasten und zur Frequenzerhaltung eingesetzt. Sie gelten allerdings nur dann als erneuerbare Energiequelle, wenn für die Pumparbeit zur Beförderung des Wassers vom Unter- in das Oberbecken auch tatsächlich erneuerbare Energien eingesetzt werden.

Laufwasserkraftwerke nutzen die Strömung eines Flusses oder Kanals zur Stromerzeugung. Durch die kontinuierliche Wasserzufuhr werden sie zur Grundlast eingesetzt, unterliegen jedoch jahreszeitlichen Schwankungen aufgrund des variierenden Wasserangebots. Speichewasserkraftwerke dagegen haben den Vorteil der zusätzlichen Wasserspeicherung über ein Wehr und können flexibel eingesetzt werden.

In Deutschland gibt es aktuell ca. 7.300 Wasserkraftwerke [BEE 2020]. Den regionalen Schwerpunkt bilden die Mittelgebirgsregionen in Bayern und Baden-Württemberg. Der Anteil am Bruttostromverbrauch beträgt über die letzten 10 Jahre annähernd kontinuierlich vier Prozent bei einer Bereitstellung von ca. 20 TWh pro Jahr [A-GEE-Stat. 2020]. Ein möglicher Ausbau gilt hierzulande als begrenzt, womit die gegenwärtigen Zahlen als Projektion in die Zukunft angenommen werden. Die Hauptausbauhemmnisse sind vergleichsweise hohe Investitionskosten und teils massive Eingriffe in die Ökosysteme und den natürlichen Wasserhaushalt. Nicht selten sind mit dem Bau größerer Wasserkraftwerke auch Zwangsumsiedlungen verbunden.

3.2 Bioenergie

Bioenergieträger sind aus Biomasse aufbereitete Energieträger, die nach ihrem Aggregatzustand unterschieden werden und universellen Einsatz finden. Denn aus fester, flüssiger oder gasförmiger Biomasse können sowohl Elektrizität als auch Wärme, aber auch Biokraftstoffe gewonnen werden.

Unter den festen Bioenergieträgern werden Holz und Holzprodukte (Scheitholz, Holzhackschnitzel, Holzpellets), Stroh und Energiepflanzen zusammengefasst. Sie werden primär zur Wärmeversorgung und in Großanlagen zur gekoppelten Wärme- und Stromversorgung genutzt. Die bekanntesten flüssigen Bioenergieträger sind Pflanzenöle, Biodiesel und Bioethanol, die als Ersatz klassischer fossiler Brennstoffe (Benzin, Diesel, Erdgas) in der Kraftstoff- und Antriebstechnik Verwendung finden. Biogas hingegen wird durch einen mikrobiellen Abbau von Biomasse unter Abschluss von Sauerstoff in einer Biogasanlage gewonnen. Als Ausgangsstoffe für diese biologische Vergärung dienen Gülle, Silage oder biogene Reststoffe (z. B. Biotonnenabfall). Biogas lässt sich dabei thermisch und energetisch nutzen und wird häufig zur gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung in Blockheizkraftwerken verwertet.

Seit jeher steht die energetische Nutzung der Biomasse in einem gesellschaftspolitischen Spannungsfeld. Dabei wird eine Flächenkonkurrenz verschiedener Anbauformen um die landwirtschaftliche Nutzfläche diskutiert, nachdem der Anbau von Energiepflanzen ("Tank") mit dem Anbau von Pflanzen für die Nahrungs- und Futtermittelproduktion ("Teller bzw. Trog") konkurriert. Als gesellschaftlicher Konsens im Sinne einer ressourcenschonenden Bereitstellung von Bioenergie gilt, dass die Verwertung ohnehin anfallender und sonst nicht genutzter Reststoffe Vorrang vor dem gezielten Anbau von Biomasse hat.

Biomasse leistete zur Energiebereitstellung in Deutschland im Jahre 2019 einen größeren Beitrag als alle anderen erneuerbaren Energien zusammen (ca. 234 TWh) ([UBA, 2020]). Damit entstammten insgesamt rund 51,7 Prozent des regenerativen Energieangebots der Biomasse. Der größte Anteil (etwa 90 %) der neu zugebauten Leistung betraf dabei die Erweiterung bestehender Anlagen. Aktuelle Studien gehen von einem zukünftigen technischen Biomasse-Potenzial aus Rest- und Abfallstoffen von ca. 275 TWh für das Jahr 2030 aus [FNR 2016], was einem aktuell ungenutzten Rest- und Abfallstoffpotenzial von ca. 125 TWh entspricht. Basiert die zukünftige Biomasseverwertung - wie oben beschrieben - ausschließlich auf Rest- und Abfallstoffen, wird deutlich, dass der Einsatz der Biomasse kaum mehr ausbaufähig ist.

In der Vergangenheit wurden Bioenergieträger in erster Linie unter dem Aspekt der Grundlastfähigkeit betrachtet. Mittlerweile hat sich das Bewusstsein verfestigt, dass Bioenergie stofflich, energetisch und monetär zu wertvoll ist, um ausschließlich als Grundlast eingesetzt zu werden. Der zukünftige Einsatz als Speichermedium wird daher im bedarfsorientierten, flexiblen Spitzenlast-Betrieb zum Ausgleich der Fluktuation anderer Energiequellen liegen.

3.3 Oberflächennahe Wärmequellen und tiefe Geothermie

Als Geothermie oder auch Erdwärme ist die unterhalb der festen Oberfläche der Erde gespeicherte Wärmeenergie definiert. Erdwärme kann direkt zur Wärme- und Kälteversorgung genutzt werden oder auch indirekt zur Erzeugung von elektrischem Strom bzw. als Wärmequelle/-senke für eine Wärmepumpe. Die Oberflächentemperatur liegt im weltweiten Mittel bei etwa 13 °C, der globale geothermische Tiefengradient beträgt drei Kelvin pro 100 Meter. Die Einteilung der Geothermiequellen erfolgt in die Tiefe Geothermie und in die oberflächennahen Wärmequellen.

Die Tiefe Geothermie umfasst die Energiegewinnung aus einer Tiefe von mehr als 400 Metern. Die Lagerstätten werden über Tiefbohrungen erschlossen und erneuern ihren Energieinhalt nicht so schnell, wie die Energie aus wirtschaftlichen Gründen entnommen werden muss. Eine einzelne Lagerstätte bzw. der Wärmeinhalt einer Gesteinsschicht ist daher nicht im strikten Sinne „Erneuerbare Energie“.

Im Jahre 2019 trug die Tiefe Geothermie mit 196 GWh/a zu 0,03 % zur Bruttostromerzeugung bei ([UBA 2020]). Eine nennenswerte Steigerung ist für eine zukünftige Potenzialabschätzung nicht abzusehen, da sehr hohe Investitionskosten und zum Teil unkalkulierbare Risiken seismischer Ereignisse massive Hemmnisse darstellen.

Die Oberflächennahe Geothermie nutzt hingegen den Untergrund bis zu einer Tiefe von ca. 400 Metern. Die Wärme wird aus den oberen Erd- und Gesteinsschichten oder aus dem Grundwasser gewonnen und steht wetterunabhängig und zu jeder Jahreszeit zu Verfügung. Mit vorhandenen Technologien ist es praktisch überall möglich, das Potenzial der Erdwärme zu nutzen, indem über Erdwärmesonden oder -kollektoren eine Wärmeträgerflüssigkeit im geschlossenen Kreislauf durch den Erdboden geleitet wird und sich dabei erwärmt. Diese natürliche Erdwärme kann durch Wärmepumpen für Heizzwecke auf die erforderlichen Temperaturen angehoben werden.

Als regenerative Wärmequelle gilt diese Heiztechnik ausschließlich für den Fall, dass die Wärmepumpe mit erneuerbarer Energie betrieben wird.

3.4 Windkraft

Auf globaler und lokaler Skala geraten Luftmassen durch Temperatur- und Druckunterschiede als indirekte Form der Sonnenenergie ständig in Bewegung. Windkraftanlagen können diese Bewegung des Windes in elektrische Energie umwandeln. Aufgrund ihrer weltweiten Verfügbarkeit, vergleichsweise günstiger Kostenentwicklung und ihres rasanten technologischen Fortschritts in den letzten Jahrzehnten trägt die Windkraft schon heute einen maßgeblichen Anteil zur Deckung des Strombedarfs bei. Das rapide Wachstum gilt sowohl für die Anzahl der aufgebauten Anlagen als auch die Leistung der einzelnen Anlagen. Zum Ende des Jahres 2019 waren in Deutschland

29.456 Windkraftanlagen an Standorten an Land (onshore) mit einer Leistung von 53,9 GW in Betrieb ([WindGuard 2020a]). Die mittlere Leistung der neuinstallierten Anlagen in 2019 betrug 3,3 MW, während Anfang der 1990er Jahre noch eine Leistung von 200 – 300 kW den Standard bestimmte. Ebenso wuchs die Höhe der durchschnittlichen Nabenhöhe auf aktuell 133 Meter (mittlere Nabenhöhe der neu installierten Anlagen im Jahre 2019).

Die hohen Nabenhöhen ermöglichen die Nutzung höherer Windgeschwindigkeiten in größeren Höhen, da das Windgeschwindigkeitsprofil abhängig von der Bodenbeschaffenheit mit der Höhe zunimmt. Parallel zur Höhe der Windkraftanlagen wurde auch die Länge der Rotorblätter und damit die wirksame vom Wind durchströmte Rotorfläche technologisch weiterentwickelt. Die erzielbare Leistung einer Windkraftanlage nimmt mit zunehmender Rotorfläche, höherer Luftdichte und dritter Potenz der Windgeschwindigkeit zu. Daher bedeutet eine Verdopplung der Windgeschwindigkeit die achtfache Leistung.

Als zeitlich fluktuierende Größe schwankt die Windgeschwindigkeit bereits in sekundlicher Auflösung, aber auch im Tages-, Monats- und auch im Jahreszyklus. Abbildung 1 (oben links) zeigt das ganzjährige Mittel des Tagesgangs einer Windmessung an einem Binnenlandstandort in Messhöhen zwischen 40 Metern und 240 Metern über Grund. Erkennbar ist ein über alle Höhen homogenes Windfeld in den Nachtstunden. Mit einsetzender Sonnenaktivität durchmischen sich die Luftschichten: die Energiezufuhr erhöht die Windgeschwindigkeiten am Erdboden und aufsteigende Luftmassen bremsen die Windgeschwindigkeiten in der Höhe. Dieses Phänomen ist abhängig von der Strahlungsintensität und daher primär in den strahlungsintensiven Monaten zu beobachten. Die gleiche Messung liefert einen für das Windangebot in Deutschland beispielhaften Jahresgang mit hohen Windgeschwindigkeiten im Winterhalbjahr und stark abnehmendem Windpotenzial in den Sommermonaten (Abbildung 1, oben rechts). Mit zunehmender Messhöhe intensiviert sich dieser Effekt. Neben den saisonalen Fluktuationen unterliegen Windgeschwindigkeiten auch interannuellen Schwankungen. Zeitliche Verläufe mittlerer Ganzjahresgeschwindigkeiten für den Zeitraum von 1990 bis 2019 zeigen hierbei für das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland einen Langzeittrend abnehmender Windgeschwindigkeit ([UBA 2020, Anhang]). Es gibt jedoch keine belastbaren Quellen, diesen Trend auch für zukünftige Jahre anzusetzen.

Ein großes Potenzial liefert die Windkraft über See. Offshore-Windparks werden erst ab einem größeren Anlagenvolumen rentabel, um die sehr hohen Infrastrukturkosten zu kompensieren. Der Offshore-Markt etablierte sich in Deutschland ca. ab dem Jahre 2010. Zum Jahresende 2019 waren in der Deutschen Nord- und Ostsee 1.469 Anlagen mit einer Kapazität von 7,5 GW in Betrieb ([WindGuard 2020b]). Die Ostsee ist dabei

für die Windindustrie im Vergleich zur Nordsee aufgrund der geringeren Windgeschwindigkeiten und der kleineren Ausdehnung geeigneter Fläche von geringerer Bedeutung. Das Windangebot über See ist im Vergleich zu Standorten an Land deutlich höher und der Wind bläst mit zunehmendem Abstand zur Küste auch beständiger und gleichmäßiger.

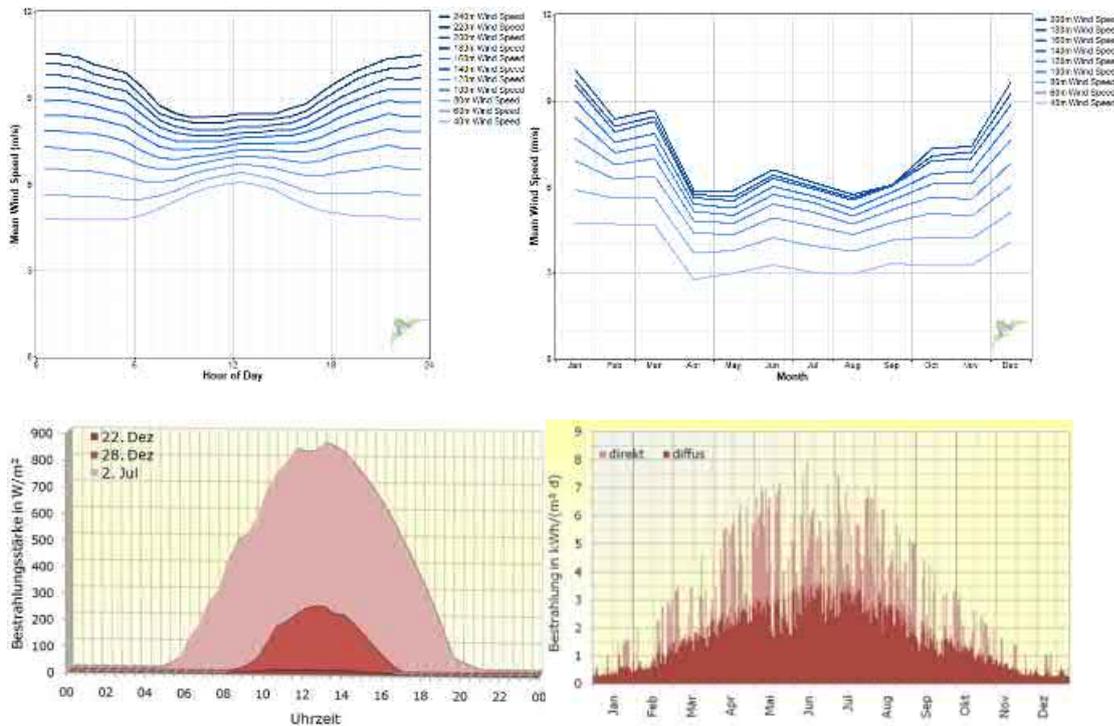


Abbildung 1: Oben: Tagesgang (links) und Jahresgang (rechts) der mittleren Windgeschwindigkeiten im einjährigen Mittel an einem exemplarischen Binnenlandstandort in Deutschland, Messung mit einem LiDAR-Gerät zwischen 40 Meter (hellblau) und 240 Meter (dunkelblau) über Grund, Quelle JUWI AG. Unten links: Tagesgang der globalen Bestrahlungsstärke in Karlsruhe ([Quaschnig 2009]). Unten rechts: Jahresgang der Tagessummen der direkten und diffusen Bestrahlungsstärke in Berlin ([Quaschnig 2019]).

Das Windpotenzial kann über Land generell schon innerhalb weniger Meter signifikant variieren, insbesondere in komplexem Gelände. Für eine kleinräumige Windparkplanung sind daher hoch aufgelöste Modell-Simulationen nötig. Großräumig ergibt sich für das Windpotenzial in Deutschland ein charakteristisches Nord-Süd-Gefälle: Windkarten langjähriger mittlerer Windgeschwindigkeiten zeigen die beschriebenen höheren Windgeschwindigkeiten in den Küstenländern bis hin zu vergleichsweise niedrigen Werten in den Voralpenregionen (siehe Abbildung 2).

Das zukünftige Potenzial der Windenergie in Deutschland wird nach Berechnungen des Fraunhofer-Instituts für Windenergiesysteme [BWE 2011, IWES 2013] auf ca. 200 GW an Land und 54 GW über dem Meer geschätzt. Damit könnte die aktuelle Bruttostromversorgung aus dem Jahre 2019 zukünftig annähernd alleine durch die

Windenergie abgedeckt werden. Aktuelle Hemmnisse wie die Zunahme an Klagen gegen geplante Windparkprojekte und Diskussionen um Abstandsregelungen zeigen aber bereits die großen Unsicherheiten, die solchen Szenarien zugrunde liegen.

Die sogenannten Kleinwindanlagen mit einer Gesamthöhe unter 50 Metern und einer Leistung unterhalb von 100 kW haben auch im Jahre 2019 den Status eines Nischen- bzw. Liebhaber-Marktes nicht verlassen. Ihre Qualität, Marktreife und Wirtschaftlichkeit lassen dieses Potenzial auch für die Zukunft als überschaubar erscheinen.

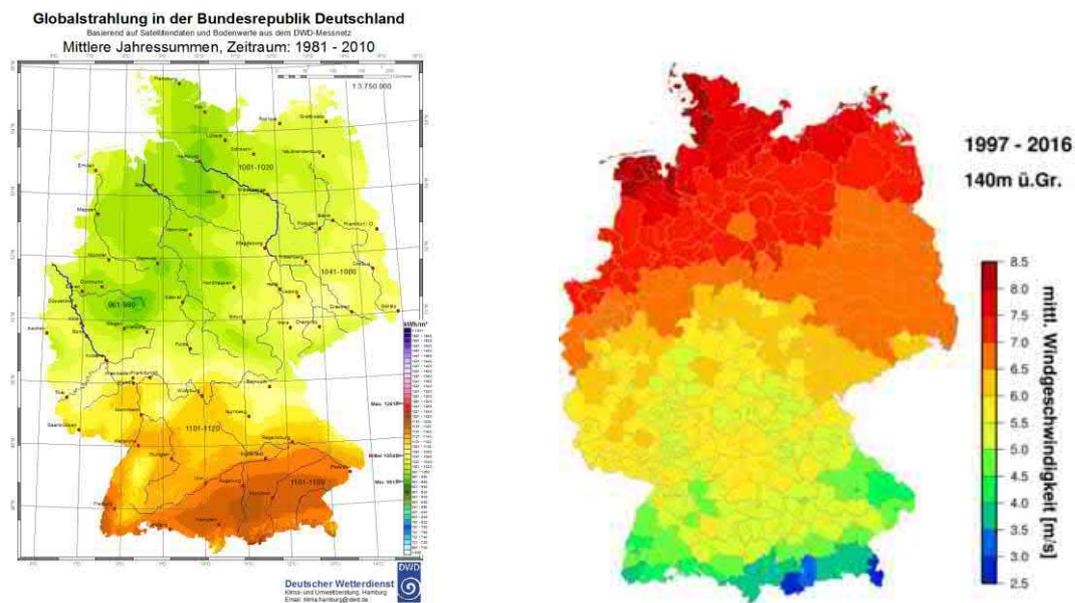


Abbildung 2: Links: Globalstrahlung in der Bundesrepublik Deutschland, mittlere Jahressummen, Zeitraum 1981-2010 ([DWD 2004]). Rechts: mittlere Windgeschwindigkeit in Deutschland, 140 Meter über Grund, Zeitraum 1997 - 2016 ([anemos 2017]).

3.5 Sonnenenergie

Die Sonnenenergie steht global in mehr als ausreichendem Umfang zur Verfügung und lässt sich auf vielfältigen Wegen direkt nutzen: Solarzellen von Photovoltaikanlagen, solarthermische Kraftwerke und Sonnenkollektoren wandeln die Strahlungsenergie in Strom oder Wärme um.

Solarthermische Kraftwerke als großtechnische Anlagen zur Stromerzeugung befinden sich hauptsächlich in sonnenreichen Regionen der Erde mit hoher direkter Einstrahlung. Die USA und Spanien haben sich als größte Märkte etabliert. Die direkten Sonnenstrahlen werden über sogenannte punkt- oder linien-konzentrierende Spiegelsysteme auf einen von einem Fluid durchflossenen Receiver gebündelt. Die erhitzte Flüssigkeit treibt anschließend konventionelle Gas- oder Dampfturbinen an.

Einsatzbereich der nicht konzentrierenden Solarthermie ist die Umsetzung von Sonnenstrahlung in Wärme durch Solarkollektoren. Anwendungsbeispiele sind die Warmwasserbereitung, die Aufbereitung von heißem Wasser für die Heizungsanlage, Wärmegewinnung für Industrieprozesse und der Betrieb von Klimaanlage über Absorptions-Kältemaschinen. Die zentrale Komponente einer solarthermischen Anlage ist der Kollektor. Auch hier wird die solare Strahlungsenergie in Wärme umgewandelt und an ein Wärmeträgerfluid innerhalb des sogenannten Absorbers übergeben. Dieser liegt im Kollektorgehäuse, das meistens durch eine Glasplatte abgedeckt wird und durch Wärmedämmung umschlossen ist. Entsprechend der Dämmtechnik wird zwischen Flachkollektoren mit klassischem Dämmmaterial und Vakuumröhrenkollektoren, die die Dämmung durch ein Vakuum erreichen, unterschieden. Da in den Kollektoren nur geringe Mengen des Wärmeträgermediums Platz finden, werden sie in der Regel mit Wärmespeichern kombiniert, deren Aufgabe es ist, die gewünschten Wärmemengen bei schwankender Solareinstrahlung bereitzustellen.

Die Umwandlung von direkter und diffuser Sonnenstrahlung in elektrische Energie kann auch durch Photovoltaik erfolgen. Charakteristisch für Photovoltaik-Generatoren ist ihr modularer Aufbau, der eine Realisierung in einem großen Leistungsbereich zulässt. Das Spektrum reicht von einigen mW zur Versorgung von Kleinstelektronik über Anlagen in kW-Bereich bis hin zu großen GW-Kraftwerken. Kernstück von Photovoltaikanlagen sind Solarzellen, die zu Modulen zusammengeschaltet werden. Der weltweite Markt wird von Solarzellen aus Silizium dominiert.

Die Solarzellen auf dem Markt unterscheiden sich in Aufbau und Wirkungsgrad. Die aktuell höchste Effizienz wird bei monokristallinen Solarzellen erzielt, wobei theoretische maximale Wirkungsgrade unter Laborbedingungen in der Praxis durch den Einbauort und die Ausrichtung der Module, Verschattungen, Überhitzungen und die Verschmutzung der Module zum Teil deutlich unterschritten werden.

Die zentralen Anwendungsgebiete der Photovoltaik sind die Installation auf Dachflächen und als sogenannte Freiflächenanlage. Laut [ISE 2020] waren Ende 2019 in Deutschland Photovoltaik-Module mit einer Nennleistung von ca. 49 GW installiert, wovon der Anteil der Aufdach-Photovoltaik ca. 75 % betrug. Im Jahre 2019 deckte die Photovoltaik mit einer Stromerzeugung von ca. 46,5 TWh insgesamt ca. 8,2 % des Brutto-Stromverbrauchs in Deutschland.

Das praktisch realisierbare PV-Potenzial wird auf ca. 400 GW geschätzt - ungefähr gleichverteilt auf 200 GW Aufdach- ([Quaschnig 2011]) und 200 GW Freiflächen-Photovoltaik ([ISE 2020]). Bei Freiflächenanlagen ist analog zum Windenergieausbau mit gesellschaftlichen Akzeptanzproblemen zu rechnen, wobei sich die Kritik auf Flächennutzungskonflikte und allgemein auf ästhetische Aspekte bezieht. Eine innovative

Ergänzung stellen die Techniken der integrierten Photovoltaik dar, nach denen Photovoltaik-Technologien in der Hülle von Gebäuden, auf und an Fahrwegen, in Fahrzeugen und auf Wasserflächen (beispielsweise in gefluteten Tagebauen) eingebunden werden können. Zudem lassen sich auf Ackerflächen spezielle Photovoltaik-Montagesysteme als sogenannte Agrophotovoltaik mit gleichzeitiger Nutzung von Pflanzen- und Stromproduktion zur Steigerung der Flächeneffizienz installieren. Das technische Potenzial der integrierten Photovoltaik beläuft sich laut einer Studie des Fraunhofer ISE ([ISE 2019]) auf eine gigantische Leistung von 3.400 GW.

Die Jahressumme der mittleren jährlichen Einstrahlung für den Zeitraum von 1981-2010 ist für die Fläche der Bundesrepublik Deutschland in Abbildung 2 dargestellt. Die Werte des Deutschen Wetterdienstes basieren auf langjährigen Messungen und ergänzenden Satellitendaten. Offensichtlich ist die generelle Abnahme der Einstrahlungssumme von Süd nach Nord. Niedrigen Jahressummen (um 950 kWh/(m²a)) im Norden und Westen der Republik stehen die höchsten Werte (um 1.220 kWh/(m²a)) im Allgäu gegenüber. Innerhalb Deutschlands bestehen damit Unterschiede von gut 20 Prozent im Einstrahlungsangebot.

Langjährige Zeitreihen der gemittelten Globalstrahlung über Deutschland zeigen eine Schwankungsbreite einzelner Jahressummen um den langjährigen Mittelwert auf. Im Mittel bewegen sich diese Abweichungen bei ca. 10 %, wobei einzelne Extremjahre auch deutlich höhere Ausreißer verursachen können. Statistische Langzeitanalysen weisen seit den 1980er Jahren einen leichten Anstieg der Globalstrahlung für Deutschland und Europa in einer Größenordnung von 2 – 3 W/m² pro Dekade aus ([Wild 2012]). Diesem sogenannten "global brightening" ging zwischen 1950 und 1980 ein "global dimming" von ca. 3 W/m² pro Dekade voraus. Als primäre Ursachen dieser langfristigen Trends gelten Zu- bzw. Abnahmen der Luftverschmutzung und eine damit verbundene Veränderung der Aerosol-Zusammensetzung der Luft. Vulkanausbrüche oder Veränderungen der extraterrestrischen Strahlung spielen eine untergeordnete Rolle.

Abbildung 1 zeigt die für unsere Breiten typische mittlere jahreszeitliche Verteilung der solaren Einstrahlung am Beispiel der Standorte Berlin und Karlsruhe in kWh pro m² und Tag. Dargestellt ist der Anteil der Direktstrahlung, der die Erdoberfläche auf direktem Weg durch die Atmosphäre erreicht, und die diffuse Strahlung, die aus der Streuung der Sonneneinstrahlung an Aerosolen und an Luftmolekülen resultiert. Ungefähr 90 Prozent der Jahreseinstrahlung auf eine horizontale Fläche werden in den 8 Monaten von März bis Oktober gemessen. Abbildung 1 zeigt zusätzlich den typischen Tagesgang eines klassischen Strahlungstages im Juli und im Dezember (22.12.) über Karlsruhe. Zusätzlich ist ein strahlungsarmer Tagesgang für den 28.12. mit minimalem Strahlungsangebot dargestellt.

3.6 Antikorrelation von Wind- und Solarangebot

Anhand von Abbildung 1 und Abbildung 2 wird ersichtlich, dass sich das Energieangebot von Wind- und Solarenergie in Deutschland prinzipiell durch die gegebene Antikorrelation ergänzt. Zum einen gibt es in der Fläche über dem Bundesgebiet gegensätzliche Nord-Süd-Gradienten von Windgeschwindigkeiten und Solarstrahlung. Zum anderen zeigt Abb. 2, dass sich im groben Mittel Jahres- und Tagesgänge entgegengesetzt zueinander verhalten. Das stark volatile Verhalten beider Energieformen und der tatsächliche Energiebedarf insbesondere zur Bewältigung des "Winterbergs" erfordern jedoch innovative komplexe Speicherlösungen, um dem Ziel einer 100%igen Energieversorgung auf Basis erneuerbarer Energien nahe zu kommen (siehe hierzu auch den Beitrag von Wolfgang Feist in diesem Band).

4 Zusammenfassung

Der massive Ausbau der Wind- und Solarenergie gilt als entscheidender Treiber einer strombasierten Energiewende. Unter der Annahme der Stabilisierung bzw. eines nur moderaten Ausbaus der Kraftwerkskapazitäten von Biomasse (als flexiblem Energieträger), Geothermie und Wasserkraft bieten die heutigen Abschätzungen für das technische Potenzial von Offshore- und Onshore-Windkraft und das Photovoltaikpotenzial realistische Möglichkeiten, die aktuelle Bruttostromerzeugung des Jahres 2019 von ca. 600 TWh annähernd zu verdoppeln.

Selbst ein zu erwartender Anstieg des Stromverbrauchs in Deutschland aufgrund zunehmender Elektromobilität, dem vermehrten Einsatz von Wärmepumpen, der Wasserstoffgewinnung und dem zusätzlichen Bedarf in der energieintensiven Industrie wäre durch die gegebenen Ausbaupotenziale von Wind- und Sonnenenergie abzudecken. Als Basis dieser Szenarien ist der aktuelle Stand der Technik zu Grunde gelegt. Der absehbare technologische Fortschritt wird das Erneuerbare-Energien-Potenzial noch deutlich erhöhen, wobei insbesondere die Anwendungsformen im Bereich der integrierten Photovoltaik gewaltige Potenziale enthalten.

Für alle vorgestellten Szenarien und Potenziale gilt, dass sie auf technischen Schätzungen beruhen und mit hohen Unsicherheitswerten versehen sind. Die Vergangenheit hat gezeigt, dass die Geschichte der erneuerbaren Energieversorgung von politischen Rahmenbedingungen, Wirtschaftskrisen, Technologie-Innovationen und gesellschaftlichen Veränderungsprozessen geprägt wurde, so dass auch im Jahre 2020 keine zuverlässigen Prognosen für deren Weiterentwicklung aufgestellt werden können.

5 Literatur & Referenzen

- [AGEE-Stat. 2020] Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahre 2019, Grafiken und Diagramme unter Verwendung aktueller Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik, Stand Februar 2020.
- [anemos 2017] anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH: Windatlas-Vorhaben im Auftrag des BMWi, März 2017
- [BEE 2020] Bundesverband Erneuerbare Energie e.V., <https://www.bee-ev.de/unsere-technologien/wasserkraft>, abgerufen am 29.07.2020
- [BWE 2011] Bundesverband Windenergie: Potenzial der Windenergienutzung an Land, 2011
- [DWD 2004] Deutscher Wetterdienst, Klima- und Umweltberatung Hamburg, 2004, download unter www.dwd.de, abgerufen am 29.07.2020.
- [FNR 2016] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., Biomassepotenziale von Rest- und Abfallstoffen, Status quo in Deutschland, Schriftenreihe Nachwachsende Rohstoffe, Band 36, 2015
- [ISE 2019] Fraunhofer ISE: Integrierte Photovoltaik - Flächen für die Energiewende, Positionspapier, Oktober 2019.
- [ISE 2020] Fraunhofer ISE: Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, Fassung vom 26.03.2020.
- [IWES 2013] Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik: Energiewirtschaftliche Bedeutung der Offshore-Windenergie für die Energiewende, 2013.
- [Quaschnig 2009] V. Quaschnig: Regenerative Energiesysteme. Technologie - Berechnung - Simulation. 6. Auflage, 2009
- [Quaschnig 2011] V. Quaschnig: Wie viel Solarstrom brauchen wir? Sonne, Wind und Wärme 03/2011.
- [Quaschnig 2019] V. Quaschnig: Regenerative Energiesysteme. Technologie - Berechnung - Klimaschutz, Hanser Verlag München, 10. Auflage, 2019
- [UBA 2020] Erneuerbare Energien in Deutschland, Daten zur Entwicklung im Jahr 2019, Umweltbundesamt, pMärz 2020.
- [Wild 2012] M. Wild, 2012: Enlightening Global Dimming and Brightening, Bulletin of the American Meteorological Society 93(1):27-37,
- [WindGuard 2020a] Deutsche WindGuard, 2020: Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland, Jahr 2019.
- [WindGuard 2020b] Deutsche WindGuard, 2020: Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland, Jahr 2019.

Peter Kafke, Verbraucherzentrale Bundesverband, Rudi-Dutschke-Str. 17, 10969 Berlin

Solarwärme-Check: Praxiserfahrungen mit 3.500 thermischen Solaranlagen

1 Einleitung

Der Verbraucherzentrale Bundesverband bietet den sogenannten Solarwärme-Check an, bei dem mit Förderung des Bundeswirtschaftsministeriums für einen geringen Kostenbeitrag thermische Solaranlagen vor Ort überprüft werden. Mehr als 3500 Betreiber haben bisher von diesem Angebot Gebrauch gemacht. Das Programm zielt hauptsächlich darauf, im Sinne des Verbraucherschutzes zu gewährleisten, dass die Kunden, die 3.000 bis 10.000 € für eine Solaranlage ausgegeben haben, dafür einen angemessenen Gegenwert erhalten. Aus den umfassenden Erfahrungen lassen sich aber auch Hinweise darauf ableiten, welche Probleme in der Praxis der thermischen Solarenergienutzung häufig auftreten und wie diese Probleme gelöst werden können.

2 Was ist der Solarwärme-Check?

Abbildung 1 ist eine schematische Darstellung, wie sie ein Kunde, der einen Solarwärme-Check bei der Verbraucherzentrale durchführen lässt, in seinem Bericht findet.

Die grünen Punkte stellen dar, an welchen Stellen der Berater Temperaturen im System gemessen hat. Diese Temperaturen werden mit einfachen Temperaturdatenloggern gemessen, da der Solarwärme-Check für den Verbraucher bezahlbar bleiben muss, hier sollen keine hochgenauen Daten für Forschungszwecke erhoben werden. Die Messungen dauern mehrere Tage, wobei mindestens ein sonniger Tag enthalten sein muss.

In Abbildung 2 ist ein ebenfalls beispielhafter Auszug aus einem Bericht eines Solarwärme-Checks für einen Kunden zu sehen.

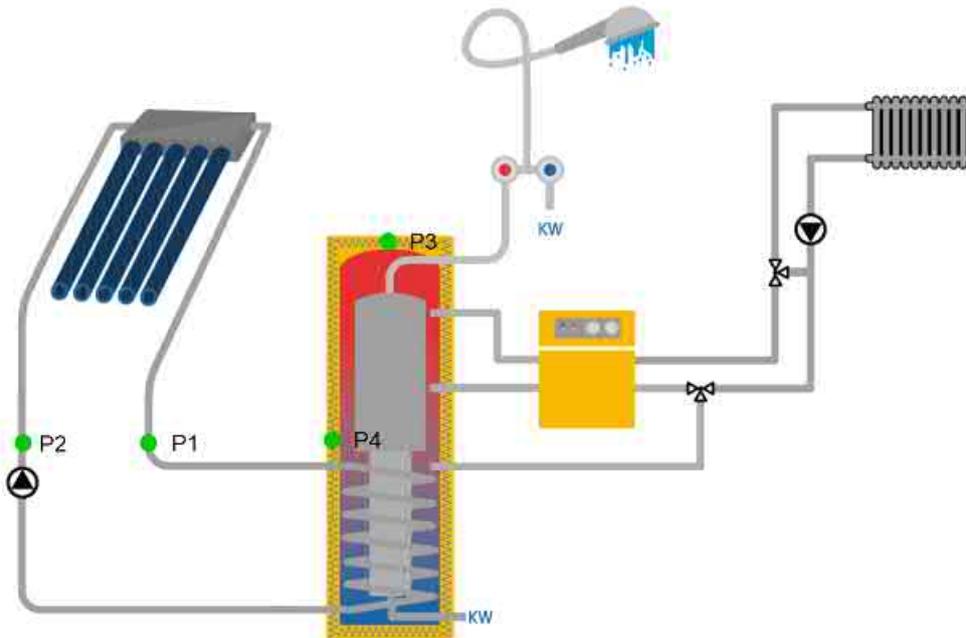


Abbildung 1: Auszug aus Bericht eines Solarwärme-Checks

Sind die Armaturen gedämmt?



Nein. Auch durch ungedämmte Armaturen (Absperrventile, Pumpen und andere Einbauten) entstehen Wärmeverluste. Dämmen Sie diese ebenfalls mit dafür vorgesehenen Dämmschalen. Wenn für die Armaturen keine Dämmschalen erhältlich sind, können Sie mit Hilfe von geeigneten Dämmstoffen (temperaturfest) auch selbst handwerklich tätig werden.

Ist die Dämmung temperaturbeständig?



Ja, es besteht kein Handlungsbedarf.

Welche Pumpenart ist bei Ihnen eingebaut?



Eine mehrstufige Pumpe: Es besteht Handlungsbedarf! In einem ersten Schritt sollten Sie prüfen, ob Ihre Solaranlage funktioniert, wenn die Pumpe auf kleinster Stufe („Stufe 1“) läuft. Wenn das nicht der Fall ist, probieren Sie es mit Stufe 2. Beim Austausch Ihrer Solarkreispumpe gegen eine Hocheffizienzpumpe können Sie bis zu 80% der Kosten für den Pumpenstrom sparen.

Abbildung 2: Auszug aus Bericht eines Solarwärme-Checks

In dem Bericht wird für den Betreiber leicht verständlich mit grünen Häkchen dargestellt, welche Aspekte in Ordnung sind und nicht verändert werden müssen. Im Gegensatz dazu zeigen die gelben Dreiecke mit dem Ausrufezeichen an, in welchen Bereichen Auffälligkeiten aufgetreten sind, um die man sich gegebenenfalls kümmern muss.

In Abbildung 3 wird gezeigt, wie die Temperaturmessungen grafisch dargestellt werden. Die gestrichelte Linie stellt die Globalstrahlung, gemessen an der nächstgelegenen Wetterstation, dar. Die rote Linie ist die Vorlauf-, die blaue die Rücklauftemperatur. Im Beispiel ist zu erkennen, dass die Anlage aus der Südrichtung etwas nach Westen herausgedreht ist, denn die höchste Kollektortemperatur tritt erst nach der maximalen Globalstrahlung auf. Aus einer solchen Darstellung lässt sich oft schon etwas über die Funktion der Anlage herauslesen.

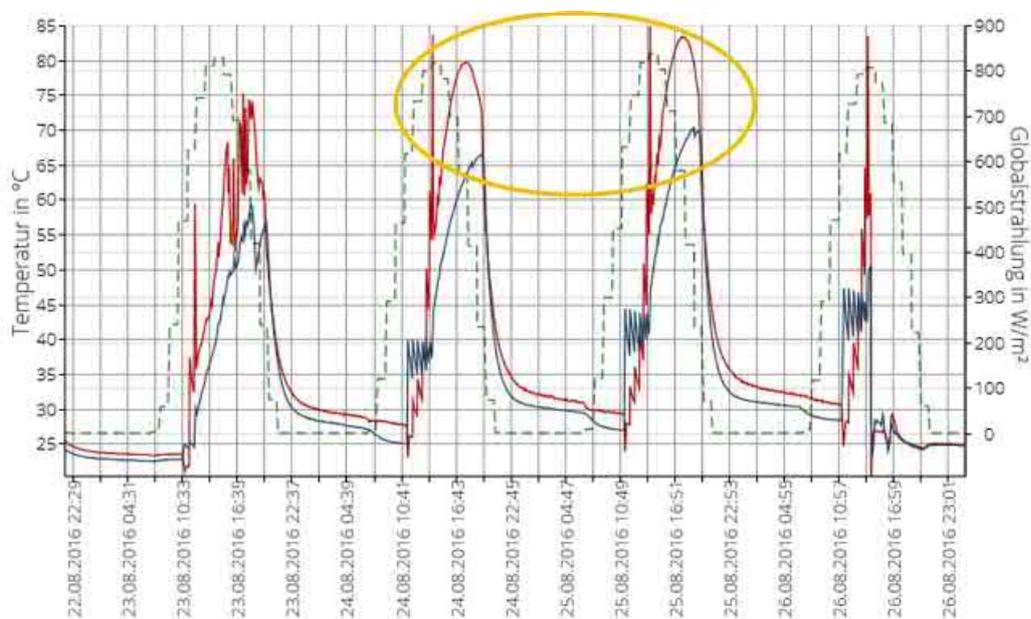


Abbildung 3: Auszug aus Bericht eines Solarwärme-Checks

3 Ergebnisse im Überblick

Obwohl der Solarwärme-Check nicht dafür angelegt ist, eine statistische Auswertung der Anlagen durchzuführen, lassen sich aus den Ergebnissen doch allgemeinere Aussagen gewinnen. Die Verbraucherzentrale führt im Rahmen des Solarwärme-Checks auch Befragungen der Betreiber durch, die ebenfalls in den Bericht eingehen. Einige Schlussfolgerungen aus den Auswertungen und Befragungen sind in den folgenden Abbildungen zu sehen.

In Abbildung 4 ist zu erkennen, dass ein Großteil der Nutzer in Bezug auf die Zufriedenheit mit ihrer Solaranlage die Schulnoten 1 bis 3 vergeben würde, die Nutzer sind also weitgehend zufrieden.

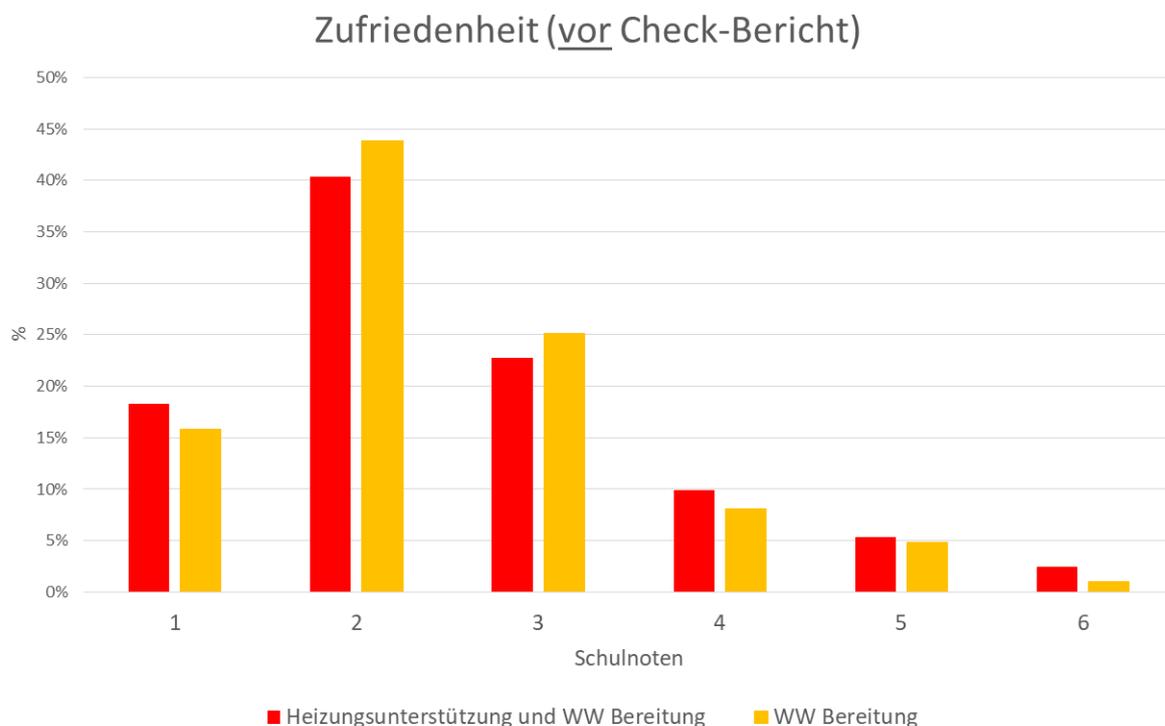


Abbildung 4: Ergebnisse einer Umfrage über die Zufriedenheit vor dem Check-Bericht

Dies deckt sich leider nur bedingt mit der Einschätzung der Energieberater. Das beginnt schon damit, dass ein Verständnis der Anlage oft nur mühevoll zu gewinnen ist. Wie in Abbildung 5 zu erkennen ist, liegt nur bei 34 % der Anlagen mit reiner Warmwasserbereitung eine Dokumentation vor. Bei den Anlagen mit kombinierter Heizungsunterstützung und Warmwasserbereitung, also bei den teureren Anlagen, sind es immerhin 41 %. Letztere werden von den Installateuren wohl etwas sorgfältiger geplant und ausgeführt.

Dokumentation vorhanden

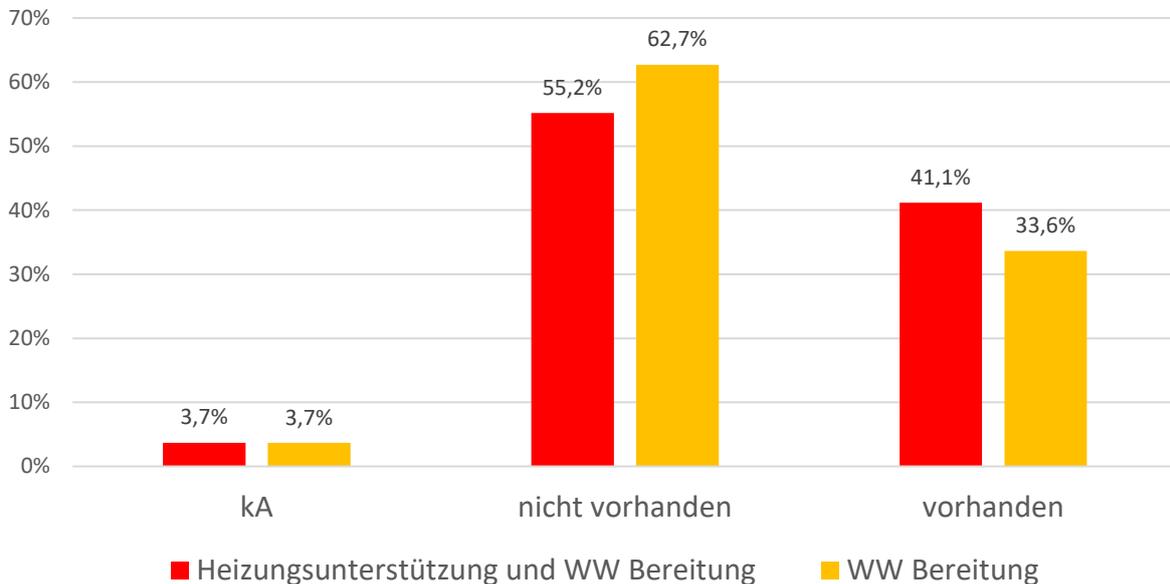


Abbildung 5: Ergebnisse einer Umfrage, ob eine Dokumentation der Anlagen vorhanden ist

Auch die Funktion der Anlagen ist verbesserungsfähig. Die Darstellung in Abbildung 6 bezieht sich auf die ersten 1.800 von der Verbraucherzentrale untersuchten Anlagen. Von diesen hatten 48 %, also knapp die Hälfte, Probleme.

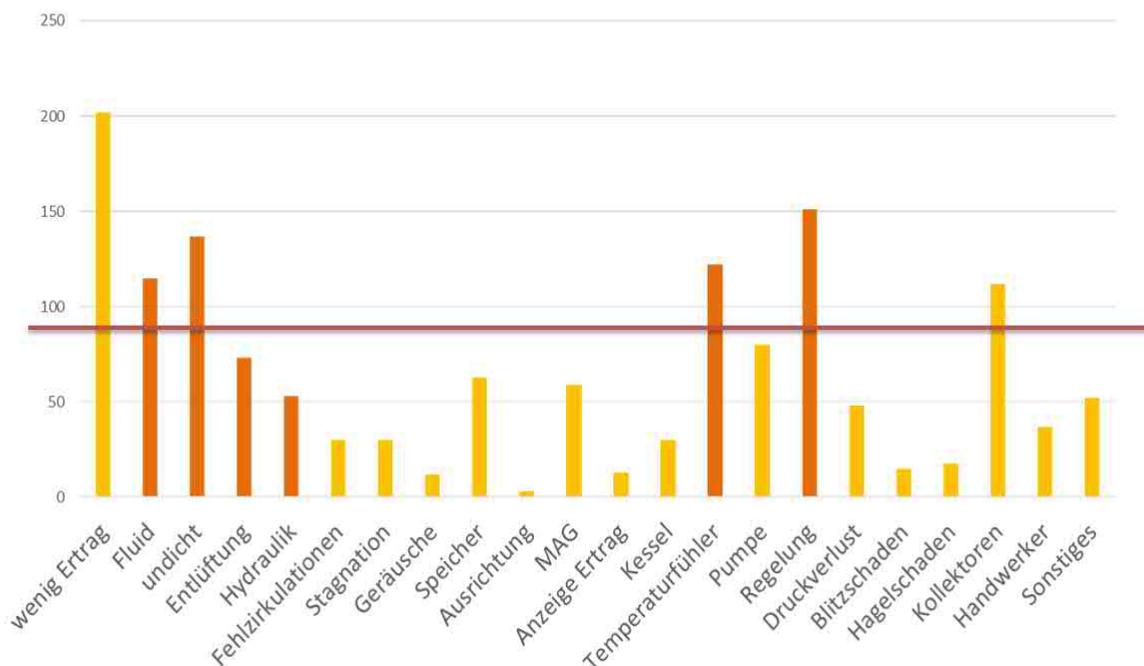


Abbildung 6: Darstellung der häufigsten Fehlerquellen, die rote Linie entspricht 5 % der untersuchten Anlagen. Die roten Balken sind besonders funktionskritische Fehler.

Hervorzuheben sind vor allem die rot markierten, für die Funktion besonders relevanten Punkte:

- Probleme mit dem Fluid, oft wegen häufiger Überhitzung im Sommer
- Undichtheit
- Mangelnde Entlüftung, was den Durchfluss beeinträchtigt und wiederum Über-temperaturen begünstigt
- hydraulische Probleme
- Probleme mit dem Temperaturfühler, dessen Funktion Voraussetzung für eine einwandfreie Regelung ist
- Probleme mit der Regelung selbst

Ein Beispiel für ein Problem mit dem Kollektor selbst zeigt Abbildung 7 links (defekte Vakuumröhre in der Mitte des linken Kollektorfeldes), eine ungeeignete Wärmedämmung, die weder UV-beständig noch angemessen geschützt ist, sieht man in Abbildung 7 rechts. Auch innerhalb des Gebäudes ist die Wärmedämmung der Leitungen manchmal mangelhaft, stellenweise fehlt sie ganz. Häufig anzutreffen sind unge-dämmte Stopfen an Speichern.



Abbildung 7: Bilder von Problemfällen auf dem Dach

Insgesamt ist die Häufigkeit von Mängeln an Solaranlagen vergleichbar mit derjenigen bei vergleichbaren anderen technischen Anlagen, sie werden allerdings seltener bemerkt. Mindestens 7 % der von uns untersuchten thermischen Solaranlagen funktio-

nierten überhaupt nicht, die erreichte Temperatur blieb auch bei hoher Sonneneinstrahlung unter 40 °C. Häufig sind die Nutzer, wie gezeigt, trotzdem zufrieden, da die defekte Solaranlage nicht auffällt, weil die Heizung ihre Funktion übernimmt.

Aus der Erfahrung heraus ist bekannt, dass Anlagen, die regelmäßig gewartet werden, im Durchschnitt eine höhere Verfügbarkeit aufweisen. Wie Abbildung 8 zeigt, werden nur etwa ein Drittel der thermischen Solaranlagen gewartet; bei zwei Drittel der Anlagen findet eine Wartung weder durch den Betreiber noch über einen Wartungsvertrag statt.

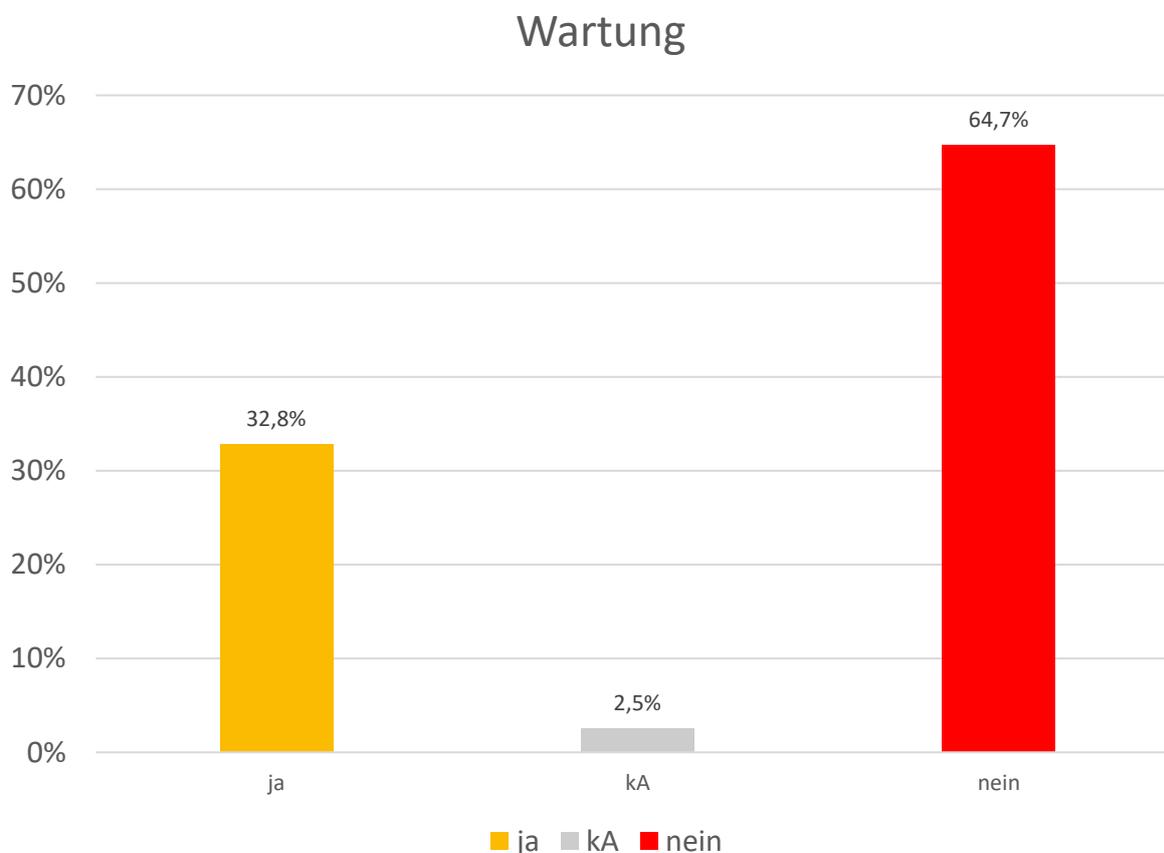


Abbildung 8: Ergebnis einer Umfrage, ob eine Wartung der Anlagen stattfindet

4 Erfolgskontrolle der Anlagen

Abschaltung Nachheizung im Sommer

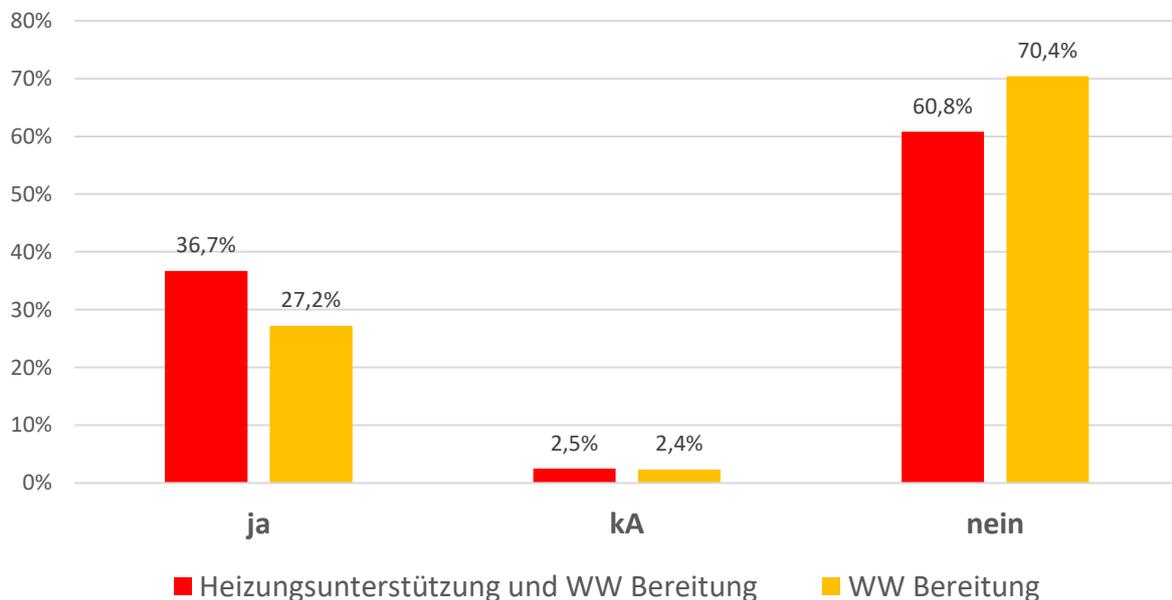


Abbildung 9: Umfrageergebnis zur Abschaltung der Nachheizung im Sommer

Läuft die Nachheizung im Sommer weiter, fällt dem Nutzer nicht auf, wenn die Solaranlage nicht oder nur eingeschränkt funktioniert. In Abbildung 9 ist dargestellt, wie häufig die Nachheizung im Sommer abgeschaltet wird.

Bei reinen Warmwasseranlagen wird in mehr als zwei Drittel der Fälle die Nachheizung im Sommer nicht abgeschaltet, bei den heizungsunterstützenden Anlagen ist die Quote etwas günstiger. Die Abschaltung im Sommer ist eine einfache und kostenlose Möglichkeit, die grundsätzliche Funktionsfähigkeit der thermischen Solaranlage zu überprüfen.

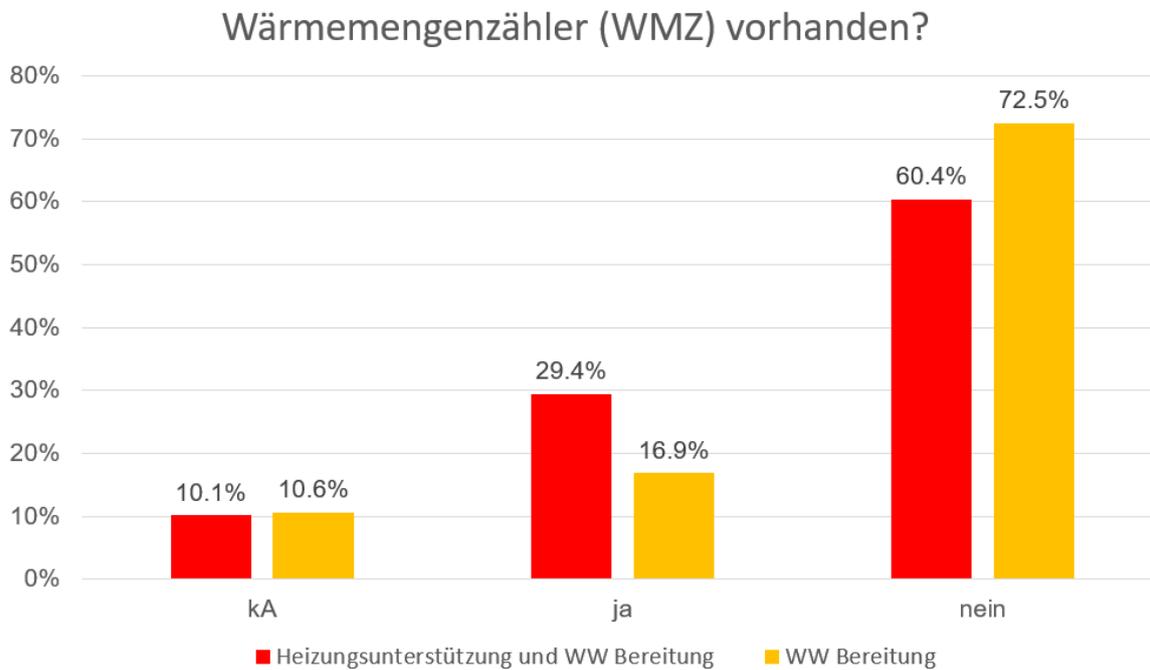


Abbildung 10: Wärmemengenzähler

Noch besser lässt sich die Funktion der Anlagen durch einen Wärmemengenzähler zum Preis von ca. 300 € überprüfen, der jedoch in der überwiegenden Zahl der Fälle nicht vorhanden ist (Abbildung 10). Bei diesen Anlagen wird nur die Temperatur gemessen, jedoch nicht der Volumenstrom. Die nicht selten vorkommenden Fehler im Solarkreislauf (durch Überhitzung zerstörtes Fluid, nicht ausreichender Druck, schlechte Entlüftung) können auf diese Weise nicht erkannt werden. Unterstützend würde ein Mindestdrucksensor wirken, damit frühzeitig auffällt, wenn der Druck in der Solaranlage abfällt und der Kreislauf nicht sicher funktioniert.

5 Fazit

Gute Chancen auf eine einwandfreie Funktion haben vor allem einfache Systeme. Mit weniger Komponenten wird die Fehlerwahrscheinlichkeit geringer, weniger Pumpen, Leitungen und Speicher verursachen weniger Verluste. Mit einfachen Anlagen verbessert sich auch der Preis der erzeugten Kilowattstunde, der allerdings derzeit in aller Regel über dem Wärmepreis der stets vorhandenen Nachheizung liegt.

Günstige Voraussetzungen für eine thermische Solaranlage sind eine gute Einbausituation (unverschattetes, südorientiertes Dach, kurze Leitungswege) und ein nicht zu kleiner Warmwasserverbrauch. Bei der Auswahl der konkreten Anlage sollte man sich am Solar Keymark orientieren, um hohe Qualität zu erhalten. Wichtig für einen guten Netto-Ertrag sind auch hochwertige Speicher.

Entscheidend für die Funktionalität der Anlage ist, zu gewährleisten, dass der Solarkreis läuft. Das bedeutet kurz gefasst, die Anlage muss entlüftet werden, der Druck muss gehalten werden, der Zustand des Wärmeträgers muss in Ordnung sein, der vorhandene Volumenstrom muss prüfbar sein und regelmäßig überprüft werden. Auch eine Wartung verbessert die Situation etwas.

Eine einfache, aber sehr wirkungsvolle Funktionsprüfung besteht darin, die Nachheizung im Sommer abzuschalten. Noch besser ist es, einen Wärmemengenzähler zu installieren und den Ertrag regelmäßig zu prüfen.

Tanja Schulz, Passivhaus Institut, Rheinstraße 44/46, 64283 Darmstadt

Wärmepumpen als wichtiger Baustein einer erneuerbaren Energieversorgung

1 Wärmepumpensysteme für Gebäude mit geringem Energiebedarf

Bis spätestens 2050 soll der Gebäudebestand klimaneutral werden. Dies wirft die Frage nach einer regenerativen Wärmeversorgung für den zukünftigen hochenergieeffizienten Gebäudebestand auf. Wärmepumpen erweisen sich hier als eine einfache, gut verfügbare, flexibel einsetzbare und ausgereifte Technologie, die gut mit einem auf erneuerbarem Strom basierendem Energiesystem harmoniert. Moderne Systeme können für Warmwasserbereitung, Gebäudeheizung und -kühlung eingesetzt werden und bieten so eine monovalente Lösung für die Gebäudetechnik. Bei allen Vorteilen steht die Leistungsfähigkeit von Wärmepumpen in der Diskussion und wird zum Teil auch kritisch betrachtet. Vor allem die Frage, wie hohe Jahresarbeitszahlen (JAZ) in der Praxis sicher erreicht werden können, steht hier im Fokus. Der vorliegende Beitrag beleuchtet die vielfältigen Einsatzmöglichkeiten von Wärmepumpensystemen in Niedrigstenergie- und Passivhäusern, analysiert die Faktoren für erfolgreiche Planung und Betrieb und fasst diese in Hinweisen und Empfehlungen zusammen.

2 Wärmepumpensysteme – Eine Übersicht

2.1 Außenluft-Wärmepumpen

Außenluft-Wärmepumpen nutzen die Umgebungsluft als Wärmequelle. Der Vorteil hier ist die einfache und kostengünstige Erschließung, was dazu führt, dass diese Variante häufig umgesetzt wird.

Nachteilig wirkt sich hier die Tatsache aus, dass gerade hoher Heizwärmebedarf vor allem zu Zeiten auftritt, zu denen auch die Außenluft eine geringe Quellentemperatur bietet. Grundsätzlich ist das Temperaturniveau der Außenluft im Winter geringer als z. B. das von Erdreich, so dass die Jahresarbeitszahlen (JAZ) in der Regel geringer sind.

Werden hohe Leistungen gefordert, z. B. bei Gebäuden mit geringerem Effizienzstandard, so steigt auch die Ventilatorleistung der Außeneinheit, was dann zu höheren Schallemissionen führt. Zudem führt die hohe Beliebtheit dieser Systeme auch zu hohen Stückzahlen z. B. in Neubaugebieten, so dass hier z. T. von Seiten des Bebauungsplanes der Einsatz von Luft-Wärmepumpen reglementiert wurde.

Wesentlich für die Intensität der Schallemission sind das Ventilatorgeräusch und der erforderliche Volumenstrom der Außeneinheit. Letzterer ist bei hocheffizienten Gebäuden geringer, so dass auch die Schallemission sinkt. Zudem haben die Hersteller in weiten Teilen auf dieses Problem reagiert durch u. a. eine optimierte Ventilatorenlagerung und eine Körperschallentkopplung der Außeneinheit. Eine Innenaufstellung der Luft-Wasser-Wärmepumpe ist auch möglich. In jedem Fall ist eine entsprechende Planung und Auslegung mit Blick auf möglichst geringe Schallemissionen empfehlenswert.

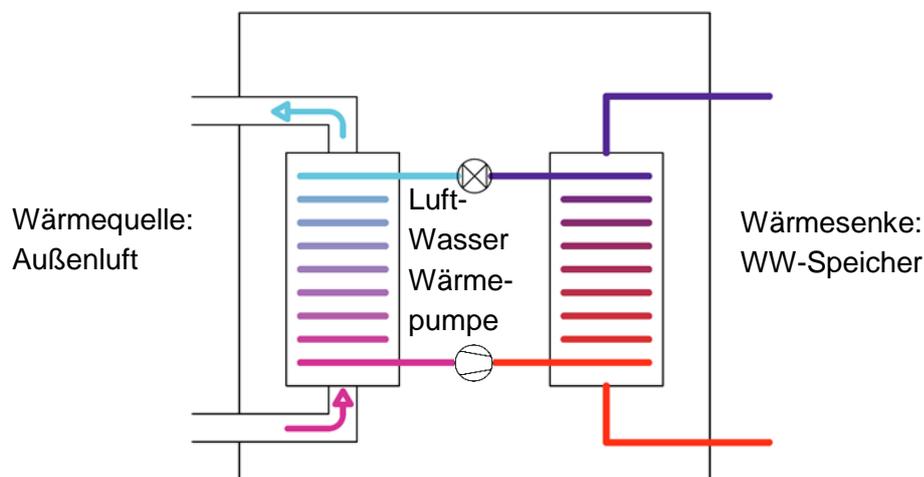


Abbildung 1: Schema einer Luft-Wasser-Wärmepumpe.

2.2 Erdreich-Wärmepumpe

Erdreich-Wärmepumpen nutzen als Wärmequelle das Temperaturniveau des Erdreiches. Ab einer Tiefe von 2 m liegt die Erdreichtemperatur im Bereich von 7 bis 13 °C. Sie werden sowohl als oberflächennahes Erdkolektorsystem als auch als Erdsonden ausgeführt. Die Kollektorsysteme liegen in der Regel ein bis zwei Meter unter Geländeoberkante oder alternativ auch unter dem Gebäude bzw. im Arbeitsraum. Erdsonden werden meist bis zu einer Tiefe von 100 m ausgeführt und sind in der Regel genehmigungspflichtig.

Aufgrund der höheren Quelltemperatur erreichen erdgekoppelte Systeme höhere Jahresarbeitszahlen verglichen mit den Außenluft-Wärmepumpen.

Die hohe Effizienz von Passivhäusern zahlt sich auch hier mehrfach aus, neben den geringeren Heizkosten benötigen sie auch eine geringere Kollektorfläche bzw. weniger Erdsonden als konventionelle Gebäude.

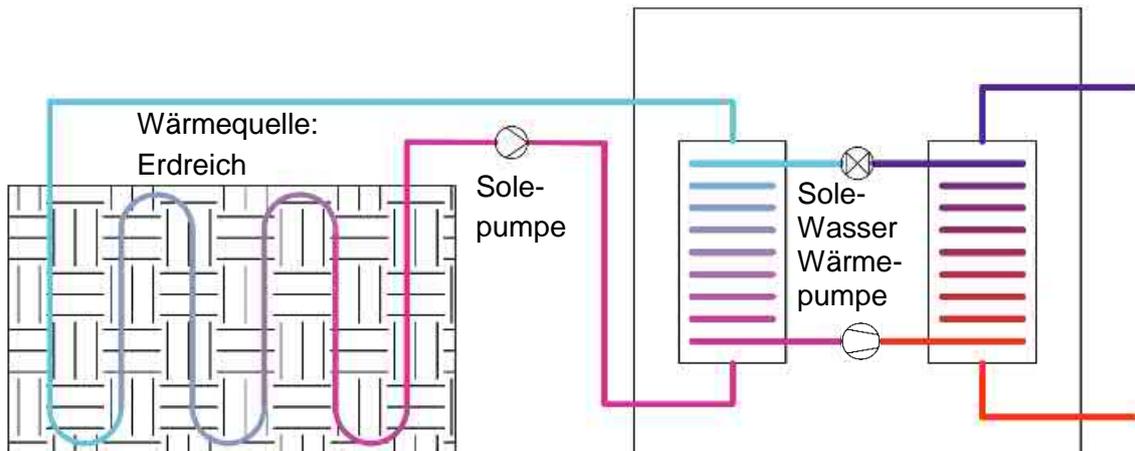


Abbildung 2: Schema einer Sole-Wasser Wärmepumpe mit oberflächennahem Erdkollector.

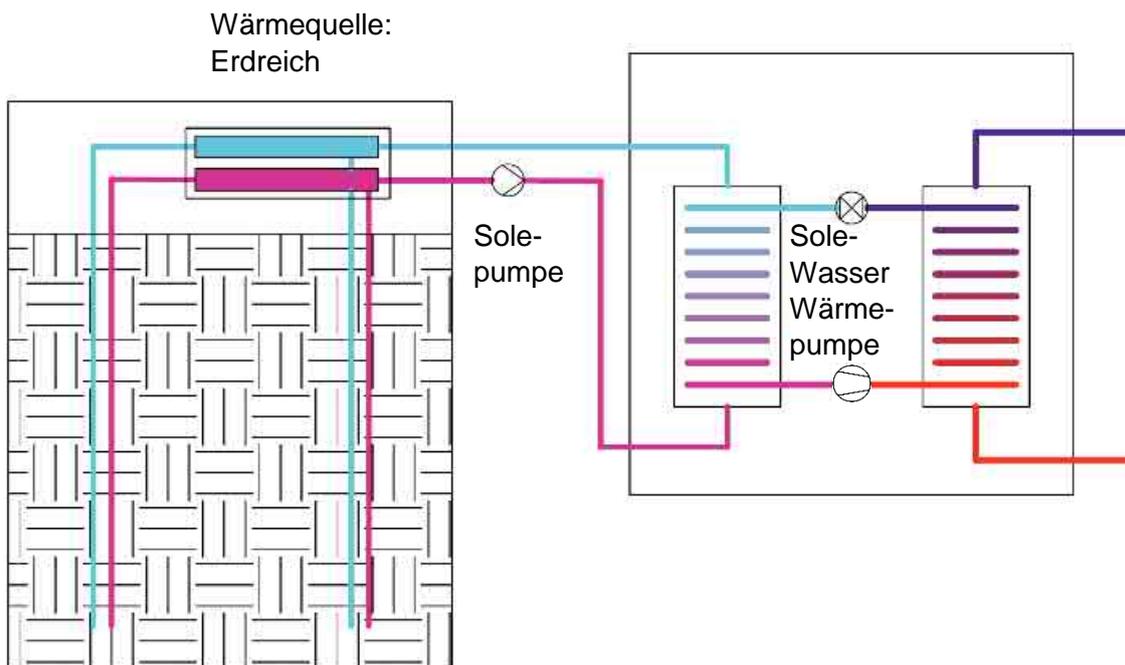


Abbildung 3: Schema einer Sole-Wasser-Wärmepumpe mit Erdsonden

Tabelle 1: Orientierungswerte zu Entzugsleistungen bei Erdkollektoren und Erdsonden - Viessmann Planungshandbuch [PH_WP].

Untergrund	Erdkollektor: spezifische Entzugsleistung	Erdsonde: spezifische Entzugsleistung
trockener, sandiger Boden	10 ... 15 W/m ²	< 20 W/m
trockener, lehmiger Boden	20 ... 25 W/m ²	
feuchter, lehmiger Boden	25 ... 30 W/m ²	30 ... 40 W/m
Festgestein und wassergesättigte Sedimente		50 W/m

2.3 Grundwasser-Wärmepumpe

Statt des Erdreiches kann auch das Grundwasser als Wärmequelle genutzt werden. Die Temperaturen liegen hier auch im Winter zwischen 7 °C und 12 °C. Mit dem System sind im Vergleich zu den zuvor genannten nochmals höhere Jahresarbeitszahlen möglich. Oftmals ist ein Zwischenkreis-Wärmeübertrager erforderlich (zwischen Grundwasser und dem eigentlichen Wärmetauscher der Wärmepumpe). Für den Zwischenkreis ist zusätzlicher Pumpenstrom erforderlich und der zusätzliche Wärmeübertrager verursacht Verluste, so dass sich die Jahresarbeitszahlen etwas verschlechtern. Weiterhin ist auch Oberflächenwasser grundsätzlich als Wärmequelle nutzbar, wobei die Wassertemperaturen im Jahr stärker schwanken.

Die Nutzung von Grundwasser oder Oberflächenwasser ist genehmigungspflichtig und ist in der Regel nicht möglich in Bereichen, in denen Wasserschutzauflagen bestehen.

2.4 Wärmepumpen-Kompaktgeräte

Sie vereinen die gesamte erforderliche Haustechnik in einem System: Heizung, Lüftung mit Wärmerückgewinnung und Trinkwarmwasserbereitung und teilweise auch Kühlung. Anders als bei Abluftwärmepumpen dient als Wärmequelle hier die Fortluft, der durch die hocheffiziente Wärmerückgewinnung bereits einen Großteil der Wärme entzogen wurde. Das Temperaturniveau der Wärmequelle ist somit mit dem der Außenluft vergleichbar.

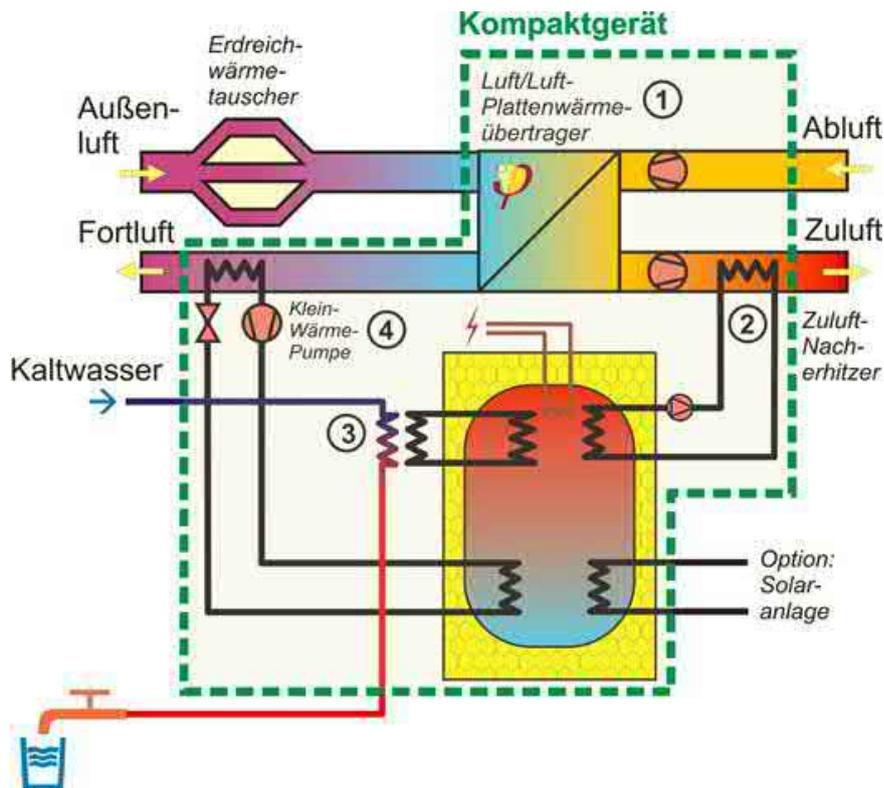


Abbildung 4: Schema eines Wärmepumpenkompaktgerätes. (Quelle: PHI)



Foto:
Vaillant Deutschland
GmbH & Co. KG

Foto:
drexel und weiss
energieeffiziente
Haustechniksys-
teme GmbH

Foto:
Stiebel Eltron GmbH &
Co. KG

Foto:
J. PICHLER
Gesell-
schaft m.b.H.

Abbildung 5: Beispiele für Wärmepumpenkompaktgeräte.

Durch die industrielle Vorfertigung sind sowohl die Schnittstellen als auch die Komponentengeometrie gut aufeinander abgestimmt. Damit sind einerseits die Installation einfach und fehlerunanfällig und das Gerät andererseits sehr kompakt. Die kleine erforderliche Stellfläche ermöglicht den Einbau in einem kleinen Hauswirtschaftsraum innerhalb einer Wohnung (z. B. im Geschosswohnbau).

Der Leistungsbereich liegt bei 1,0 - 1,5 kW, so dass das Gerät insbesondere für Gebäude mit hoher Effizienz geeignet ist.

2.5 Vorteile der Wärmepumpensysteme bei Passivhäusern

Gebäude mit geringem Energiebedarf bieten hervorragende Voraussetzungen für einen effizienten und wirtschaftlichen Betrieb von Wärmepumpensystemen. Aufgrund der geringen Wärmeverluste und entsprechend geringen Heizlasten können WP-Systeme deutlich kleiner ausgelegt werden. Statt einem typischen Einfamilienhaus kann mit dem gleichen System ein Zwei- oder Dreifamilienhaus versorgt werden.

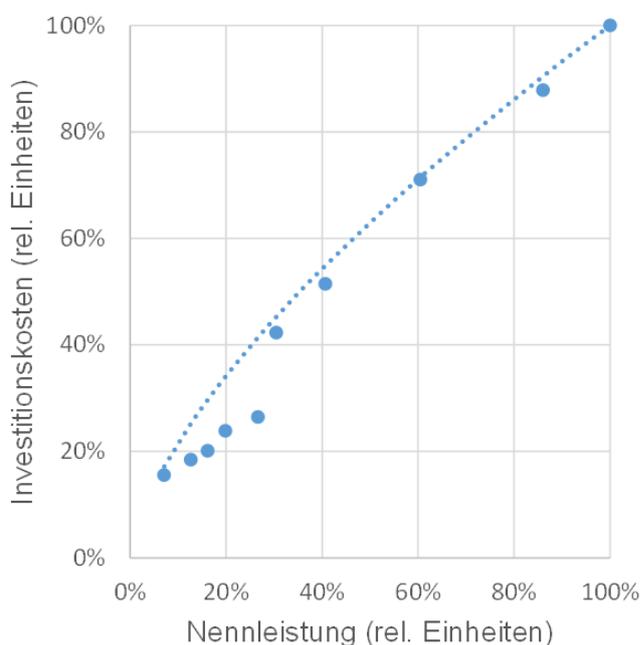


Abbildung 6: Investitionskosten einer Wärmepumpe in Abhängigkeit ihrer Leistung - Auswertung von Listenpreisen im Leistungsbereich von 6 bis 85 kW [AkkP 55].

Auch die Investitionskosten zur Erschließung von energetisch günstigeren Wärmequellen, wie Erdsonde oder Erdkollektor, spielen daher eine geringere Rolle als bei konventionellen Gebäuden. Bei Außenluftwärmepumpen sind ferner geringere Außenluftströme ausreichend, was geringere Schallemissionen ermöglicht. Hinzu kommen die Kostenvorteile durch Wärmepumpen kleinerer Leistung. Im Gegensatz zu anderen Versorgungslösungen zeigt sich bei Wärmepumpen eine sehr deutliche Abhängigkeit der Investitionskosten von der erforderlichen Leistung. Ausgehend von einer gegebenen Leistung für ein beliebiges Gebäude (100 % Kosten / 100 % Leistung) ergibt sich durch eine Reduzierung der erforderlichen Leistung um 25 % bereits eine Kostenreduktion um ca 18 % und bei einer Halbierung der Leistung um etwa ein Drittel (Abbildung 6).

3 Klimagerechter Nachhaltiger Wohnbau – KliNaWo

In Vorarlberg, Österreich, wurde mit wissenschaftlicher Begleitung durch das Energieinstitut Vorarlberg (EIV) ein Mehrfamilienwohnhaus mit 19 Wohneinheiten errichtet. Im Rahmen einer groß angelegten Studie wurde sowohl für den Effizienzstandard als auch für das haustechnische Konzept eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung durchgeführt und das ökonomisch beste Ergebnis anschließend umgesetzt¹.

Die Heizungs- und Warmwasserversorgung wird über Wärmepumpen und eine Solarthermieanlage sichergestellt. Aufgrund der unterschiedlichen Temperaturniveaus wurden für Warmwasser- und Heizwärmebereitung zwei unterschiedliche Wärmepumpen eingesetzt, die gemeinsam mit der Solarthermieanlage einen 7.000 Liter umfassenden 3,55 m hohen Schichtenspeicher speisen. Als Wärmequelle für die Wärmepumpen dient ein Erdsondensystem. Die Anlage wurde nach der gültigen Ö-Norm ausgelegt.

Tabelle 2: Übersicht Haustechnikkonzept des Projekts KliNaWo

WW Speicher	7.000 l
Solarthermie	90 m²
Hochtemperatur WP	10 kW Warmwasser
Niedertemperatur WP	36 kW Heizung
Erdsondensystem	
Fußbodenheizung	



¹ In Bezug auf die Wirtschaftlichkeit ist zu beachten, dass in Österreich andere Förderbedingungen vor allem für Wärmepumpensysteme bestehen.

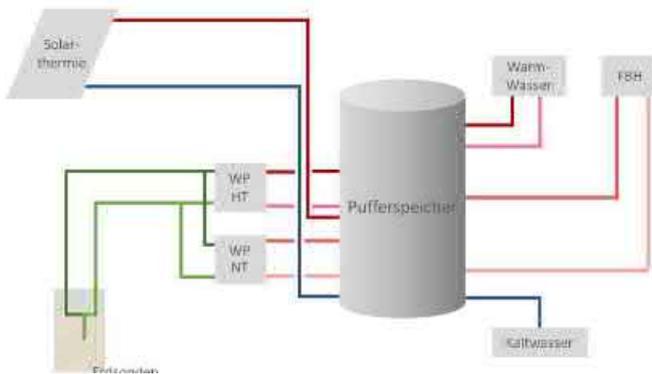


Abbildung 7: Schema Haustechnikkonzept des Projektes KliNaWo [Ploss2019]

3.1 Heizlast, Bedarf und Leistung im Projekt KliNaWo - Erkenntnisse aus dem Mess-Sim-Vergleich

Im Rahmen der wissenschaftlichen Voruntersuchung und Begleitung wurde die Heizlast nach vier verschiedenen Verfahren berechnet [Ploss 2019]. Im Rahmen des Monitorings konnte anschließend die tatsächliche Leistung des Heizungssystems mit den Berechnungswerten verglichen werden.

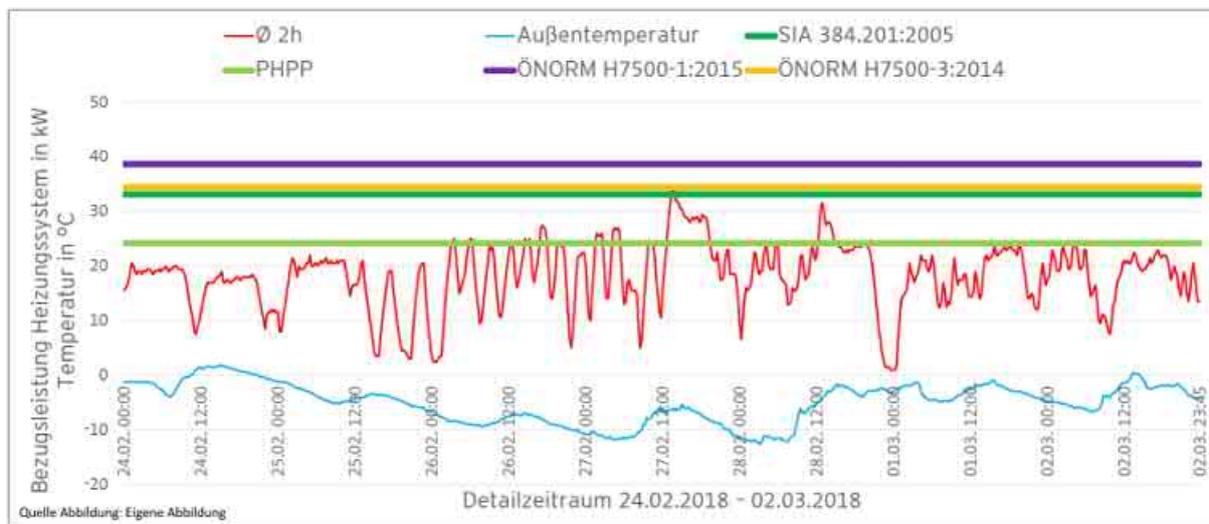


Abbildung 8: Gemessene Wärmebezugsleistung des Heizungssystems und Auslegungswerte nach vier verschiedenen Berechnungsverfahren in der kältesten Woche Feb/Mrz 2018 [Ploss 2019]. Rot: Aufgenommene Leistung des Heizungssystems, hellblau: Verlauf der Außentemperatur, lila: Auslegung nach Ö-Norm (raumweises Verfahren), gelb: Ö-Norm (vereinfachtes Hüllflächenverfahren), dunkelgrün: SIA und hellgrün: PHPP.

Die Heizungswärmepumpe wurde nach Ö-Norm H7500-3:2014 (vereinfachtes Hüllflächenverfahren) ausgelegt und mit 36,2 kW ausgeführt. Daneben wurde die erforderliche Wärmepumpenleistung auch nach Ö-Norm H7500-1:2015 (detaillierte, raumweise Heizlastberechnung), nach der Schweizerischen Norm SIA 384.201:2005 und nach PHPP berechnet. Es ist zu bemerken dass sowohl die Schweizerische als auch die

Österreichische Norm im Gegensatz zum PHPP **keine** internen und solaren Gewinne berücksichtigen und aus diesem Grund auch zu höheren max. Heizleistungen führen. In der nachfolgenden Grafik sind die Wärmebezugsleistungen (Zwei-Stunden-Mittelwert), gemessen in der kältesten Woche im Februar/März 2018, und die Auslegungswerte der vier Verfahren gegenübergestellt. Es zeigt sich, dass die max. Wärmebezugsleistung bei etwa 25 kW liegt und damit gut mit den Auslegungswerten nach PHPP übereinstimmt. Die wenigen Überschreitungen (z. B. im Diagramm am 27.02 und 28.02) können bei ausreichend großem Speichervolumen, wie es in diesem Projekt auch ausgeführt wurde, abgepuffert werden und stellen kein Problem dar. Es wäre demnach ohne Komforteinbußen möglich gewesen, eine kleinere Wärmepumpe zu wählen, was die Kosten der Heizungsanlage nochmals gesenkt hätte. Zudem hätte diese eine längere Laufzeit und würde entsprechend weniger takten.

4 Planung, Auslegung und Betrieb

4.1 Faktoren für eine erfolgreiche Planung und Auslegung von Wärmepumpensystemen

Wärmepumpensysteme haben ein hohes Potential für eine effiziente und nachhaltige Versorgung von Gebäuden. Um dieses Potential auch ausschöpfen zu können, müssen eine Reihe von Faktoren gut auf einander abgestimmt sein. Die wesentlichen Erfolgsfaktoren werden hier vorgestellt:

Quell- und Senktemperatur

Wärmepumpen nutzen Umweltwärme zum Heizen. Hierzu wird Wärme mit geringem Temperaturniveau der Umwelt (Wärmequelle), z. B. der Außenluft, entzogen und durch den Wärmepumpenprozess mit höherem Temperaturniveau auf das Heizungswasser übertragen (Wärmesenke). Je geringer der Temperaturunterschied zwischen Wärmequelle und Wärmesenke ist, desto geringer ist der Energieaufwand für den Wärmepumpenprozess und desto höhere Leistungszahlen der Heizungswärmepumpe sind erzielbar.

Die Leistungszahl der Wärmepumpe reagiert daher empfindlich auf das Temperaturniveau der Wärmequelle und der Wärmesenke. Zu optimistische Annahmen führen in der Praxis häufig zu geringeren Jahresarbeitszahlen als erwartet.

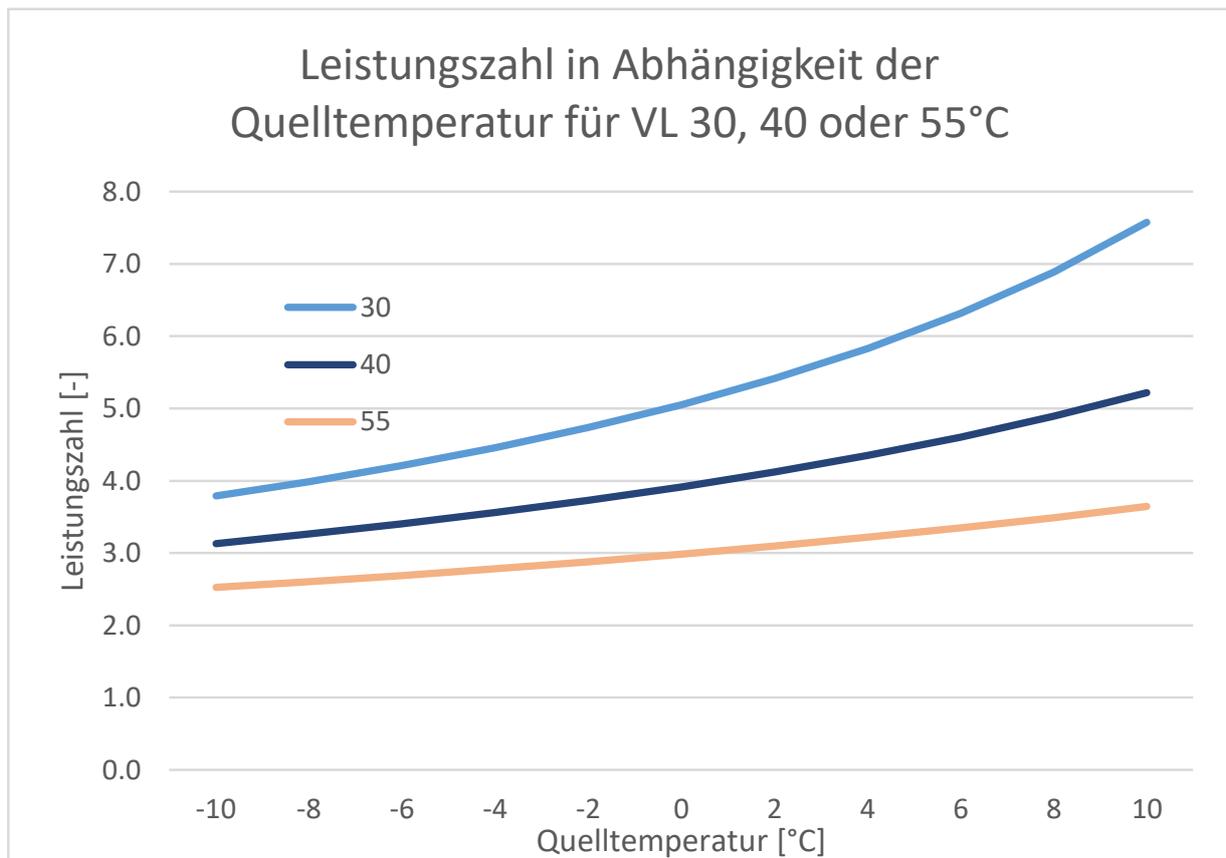


Abbildung 9: Schematischer Verlauf der Leistungszahl in Abhängigkeit von der Wärmequelltemperatur bei verschiedenen Vorlauftemperaturen. Je niedriger die VL-Temperatur ist, desto stärker der Einfluss der Quelltemperatur auf die Leistungszahl. Ausgehend von einer Quelltemperatur von -10 °C zeigt sich für alle drei VL-Temperaturen recht geringe Arbeitszahlen (2,5 bei VL 55 °C; 3,1 bei VL 40 °C und 3,8 bei VL 30 °C). Steigt die Quelltemperatur an, so zeigt das System mit geringer VL-Temperatur (z. B. Fußbodenheizungen mit 30 °C) einen deutlich stärkeren Anstieg der Leistungszahl. Annahme: Konstanter Gütegrad der Wärmepumpe von 0,5.

Abbildung 10 zeigt, dass die Sensitivität in Bezug auf die Quelltemperatur bei geringeren Vorlauftemperaturen ansteigt. Dies bedeutet für Systeme mit geringen Senkentemperaturen wie z. B. Fußbodenheizungen (Vorlauftemperatur 30 °C) einen deutlicheren Anstieg der Leistungszahlen sobald die Quelltemperatur steigt.

Die Leistungszahl ist bei Systemen mit hoher Vorlauftemperatur (Heizkörper) geringer als bei Niedertemperatursystemen (Fußbodenheizung). Während bei Fußbodenheizungen (30 – 34 °C) Leistungszahlen zwischen 4,5 und 5 erreicht werden, sinken diese bei Vorlauftemperaturen um 50 °C auf drei ab (Abbildung 10).

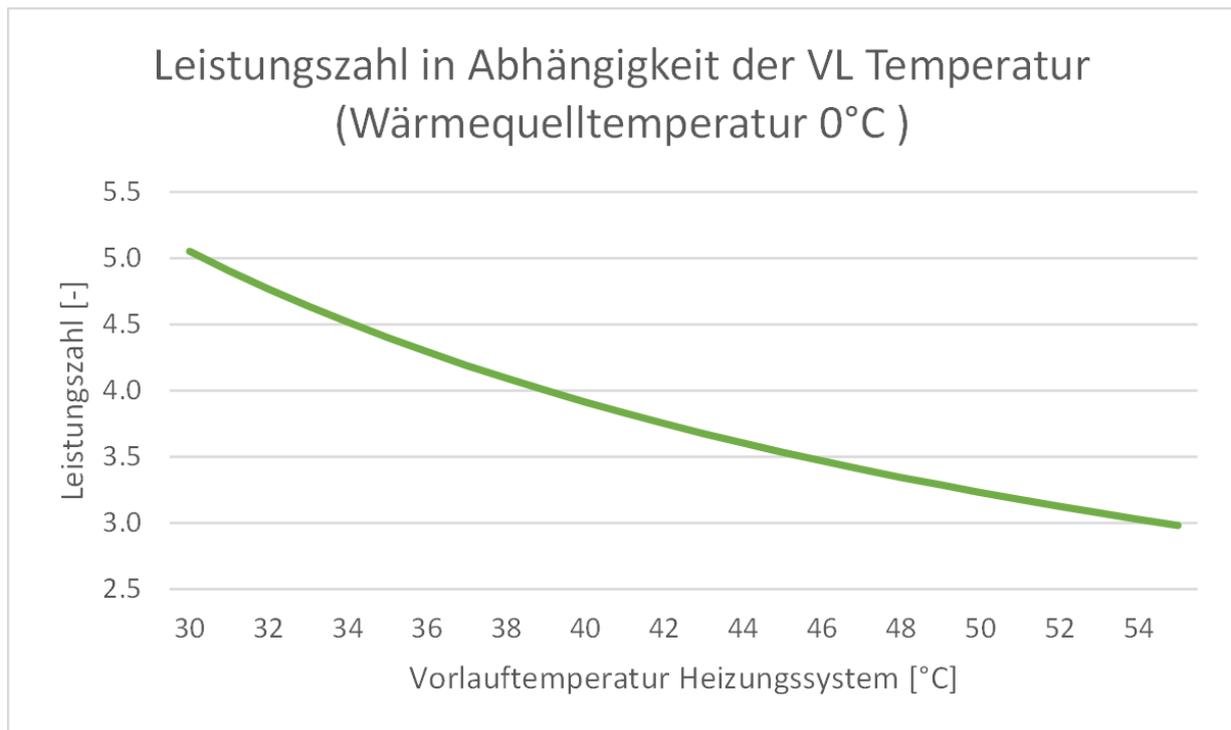


Abbildung 10: Schematischer Verlauf der Leistungszahl einer Wärmepumpe in Abhängigkeit von der Vorlauftemperatur des Heizungssystems. Hohe Vorlauftemperaturen lassen die Leistungszahl der Wärmepumpe sinken.
Annahme: Konstanter Gütegrad der Wärmepumpe von 0,5.

Große Wärmeübergabeflächen z. B. bei Fußbodenheizungen sind vorteilhaft, verursachen aber auch höhere Kosten. Vereinfachungen können z. T. bei der Regelung erzielt werden, wenn nicht in allen Räumen eine Raumtemperaturregelung vorgesehen wird. In Mehrfamilienhäusern wurde z. B. im Schlafzimmer ein konstanter Durchfluss der Fußbodenheizung eingestellt, die Wärmeabgabe wird in diesen Räumen entsprechend der Heizkurve geregelt.

Die Praxiserfahrung zeigt, dass es für höhere Vorlauftemperaturen und damit geringere Effizienz von Wärmepumpen im Wesentlichen zwei Ursachen gibt. Zum einen werden die Vorlauftemperaturen nicht sorgfältig auf die Planungswerte einreguliert. Dies unterstreicht die große Bedeutung der Inbetriebnahme und die klare Kommunikation der Planungswerte an die technische Fachkraft. Ein weiterer Grund ist der Wunsch der Bewohnerschaft nach höheren Raumtemperaturen. Dieser Aspekt sollte bei der Auslegung des Heizsystems mitgedacht werden. Weitere Gründe können aber auch eine zu geringe Dimensionierung der Übergabeflächen sein. Auch hierbei spielt mitunter das Verhalten der Bewohnerschaft eine Rolle. Wird der Heizkörper zum Beispiel (bewusst oder aus Gewohnheit) im Schlafzimmer und ggf. weiteren Räumen (Gästezimmer, Arbeitszimmer) abgestellt (Thermostatventil auf Null gestellt), so reicht die Übergabefläche für die gesamte Wohneinheit an kalten Tagen nicht mehr aus und die Solltemperaturen werden in den Wohnräumen nicht mehr erreicht. Bevor

die Vorlauftemperatur nun angehoben wird, sollten daher zunächst die Bewohner über die Nutzung der Thermostatventile informiert werden (z. B. bei geringer Temperaturanforderung Thermostatventil zwischen 2 und 3 einstellen).

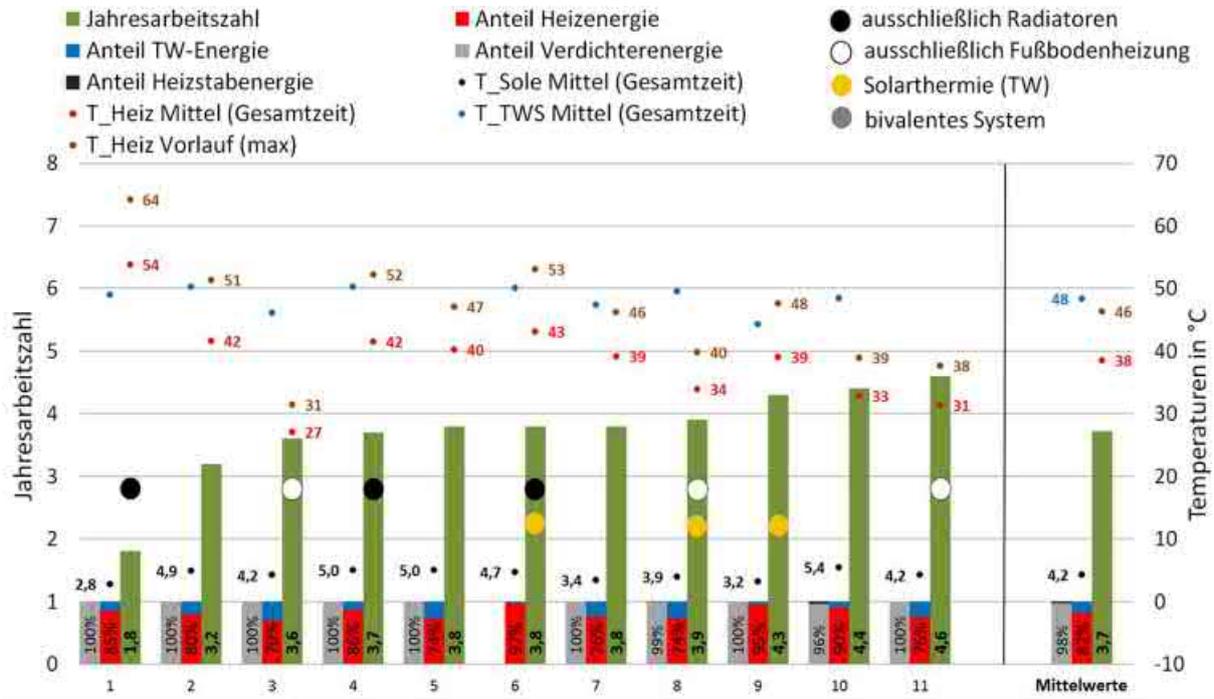


Abbildung 11: Feldmessungen von Sole-Wasser Wärmepumpen in Bestandsgebäuden mit unterschiedlichen Sanierungsstandards [WP Bestand].

Im Rahmen einer umfangreichen Studie [WP Bestand] wurden Jahresarbeitszahlen (JAZ, grüne Balken) und die mittlere Temperatur des Heizkreises (rote Punkte) in Bestandsgebäuden mit unterschiedlichen Sanierungsstandards gemessen. Die JAZ sind von links nach rechts aufsteigend sortiert. Mit höherer Heizkreistemperatur sind niedrigere Jahresarbeitszahlen verbunden. Links finden sich tendenziell die höheren Heizkreistemperaturen und rechts die niedrigeren. Die JAZ korreliert demnach deutlich mit dem Temperaturniveau des Heizsystems. Auch wenn es sich bei den Messungen nicht ausschließlich um energieeffiziente Gebäude handelt, so unterstreichen die Ergebnisse die Bedeutung einer Auslegung hin zu niedrigeren Vorlauftemperaturen.

Um eine hohe Effizienz im Betrieb zu gewährleisten ist eine Kombination von Wärmepumpen mit Pufferspeichern sinnvoll. Leistungsgeregelte Wärmepumpen können die Heizleistung an den Wärmebedarf anpassen. Unterhalb des Modulationsbereiches beginnen sie aber zu takten und ihr Wirkungsgrad geht spürbar zurück. Dies trifft vor allem bei überdimensionierten Systemen zu, so dass eine möglichst passgenaue Auslegung empfehlenswert ist. Zudem kann der Taktbetrieb durch einen geeigneten Pufferspeicher reduziert werden. Warmwasserspeicher und Fußbodenheizungen dienen

als Pufferspeicher, während dieser bei Wärmeübergabesystemen mit Heizkörpern gesondert vorgesehen werden muss.

Dimensionierung des TWW Systems

Ein weiterer Aspekt ist die richtige Dimensionierung des Trinkwarmwassersystems (TWW). Aus Platz- oder Kostengründen wird oft ein zu kleiner Speicher eingebaut. Das wirkt sich nachteilig auf die Leistungsfähigkeit des Wärmepumpensystems aus.

Vor allem die Komfortansprüche des Nutzers sollten höhere Beachtung finden. Hier spielt vor allem die Ladegeschwindigkeit des Speichers nach einer Entleerung eine große Rolle. Dauert dieser Vorgang zu lange, ergeben sich häufig Beschwerden.

Zur TWW-Bereitung sind im Vergleich zur Niedertemperatur-Heizung deutlich größere Temperaturhübe (55 – 60 °C) nötig. Gute Erfahrungen wurden bei größeren Objekten (mit mehreren Wohneinheiten) hier mit einem System mit zwei unterschiedlichen Wärmepumpen gesammelt, die jeweils auf das geforderte Temperaturniveau optimiert wurden.

4.2 Inbetriebnahme und Betriebsoptimierung

Die Inbetriebnahme ist neben der guten Planung ein zweiter wichtiger Erfolgsfaktor. Die Erfahrung zeigt, dass die Regelgrößen und Einstellungsparameter, die als Grundlage für die Planung und Energiebilanzierung dienen, im Rahmen der Inbetriebnahme oft nicht vorliegen und aufgrund des vorhandenen Zeitdruckes auch nicht nachgefragt werden. Entsprechend werden die werksmäßigen Standardeinstellungen nicht angepasst. Dies betrifft wesentliche Regelparameter wie z. B. die Heizgrenztemperaturen und die Heizkurve, aber auch die Ab- oder Umschaltoptionen für den Sommerbetrieb. Für eine gelungene Inbetriebnahme muss die Übergabe der Planungs- und Auslegungsgrößen und Regelparameter sichergestellt werden. Eine entsprechende Dokumentation sollte daher mit dem Planerteam vereinbart werden.

Weiterhin empfehlenswert ist die Durchführung eines (Minimal-)Monitorings im Anschluss an die Inbetriebnahme. Die hierfür erforderlichen Wärmemengen- und Stromzähler sollten bereits im Rahmen der Planung berücksichtigt werden. Einige Wärmepumpenhersteller stellen bereits entsprechende Schnittstellen zum Datenaustausch zur Verfügung, sodass das Gerät die Voraussetzungen gleich mitbringt und ein Abgleich mit den Sollwerten leicht möglich ist. Ebenso bieten einige Hersteller die Möglichkeit eines Fernzugriffs durch den Handwerksbetrieb, was die Anpassung von Betriebsparametern im laufenden Betrieb erleichtert.

Mit Hilfe des PHPP10 kann auf einfache Weise ein Soll-Ist Abgleich durchgeführt werden. Hierzu werden die Verbrauchsdaten und die tatsächlichen Randbedingungen eingegeben und mit den Erwartungswerten abgeglichen. Das Ziel ist es, Fehleinstellungen schnell zu erkennen und zu beheben.

Die Erfahrung zeigt, dass eine nachträgliche Anpassung der Betriebsparameter die Effizienz der Anlage zusätzlich steigern kann. So ist es zu empfehlen, die Vorlauftemperaturen entsprechend nach unten nachjustieren, solange die gewünschten Raumtemperaturen erreicht werden.

Der Protokollband [AkkP 52] bietet eine Reihe von Empfehlungen, Checklisten und Dokumentationshilfen. Darin enthalten ist auch eine Anleitung zur Durchführung eines Minimalmonitorings, das den Betreibern eine einfache Kontrolle wesentlicher Betriebsparameter ermöglicht. Dies vereinfacht die Fehlersuche und erleichtert eine Optimierung der Anlagen.

4.3 Zusammenfassung: Planungsempfehlungen

Dimensionierung des Wärmepumpensystems

Bestimmung des Energiebedarfes des Gebäudes mit geeigneten Werkzeugen (PHPP). Die Auslegung der Heizleistung nach Norm führt häufig zu Überdimensionierungen. Das PHPP bietet eine Orientierungsgröße für die Auslegung.

Bei der **Auslegung der Vorlauftemperatur** ist auf die Komfortansprüche der Nutzer zu achten. Ein Stresstest mit einer höheren Raumtemperatur ist empfehlenswert.

Die Wärmequelle und die **Wärmeübergabeflächen** sollten ausreichend bemessen werden. Vor allem beim Raumwärmeübergabesystem muss sichergestellt werden, dass die Flächen auch tatsächlich zur Verfügung stehen.

TWW-Bedarf nicht zu knapp bemessen. **Speichergröße entsprechend wählen**. Die Ladezeit des Speichers ist wesentlich für den Komfort der Nutzer.

Dokumentation der wesentlichen Betriebsparameter, z. B. Vorlauftemperatur, Sommer-Winter-Betrieb.

Inbetriebnahme des Wärmepumpensystems

Der **Heizstabbetrieb** ist für die Effizienz des Systems relevant. Die Standard- bzw. Werkseinstellungen müssen im Rahmen der Inbetriebnahme überprüft und ggf. angepasst werden.

Die **hydraulische Verschaltung** bei gemischten Raumwärmeübergabesystemen (Fußbodenheizung und Heizkörper) sollte ausführlich geprüft werden. Häufig werden hohe Vorlauftemperaturen, die für den Heizkörperbetrieb erforderlich sind, für die Fußbodenheizung auf ein geringeres Temperaturniveau gemischt. Diese ungünstige Konstellation führt zu erhöhten Energieverbräuchen und senkt die JAZ der Anlage.

Bei **Kombinationen mit weiteren Wärmequellen** (z. B. Solaranlage) Vorrangschaltung prüfen.

Typische **Voreinstellungen** z. B. der Heizgrenztemperatur von 20 °C oder eine Vorlauftemperatur von 55 °C müssen entsprechend der Planungswerte angepasst werden.

Zur Vermeidung von **Standby-Verlusten** muss eine Abschaltung von Geräteteilen im Sommer möglich sein und auch gewährleistet werden.



Abbildung 12: Neue Heimat Tirol, Projekt mit Luft-Wasser-Wärmepumpe

5 Literatur & Referenzen

- [Ploss 2019] M. Ploss, T. Hatt, Ch. Schneider, T. Rosskopf, M. Braun: Modellvorhaben „Kli-NaWo“ Klimagerechter Nachhaltiger Wohnbau. Energieinstitut Vorarlberg, Dornbirn
- [WP Bestand] M.Miara et.al.: Wärmepumpen im Bestand. Fraunhofer ISE.Freiburg 2020.
- [PH_WP] Planungshandbuch Wärmepumpen. Viessmann Deutschland GmbH, Allendorf 2011.
- [AkkP 52] Arbeitskreis kostengünstige Passivhäuser Phase V, Protokollband Nr. 52: Inbetriebnahme und Betriebsoptimierung als Erfolgsfaktoren für energieeffiziente Gebäude. Passivhaus Institut, Darmstadt, 2017.
- [AkkP 55] Arbeitskreis kostengünstige Passivhäuser Phase V, Protokollband Nr. 55: Sozialer Geschosswohnbau: ostengünstig und energieeffizient – (k)ein Widerspruch? Passivhaus Institut, Darmstadt, 2021.

Marcel Späth, ABG FRANKFURT HOLDING GmbH, Niddastr.107, 60329 Frankfurt,
Matthias Neff, Mainova, Solmsstr. 38, 60486 Frankfurt

Mieterstrom realisieren: baulich, ökonomisch, organisatorisch

1 Einführung

Seit 2015 verwirklichen die größte Frankfurter Wohnungsbaugesellschaft ABG FRANKFURT HOLDING und der größte Frankfurter Energieversorger, die Mainova, gemeinsam Photovoltaikanlagen für Mieter. Die Grundlage hierfür ist ein gemeinsamer Rahmenvertrag. Ende 2020 werden wir gemeinsam nach 5 erfolgreichen Jahren ca. 6 MW_p Solarstrom auf Mietwohnungen in Frankfurt am Main verwirklicht haben.

2 Status Quo

Die folgende Auflistung zeigt, wieviel Mieterstromprojekte zu den jeweiligen Zeitpunkten insgesamt realisiert wurden:

- 04/2015 Pilotprojekt AktivStadthaus
- 11/2015 erstes PV Mieterstrom-Projekt
- 02/2017 1.000 kWp PV Mieterstrom-Projekte
- 02/2018 2.000 kWp PV Mieterstrom-Projekte
- 09/2018 3.000 kWp PV Mieterstrom-Projekte
- 04/2019 4.000 kWp PV Mieterstrom-Projekte
- 12/2020 6.000 kWp PV Mieterstrom-Projekte

3 Wie funktioniert's? Geschäftsmodell

3.1 Beteiligte

Die Partnerschaft der drei beteiligten Akteure läuft gewöhnlich ab wie nachfolgend beschrieben.

Die **Mainova** plant, installiert, finanziert und betreibt die Energieerzeugungsanlage (PV und/oder BHKW). Sie vermarktet die erzeugten Strommengen, speist überschüssige Energie ein und sorgt für Versorgungssicherheit.

Die Immobilienwirtschaft bzw. der **Vermieter** verpachtet die Dachfläche an die Mainova.

Die **Mieter** erhalten ein umweltfreundliches Vor-Ort-Stromprodukt inkl. Reststromlieferung für ihre Versorgungssicherheit.

3.2 Erstselektion durch Mainova

Um zunächst geeignete Objekte zu identifizieren, erhält die Mainova Adressen von ABG-Liegenschaften. Diese werden in Google-Earth eingespielt. Es folgen ein virtueller „Überflug“ und eine erste Selektion nach den Kategorien A, B, C und „ungeeignet“.

Die A- und B-Gebäude werden in 2D, 3D und Street-View genauer betrachtet und weiter qualifiziert. Kriterien sind dabei: größere Wohnblöcke ähnlicher Gebäudetypen, geeignete Dachbeschaffenheit, evtl. Verschattungen, einzelne Gebäudegröße und Wohneinheiten, Anzahl der Hausanschlüsse, etc.

Geeignete A- und B-Liegenschaften werden anschließend an die ABG FRANKFURT HOLDING zur weiteren Prüfung zurückgespielt.

3.3 Umsetzung

Sind geeignete Kandidaten gefunden, wird das Projekt entsprechend dem Ablauf in Abbildung 1 in enger Abstimmung von Mainova und ABG FRANKFURT HOLDING abgewickelt.

Wie man sieht, sind die Beiträge der Beteiligten eng miteinander verzahnt. Die Kooperation erweist sich für beide Partner als vorteilhaft und wird in Zukunft fortgeführt und vertieft. Auch die Mieter sind zufrieden, fast alle freuen sich über die Möglichkeit, umweltfreundlichen Strom vom eigenen Dach zu einem günstigen Preis beziehen zu können.

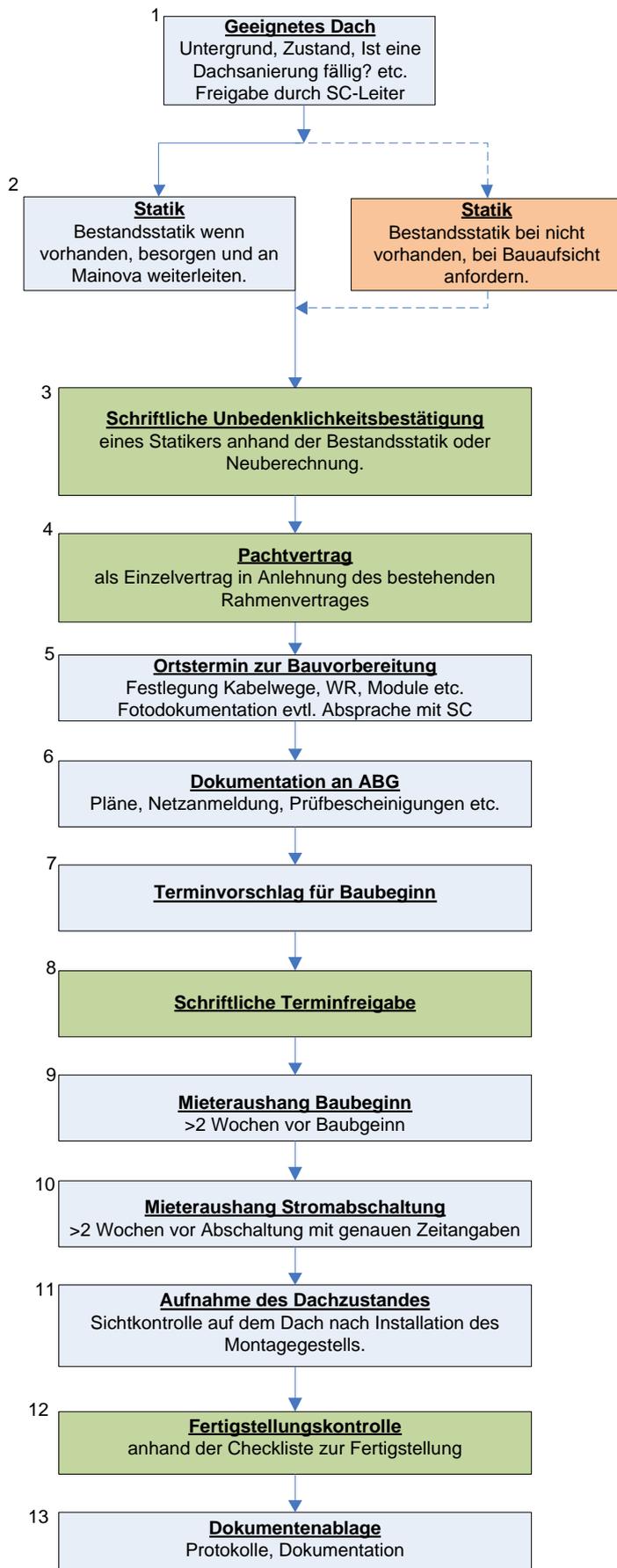


Abbildung 1: Prozessablauf eines Mieterstromprojekts

4 Beispiel Idsteiner Straße

Ein Beispiel eines solchen Mieterstromprojekts zeigt Abbildung 2. Die abgebildeten Gebäude besitzen insgesamt 268 Wohneinheiten, die installierte PV-Leistung beträgt insgesamt 431 kW_p (1.462 PV-Module á 295 W_p). Die Anlage wurde im Juli 2017 in Betrieb genommen, seitdem produziert sie jährlich etwa 396.600 kWh Strom.



Abbildung 2: Luftbild des Mieterstromprojekts in der Idsteiner Straße

Herbert Kratzel, ABG FRANKFURT HOLDING GmbH, Niddastraße 107, 60329
Frankfurt

Passivhaus und Erneuerbare: die praktische Umsetzung

Die ABG FRANKFURT HOLDING betreibt insgesamt über 53.000 Wohnungen. In diesem Beitrag werden hiervon ein paar praktische Beispiele für die Kombination von Passivhäusern und Erneuerbaren gezeigt, und zwar aus Sicht des Betreibers und Vermieters, bewusst nicht aus der des Planers oder Bauträgers.

1 Im Wiener, Frankfurt-Oberrad

Das erste Projekt befindet sich Im Wiener in Frankfurt-Oberrad. Hierbei handelt es sich nicht um ein Passivhaus; die Gebäudehülle ist jedoch nahe an der eines Passivhauses.

Bei diesem Gebäude wurde auf möglichst kostengünstiges Bauen geachtet. Jede Wand steht wieder über einer Wand, das Leitungsnetz wurde von vornherein kostenoptimiert, indem so wenige Leitungen wie möglich verlegt wurden. Sogar auf Regelergebnisse für die einzelnen Heizungsstränge konnte verzichtet werden, indem für die Verteilung ausreichend große Querschnitte eingesetzt wurden.

Die Häuser besitzen keine Keller, allerdings gibt es eine Tiefgarage. Auf ein innenliegendes Treppenhaus wurde ebenfalls verzichtet. Die Treppen und die Eingänge zu den einzelnen Wohneinheiten sind von außen zugänglich. Da auf einen Keller verzichtet wurde, stellte sich die Frage, wo die Heiztechnik platziert werden sollte. Diese befindet sich unter dem Dach und besteht aus einer Abluftwärmepumpe sowie einem Gaskessel. In den Fenstern befinden sich Zuluftelemente, die Teil einer feuchtegeführten Abluftanlage sind.

Auf dem Dach des Gebäudes ist eine Photovoltaikanlage installiert. Der dadurch erzeugte Strom wird den Mietern zur Verfügung gestellt und kann ebenfalls für den Betrieb der Wärmepumpe genutzt werden. Verrechnet man den erzeugten Strom mit dem Verbrauch, liegt das Gebäude in Bezug auf die Primärenergie im Bereich eines Passivhauses ohne Photovoltaik. Allerdings ist der Heizenergiebedarf höher als der eines Passivhauses. Anhand dieses Beispiels soll verdeutlicht werden, dass man durchaus günstig bauen und gleichzeitig Primärenergie einsparen kann.



Abbildung 1: Außenansicht der Gebäude Im Wiener in Frankfurt-Oberrad

2 Nebeniusstraße 11 – 15 / Schlettweinstraße 45, Frankfurt-Riederwald

Ein weiteres Projekt liegt in Frankfurt-Riederwald in der Nebeniusstraße 11 – 15 sowie der Schlettweinstraße 45.

Hier wird eine Geothermieanlage zur Beheizung eingesetzt. Zur Sicherheit befinden sich außerdem ein Gas-Brennwertkessel im ersten Riegel, eine Luft-Wasser-Wärmepumpe im zweiten Riegel des Gebäudekomplexes. Außerdem wird in jeder Wohneinheit das Warmwasser über eine kleine Wärmepumpe mit einem 80-Liter-Speicher erzeugt. Diese Wärmepumpe bezieht die benötigte Energie aus der Abluft, was den Einsatz einer separaten Abluftanlage erspart. Eventuelle Nachteile durch störende Geräusche oder Vibrationen konnten nicht festgestellt werden.

Auch bei diesem Projekt wird in Zusammenarbeit mit der Mainova Mieterstrom durch eine Photovoltaikanlage auf dem Dach zur Verfügung gestellt. An der Fassade eines der Gebäude wurde eine organische Photovoltaik-Folie angebracht, durch die zusätzlicher Strom erzeugt wird. Entscheidend hierfür ist der wissenschaftliche und baurechtliche Aspekt (OPV auf WDVS) als Forschungsprojekt.



Abbildung 2: Projekt in Frankfurt-Riederwald während der Bauphase

3 Speicherstraße 20 – 26, Frankfurt-Gutleutviertel

Im Frankfurter Gutleutviertel befindet sich ein Projekt in der Speicherstraße 20 – 26. Dieses Gebäude ist ein Aktiv-Stadthaus, das heißt über den Zeitraum eines Jahres wird primärenergetisch mehr Strom erzeugt, als benötigt wird. Die Gebäudehülle und Lüftung entsprechen, mit geringen Abstrichen an der Fassade, dem Passivhausstandard.

Auf dem Dach befindet sich eine große Photovoltaik-Anlage, und auch die Fassade ist mit Photovoltaik-Modulen ausgestattet. Jede Wohnung besitzt innerhalb der Wohnung eine eigene Be- und Entlüftungsanlage. Dies ist allerdings für den Betreiber in Bezug auf die Wartung und Reinigung der Lüftungsanlage nicht optimal, jedoch der Geometrie des Gebäudes geschuldet und bislang von den Mietern auch nicht negativ angemerkt worden.

Das Besondere an dem Wärmeerzeugungskonzept dieses Gebäudes ist die Nutzung von Abwasser von einer in ca. 150 bis 200 Metern Entfernung liegenden, größeren

Straße als primäre Wärmequelle. Mithilfe eines Abwasserwärmetauschers kann daraus Wärme ausgekoppelt und in eine Wärmepumpe geführt werden. Die Wärmepumpe versorgt die Heizung sowie die Frischwasserstationen in den Wohnungen.

Strom wird wie bereits erwähnt mit den Photovoltaik-Anlagen erzeugt. Daneben besitzt das Gebäude einen wassergekühlten Wechselrichter und einen Batteriespeicher in einer Größenordnung von etwa 250 kWh. Der Strom wird sowohl als Mieterstrom als auch für die gesamte Haustechnik verwendet. Eine Besonderheit ist, dass hier eine Art Warmmietmodell auch für den Strom realisiert wurde: Die Mieter erhalten ein Stromkontingent von ca. 2.500 kWh pro Jahr und Wohnung, nur was darüber hinausgeht, müssen sie separat bezahlen.

Eine weitere Besonderheit des Projekts ist das Monitoring in den einzelnen Wohneinheiten, um das Nutzerverhalten zu erfassen. Hierbei befindet sich in jeder Wohneinheit ein Display, auf dem die Bewohner den aktuellen Stromverbrauch sowie eine Hochrechnung für den weiteren Verlauf innerhalb des Jahres ablesen können. Das System erlaubt auch einen anonymisierten Vergleich mit den anderen Mietern und motiviert so zu energiesparendem Verhalten. Die Mainova betreibt die Strom- und die Wärmeerzeugungsanlage. Dadurch ist ausgeschlossen, dass die Wärmeversorgung als Stromlieferung durch den Vermieter interpretiert werden kann. Eine Möglichkeit, um den COP (Coefficient of Performance) der Wärmepumpe noch weiter zu verbessern, wären niedrig temperierte Heizkörper mit unter 35 °C Vorlauftemperatur. Hierauf wurde auch bei diesem Projekt jedoch bewusst verzichtet, da dies zu zahlreichen Beschwerden der Bewohner und somit einem erhöhten Mitarbeiterinsatz beim Betreiber geführt hätte. Um das zu vermeiden, wird dafür gesorgt, dass die Vorlauftemperatur der Heizkörper 40 °C beträgt, sodass die Oberflächentemperatur der Heizkörper über der Körpertemperatur liegt und die Heizkörper nicht als kalt empfunden werden.



Abbildung 3: Photovoltaik-Anlage auf dem Dach des Gebäudes im Frankfurter Gutleutviertel

4 Diakonissenareal, Eschersheimer Landstraße, Frankfurt

Das vierte Projekt ist das Diakonissenareal in der Eschersheimer Landstraße in Frankfurt, auf dem mehrere zertifizierte Passivhäuser errichtet wurden.

Die Gebäude auf dem Areal wurden von verschiedenen Architekten geplant, wodurch eine komplexe Baustelle entstand und wieder einmal der Beweis dafür erbracht wurde, dass Architektur und Passivhaus bestens miteinander harmonieren. Es handelt sich hier um ein Warmmietmodell. Durch die PHPP-Berechnung lässt sich der tatsächliche Wärmebedarf sehr genau vorhersagen, der Betreiber hat dadurch Planungssicherheit. Auch die Mieter sind mit dieser Konstruktion durchweg zufrieden. Das Konzept bewährt sich hier besonders gut, weil noch eine thermische Solaranlage vorhanden ist, sodass insgesamt wenig Energie benötigt wird und viel regenerative Energie von außen zur Verfügung steht.



Abbildung 4: Diakonissenareal in Frankfurt

5 Cordierstraße 2 – 6, Frankfurt-Gallus

Das letzte vorgestellte Projekt ist das Passivhaus in der Cordierstraße 2 – 6 in Frankfurt-Gallus.

Hier befinden sich sowohl auf dem Dach des Hauptgebäudes als auch auf dem Dach des Treppenhauses mehrere Photovoltaik-Anlagen, hinzu kommt eine thermische Solaranlage auf dem Carport. Außerdem gibt es einen Batteriespeicher, ein Blockheizkraftwerk mit Biomethan und zur Senkung der Zirkulationsverluste eine Diaphragmalyse. Betreiber ist auch hier die Mainova. Die komplexe Versorgungstechnik funktioniert nach ausführlicher Inbetriebnahme sehr gut, erfordert aber einen gewissen Betreuungsaufwand.



Abbildung 5: Passivhaus in Frankfurt-Gallus

6 Ausblick

Ein weiteres, ähnliches Projekt befindet sich derzeit in Planung. Hierbei soll es sich um ein Areal in der Größenordnung von etwa 950 Wohnungen handeln, die in Passivhaus-Bauweise errichtet werden sollen

Geplant werden unter anderem drei Heizzentralen mit Wärmepumpen, PV- und PVT-Anlagen. Das gesamte Areal soll CO₂-neutral sein.

Jörg Linnig, Ingenieurbüro EUKON, Moerser Str. 162, 47803 Krefeld

Solarprojekt Weinert – Mit Solarthermie neue Potenziale erschließen

1 Einführung und Zusammenfassung

Aufgrund des geringen Heizwärmebedarfs und der vergleichsweise hohen Speicherkapazität eignen sich Passivhäuser besonders gut für die Nutzung von regenerativen Energien. Wie bereits in anderen Beiträgen festgestellt, kann die Wärmeversorgung über weite Teile des Jahres beispielsweise mit Photovoltaikanlagen und Luftwärmepumpen erfolgen. Allerdings verbleibt hierbei immer eine Versorgungslücke in den Zeiten geringer Solareinstrahlung. Teilweise kann dieses Loch über Windenergie in Verbindung mit Wärmepumpen gedeckt werden, aber eben nicht vollständig. Vorteil dieser Lösung ist, dass sie einfach und vergleichsweise preiswert ist. Nachteilig ist, dass hier exergetisch hochwertiger Strom zur Wärmeherzeugung eingesetzt wird. In der Regel liegt die Jahresarbeitszahl bei derartigen Wärmepumpen deutlich unter drei, da der Anteil an benötigter Wärme im höheren Temperaturbedarf, beispielsweise für die Warmwasserbereitung, höher liegt als der für die Heizung. Ein Grundgedanke für die Entwicklung von kostengünstigen Passivhäusern war es, Gebäude so zu konzipieren, dass sie über den ohnehin benötigten Luftwechsel auch gleichzeitig beheizt werden können. Hierfür werden jedoch ebenfalls höhere Vorlauftemperaturen benötigt. Diese sind für eine Wärmepumpe jedoch ungünstig. Aus diesem Grunde ist es sinnvoll, die in der Vergangenheit ins Abseits geratene Solarthermie wieder mehr in den Fokus zu nehmen.

Insbesondere durch das hier vorgestellte Konzept kann nachgewiesen werden, dass die Gesamteffizienz einer Wärmepumpe in Verbindung mit einer thermischen Solaranlage deutlich gesteigert werden kann. Voraussetzung hierfür ist jedoch eine exergetische Anlagenplanung und eine angepasste Anlagenhydraulik. Diese Hydraulik unterscheidet sich von den Komponenten nur geringfügig. Hinsichtlich der Regelungstechnik und Wirkweise sind die Unterschiede jedoch erheblich.

2 Warum Solarthermie?

Ein wesentliches Argument für den Einsatz von thermischen Solaranlagen ist deren höhere Flächeneffizienz. So können auf Basis von einer jährlich durch Sonne eingestrahltene Energiemenge von etwa 1.000 kWh/(m²a) etwa 350 – 550 kWh/(m²a) in Wärme umgesetzt werden. Mittels der Photovoltaik können etwa 90 – 150 kWh/(m²a) an Elektrizität umgewandelt werden. Um mit einer Photovoltaikanlage in Verbindung mit einer Wärmepumpe die gleiche Wärmemenge zu erzeugen, sind daher Wärmepumpen mit einer mittleren Jahresarbeitszahl von ca. 2,5 – 6 erforderlich, um an die Flächeneffizienz der Solarthermie heranzureichen.

Bei der Biomasse liegt der spezifische Solarertrag bei 4 – 14 kWh/(m²a). Während die Solarthermie und die Photovoltaikanlagen im Wesentlichen um Dachflächen konkurrieren, konkurriert die Biomasse mit Anbauflächen für die Nahrungsmittelherstellung.

Insofern ist eine reine Fokussierung auf die Photovoltaik und die Nutzung aller geeigneten Dachflächen für die Photovoltaik möglicherweise kontraproduktiv. Im Vergleich beider Techniken haben sowohl die Solarthermie als auch die Photovoltaik ihre Stärken und Schwächen. Eine Zusammenfassung ist den beiden nachstehenden Grafiken zu entnehmen.

<p>Strengths – Stärken</p> <ul style="list-style-type: none"> • Einfach zu montieren • Kostengünstig • Hohe Anwendungsbreite von Elektrizität • Exergetisch wertvoller Energieträger 	<p>Weaks – Schwächen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Schlechte Speicherbarkeit von Elektrizität • Hohe Speicherkosten und Speicherverluste • Abhängigkeit von öffentlichen Netzen • Hoher Flächenbedarf • Vergleichsweise sehr hohe saisonale Abhängigkeit • Versorgungsnetze müssen für zusätzlichen Spitzenlast ausgebaut werden
<p>Opportunities – Chancen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Klimaneutrale Produktion von Elektrizität • Verdrängung und Substituierung von fossilen Energieträgern und Kernenergie • Energiemanagement durch die Nutzung vorhandener Netze vergleichsweise einfach möglich (Voraussetzung: ausreichende Netze) • Hohe Akzeptanz in der Bevölkerung 	<p>Threats – Risiken:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Schaffung neuer Abhängigkeiten • Flächen gehen für andere Nutzungen verloren • Schaffung neuer Umweltprobleme • Reboundeffekt durch Schaffung zusätzlicher und neuer Begehrlichkeiten aufgrund preisgünstiger Energieerzeugung

Abbildung 1: SWOT-Analyse Photovoltaik

<p>Strengths – Stärken</p> <ul style="list-style-type: none"> • Vergleichsweise hohe Flächeneffizienz • Gute und kostengünstige Speicherbarkeit von Wärme 	<p>Weaks – Schwächen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Vergleichsweise teuer aufgrund geringer Stückzahlen • Erfordert mehr Know-How bei der Installation • Ist nur für Wärmeeinwendungen einsetzbar • Teilweise nicht bekannt
<p>Opportunities – Chancen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Klimaneutrale Produktion von Wärmeenergie • Nutzung bisher ungenutzter Entwicklungspotentiale • Erhöhung des Gesamtnutzens in Verbindung mit Wärmepumpe (exergetisch optimierte Anlagenplanung) • Bereitstellung von Regelenergie durch das Vernetzen von Wärmeversorgung und Sektorkopplung • Hohes Kostensenkungspotential 	<p>Threats – Risiken:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Technische Probleme durch Fachkräftemangel im Bereich der Planung und Installation • Bleibt unwirtschaftlich, weil politischer Wille zu einer forcierten Markteinführung fehlt

Abbildung 2: SWOT-Analyse Solarthermie

3 Auf die Differenzierung der Temperaturniveaus kommt es an

Wichtiger als der reine Vergleich einzelner Energiewandler wie z. B. der Photovoltaik und Solarthermie ist die Betrachtung schlüssiger Gesamtkonzepte. Bislang werden solarthermische Anlagen üblicherweise als Vorwärmssysteme betrachtet und ausgelegt. Ein Zusatz-Wärmeerzeuger erzeugt die höheren Temperaturen, die dann auf das jeweilige Nutzenniveau heruntergemischt werden. Auch wenn Komponenten für sich betrachtet hocheffizient sind, ist der Gesamtnutzen suboptimal. Dieses klassische Anlagenkonzept basiert letztlich auf dem Prinzip einer zentralen fossilen Feuerung auf hohem Temperaturniveau. Durch den Einsatz neuer Technologien und insbesondere die Nutzung von regenerativer Energie ist daher ein komplettes Umdenken erforderlich. Die Grundidee ist hierbei die Entmischung von Temperaturniveaus. Hierbei zielt die Anlagenplanung auf die Nutzung einer möglichst hohen Temperatur im Bereich der regenerativen Energiequellen und einer geringstmöglichen Nacherwärmung mit fossilen oder anderen exergetisch hochwertigen Energieträgern, wie z. B. Elektrizität, auf das jeweilige Nutztemperaturniveau ab. Zudem muss verhindert werden, dass Temperaturen auf ein Nutzenniveau heruntergemischt (Mischerschaltung) werden. Stattdessen sollte die Wärmeenergie möglichst dort entnommen werden können, wo das Temperaturniveau bereits der benötigten Solltemperatur entspricht (Einspritzschaltung). An diesem Punkt besteht allerdings noch weiterer Entwicklungsbedarf. Ein weiterer Punkt, der in der klassischen Anlagenplanung regelmäßig missachtet bzw. unterschätzt wird, ist das Problem von ungewollten Rücklauf Temperaturerhebungen durch hydraulisch schlecht konzipierte Abnahmesysteme. Selbst gut ausgelegte Wärmesenken können bei fehlender Abnahme zu erheblichen Rücklauf Temperaturerhebungen führen. Diese führen zu einer Durchmischung im Speicher und damit zu einer Umwandlung von Exergie in Anergie.

Anders als bei der klassischen Anlagenplanung gelten bei der Planung und Umsetzung einer exergetisch optimierten Anlagenplanung folgende Regeln:

4 Exergetisch optimierte Anlagenplanung

Grundsätzlich geht es um eine Trennung von Exergie und Anergie durch einen möglichst gut geschichteten Speicher unter Aufrechterhaltung möglichst hoher Temperaturdifferenzen. Dies gilt sowohl für die Wärmequellen (Wärmeerzeuger) als auch für die Wärmesenken (Wärmeabnehmer oder im Volksmund Verbraucher).

- Regenerative Energien werden möglichst oberhalb der geforderten Mindestsolltemperatur durch eine Regelung auf Zieltemperatur nutzbar gemacht.
- Auf der Bedarfsseite wird die Wärmeenergie möglichst auf Nutztemperaturniveau entnommen. Bei nicht ausreichender Temperatur wird Wärmeenergie auf höherem Temperaturniveau beigemischt (Einspritzschaltung). Um regenerative Energie bedarfsorientierter nutzen zu können, ist es erforderlich, die Energie hinsichtlich ihres Temperaturniveaus von unten nach oben anzupassen.
- Fehlende Energie (Exergie) nur so wenig wie möglich ergänzen: Nachheizen mit nicht regenerativen Energiequellen erfolgt nur auf das geringstmögliche erforderliche Temperaturniveau.
- Vermeidung von Rücklaufanhebungen auch bei fehlender oder sehr geringer Abnahme in der Anlage
- Speicherung von höher temperierter Energie (Exergie) auf das für die jeweilige Nutzung erforderliche Temperaturniveau in Kurzzeitspeichern
- Speicherung von Wärmeenergie auf niedrigerem Temperaturniveau (Anergie) in großen saisonalen Speichern

5 Umsetzung am Beispiel Weinert

Beim hier vorgestellten Projekt Weinert wurde dies so umgesetzt, dass die Wärme-erzeugung vorrangig über eine 20 m² große Vakuumröhren-Kollektoranlage in Verbindung mit einem 800-l-Speicher mit innenliegender Wärmepumpe und Direktkondensation (Prototyp) sowie einem 10-m³-Eisspeicher, der nicht nur als Wärmequelle für die Wärmepumpe, sondern gleichzeitig als Niedertemperaturspeicher (Anergiespeicher) dient, realisiert wurde. Zusätzlich gibt es noch einen 20-m²-Solarabsorber, der mit verbaut werden musste, weil die Firma Viessmann den von uns als Niedertemperaturspeicher genutzten Eisspeicher ansonsten nicht ausgeliefert hätte.

Üblicherweise arbeiten Wärmepumpen und Sonnenkollektoren parallel. Dies bedeutet, dass sowohl der thermische Kollektor als auch die Wärmepumpe zunächst auf niedrigem Temperaturniveau miteinander konkurrieren. Beide Techniken verlieren so an Effizienz. Im Gegensatz hierzu wird die Wärmepumpe im vorliegenden Fall sozusagen als Vorwärmssystem für die solarthermische Kollektoranlage genutzt. Vakuumröhren-Kollektoren arbeiten auch bei hohen Temperaturen noch vergleichsweise effizient. Die Wärmepumpe kann hierdurch im Wesentlichen bei niedrigem Temperaturniveau mit hohen Arbeitszahlen betrieben werden. Durch die Direktkondensation ist auch in Bezug auf das Kältemittel eine sehr große Spreizung möglich. Hierdurch kann der im Heißgas enthaltene Exergieanteil genutzt werden. Bei einstufigen Kondensatoren wird der Anteil an Exergie praktisch auf die Kondensationstemperatur heruntergemischt und damit zu Anergie abgewertet. Wie in der nachstehenden Abbildung zu entnehmen, hat das Kältemittel eine Spreizung von 30 – 40 Kelvin.

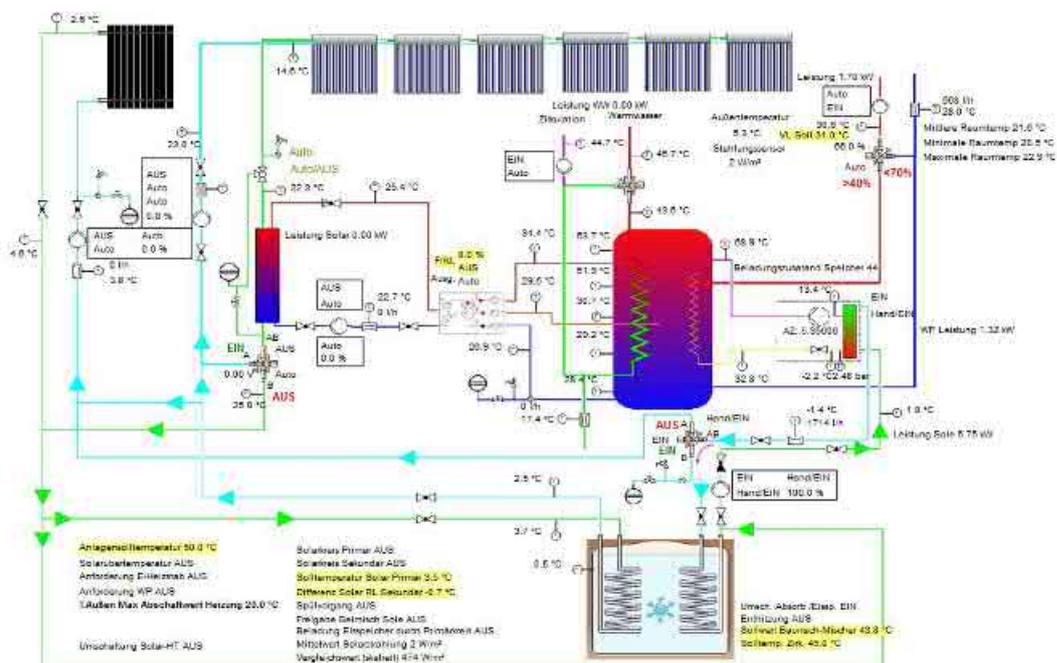


Abbildung 3: Anlagenübersicht mit Messdaten aus der MSR

Die meiste Energie wird zwar im Bereich der Kondensationstemperatur abgegeben. Allerdings entscheiden manchmal wenige Grade unter- oder oberhalb des geforderten Nutztemperaturniveaus darüber, ob überhaupt nachgeheizt werden muss. Durch die spezielle Hydraulik wird der Sonnenkollektor so geregelt, dass er immer eine gewünschte Zieltemperatur erreicht, wenn die Einstrahlung dies zulässt. Dies ist im vorliegenden Fall eine Minimaltemperatur (Anlagensolltemperatur) von 50 °C. Wird diese Temperatur im oberen Speicherbereich überschritten, erhöht sich automatisch die Zieltemperatur für die Solaranlage, um eine möglichst hohe Temperaturdifferenzierung im Speicher zu erzielen. In der vorliegenden Anlage konnte die Wärmepumpe incl. Hilfsstrom so eine mittlere Arbeitszahl von etwa 4,8 erreichen. Die Systemarbeitszahl hingegen liegt im Mittel bei 6,1. Die Systemarbeitszahl ergibt sich aus dem Verhältnis der in den Pufferspeicher eingespeicherten Energie zu der eingesetzten elektrischen Energie für die Wärmepumpe und der Hilfsenergie für die Wärmepumpe und die Solaranlage. Da der Puffer innerhalb der thermischen Gebäudehülle steht, kommen die Speicherverluste zumindest teilweise dem Gebäude wieder zugute. Da nicht alle Speicherverluste im Gebäude nutzbar sind, kann die Systemarbeitszahl bezogen auf die tatsächliche abgegebene Nutzenergie auf etwa 5,8 abgeschätzt werden.

Das Gebäude hat als KfW-55-Haus mit 180 m² Wohnfläche einen gemessenen spezifischen Heizwärmebedarf von 39,3 kWh/(m²a). Ungewöhnlich ist an diesem Projekt jedoch der geringe Warmwasserbedarf. Dieser liegt ohne Zirkulationsverluste bei 1,7 kWh/(m²a). Im Vergleich hierzu liegt der Ansatz gemäß EnEV bei 12,5 kWh/(m²a).

		Zählerstand	Faktor	Jahreswert	Jahreskosten	spezif. Bedarf	spezifische Energiekosten	
		kWh/a		kWh/a	€/a	kWh/m ² a	€/m ² a	€/m ² Monat
Input	Strombezug	2527	1,47	1714	429	9,5	2,38	0,198
	Solardirekt und NT-Speicher	11579	1,47	7856	0	43,6		
	Gesamt			9570		53,2		
Output	Nutzwärme Heizung	10033	1,42	7069	411	39,3		
	Nutzwärme Warmwasser	440	1,47	299	18	1,7		
	Nutzwärme Gesamt	10473		7367		40,9		
	Verteilverluste im Gebäude			2203				
	Gesamt			9570				

Auswertungszeitraum 15.11.2017 bis 07.05.2019 / 180 m² Wohnfläche / Kosten für Elektrizität von 0,25 €/kWh

Abbildung 4: Übersicht Energiebilanz 15.11.2017 bis 07.05.2019. Die abgelesenen Verbrauchswerte über diesen Zeitraum werden nach Kalendertagen mit dem Faktor 1,47 auf einen Jahreswert umgerechnet. Für die Umrechnung der Heizwärme wurde eine Witterungsbereinigung berücksichtigt. Der Strombezug enthält neben der Wärmepumpe auch die Solar- und Anergiespeicherpumpe.

6 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

In der nachstehenden Abbildung ist ein Vergleich der realisierten Anlage (IST) mit den abgerechneten Kosten und den zur Verfügung gestellten Fördermitteln dargestellt. Im Vergleich hierzu wurden in den Folgespalten mögliche Alternativkonzepte und deren potentielle Förderungen aufgeführt. Dieser Vergleich zeigt einen Vorteil zugunsten eines Gasbrennwertkessels in Verbindung mit einer Solarthermieanlage, gefolgt von der Luftwärmepumpe und dem realisierten Anlagenkonzept. Eine Sole-Wärmepumpe schneidet deutlich schlechter ab.

	IST (gemessen)	Gasbrennwert 20 m² Solarthermie	Gasbrennwert 10 m² Solarthermie	Luftwärme- pumpe (2,7)	Solewärme- pumpe (3,5)
Investition	65.000 €	45.000 €	35.000 €	22.000 €	40.000,0 €
Progress.NRW Solar	-1.800 €	-1.800 €	-900 €		
Progress.NRW Eisspeicher	-2.500 €				
Bafa WP	-4.500 €			-1.500 €	-1.500,0 €
Bafa Solar	-3.000 €	-3.000 €			
Bafa Zusatzförderung Kombination WP/Solar	-500 €				
Förderung	-12.300 €	-4.800 €	-900 €	-1.500 €	-1.500,0 €
Invest abzgl. Förderung	52.700 €	40.200 €	34.100 €	20.500 €	38.500,0 €
Nutzenergiebedarf (Heizung + Warmwasser)	9.570 kWh/a	9.570 kWh/a	9.570 kWh/a	9.570 kWh/a	9.570 kWh/a
Endenergiebedarf	1.714 kWh/a	7.362 kWh/a	10.062 kWh/a	5.633 kWh/a	4.346 kWh/a
CO ₂ -Emissionen	1.058 kg/a	1.774 kg/a	2.425 kg/a	3.476 kg/a	2.681 kg/a
Energiekosten pro Jahr	429 €	663 €	906 €	1.408 €	1.086 €
Differenz		234 €	477 €	979 €	423,8 €
Energiekosten in 30 Jahren	12.870 €	19.877 €	27.167 €	42.250 €	32.593 €
Zusätzlich Energiekosten gegenüber IST		7.007 €	14.297 €	29.380 €	12.715,5 €
Gesamtkosten in 30 Jahren	65.570 €	60.077 €	61.267 €	62.750 €	71.093 €
CO ₂ -Emissionen in 30 Jahren	31,7 t	53,2 t	72,7 t	104,3 t	67,0 t
Wärmegestehungskosten über 30 Jahre (statisch)	0,228 €/kWh	0,209 €/kWh	0,213 €/kWh	0,219 €/kWh	0,248 €/kWh

Basisdaten:

Energiebezugskosten: Elektrizität 0,25 Euro/kWh

Betrachtungszeitraum

30 Jahre

Energiebezugskosten: Erdgas incl. Grundund und Anschlusskosten 0,09 Euro/kWh

Luftwärmepumpe incl. Verteilverluste

2,7

Abbildung 5: Übersicht der Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Vergleichsanlagen (Basis 2018)

Allerdings ist bei den Kosten zu berücksichtigen, dass es sich bei der realisierten Anlage um einen Prototyp handelt, der noch ein erhebliches Kostensenkungspotenzial hat. Dies ist die Betrachtung für das Jahr 2018 und die Fördersituation, die zum damaligen Zeitpunkt vorherrschte. Würde man die gleiche Anlage heute unter den derzeitigen Förderbedingungen realisieren, ist das realisierte Projekt eindeutig das wirtschaftlichste.

	IST (gemessen)	Gasbrennwert 20 m² Solarthermie	Gasbrennwert 10 m² Solarthermie	Luftwärme- pumpe (2,7)	Solewärme- pumpe (3,5)
Investition	65.000 €	45.000 €	35.000 €	22.000 €	40.000,0 €
Progress.NRW Solar	-1.800 €	-1.800 €	-900 €		
Progress.NRW Eisspeicher	-2.500 €				
Bafa WP (35%)	-11.739 €			-7.700 €	-14.000 €
Bafa Solar (30%)	-6.092 €	-6.092 €	-3.265 €		
Förderung	-22.131 €	-7.892 €	-4.165 €	-7.700 €	-14.000,0 €
Invest abzgl. Förderung	42.869 €	37.108 €	30.835 €	14.300 €	26.000,0 €
Nutzenergiebedarf (Heizung + Warmwasser)	9.570 kWh/a	9.570 kWh/a	9.570 kWh/a	9.570 kWh/a	9.570 kWh/a
Endenergiebedarf	1.714 kWh/a	7.362 kWh/a	10.062 kWh/a	5.633 kWh/a	4.346 kWh/a
CO ₂ -Emissionen	1.058 kg/a	1.774 kg/a	2.425 kg/a	3.476 kg/a	2.681 kg/a
Energiekosten pro Jahr	429 €	663 €	906 €	1.408 €	1.086 €
Differenz		234 €	477 €	979 €	423,8 €
Energiekosten in 30 Jahren	12.870 €	19.877 €	27.167 €	42.250 €	32.593 €
Zusätzlich Energiekosten gegenüber IST		7.007 €	14.297 €	29.380 €	12.715,5 €
Gesamtkosten in 30 Jahren	55.739 €	56.985 €	58.002 €	56.550 €	58.593 €
CO ₂ -Emissionen in 30 Jahren	31,7 t	53,2 t	72,7 t	104,3 t	67,0 t
Wärmegestehungskosten über 30 Jahre (statisch)	0,194 €/kWh	0,198 €/kWh	0,202 €/kWh	0,197 €/kWh	0,204 €/kWh

Basisdaten:

Energiebezugskosten: Elektrizität 0,25 Euro/kWh

Betrachtungszeitraum

30 Jahre

Energiebezugskosten: Erdgas incl. Grundund und Anschlusskosten 0,09 Euro/kWh

Luftwärmepumpe incl. Verteilverluste

2,7

Abbildung 6: Übersicht der Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Vergleichsanlagen (Stand Förderung 2020)

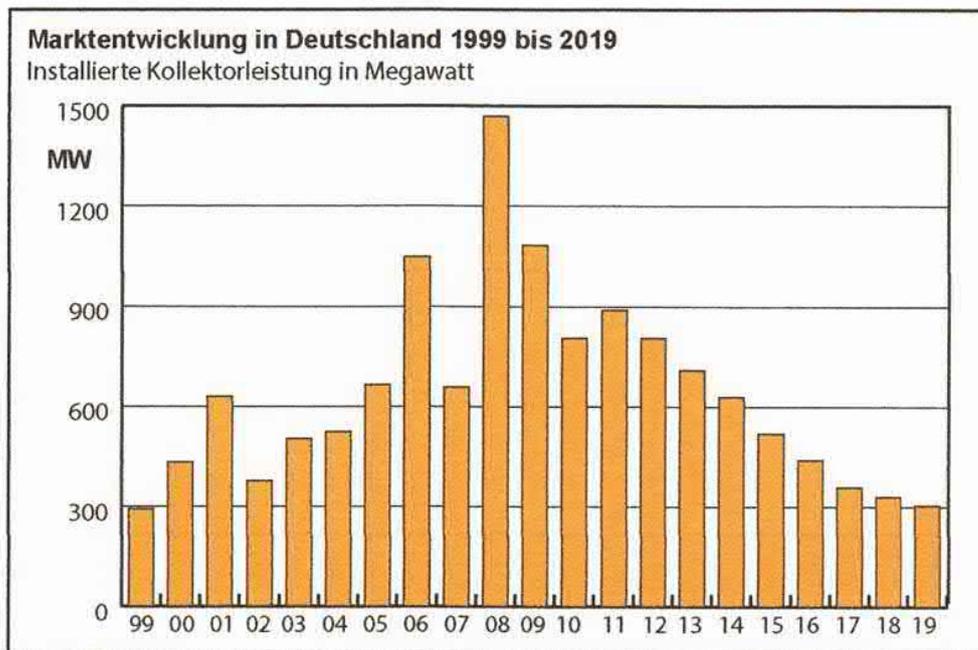
7 Marktchancen

Eine Technologie zu entwickeln, die nur mit Fördermitteln funktioniert, ist sicherlich nicht sinnvoll. Wenn die Förderung hingegen dazu beitragen kann, dass sich diese Technologie weiterentwickelt und kosteneffizienter wird, hat sie eine Chance, sich auf dem Markt insgesamt durchzusetzen. In Hinblick auf das erhebliche Kostensenkungspotenzial bei den solarthermischen Anlagen und den zu erwartenden weiteren Energiepreissteigerungen und Abgaben zeigt sich, dass es sehr interessant und wichtig ist, in dieser Richtung weiterzuentwickeln. Auch wenn der Strompreis nach dem Willen der Bundesregierung zunächst stabil bleiben soll, sieht der Autor das Risiko, dass sich die Kosten für den Netzausbau, Speicherung und Infrastrukturmaßnahmen langfristig als preistreibend erweisen können. Auch die Einführung sog. „intelligenter“ Zähler (Smart-Meter) kann dazu führen, dass Elektrizität zu variablen Preisen angeboten wird. Das könnte bedeuten, dass die Kosten für Elektrizität im Winter hoch und die Erstattung für die Einspeisung von Photovoltaik im Sommer niedrig wären.

Eine weitere wichtige Voraussetzung für eine erfolgreiche Markteinführung ist die Standardisierung dieser Technik. Der häufig geäußerte Wunsch, Technik zu vereinfachen, ist verständlich und nachvollziehbar. Allerdings leben wir in einer komplexen Welt, und auch ein Handy oder ein Automotor sind hochkomplizierte Technologien, die wir nicht mehr missen wollen. Richtiger ist es daher, sich auf die Schaffung einfacher Schnittstellen zu konzentrieren, die eine komplizierte Technik bedienbar machen. Sallopp ausgedrückt bedeutet dies, die Komplexität gehört unter die Motorhaube, so dass der Benutzer nur noch die Anpassungen vornehmen muss, die erforderlich sind, um die Technik an seine Bedürfnisse anzupassen. Aus diesem Grunde ist das Ziel, geeignete Partner zu finden, mit denen es möglich ist, diese Technik als Sonnenhaus-Kompaktsystem sozusagen Plug&Play-fähig aufzustellen.

8 Kostensenkungspotenzial und Markthemmnisse

Wie der nachstehenden Abbildung zu entnehmen ist, hat dies bei der Photovoltaik durch die Einführung des EEG zu einer erheblichen Kostensenkung der spezifischen Kosten geführt. Durch den extremen Markteinbruch ab 2008 stagnieren die spezifischen Kosten für thermische Solaranlagen. Für ein Wachstum unter den derzeitigen Voraussetzungen sind aber eigentlich eher höhere spezifische Kosten oder erhebliche Investitionen und/oder Subventionen notwendig, um das erforderliche Wachstum und Weiterentwicklung finanzieren zu können. Seit 2008 ist der Markt um ca. 80 % im Bereich der Solarthermie geschrumpft. Dies macht eine erneute Markteinführung bzw. Marktwiederbelebung der Solarthermie schwierig.



Quelle: BDH/BSW, Grafik: Solarthermie-Jahrbuch

Abbildung 7: Marktentwicklung der installierten jährlichen Kollektorleistung in Deutschland

In der nachstehenden Grafik ist die Kostenentwicklung der spezifischen Kosten für die Photovoltaik sowie für die Solarthermie dargestellt. Die bei der Solarthermie festzustellende Stagnation der Preise bei gleichzeitig stark eingebrochenen Umsatzzahlen hat zu zahlreichen Insolvenzen und Arbeitsplatzverlusten in der Solarbranche geführt. Auch fehlen jegliche Spielräume für Innovationen und Investition z. B. zur Steigerung der Effizienz im Bereich der Produktion.

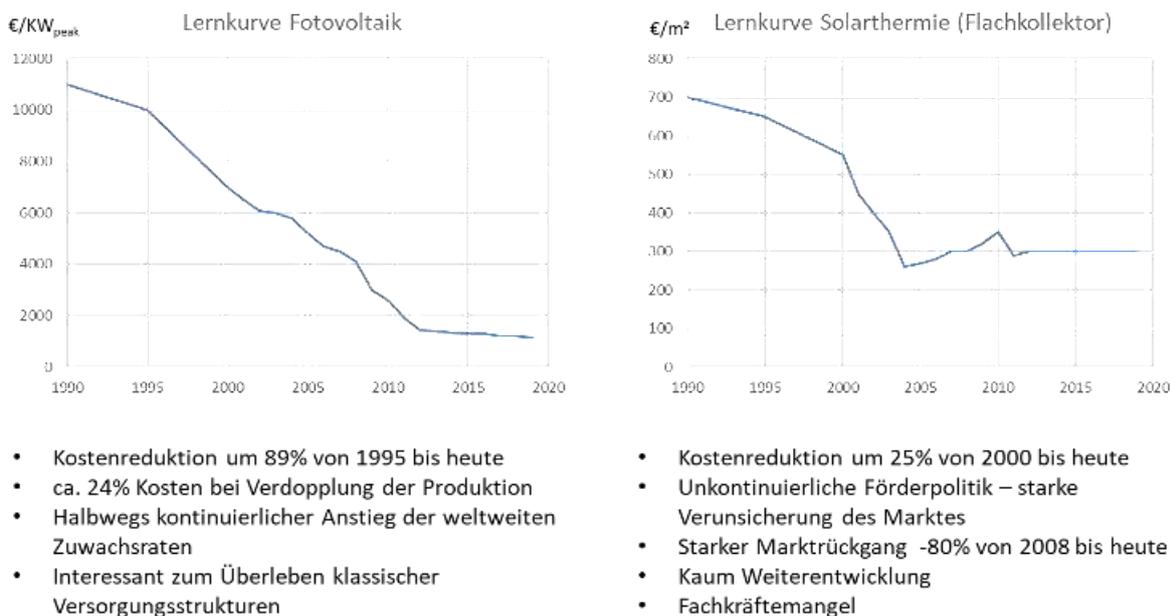


Abbildung 8: Kostenentwicklung und Lernkurve Photovoltaik und Solarthermie im Vergleich

Hinzu kommt, dass der Bau einer solarthermischen Anlage aufgrund der fehlenden Standardisierung vom Handwerk Know-how abverlangt, welches derzeit nicht in ausreichender Kapazität zur Verfügung steht.

9 Ausblick und neue Herausforderungen

Die Solarthermie hat den Vorteil, dass es grundsätzlich möglich ist, die anfangs erwähnte Bedarfslücke mit dem hier vorgestellten Anlagenkonzept zu überbrücken. Für größere Gebäude ist dies einfacher als für kleinere, allerdings bietet sich auch die Möglichkeit, durch den Zusammenschluss mehrerer Gebäude und die Vernetzung dieser Gebäude zum Beispiel über solare Nahwärme respektive kalte Nahwärme das Netz zu entlasten.

Bei der Betrachtung der CO₂-Bilanz bleibt der Einfluss der Leckagen im Kältemittelkreislauf von Wärmepumpen bislang unberücksichtigt. Die wenigen hierzu auffindbaren Studien gehen von einer Leckagerate von 5 % (3 % – 10 %) und mehr aus. Es kann daher davon ausgegangen werden, dass einmal in 10 – 15 Jahren das Kältemittel verloren geht. Da die Kältemittel ein erhebliches Globalwarmingpotential (GWP) haben, wäre es nur konsequent, dies in den Emissionsfaktor für CO₂, abhängig vom Kältemittel und der Kältemittelfüllmenge, mit einzuberechnen.

Da ein Kältemittelverlust zunächst nicht mit einem Ausfall der Wärmepumpe, sondern mit einem Verlust an Leistungsfähigkeit und Effizienz einhergeht, ist zu vermuten, dass dieser Verlust im Mittel zu einer Reduktion des COP um 0,1 – 0,5 über die Lebensdauer der Wärmepumpe führt. Es wäre interessant, diesen Aspekt weiter zu untersuchen.

chen, da es hierzu kaum belastbares Zahlenmaterial gibt. Unter anderem vor dem Hintergrund sinkender COPs bei dem Verlust von Kältemittel wäre es äußerst sinnvoll, für jede Wärmepumpe eine Messung des COP verbindlich vorzuschreiben.

10 Resilienz statt Autarkie

Eine Vielzahl sogenannter autarker Anlagen produziert Überschussstrom im Sommer, der dann im Winter über das Netz wieder ausgeglichen wird. Fällt das Netz aus, kann das Gebäude im Winter nicht mehr mit Energie versorgt werden. Das ist weder autark noch schaffen diese Konzepte Unabhängigkeit. Bei den meisten konventionellen Konzepten wird lediglich der Anschein von Unabhängigkeit „verkauft“.

Der Wunsch nach Autarkie ist eigentlich der Wunsch nach Unabhängigkeit. Insofern sollte hier eher der bislang wenig bekannte Begriff der Resilienz verwendet werden. Während das Passivhaus mit seinem sehr geringen Energiebedarf diese Forderung schon in weiten Teilen erfüllt, bietet das hier vorgestellte Konzept einer exergetisch optimierten Anlage in Verbindung mit einer PV-Anlage inkl. Batteriespeicher eine weitestgehende echte Unabhängigkeit und damit einen echten Mehrwert für den Nutzer.

Ziel soll ein möglichst hoher Anteil (Deckungsgrad) an regenerativ bereitgestellter Energie sein – oder andersherum ausgedrückt, sollte der Restenergiebezug an nicht regenerativer Energie möglichst vermieden werden. Wichtig ist hierbei, dass die Bilanzgrenze räumlich und zeitlich nicht zu groß gewählt wird. Solaren Überschuss im Sommer für die Wärmebereitstellung im Winter („Bedarfsloch“) hinein zu bilanzieren, ist eine „saisonale Illusion“, es sei denn, der Fehlbedarf wird z. B. über Power2Gas gedeckt.

Die Grundidee für die Umsetzung eines exergetisch optimierten Gesamtkonzeptes mit dem Ziel eines möglichst hohen (echten und nicht bilanziellen) Deckungsgrades besteht zunächst darin, zwischen einem vergleichsweise kleinen und kompakten Hochtemperaturspeicher (Exergiespeicher mit bis zu 95 °C) und einem oder mehreren großen Niedertemperaturspeichern (< 25 °C) zu differenzieren. Die hohen Temperaturen werden vorrangig über thermische Kollektoren mit Vakuumröhren bereitgestellt. Um dies zu gewährleisten, kommt ein vom Ingenieurbüro EUKON entwickeltes und als Gebrauchsmuster geschütztes Hydraulik- und Regelkonzept zum Einsatz. Nicht direkt nutzbare Sonnenenergie bei geringer Einstrahlung wird dann z. B. durch eine thermische Bauteilaktivierung nutzbar gemacht und gespeichert. Solarer Überschuss wird in einem großen Niedertemperaturspeicher z. B. im Erdreich oder großen Zisternen - quasi saisonal - gespeichert. Mittels einer Wasser/Wasser- oder Sole/Wasser-Wärmepumpe kann dann die gespeicherte thermische Solarenergie mit einer sehr hohen Arbeitszahl auf ein nutzbares Temperaturniveau angehoben werden. In Verbindung mit einer Photovoltaikanlage kann die Wärmepumpe dann vorrangig betrieben werden,

wenn Überschussstrom aus der Photovoltaikanlage zur Verfügung steht. Bei entsprechender Auslegung kann die Wärmepumpe so viel Energie in den Hochtemperaturspeicher einbringen, dass eine vollständige regenerative Energieversorgung möglich ist. Um die Wärmepumpe nach dem Überschussstrom leistungsgeführt fahren zu können, ist es sinnvoll, die Anlage durch einen Batteriespeicher zu puffern, damit nicht jede Wolke oder Lastschwankung dazu führt, dass die Wärmepumpe direkt nachgeregelt werden muss.

Insofern unterscheidet sich das hier vorgestellte Konzept erheblich von den derzeit marktüblichen Konzepten. Fällt hier die externe Energieversorgung aus, kann das Gebäude praktisch ohne Einschränkung weiterbetrieben werden. Bei extremen Witterungsbedingungen könnte die Raumtemperatur möglicherweise um 1 – 2 °C unterschritten werden. Dies bedeutet eine größtmögliche Unabhängigkeit oder anders ausgedrückt eine größtmögliche Resilienz.

11 Volkswirtschaftlicher Nutzen durch Netzdienlichkeit

Da die hier vorgestellte Technik das Netz nur sehr wenig bis gar nicht belastet, wäre es durchaus auch zu begründen, diese Netzdienlichkeit zu beziffern und möglicherweise auch monetär zu bewerten. Wird eine 100-prozentige regenerative Energieversorgung angestrebt, wird die Lösung zur Deckung der Bedarfslücke zurzeit in der Umwandlung von Photovoltaikstrom in Wasserstoff oder Methan (Power-to-Gas) gesehen. Betrachtet man die hier notwendigen Kosten und setzt diese in Relation zu den Kosten, die durch netzdienliche thermische Solaranlagen vermieden werden können, ist die Wirtschaftlichkeit der Solarthermie unter völlig anderen Voraussetzungen zu betrachten, da hierdurch Investitionen, die zu einer Überkapazität von regenerativer Energie führen, vermieden werden können. Der Autor vermutet, dass eine direkte saisonale Speicherung der Wärme vor Ort letztlich effizienter und wirtschaftlicher ist als eine lange Umwandlungs- und Transportkette. Auch die Kosten, die für einen zusätzlichen Netzausbau der Elektrizitätsversorgung aufgewendet werden müssen, um die saisonalen Überschuss- und Fehlmengen zu verteilen, können reduziert werden, wenn dezentrale Speichermöglichkeiten das Netz entlasten und somit netzdienlich sind. Diese Zusammenhänge wurden bislang aber noch nicht untersucht. Insofern könnte eine Methode zur Bewertung der Netzdienlichkeit und damit der Resilienz ein Forschungsthema für das Passivhausinstitut sein. Eine Bewertung der Netzdienlichkeit könnte dann in das Passivhausprojektierungspaket (PHPP) integriert werden und neben dem Nachweis des PER (Primärenergie Renewable) ein weiteres Steuerungselement für eine nachhaltige Energieversorgung werden.

12 Quo Vadis?!

Eine Diskussion, ob ein Sonnenhaus besser sei als ein Passivhaus oder umgekehrt, wie sie in der Vergangenheit zum Teil geführt wurde, ist daher völlig sinnlos. Der Königsweg¹ ist, Passivhäuser so zu bauen, dass sie durch den Einsatz von Solarthermie auch gleichzeitig als Sonnenhaus realisiert werden und die Energieversorgung zu mehr als 50 % regenerativ gedeckt wird. Dies bietet nach Auffassung des Autors ein Maximum an Resilienz, da die Abhängigkeit von externen Versorgungsstrukturen maximal reduziert ist. Aufgrund des hohen Dämmstandards ist dies beim Passivhaus vergleichsweise einfach. Ein geringerer Standard führt bei dem hier vorgestellten Konzept zu deutlich höheren Investitionskosten und verringert die Wirtschaftlichkeit. Darüber hinaus werden größere Dachflächen[#] für die Energiegewinnung und mehr Grundfläche für den Energiespeicher benötigt, so dass das Konzept bei einem schlechteren Gebäudeenergiestandard immer schwieriger bis gar nicht mehr realisierbar ist.

Keinesfalls sollten wir uns bei Entwicklung zukunftsfähiger Konzepte irgendwelchen Ideologien verschreiben oder uns möglichen neuen Ideen verschließen. Was wir brauchen sind Lösungen, bei denen der Fokus nicht auf Effizienz, sondern auf dem Nutzen liegt.

13 Literatur

Unter www.eukon.de/AK56 ist eine Version dieses Beitrags mit zusätzlichen Informationen zu finden.

1 Anmerkung des Herausgebers: Nach unserer Auffassung ist es entscheidend, Gebäude im Lebenszyklus kostengünstig bei gleichzeitig möglichst hohem Nutzerkomfort und geringer Belastung der Umwelt zu errichten und zu betreiben. Alle Gebäudekonzepte, die diesem Ziel dienen, könnten als Königsweg bezeichnet werden.

Andreas Miller, Ingenieurbüro Miller, Ignaz-Bals-Straße 11, 97702 Münnerstadt

MüPEG – Einfamilienhaus als Passivhaus Premium und Effizienzhaus Plus mit Elektromobilität

1 MüPEG

MüPEG steht für Münnerstädter Plus-Energiegebäude, ein Einfamilienhaus mit Büroeinheit in Münnerstadt, Unterfranken. Das MüPEG ist ein zertifiziertes Passivhaus Premium und stellt außerdem ein Effizienzhaus Plus mit Elektromobilität dar.

Zwei Jahre Monitoring des MüPEG von 2012 bis 2014 durch das Fraunhofer Institut und die Hochschule Augsburg unter der Leitung von Prof. Martin Bauer im Förderprogramm der Forschungsinitiative Zukunft Bau BBSR/BMBUB konnten ein doppeltes Plus bestätigen: In der Jahresbilanz wurde mehr PV-Strom erzeugt, als für das Gebäude und die Elektromobilität verbraucht wurde [Bauer 2014]. Im Winter wird weniger Strom erzeugt als verbraucht, die Lücke wird aus dem Stromnetz gedeckt.



Abbildung 1: MüPEG Süd- und Gartenseite

Die Kurzformel für das MüPEG lautet: Passiv + Aktiv = PLUS.

2 Gebäudekonzept

Das Plus-Energie-Gebäude aus dem Entstehungsjahr 2011 zeigt, dass man sich zu einem Großteil am Gebäude mit Erneuerbarer Energie für Strom, Wärme und E-Mobilität ohne überdimensionierte Anlagenkonzepte und entsprechende Mehraufwendungen versorgen kann.

Leben, Arbeiten und klimaschonende Mobilität an einem zentralen Ort waren die Grundlage für das Gebäudekonzept. Das Passivhaus und die große Photovoltaikanlage bilden die Basis für eine möglichst hohe Eigenversorgung durch Erneuerbare Energie für Wärme, Haushaltsstrom und E-Mobilität. Das Gebäude konnte zum Großteil mit nachhaltigen und ökologischen Baustoffen in einer kosteneffizienten Bauweise erstellt werden. Auch ein großes Nordfenster mit Blickbeziehung zur Mittelgebirgslandschaft der Rhön konnte nach einer genauen Bilanzierung der Energieerträge der Fensterbereiche im PHPP realisiert werden.

Diese energetisch relevanten Entwurfsparameter spiegeln sich in der Architektur des Gebäudes konsequent wieder. Die Gebäudehülle im EG + OG wurde in einer Holztafelbauweise mit Massivholzfertigteilen und 36 cm Zellulosedämmung erstellt. Zur Hanglage im Untergeschoss wurden Betonfertigteile mit 30 cm EPS-Dämmlagen eingesetzt. Es wurde die Wohnnutzung im EG + OG bei 200 m² und eine Büroeinheit mit Technik und Entree im Untergeschoß auf ca. 100 m² organisiert. Die Nordhanglage des Grundstücks mit Blickbeziehungen und Erschließung zur Nordseite waren die zusätzlichen Herausforderungen in der Planung des Passivhauses. Die umgesetzte nachhaltige Holzbauweise mit hoher CO₂-Bindung würde nach einer Ökobilanzstudie der HS Darmstadt zum höchsten DGNB-Prädikat führen, und dies unter Einhaltung eines knapp kalkulierten Baubudgets.

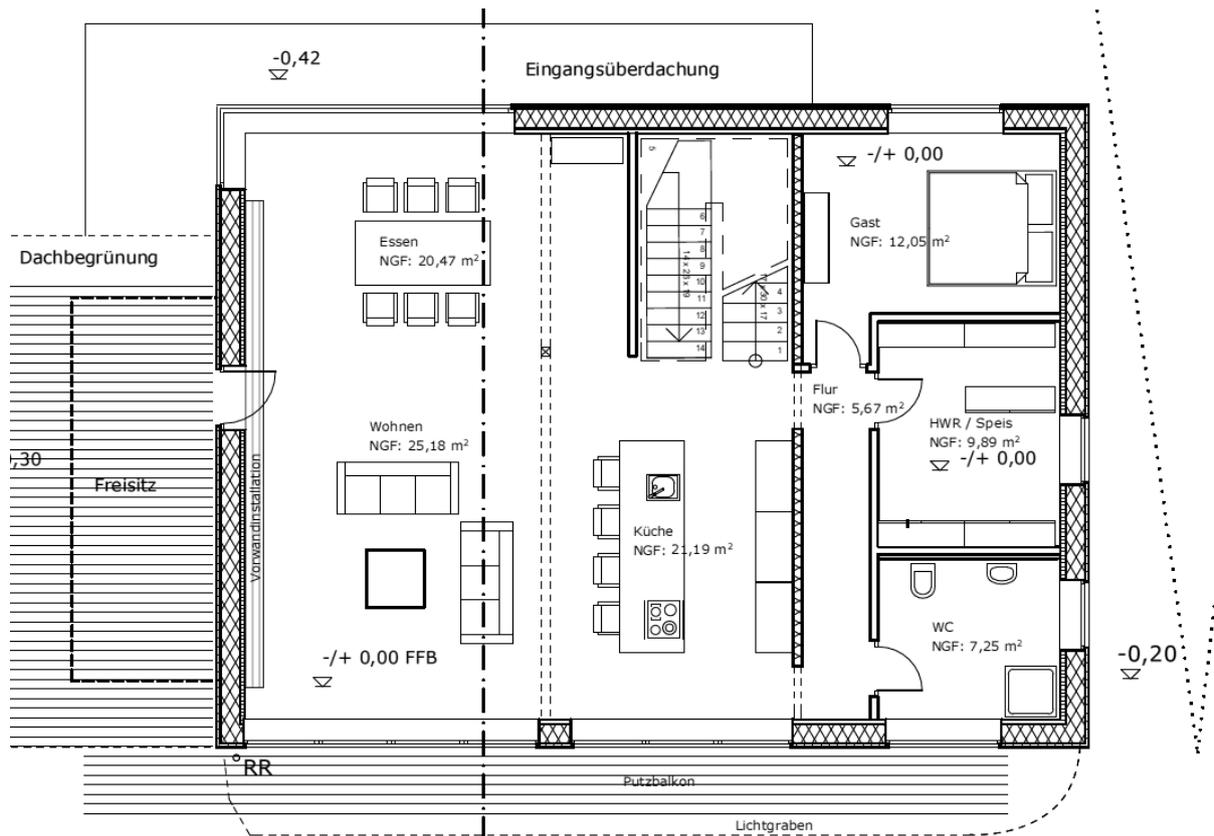


Abbildung 2: MüPEG Grundriss EG

Um eine möglichst hohe Energieautarkie ohne kostenintensiven Saisonspeicher zu ermöglichen, wurde das Kaldach als großes Süd-PV-Segel „schwebend“ über die kompakte Passivhaushülle ($A/V = 0,58$) geführt. Die Photovoltaikanlage mit 23,74 kW_p belegt das komplette Pultdach.

Die Kompaktheit des Gebäudes mit hoher Luftdichtigkeit führte zu einer Kostenreduktion in der Bauausführung und Anlagendimensionierung. Ergebnis: Eine Sole-Wärmepumpe mit 0,75 kW elektrischer Heizleistung versorgt das gesamte Gebäude mit Warmwasser und Heizung.

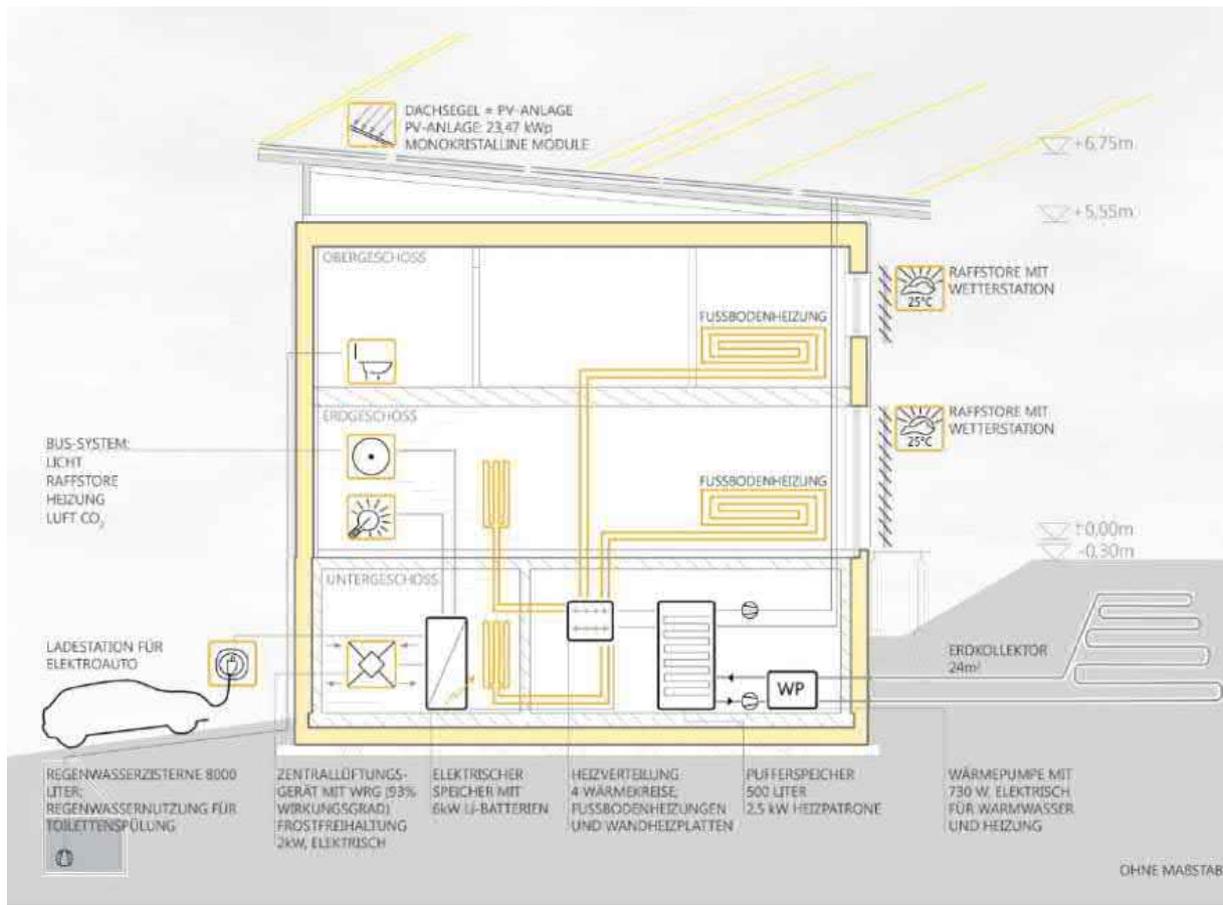


Abbildung 3: Gebäude- und Technikschemata

3 Ergebnisse

Das Gebäude war eines der Modellprojekte der Forschungsinitiative „Zukunft Bau“ des Bundesbauministeriums. Das zweijährige Monitoring der HS Augsburg hat in der realen Bewohnung im Bereich der Heizwärme und des Brauchwarmwassers als auch des Haushaltstromes mit Elektromobilität sehr geringe Energieverbräuche und eine hohe Autarkie festgestellt. Das Gebäude ist von April bis November im realen Plusenergiebereich. Der vorhandene Wintergap könnte mit einer kleinen saisonalen Pufferung und einer weiter verbesserten Erzeugungs- und Verbrauchsregelung nochmals verkleinert werden.

	Prognose [kWh/a]	Nov 12 - Okt 13 [kWh/a]	Nov 13 - Okt 14 [kWh/a]
Heizen, TWW, Lüftung	5.264	3.470	1.792
Haushalt	2.500	4.250	4.187
Summe Aufwand	7.764	7.720	5.979
PV-Strom Erzeugung	20.057	20.992	22.209
Überschuss (rechnerisch)	12.293	13.272	16.230

Tabelle 1: Vergleich von Energiebedarfs-Berechnung nach DIN V 18599 und Messergebnissen (aus [Bauer 2014])

Mit dem PHPP wurden für Heizwärme und Hilfsstrom 2.618 kWh/a und für Haushaltstrom 4.972 kWh/a berechnet. Diese Werte liegen deutlich näher an der Realität als die Berechnung nach den einschlägigen Normen der EnEV nach DIN V 18599.

Es konnten im Monitoring hohe Bereitstellungsverluste für die Pufferspeicherung mit Verteilung und Zirkulation in den Sommermonaten festgestellt werden.

In den Sommermonaten wurde im Monitoring eine Temperatur der Wohnräume von 24 bis 27 °C gemessen. Zudem wurde die Luftfeuchte bei gemittelt 44 % in der Heizperiode ermittelt.

Der CO₂-Gehalt wurde im Mittel über das Jahr mit angenehmen 746 ppm über die verschiedenen Messeinrichtungen im Gebäude erfasst.

Der Heizwärmebedarf wurde mit 9,1 kWh/(m²a) und die Heizlast mit 8,5 W/m² im PHPP bilanziert. Der PER-Bedarf liegt bei 29 kWh/(m²a) und die Erzeugung im Bezug zur überbauten Fläche bei 154 kWh/(m²a). Mit diesen Kriterien wurde ein Passivhaus Premium erreicht.

Anteil	Stromverbrauch Hausbetrieb [kWh]	
	Nov 2012 - Okt 2013	Nov 2013 - Okt 2014
Heizung und TWW	2.779	1.279
Hilfsenergie Anlagentechnik	1.215	1.240
Beleuchtung und sonstige Verbraucher	2.817	2.845
Elektrogeräte	1.433	1.342
Büro Gesamtstrom	1.316	1.079
Summe	9.560	7.785

Tabelle 2: Gesamtbilanzierung gemessen

Der Gesamtertrag der Photovoltaikanlage wurde im Mittel mit 21.600 kWh/a festgestellt. Das „Energie-Dachsegel“ erzeugt nach Abzug des Eigenverbrauchs für Heizung, Haushaltstrom, Bürostrom und 12.000 km Fahrleistung des Elektromobils p. a. einen Überschuss von ca. 11.000 kWh/a. Somit könnten sich die Nutzer des Gebäudes gut zweimal pro Jahr selbst mit Energie versorgen.

Es wurde ein Überangebot von Solarstrom von März bis November festgestellt. 30 % der Erträge können als Eigenstromnutzung über die PV-Anlage ohne einen zusätzlichen, aktuell noch kostenintensiven Akkumulator dem Gebäude zugeführt werden.

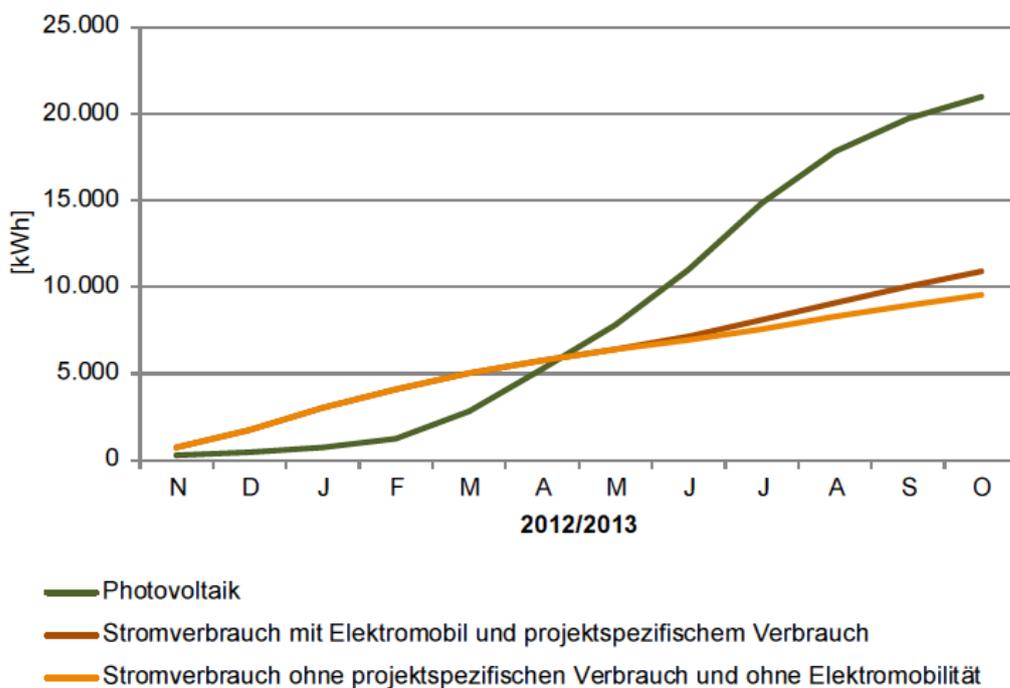


Abbildung 4: PV-Strom – Deckungsanteile

4 Literatur & Referenzen

[Effizienzhaus Plus
BBSR-BMWi]

Effizienzhaus Plus Münnerstadt. <https://www.zukunftbau.de/effizienzhaus-plus/modellvorhaben/effizienzhaus-plus-wohnbauten/muennerstadt-muepeg/>, abgerufen 21.5.2020

[Bauer 2014]

M. Bauer, K. Rau, M. Sedlmeier: **Endbericht der Modellvorhaben Effizienzhaus Plus Nr. 16, Wissenschaftliche Begleitung des Effizienzhaus Plus in Münnerstadt.**

https://www.zukunftbau.de/fileadmin/user_upload/Netzwerk_Effizienzhaus_Plus/Muennerstadt/Endbericht_16_Muennerstadt_anonymisiert.pdf, abgerufen 21.5.2020

Jürgen Schnieders, Passivhaus Institut, Rheinstraße 44/46, 64283 Darmstadt

Planen für die Sektorkopplung

1 Einleitung: Wozu Sektorkopplung?

Sollen die CO₂-Emissionen in Deutschland bis 2050 gegenüber 1990 um 95 % reduziert werden, so wie das zur Erfüllung des Pariser Klimavertrags erforderlich und von Bundesregierung und EU beabsichtigt ist, so ist klar, dass sich das Energiesystem radikal ändern muss. Wie dieser Umbau am besten aussehen kann, ist jedoch noch Gegenstand der Diskussion. Neben einer Minimierung der volkswirtschaftlichen Kosten sind dabei weitere Ziele und Randbedingungen im Blick zu behalten, etwa Belange des Naturschutzes, der beschlossene Atomausstieg und die soziale Akzeptanz verschiedener Technologien.

Etwa 85 % der Treibhausgasemissionen Deutschlands sind energiebedingt ([ISE 2015], nur diese werden im Folgenden betrachtet). Sie lassen sich in etwa gleichberechtigt den drei Sektoren Wärme, Strom und Verkehr zuordnen. Allerdings wird schon heute beispielsweise Strom auch im Verkehrsbereich und zur Wärmeerzeugung eingesetzt.

Diese Stromanwendungen werden in Zukunft noch wesentlich wichtiger werden, denn – das zeigt eine genauere Analyse der Alternativen – eine klimaverträgliche Energieversorgung wird sich weit überwiegend auf Windenergie und Photovoltaik stützen. Öl und Gas stehen als fossile Energieträger nicht mehr zur Verfügung, synthetische Ersatzprodukte aus erneuerbaren Energien, auch importiert, werden verhältnismäßig teuer sein. Biomasse steht nur in sehr begrenztem Umfang zur Verfügung, ähnliches gilt für die tiefe Geothermie. Atomkraft kommt aus Sicherheits- und Kostengründen ebenfalls nicht in Frage.

Folglich wird der Strombedarf in Deutschland gegenüber heute noch spürbar wachsen. Überlegungen, die den klassischen Stromsektor und dessen Dekarbonisierung isoliert betrachten, greifen somit eindeutig zu kurz. Es gibt aber noch einen zweiten Grund, warum es erforderlich ist, alle Energieverbraucher gemeinsam zu betrachten: Wenn die Energieerzeugung weitgehend auf fluktuierenden Energiequellen basiert, deren Verfügbarkeit mit dem Bedarf nicht unbedingt korreliert, muss zwischen Angebot und Nachfrage ein Ausgleich geschaffen werden. Speicher sind erforderlich, die nicht nur für sich allein erhebliche Kosten verursachen, sondern durch ihre Verluste auch den Bedarf an primärseitiger Erzeugung erneuerbarer Energien weiter vergrößern, vgl. den Beitrag von Jessica Grove-Smith in diesem Protokollband. Wird die Transformation

der einzelnen Sektoren geschickt aufeinander abgestimmt, lässt sich der Gesamtaufwand eventuell erheblich reduzieren. Hinzu kommt, dass eine wichtige Speichertechnologie in der Erzeugung von Wasserstoff bzw. darauf basierend von Methan besteht; diese Stoffe können aber auch direkt in der chemischen Industrie oder im Verkehr eingesetzt werden.

Der Begriff des Sektors wird in diesem Zusammenhang keineswegs einheitlich verwendet. In der Energiewirtschaft ist es üblich, die Verbraucher vier Sektoren zuzuordnen: 1. private Haushalte, 2. Verkehr, 3. Industrie und schließlich 4. Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD). Eine Sektoraufteilung kann sich auch auf politische Handlungsfelder beziehen und an der Zuordnung zu verschiedenen Ressorts orientiert sein. Das ist letztlich nicht entscheidend, denn im Zusammenhang mit der Sektorkopplung geht es in jedem Falle um die gemeinsame Analyse aller Energiedienstleistungen. Vorsicht ist allerdings bei der Interpretation statistischer Daten geboten. Hier kann die Aufteilung auf die verschiedenen Sektoren irreführend sein. Insbesondere Raumwärme wird zum Teil aus Strom und Fernwärme erzeugt, ihre Bedeutung erscheint in Statistiken daher mitunter geringer, als sie tatsächlich ist. Auch der Verkehr wird langsam zunehmend elektrifiziert, was zu Schwierigkeiten bei der Zuordnung der Verbräuche führen kann.

Ob die gekoppelte Betrachtung der Sektoren letztlich wirklich praxisrelevante Folgen hat, wenn doch in allen Bereichen Minimierung des Energiebedarfs und Elektrifizierung erforderlich sind, wird sich noch zeigen; das Schlagwort Sektorkopplung umfasst aber ohnehin die Untersuchung der Transformation sämtlicher Energieverbraucher. Eine solche ganzheitliche Betrachtung verhindert, dass Maßnahmen, die lediglich zur Verschiebung von Emissionen in einen anderen Sektor führen (wenn z. B. Stromheizungen statt Gaskesseln den Energiebedarf und die Emissionen vom Gebäudesektor in die Energiewirtschaft verschieben), unangemessen positiv bewertet werden.

In diesem Beitrag ist vor allem von Interesse, welche Konsequenzen die Überlegungen zur Sektorkopplung für den Bereich der Gebäude haben. Es ist wichtig, heute schon zu wissen, welche Häuser ins Energiesystem der Zukunft passen werden. Denn um die Ziele der Energiewende rechtzeitig erreichen zu können, hätten wir aufgrund der langen Lebensdauer von Gebäudekomponenten längst in der Breite beginnen müssen, die gebaute Umwelt angemessen zu gestalten.

2 Energiebedarf und CO₂-Emissionen heute

Die Klimaschutzziele der Bundesregierung ebenso wie die der EU beziehen sich auf die CO₂-Emissionen im Jahre 2050 in Relation zu 1990. An diesen Eckpunkten orientieren sich im Regelfall auch die vorliegenden Studien.

Im Jahr 1990 betragen die energiebedingten Treibhausgasemissionen der Bundesrepublik Deutschland 990 Mio. t CO₂-Äquivalent, 1992 noch 910 Mio. t. Seither sind die Emissionen nahezu linear weiter gesunken, 2018 waren es noch 704 Mio. t ([UBA 2019]), also 29 % weniger als 1990 (nachfolgend stets mit %₁₉₉₀ bzw. analog für andere Bezugsjahre bezeichnet). Es sind also durchaus Fortschritte zu erkennen.

Aufschlussreich ist es, von den derzeitigen Emissionen diejenigen aus der Braun- und Steinkohleverwendung, überwiegend in Kraftwerken, abzuziehen. Abbildung 1 zeigt diese Relation exemplarisch für das Jahr 2014 (Daten nach [ESYS 2017]). Würden allein die bestehenden Kohleanwendungen vollständig durch erneuerbare Energien ersetzt, würden bereits Einsparungen von 60 %₁₉₉₀ erreicht.

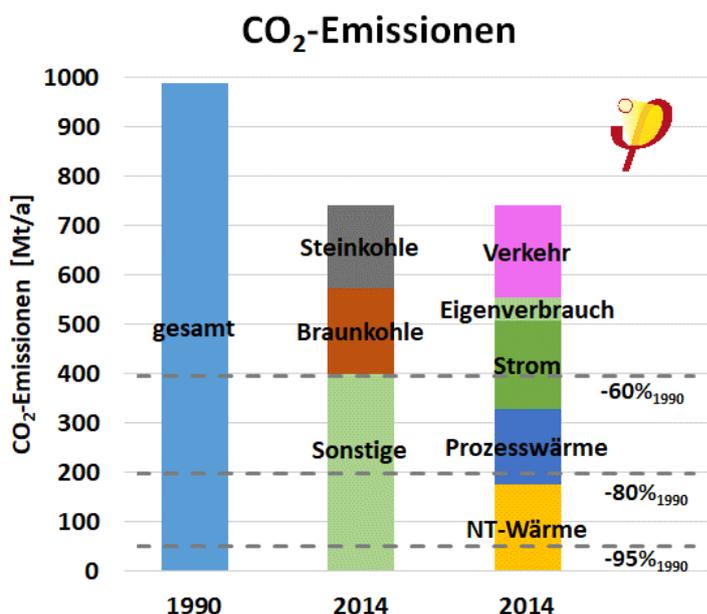


Abbildung 1: CO₂-Emissionen 1990 und 2014 nach [UBA 2019], [ESYS 2017]. Ein Ersatz der Kohle durch Erneuerbare würde bereits zu Einsparungen von 60 %₁₉₉₀ führen, letzteres stellt also mittelfristig kein übermäßig ambitioniertes Ziel dar. Um dagegen 95 % Einsparungen gegenüber 1990 zu erzielen, müssen auch die Emissionen aus dem Bereich der Niedertemperaturwärme drastisch reduziert werden.

Erhebliche Anteile des Energieverbrauchs finden in der Industrie statt, insbesondere zur Bereitstellung von Prozesswärme. Gerade die energieintensiven Hochtemperatur-

prozesse in der Grundstoffindustrie (vgl. Tabelle 1) sind in aller Regel schon sehr effizient ([ESYS 2017], [IWES 2015]). Potenziale könnte es dagegen noch bei der Nutzung industrieller Abwärme etwa für Fernwärmenetze geben. Die praktische Umsetzung ist aber mitunter schwierig, da mögliche Anbieter Einschränkungen ihrer Flexibilität scheuen und die Fernwärmebetreiber bereits ihre eigenen Kraftwerke betreiben ([ESYS 2017]).

Tabelle 1: Wärmebedarf in der Industrie nach [ESYS 2017]

Temperaturniveau	< 100 °C	100 – 500 °C	500 – 1.000 °C	> 1.000 °C
Wärmebedarf in TWh/a	48	80	105	175

Der Verkehrsbereich wird bisher vom mineralölbasierten Straßenverkehr dominiert. Hier sind durch eine Umstellung auf batterieelektrische Pkw und Oberleitungs-Lkw erhebliche Einsparungen möglich. Der deutsche Stromverbrauch würde durch eine vollständige Elektrifizierung des Straßenverkehrs gegenüber heute (2020) nur um ca. 20 % steigen.

Die Bedeutung des Gebäudesektors für den Endenergieverbrauch und die CO₂-Emissionen wird in vielen Darstellungen nicht richtig klar. Schwierigkeiten bereitet oft die Zuordnung des Strom- und Fernwärmeverbrauchs, zunächst, weil die entsprechenden Verbräuche dem Energiesektor zugeordnet werden, weiterhin auch aufgrund des Allokationsproblems im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung, das eine eindeutige Zuordnung unmöglich macht.

Basierend auf einer Analyse in [Maier 2020] ergibt sich die Darstellung in Abbildung 2, dargestellt für 2010 aufgrund der relativ guten Datenlage in diesem Jahr. Der Gebäudesektor (inkl. der Stromverbräuche in Wohngebäuden und der gesamten Raumwärme, aber ohne Prozesswärme in Industrie und Gewerbe, letztere ist der Industrie zugeordnet) ist demnach für ca. 40 % der deutschen CO₂-Emissionen verantwortlich.

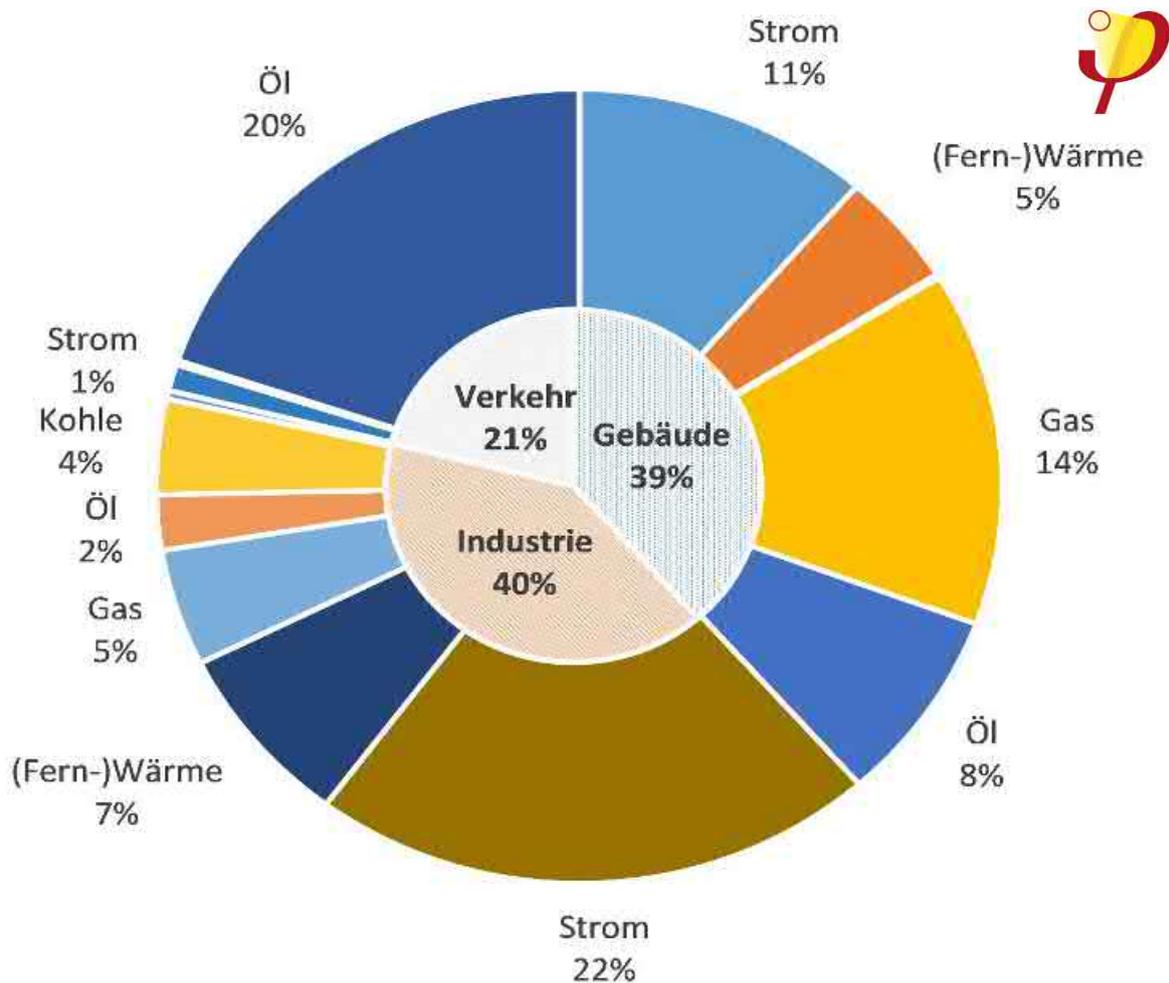


Abbildung 2: Aufteilung der CO₂-Emissionen auf die verschiedenen Sektoren (eigene Berechnungen für das Jahr 2010 nach [Maier 2020]). Der Sektor "Gebäude" umfasst hier den gesamten Energieverbrauch in den privaten Haushalten, einschließlich Strom und Fernwärme, sowie Raumwärme, Warmwasser und Klimakälte in GHD und Industrie.

3 Sektorkopplungsstudien

In den letzten Jahren sind in Deutschland zahlreiche Studien zur künftigen Entwicklung des Energiebedarfs erschienen. Diese Studien entwickeln in der Regel verschiedene Szenarien, wobei diese nicht mit Prognosen verwechselt werden dürfen. Es handelt sich um mögliche Entwicklungspfade, die unter bestimmten Annahmen so eintreten können. Sie können aber die Zukunft nicht vorhersagen, erst recht nicht über mehrere Jahrzehnte, sondern dienen lediglich dem Vergleich verschiedener Handlungs-Optionen. Disruptive Ereignisse wie z. B. vollkommen neue Technologien, die bei der Erstellung dieses Beitrags aktuelle Covid-19-Pandemie oder kriegerische Auseinandersetzungen können zu vollkommen anderen Entwicklungen führen.

Die verwendeten Modelle bilden in der Regel das gesamte Energiesystem mit sämtlichen Erzeugern und Verbrauchern ab. Orientiert an heute verfügbarer Technik, an Annahmen über deren Ausbaupotenziale und Kosten sowie an Emissions-Minderungspfaden (etwa: linearer Abfall bis minus 85 %₁₉₉₀) lassen sich damit die Gesamtkosten der Energieversorgung bis 2050 berechnen. Im nächsten Schritt können dann verschiedene Szenarien – z. B. batterieelektrische Autos vs. konventionelle Autos mit synthetischen Kraftstoffen – unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen im Gesamtsystem miteinander verglichen werden, um Grundlagen für politisches Handeln zu schaffen.

Noch einen Schritt weiter gehen Modelle, die ein Minimum der Gesamtkosten zu identifizieren versuchen. Hier sind insbesondere das Modell REMod-D des Fraunhofer ISE (z. B. [ISE 2015]) sowie die sektorübergreifende Zubauoptimierung des Fraunhofer IWES ([IWES 2015]) zu nennen. Im gegebenen hochdimensionalen, nichtlinearen Parameterraum ist eine Optimierung schon rein mathematisch eine Herausforderung, von den erforderlichen Rechenzeiten bei stundenweisen Simulationen über mehrere Jahrzehnte ganz zu schweigen.

Die Komplexität der Modelle und die Unsicherheiten bezüglich künftiger Technologie- und Preisentwicklungen sind erheblich, entsprechend sind auch die Ergebnisse mit großen Unsicherheiten behaftet. Gerade aus dem Vergleich der verschiedenen Studien lässt sich jedoch ableiten, welche Aussagen über die künftige Entwicklung und die Erfordernisse robust und welche eher unsicher sind.

Besondere Beachtung erfordert das in der jeweiligen Studie langfristig angestrebte Ziel. Es macht natürlich einen gravierenden Unterschied, ob im Endzustand noch 5, 10 oder 20 % des 1990 emittierten CO₂ freigesetzt werden. Dementsprechend heißt es z. B. in [ISE 2015]: "Zwischen Transformationspfaden mit einem Zielwert der Absenkung energiebedingter CO₂-Emissionen um 80 % und solchen mit einem Zielwert

von 90 % ist ein Kipppunkt zu beobachten. Die im 90-%-Szenario nur noch sehr geringe verfügbare Menge an fossilen Energieträgern bedingt, dass eine sehr große Menge an Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Sonne und Wind und eine große Menge an Speichern und Anlagen zur Erzeugung synthetischer Energieträger benötigt wird. Zugleich erfordert dieser Zielwert eine wesentlich weitergehende Sanierung des Gebäudebestands und führt dazu, dass im Bereich der Wärmeversorgung von Einzelgebäuden, die nicht über Fernwärme versorgt werden, nahezu ausschließlich elektrische Wärmepumpen eingesetzt werden."

In allen vorliegenden Studien endet der Betrachtungszeitraum im Jahre 2050. Das ist einerseits nachvollziehbar, denn hierauf zielen auch die Klimaschutzziele der Regierungen, und die Zuverlässigkeit der Prognosen wird naturgemäß immer schlechter, je länger der betrachtete Zeitraum wird. Andererseits ist vollkommen klar, dass unser Wirtschaftssystem auf die Dauer CO₂-neutral werden muss. Man kann es daher nur als kurzfristig bezeichnen, Planungsentscheidungen allein an CO₂-Minderungszielen von z. B. 80 % bis 2050 zu orientieren. Ein solches Ziel könnte im Gebäudebereich dazu führen, dass mit mittleren Qualitäten die Ziele für 2050 erreicht werden, die erforderlichen weiteren Reduktionen dann aber sehr aufwendig und teuer werden. Die nachfolgend herausgegriffenen Aussagen aus den Studien beziehen sich aus diesem Grund immer auf die höchsten untersuchten Klimaschutzziele.

3.1 Relativ zuverlässige Ergebnisse

3.1.1 Effizienz

Eine weitgehend oder gar vollständig erneuerbare Energieversorgung ist keine einfache Aufgabe, denn erneuerbare Energien sind in Deutschland nur begrenzt verfügbar. Eine Verbesserung der Energieeffizienz wird daher von allen Autoren als unerlässlich angesehen.

[ISE 2015] nimmt bis 2050 für die klassischen Stromanwendungen eine Verbrauchsreduktion durch Effizienzverbesserungen um 25 %₂₀₁₃ an, für industrielle Prozesse um 10 %₂₀₁₃. Ein wichtiges Ergebnis dieser Studie für den Gebäudebereich ist, dass bei ambitionierteren Reduzierungen der Emissionen um 90 %₁₉₉₀ im Kostenoptimum überwiegend hocheffiziente Sanierungen realisiert werden.

[IWES 2015] setzt ähnlich minus 23 %₂₀₁₄ für klassische Stromanwendungen an und weist auch im Verkehrssektor auf die Wichtigkeit hoher Effizienz hin. Die Studie beginnt die Schlussfolgerungen in der Roadmap Wärme mit den Worten: "Zur sektorübergreifenden Erreichung der Klimaziele spielt Effizienz im Wärmesektor eine zentrale Rolle."

Auch [Dena 2018] sieht eine Steigerung der Effizienz als Grundvoraussetzung für den Klimaschutz. Im Gebäudesektor sinkt der Energieverbrauch um bis zu 64 %₂₀₁₅, auch Verkehr und Industrie werden effizienter.

Typische Ansätze für Sanierungsraten liegen in den Studien im Bereich von 1 bis 2 % Vollsanierungsäquivalenten pro Jahr. Das Kopplungsprinzip, d. h. die weitgehende energetische Sanierung immer dann, wenn das betreffende Bauteil ohnehin ausgetauscht oder erneuert werden muss, wird durchgehend als entscheidend wichtig angesehen.

3.1.2 PV und Wind

Fast alle Autoren sind sich darüber einig, dass Photovoltaik und Windenergie die Basis der künftigen Energieversorgung bilden werden, selbst wenn hohe Importquoten für Strom oder synthetische Kraftstoffe aus erneuerbaren Energien angenommen werden.

Im Jahresgang passt das Lastprofil des Stromverbrauchs, mit einem bereits heute vorhandenen und künftig noch weit stärker ausgeprägten Winterberg, gut zum Angebotsprofil der Windenergie, das ebenfalls im Winter sein Maximum aufweist. Dagegen sind die winterlichen Erträge aus der PV sehr gering. Dementsprechend wird allgemein erwartet, dass sich die künftige Stromerzeugung langfristig zu ca. 50 % aus Wind, zu 25 % aus PV und zu 25 % aus sonstigen Beiträgen zusammensetzt.

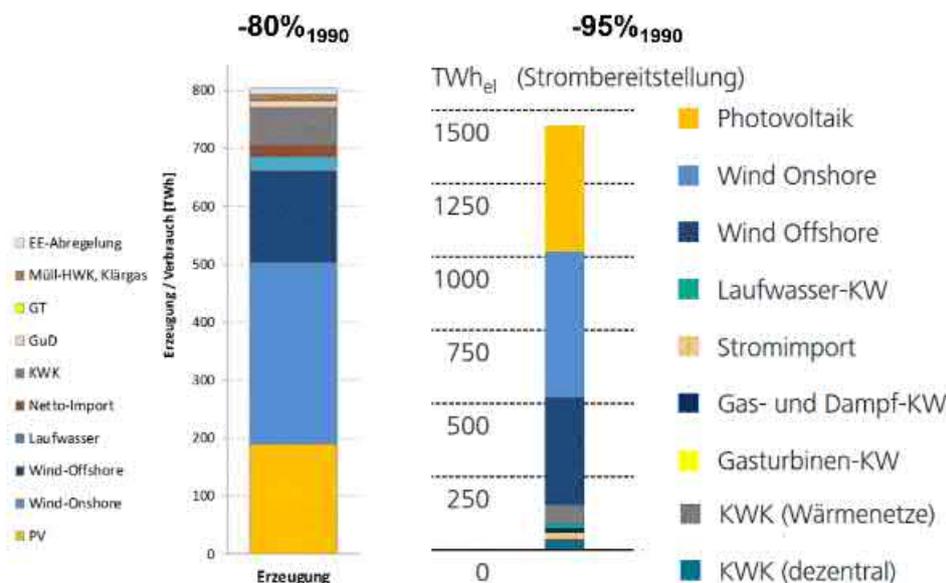


Abbildung 3: Kostenoptimale Stromerzeugung 2050, links nach [IWES 2015], rechts nach [ISE 2020], zur besseren Vergleichbarkeit z. T. farblich angepasst. In beiden Fällen sind Wind und PV die Hauptstromerzeuger. Für die Reduzierung auf 5 statt 20 %₁₉₉₀ im Szenario des ISE muss eine fast doppelt so hohe Strom-Menge bereitgestellt werden.

3.1.3 Elektrifizierung

Elektrischer Strom kann für fast alle Anwendungen mit hoher Effizienz eingesetzt werden. Gleichzeitig lässt er sich vergleichsweise einfach, mit hohen Potenzialen und realisierbarem Flächenbedarf aus Wind und PV erzeugen. Daher gehen die meisten Studien von einer weitgehenden Elektrifizierung der wichtigsten Anwendungen aus und sehen diese auch wirtschaftlich als günstig an. Insbesondere im Gebäudebereich ist eine elektrische Versorgung technisch und wirtschaftlich relativ leicht realisierbar, dasselbe gilt für den Straßenverkehr, wo batterieelektrische Pkw und Oberleitungs-Lkw eine hohe Effizienz aufweisen. Alternativen wie Methan, Wasserstoff oder Power-to-Liquid-Kraftstoffe für Fahrzeuge erscheinen in der Gesamtschau etwas teurer (vgl. z. B. [ISE 2015]). Da diese Energieträger oberhalb des verfügbaren Biomassebudgets künftig aus Strom synthetisiert werden müssen, erbringen sie die jeweilige Energiedienstleistung deutlich ineffizienter, vgl. den Beitrag von Jessica Grove-Smith in diesem Protokollband.

Ausnahmen gibt es im Luft- und Seeverkehr, wo Energieträger mit hoher Speicherdichte nicht zu ersetzen sind. Auch manche Prozesse in der Industrie lassen sich nicht ohne weiteres elektrifizieren. Für diese Anwendungen bietet sich die Nutzung der begrenzt verfügbaren Biomasse an, die daher nicht mehr zur Deckung der Grundlast für Raumheizung und Warmwasserbereitung zur Verfügung steht.

Vor dem Hintergrund der Elektrifizierung ist der Begriff der Sektorkopplung überhaupt erst entstanden: Da nun fast alle Bereiche mit elektrischem Strom versorgt werden, lohnt sich der Blick auf mögliche Wechselwirkungen, insbesondere was die Speicherung angeht. Die zusätzlichen Verbraucher mit anderem Lastprofil führen tendenziell stets zu einer Verstetigung der Stromnachfrage und können zum Teil sogar zur Lastverschiebung im Bereich von Stunden oder Tagen beitragen.

Energieautarke Gebäude werden in Studien, die den Blick auf das Gesamtsystem richten, übrigens nicht einmal erwähnt. Auch das Plusenergiegebäude, das in der Jahresbilanz mehr Energie erzeugt als verbraucht, spielt in diesen Überlegungen keine explizite Rolle. Wichtig sind vielmehr ein möglichst geringer Energieverbrauch des Gebäudesektors und ein hohes Potenzial für die PV-Erzeugung.

Solarthermie wird für die Warmwasserbereitung und zur sommerlichen Unterstützung von Fernwärmesystemen ein gewisser Stellenwert eingeräumt, insgesamt wird sie jedoch ebenfalls eher als Nischentechnologie gesehen.

Lediglich die umfangreiche dena-Leitstudie [Dena 2018], die mit zahlreichen Studien- und Modulpartnern aus der Energiewirtschaft, mit Gas- und Stromversorgern erstellt wurde, kommt zu dem Schluss, dass ein Technologiemix unter Nutzung der bereits vorhandenen Infrastruktur insgesamt kostengünstiger ist (Abbildung 4 links). Hier

wurde allerdings keine Optimierung durchgeführt, sondern es wurden lediglich zwei Szenarien verglichen; damit bleibt unklar, in welcher Richtung sich der vorgeschlagene Technologiemitmix eventuell noch weiter verbessern ließe.

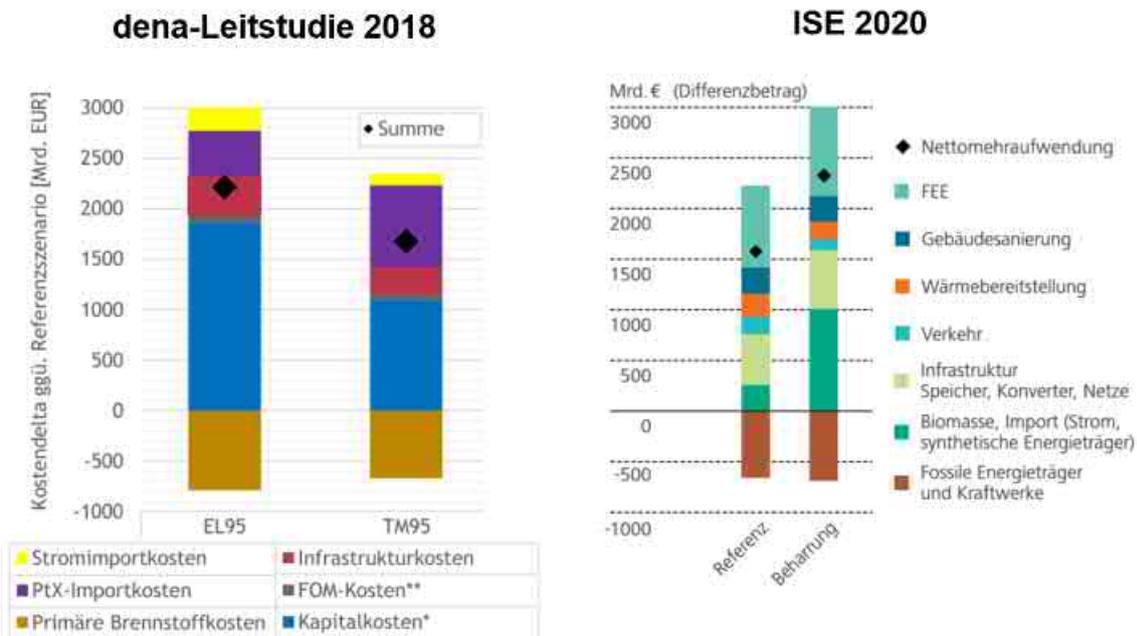


Abbildung 4: Strombasierte und eher konventionell orientierte Szenarien im Gesamtkostenvergleich bis 2050, jeweils in Relation zu einem Business-as-usual-Szenario ohne spezifische Klimaschutzziele. Grafiken links aus [Dena 2018], rechts aus [ISE 2020], zur besseren Vergleichbarkeit z. T. farblich angepasst

Aufschlussreich ist hier der Vergleich mit [ISE 2020]. Dort werden u. a. die Szenarien "Referenz" und "Beharrung" verglichen. Dabei entspricht das "Referenz"-Szenario des ISE etwa dem elektrifizierten EL95-Szenario der Dena, das "Beharrung"-Szenario dem stärker auf Erhalt der vorhandenen Infrastruktur setzenden TM95-Szenario – obwohl natürlich zahlreiche Details, die in den Studien nicht vollständig dokumentiert sind, ebenfalls eine Rolle spielen.

Eine wichtige Rolle für die entgegengesetzte Bewertung der Elektrifizierung spielt sicherlich die Tatsache, dass im Szenario EL95 eine höhere Sanierungsrate angesetzt wurde, die Dena für die energetische Gebäudesanierung aber anscheinend von Mehrkosten von 29 % für den KfW 70-Standard gegenüber der EnEV 2009 ausgeht. Das erscheint wenig realistisch, selbst Passivhäuser lassen sich für ca. 5 % bauliche Mehrkosten realisieren. Es erklärt jedoch die wesentlich höheren Kapitalkosten im EL95-Szenario. Andererseits sind die Kostenansätze für PtX-Import weit günstiger gewählt als in der Studie des ISE (vgl. Tabelle 2 in Abschnitt 3.2.2). Verwendet man stattdessen die doppelt so hohen Kostenansätze für PtX aus einer Sensitivitätsanalyse der

Dena und realistische Ansätze für die Mehrkosten effizienter Gebäude, so liegen die Szenarien EL95 und TM95 bereits gleichauf.

Eine weitgehende Elektrifizierung kann daher mit hoher Zuverlässigkeit als wichtiger Baustein der künftigen Energieversorgung angenommen werden.

3.1.4 Biomasse

Biomasse ist weltweit wie auch in Deutschland nur begrenzt verfügbar. Ihre energetische Nutzung steht in Konkurrenz zu Nahrungsmittelanbau und Naturschutz. Letztlich herrscht weitgehende Einigkeit darüber, dass nur Reststoffe für die Biomassenutzung in Frage kommen.

Biomasse lässt sich im Gegensatz zu Wind und PV leicht saisonal speichern. Sie lässt sich außerdem in Biogas (ca. 60 % Methan, außerdem CO₂ und kleine Mengen weiterer Gase) umwandeln, das zu Biomethan und flüssigen Treibstoffen weiterverarbeitet werden kann.

In vielen der Studien wird Biomasse daher wie erwähnt als viel zu wertvoll für eine einfache Verheizung in der Grundlast angesehen. Insbesondere die freien Optimierungen kommen zu dem Ergebnis, dass Biomasseprodukte in die Bereiche Industrie und Verkehr verschoben werden, aber nicht zur Herstellung von Niedertemperaturwärme dienen können.

Lediglich in [IWES 2015] wird für ältere Gebäude vorausgesetzt, dass es einen nicht sanierbaren Anteil gibt, der durch Holzheizung versorgt wird. Dem liegt die Annahme zu Grunde, dass für diese Gebäude die relativ großen Heizlasten nicht effizient durch Wärmepumpen gedeckt werden können. Hierfür stehen jedoch de facto bereits heute technische Lösungen zur Verfügung (vgl. Abschnitt 4.1).

3.1.5 Fernwärme

Fernwärme lohnt sich ökonomisch nur bei dauerhaft hoher Wärmebedarfsdichte. Sie hat aber den großen Vorteil, dass sie, insbesondere bei weiter reduzierten Temperaturen von Vor- und Rücklauf, Wärme aus verschiedensten Quellen aufnehmen kann. Hierzu zählen

- Abwärme aus stromgeführter KWK bei Strommangel im Netz
- solare Unterstützung mit thermischen Solarkollektoren
- Großwärmepumpen bei Stromüberschuss im Netz
- Elektrodenkessel bei hohem Stromüberschuss im Netz

- Müllverbrennung, Altholz, Klärschlamm
- industrielle Abwärme
- Abwärme aus Elektrolyse und Rückverstromung

Eine Wärmeerzeugung mit fossilen Energieträgern oder Biomasse im Sommer verbietet sich, da dann ausreichend Solarenergie zur Verfügung steht.

Die Nutzung vieler verschiedener Wärmequellen je nach dem momentanen Angebot führt zu nur wenigen Volllaststunden der jeweiligen Energiewandler im Jahr und entsprechend hohen Kosten; dezentral in den einzelnen Gebäuden wäre sie jedoch noch viel teurer. Auch eine Wärmespeicherung über Zeiträume von Stunden bis zu mehreren Tagen ist derzeit kostengünstiger möglich als für elektrischen Strom.

3.1.6 Energieversorgung in Gebäuden

Vor dem Hintergrund des bisher Gesagten wird klar, dass die künftige Energieversorgung von Gebäuden im Wesentlichen auf zwei Säulen aufbauen wird, Strom und Fernwärme. Neben den klassischen Stromanwendungen wird auch die Wärmeversorgung in weiten Teilen elektrische Wärmepumpen verwenden. Auch die Fernwärme spielt in allen Studien eine Rolle, wenn auch mit unterschiedlichen Anteilen.

Die direkte Kohle-, Öl-, aber auch Gas- und Biomassefeuerung spielen dagegen in Zukunft keine bedeutende Rolle mehr.

3.2 Weniger zuverlässige Ergebnisse

3.2.1 Erd- vs. Außenluftwärmepumpen

Ob eher Außenluft- oder Erdwärmepumpen eingesetzt werden sollen, hängt stark von den getroffenen Annahmen ab. Beispielsweise ergibt sich in [ISE 2015] für eine Reduktion von 90 %₁₉₉₀ ein Anteil von 80 % Erdwärmepumpen und 5 % Außenluftwärmepumpen, in [ISE 2020] werden für minus 95%₁₉₉₀, also sogar höhere Gesamtanforderungen, mit demselben Programm 3 % Erdwärmepumpen und 50% Außenluftwärmepumpen ermittelt. Ebenso wenig wie heute ist die Entscheidung zwischen beiden Systemen in Zukunft eindeutig.

3.2.2 Bedeutung von PtX-Import

Jenseits von 80 % CO₂-Reduzierung werden weitere Einsparungen deutlich schwieriger. Die Deckung des Energiebedarfs für Sonderanwendungen sowie die Stromversorgung in länger andauernden, kalten Dunkelflauten wird, so folgern die Studien,

durch Gas oder flüssige Kraftstoffe erfolgen. Man geht davon aus, dass diese Kraftstoffe nicht vollständig aus erneuerbaren Energien in Deutschland hergestellt werden, sondern dass es einen gewissen Importanteil gibt. Ob dieser Importanteil fossilen Ursprungs ist oder in Südeuropa bzw. Nordafrika aus erneuerbaren Energien hergestellt wird, ist für das deutsche Energiesystem weitgehend ohne Belang; für eine CO₂-neutrale Wirtschaft muss er natürlich ebenfalls CO₂-neutral sein.

Die Herstellung von gasförmigen (PtG) oder flüssigen (PtL) synthetischen Brennstoffen ist keineswegs billig. Die genauen Kosten sind für diese noch nicht ausgereifte Technik jedoch schwer abzuschätzen. Tabelle 2 gibt Orientierungswerte an.

Tabelle 2: Kostenansätze (Ct/kWh) für den Import von synthetischem Power-to-Gas bzw. Power-to-Liquid im Jahr 2050

Ct/kWh	Erdgas 2020	PtG 2050	PtL 2050	Bemerkungen
[ISE 2020]	6	20	24	brutto
[Agora 2018]	2,2	10		am Grenzübergang
[Dena 2018]	1,9	9	12	ohne Transport
[ESYS 2017]		10	10	mit Transport

Die Ergebnisse für die im Jahre 2050 zu importierenden PtX-Mengen schwanken zwischen 75 TWh/a ([ISE 2020], Szenario Suffizienz) und 744 TWh/a ([dena 2018], Szenario TM95).

Es ist vor allem im Vergleich mit den aktuellen Erdgaspreisen, leicht erkennbar, dass der Einsatz dieser teuren Energieträger sich aus wirtschaftlichen Gründen auf ein Minimum beschränken wird. Dies zeigt sich beispielsweise auch im Szenario Suffizienz2035 aus [ISE 2020], wo bereits 2035 die CO₂-Emissionen auf null sinken. Hier müsste der Anteil importierten PtX zunächst rasch bis auf 570 TWh/a ansteigen, da die Transformation der übrigen Sektoren nicht schnell genug gelingt. Langfristig sinkt der PtX-Import dann aber wieder auf 70 TWh/a.

3.2.3 EE-Methan vs. EE-Wasserstoff

Dass in Zukunft in nennenswertem Umfang chemische Energiespeicher auf dem Weg über Wasserstoffelektrolyse benötigt werden, ist unumstritten. Weniger klar ist, ob diese saisonale Speicherung eher direkt über Wasserstoff oder auf dem Weg über Methan realisiert wird.

Die direkte Verwendung von Wasserstoff bietet vor allem den Vorteil höherer Effizienz in der Erzeugung, möglicherweise (auf dem Weg über Brennstoffzellen) auch in der Rückverstromung.

Für Methan spricht in erster Linie die Möglichkeit, die vorhandene Infrastruktur zu nutzen. Neben dem umfassenden Leitungsnetz sind Erdgasspeicher in einer Größe von 200 bis 300 TWh bereits vorhanden.

Wasserstoff lässt sich dagegen in den vorhandenen Speichern und Netzen nur zu gewissen Anteilen einbringen, derzeit sind 10 Vol-% zulässig. Bei höheren Anteilen entstehen möglicherweise Probleme z. B. mit der Dichtheit von Speichern und der Bildung von toxischem Schwefelwasserstoff o. ä. in Erdgaskavernen. Eine Speicherung von Wasserstoff in Salzkavernen scheint eher möglich.

In früheren Jahren wurde Stadtgas mit bis über 50 Vol-% Wasserstoff verwendet, seit 1995 ist das in Deutschland aber nicht mehr der Fall. Die heutigen Leitungsnetze sind nicht unbedingt für solch hohe Wasserstoffanteile ausgelegt, die Endverbraucher auf keinen Fall.

Ob sich letztlich Methan oder Wasserstoff als Langzeitspeicher durchsetzen wird, ist noch nicht abzusehen. Möglicherweise wird auch eine Mischung beider Systeme die meisten Vorteile bieten.

3.2.4 Fernwärme

Der Fernwärme wird in allen Studien eine relevante Rolle zugeschrieben. Wie groß diese aber genau sein wird, darüber sind vorläufig noch keine Aussagen möglich.

In diesem Sinne heißt es z. B. in [Agora 2018]: "Grundsätzlich sind Wärmenetze aus Sicht der Effektivität und Kosten im hochverdichteten Siedlungsbereich das Mittel der Wahl für eine Dekarbonisierung des Gebäudebestandes." Aber: "Die Frage der langfristigen Rolle der Fernwärme-KWK ist hinreichend komplex und bedarf der Bewertung von Entwicklungspfaden einschließlich aller Rückwirkungen mit dem gesamten Energiesystem." Auch Optimierungsrechnungen sind diesbezüglich nicht eindeutig: In [ISE 2015] bleibt der Fernwärmeanteil bis 2050 bei 15 %, in [ISE 2020] sind es 40 %. Auch andere Autoren kommen zu sehr verschiedenen Fernwärmeanteilen.

Interessant ist ein genauere Blick auf die Abwärmennutzung aus Elektrolyse und Rückverstromung. Erfolgt die Stromerzeugung überwiegend mit Wind und PV, so steht fast immer entweder zuviel oder zuwenig Strom zur Verfügung, da die Erzeugungsleistung nicht dem Verbrauch angepasst werden kann. Dieser Strom wird zunächst in Kurzzeitspeichern ein- bzw. ausgespeichert. Wenn der Kurzzeitspeicher erschöpft ist, läuft

dann entweder die Elektrolyse/Methanisierung oder die Rückverstromung. Beide Prozesse erzeugen relevante Mengen Abwärme, die für das Fernwärmenetz verfügbar gemacht werden können. Geht man von größenordnungsmäßig 200 TWh/a Methan aus, die als EE-Gas erzeugt und wieder rückverstromt werden, würde allein dadurch schon eine Abwärmemenge von etwa 200 TWh/a zur Verfügung stehen, weit mehr als die derzeit etwa 120 TWh/a an Fernwärme. Es erscheint daher sinnvoll, Standorte für Elektrolyseure wie auch für Anlagen zur Rückverstromung nahe an den vorhandenen Fernwärmenetzen auszuwählen.

GuD-Kraftwerke erreichen ihren hohen Wirkungsgrad von 58 %, weil sie ihre Abwärme bei niedrigen Temperaturen von 30 °C abgeben. Wird dagegen die Wärme auf einem in typischen Fernwärmesystemen nutzbaren Niveau von 100 °C ausgekoppelt, sinkt der elektrische Wirkungsgrad um ca. 10 Prozentpunkte (Abbildung 5), auch der Gesamtwirkungsgrad wird etwas geringer. Dennoch kann sich der KWK-Betrieb lohnen, wenn sowohl Strom als auch Wärme gebraucht werden. Würde man den Strom-Mehrertrag im Betrieb ohne KWK mit einer sehr guten Wärmepumpe (Arbeitszahl 4) in z. B. Raumwärme verwandeln, wäre bei gleichem Stromertrag der Wärmeertrag immer noch geringer als im Betrieb mit KWK, die Kosten des Gesamtsystems wären aber spürbar höher. Bei niedrigeren Fernwärmemetemperaturen sieht die Bilanz für die KWK noch besser aus.

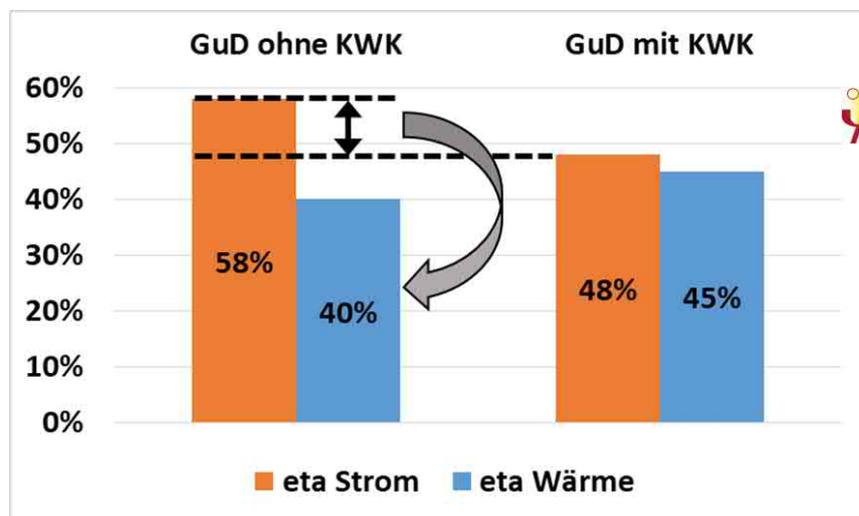


Abbildung 5: Elektrischer und thermischer Wirkungsgrad eines GuD-Kraftwerks mit und ohne Kraft-Wärme-Kopplung.

Es bietet also Vorteile, die Anlagen zur Rückverstromung im Einzugsbereich der vorhandenen Fernwärmenetze zu errichten. Sollten in Zukunft Brennstoffzellen die GuD-Kraftwerke als Mittel der Wahl für die Rückverstromung ersetzen, gilt das umso mehr, da die Brennstoffzelle keine Wärmekraftmaschine ist, also nicht an Carnot gebunden, und sich die Abwärme daher potenziell ohne Beeinträchtigung des elektrischen Wirkungsgrades auf höherem Temperaturniveau auskoppeln lässt.

4 Zur Rolle der Gebäude

4.1 Effiziente Gebäude sind ein zentraler Teil der Energiewende

Die oben zitierten Studien zeigen übereinstimmend: Die Transformation des Energiesystems zur Klimaneutralität ist machbar, aber sie ist keine einfache Aufgabe. Schon deswegen müssen Effizienzpotenziale genutzt werden, wo immer es sie gibt. Im Gebäudesektor existieren diese Potenziale, die technisch-wirtschaftlichen Lösungen sind da und müssen nur umgesetzt werden.

Passivhäuser im Neubau sind kostengünstig und funktionieren zuverlässig und dauerhaft. Für den Gebäudebestand gilt nach wie vor: Sanieren, wenn es ohnehin erforderlich ist, und dann eine zukunftsfähige Energieeffizienz realisieren. Der mittlere Heizwärmebedarf des Gebäudebestands kann bis 2050 um 50 %₂₀₂₀ reduziert werden, wenn konsequent bei jeder erneuerten bzw. sanierten Komponente Passivhausqualitäten eingesetzt werden (Abbildung 6). In den darauffolgenden Jahrzehnten sind noch weitere Reduzierungen bis auf ca. 25 kWh/(m²a) möglich. Eine wesentliche Erhöhung der Sanierungsrate, über die aus der Lebensdauer der Komponenten resultierenden Erneuerungszyklen hinaus, erscheint dagegen nicht finanzierbar.

Im Gegensatz zu Investitionen z. B. in neuartige Energiespeicher oder den Ausbau von Fernwärmenetzen bietet die Energieeffizienz in Gebäuden auf diesem Niveau ein Maximum an Planungssicherheit; in allen denkbaren Szenarien wird sich die Mehr- Investition lohnen.

Wochenlange Dunkelflauten, in denen jeder Energieverbrauch besonders schmerzhaft wird, treten vorwiegend im Winter auf (vgl. [ESYS 2017]). Hierfür werden, da sind sich die verschiedenen Studien einig, weiterhin Gaskraftwerke gebraucht, die aufgrund ihrer geringen jährlichen Volllaststunden sehr hohe Kosten für die erzeugte Kilowattstunde verursachen. Energie wird also künftig dann am teuersten sein, wenn das Passivhaus sie einspart. Unsanierte Altbauten in solchen Perioden zu beheizen wird eine erhebliche finanzielle Belastung darstellen, entweder für die Gesellschaft als Ganzes oder für die betroffenen Bewohner. Damit wird der unsanierte Altbau zum Armuts- bzw. Gesundheitsrisiko.

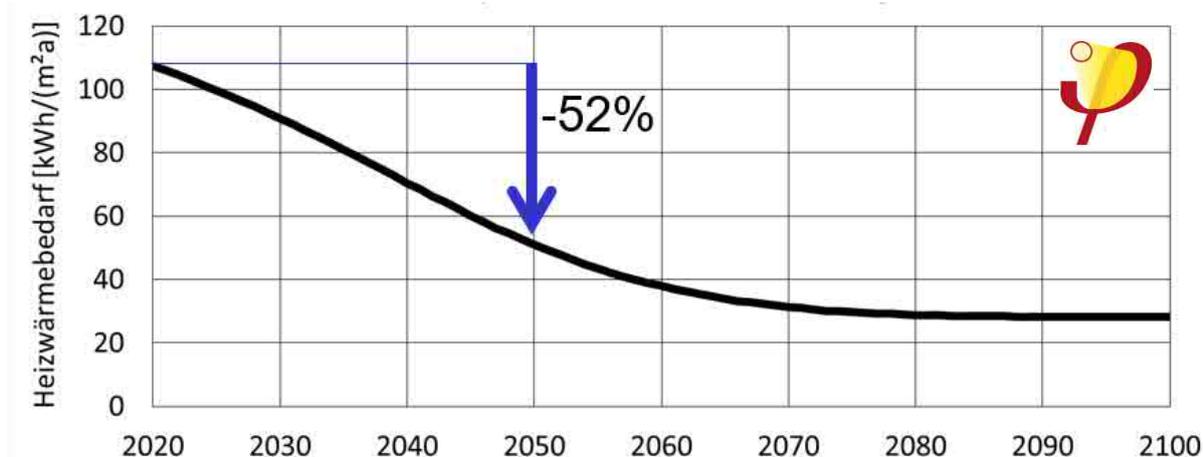


Abbildung 6: Entwicklung des Heizwärmebedarfs im Gebäudebestand für konsequente Sanierung auf EnerPHit-Niveau (eigene Berechnungen auf Basis von [Maier 2020]). Ein Anteil von 10 % denkmalgeschützter Außenwände wurde berücksichtigt.

Wärmepumpen werden eine wesentliche Säule der künftigen Wärmeversorgung sein. Die Kosten von Wärmepumpen sind deutlich höher als die von anderen Heizsystemen, sie werden durch eine stark reduzierte Heizlast erst bezahlbar (s. auch Abbildung 7). Geringe Heizlasten sind außerdem die Voraussetzung dafür, Wärmepumpen mit niedrigen Vorlauftemperaturen und damit hoher Effizienz betreiben zu können.

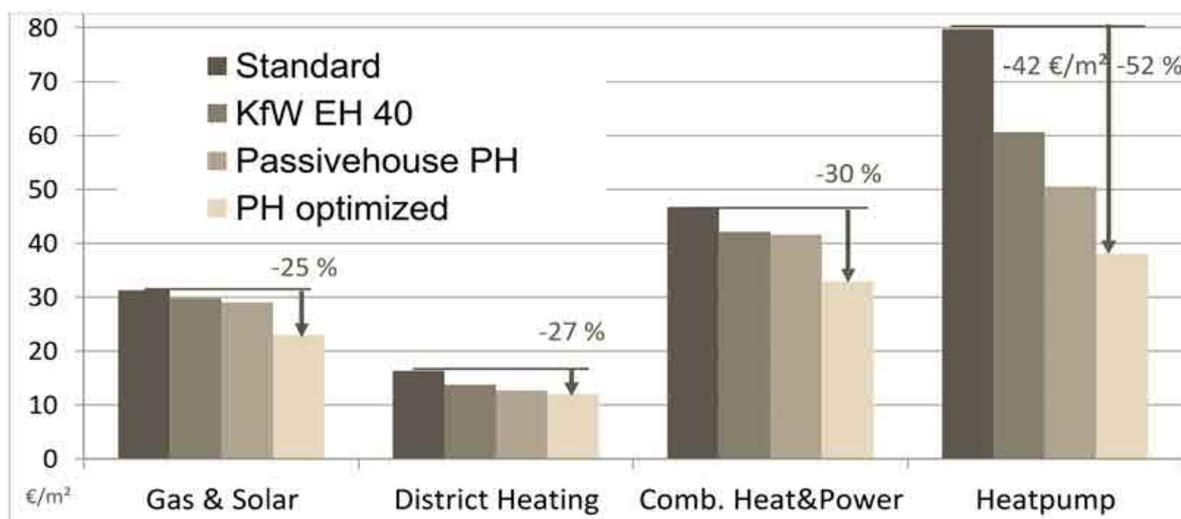


Abbildung 7: Die relativ teuren Wärmepumpen, die zur Nutzung erneuerbarer Energien benötigt werden, sind im Passivhaus leicht finanzierbar. Grafik: [Schulze Darup 2019]

Dennoch können selbst ältere Einfamilienhäuser sinnvoll mit Wärmepumpen beheizt werden. Schon heute sind sogenannte Wärmepumpenheizkörper erhältlich, die durch ein Gebläse die Vorlauftemperatur eines Heizkörpers bei gleicher Leistung und glei-

chen Abmessungen von z. B. 55 auf 40 °C senken können. Derzeit sind sie noch ungefähr so teuer wie die zugehörige Wärmepumpe selbst, dafür gibt es aber langfristig keinen Grund. Selbst bei ungünstiger Kubatur, baupraktischen Zwängen und starken Wärmebrücken wird sich die Heizlast eines Einfamilienhauses unter 30 W/m² senken lassen, sodass eine Wärmepumpe an den vorhandenen Verteilleitungen effizient betrieben werden kann. Alternativ kommen hier Multisplitgeräte in Frage, also Luft-Luft-Wärmepumpen, die potenziell noch effizienter sein können. Für die Wärmeübergabe dürften statt der im Deckenbereich montierten Split-Innenteile Truhengeräte sinnvoll sein, die in Größe und Montageposition einem Heizkörper ähneln, aber das Kältemittel ohne Umweg direkt in einen ventilatorgestützten Luftstrom kondensieren.

4.2 Gebäude als Stromspeicher

Effiziente Gebäude lassen sich über kurze Perioden als virtuelle Stromspeicher nutzen. Beispiele zeigen Simulationsergebnisse in Abbildung 8 und Abbildung 9 für ein Reihenendhaus in Passivhausbauweise, ähnlich den im Beitrag "Energieeffizienz und erneuerbare Energien - früher und heute" in diesem Band beschriebenen Passivhäusern in Hannover-Kronsberg.

Es ist zunächst zu unterscheiden zwischen Leicht- und Massivbauten. Der Massivbau besteht aus 11,5 cm starkem, porosiertem Ziegelmauerwerk (Dichte 1.400 kg/m³) mit 16 cm dicken Betondecken, ist also keineswegs ein gezielt extrem schwer gebautes Haus. Der Leichtbau verfügt über einen 5 cm dicken Zementestrich, besitzt ansonsten aber wenig Speichermasse.

Unterschiede wurden auch festgestellt zwischen Luft- und Flächenheizung. Wird die Raumwärme über die Luft eingebracht, etwa durch Konvektoren oder eine Zuluftheizung, so ist bei Betrieb der Heizung die Raumlufttemperatur höher als die Temperatur der Bauteile. Die operative Raumtemperatur als Mittelwert von Luft- und Oberflächentemperatur fällt in diesem Fall nach Abschalten der Heizung schneller ab als bei einer Flächenheizung, weil sich die fast kapazitätslose Raumluft sehr schnell auf eine Temperatur unterhalb der kapazitätsbehafteten Bauteile abkühlt. Beheizte Flächen, z. B. in einer Fußbodenheizung, sind bei derselben operativen Temperatur wärmer als bei Luftheizung, nach Abschalten der Heizung kühlen sie sich nur langsam ab, sodass auch die operative Temperatur langsamer sinkt.

In den Grafiken sieht man, dass der Massivbau mit Flächenheizung durchaus einige Tage ohne Wärmezufuhr nutzbar ist, wenn das Gebäude rechtzeitig auf Temperaturen am oberen Rand des Komfortbereichs aufgeheizt werden kann. Selbst im Passivhaus-Leichtbau kann dann für 6 bis 12 Stunden auf die Heizung verzichtet werden. In den berechneten Beispielen gilt das sowohl für sonnige Hochdruckwetterlagen mit niedrigen Temperaturen als auch für trübe, dafür aber mäßig kalte Perioden.

Die Größe des verfügbaren Stromspeichers ist allerdings recht begrenzt. Die verschiebbaren Wärmemengen betragen im Durchschnitt über drei Tage 46 kWh/d in Abbildung 8 und 40 kWh pro Tag in Abbildung 9. Bei einer Arbeitszahl von 3 sind das bis zu 15 kWh Strom pro Tag, deutlich weniger als der Inhalt einer typischen Elektroauto-Batterie. Zu berücksichtigen ist auch, dass den Nutzern sicherlich substantielle Preise für die verschobene Kilowattstunde gezahlt werden müssten, wenn die Heizung länger als ein paar Stunden abgeschaltet werden soll. Ob solche Strategien letztlich den Aufwand lohnen werden, bleibt abzuwarten.

Zum Vergleich stellen die gestrichelten Linien in den Grafiken die Dynamik in einem sehr schlecht gedämmten Altbau dar (Zweifachverglasung, U-Werte Wände 2,0 W/(m²K), Dach 1,4 W/(m²K)). Hier sind innerhalb von 2 bis 3 Stunden nach Abschalten der Heizung unangenehm kalte Temperaturen erreicht.

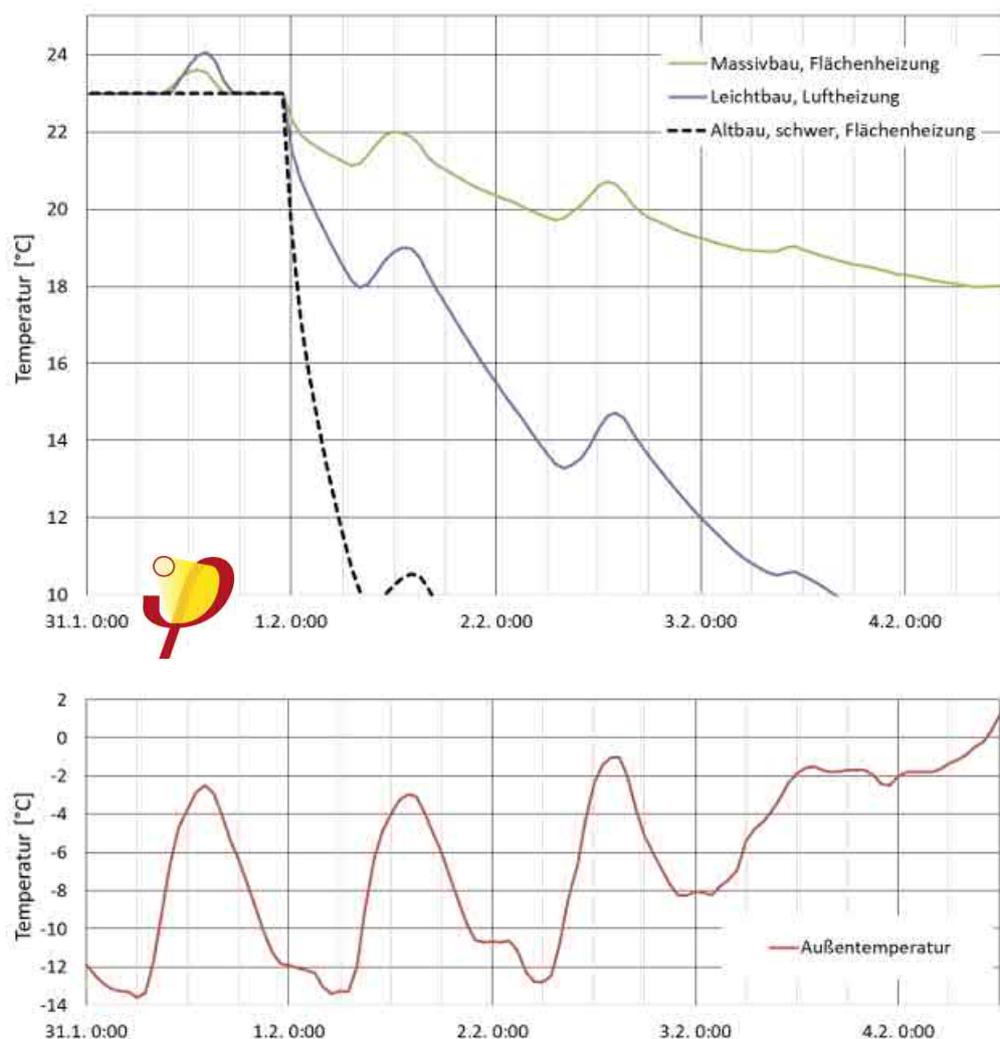


Abbildung 8: Außen- und Raumtemperaturverlauf nach Abschalten der Heizung in einer sonnigen, kalten Periode ab 1.2., 0:00 Uhr.

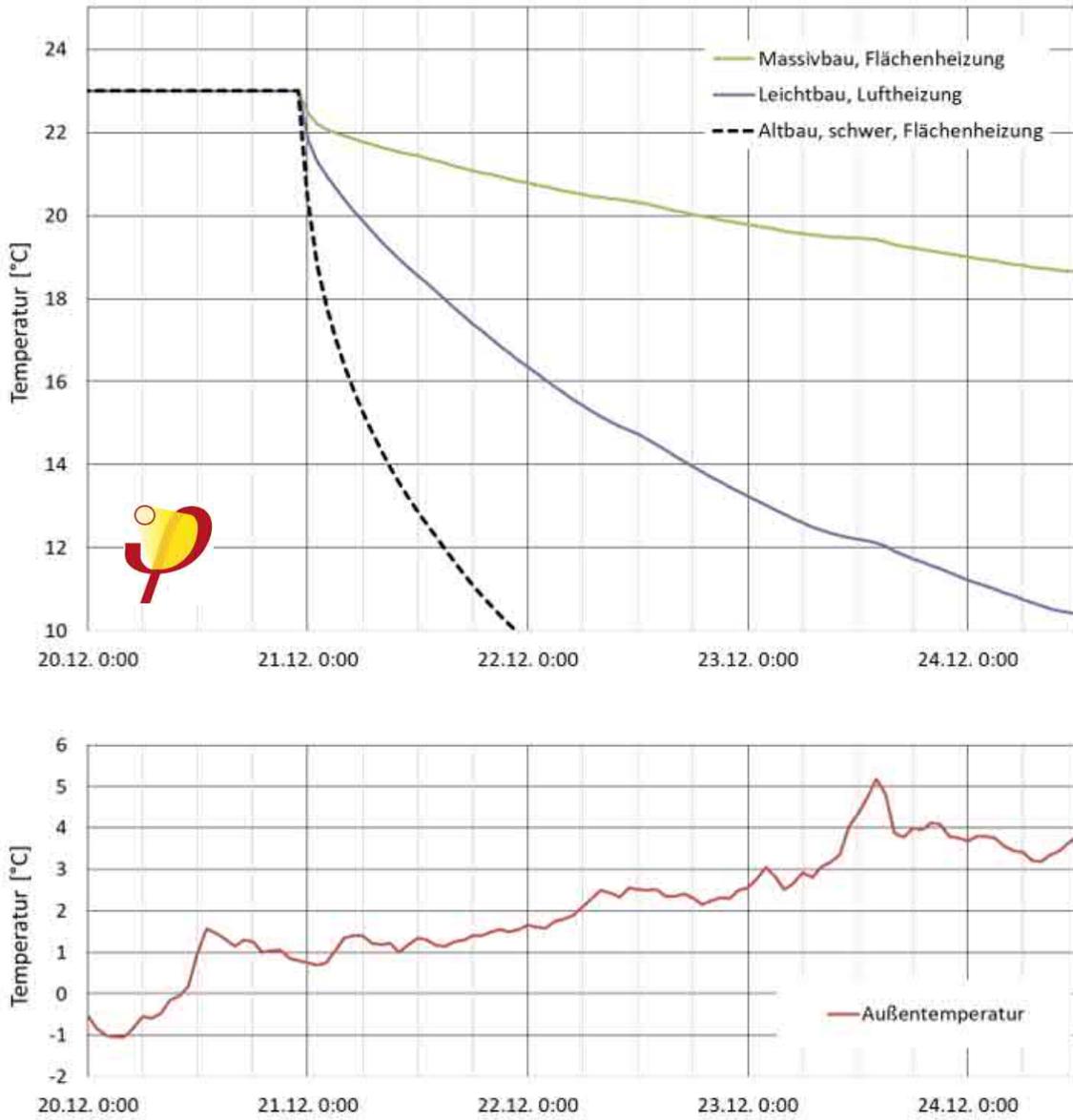


Abbildung 9: Außen- und Raumtemperaturverlauf nach Abschalten der Heizung in einer mäßig kalten, trüben Periode ab 21.12., 0:00 Uhr.

5 Fazit

Bis zum Jahr 2050 eine klimaneutrale Energieversorgung zu erreichen, ist insgesamt technisch und wirtschaftlich machbar, erfordert aber erhebliche Anstrengungen bei Energieerzeugung und -verbrauch.

Die Energieerzeugung wird langfristig überwiegend auf Wind und PV basieren, ergänzt durch Solarthermie, Biomasse, Abwärmenutzung etc. Im Energieverbrauch sind Gebäude heute für ca. 40 % der gesamten CO₂-Emissionen verantwortlich und damit ein wichtiges Handlungsfeld. Benötigt werden zunächst massive Effizienzverbesserungen im Neu- und Altbau. Passivhaus- bzw. EnerPHit-Standard bieten hier gute Voraussetzungen, insbesondere als Passivhaus Plus/Premium mit einem hohen Beitrag zur Stromerzeugung durch PV.

Zusätzlich muss die Wärmeversorgung so umgestellt werden, dass sie sich ins Gesamtsystem sinnvoll einfügt. Wesentlicher Energieträger wird Strom in Verbindung mit Wärmepumpen sein, ergänzt durch weiterentwickelte Fernwärmenetze, die insbesondere mit niedrigeren Temperaturen betrieben werden. Weitere Überlegungen zur Bewertung verschiedener Versorgungsvarianten finden sich im Beitrag zum PER-System in diesem Band.

Der Passivhausstandard ist schon unter heutigen Randbedingungen wirtschaftlich. Durch den Wegfall der fossilen Energieträger wird Energie zwar nicht unbezahlbar, aber tendenziell teurer werden müssen, vor allem zu den Zeiten, wo die fluktuierenden erneuerbaren Energien knapp sind. In Zukunft sparen Passivhäuser gerade dann am meisten ein, wenn die Energie am teuersten ist.

In einer Situation, wo die genaue künftige Entwicklung mit einigen Unsicherheiten behaftet ist, sind Gebäude mit hoher Effizienz eine Art Versicherung: Die Folgen noch nicht genau vorhersagbarer Änderungen z. B. der Energiepreise und -verfügbarkeit sind bei einem sehr geringen Gesamtbedarf leicht zu bewältigen.

6 Literatur

- [Agora 2018] ifeu, Fraunhofer IEE und Consentec: Wert der Effizienz im Gebäudesektor in Zeiten der Sektorenkopplung. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, November 2018. www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/Heat_System_Benefit/143_Heat_System_benefits_WEB.pdf, abgerufen 30.5.2020
- [Dena 2018] Deutsche Energie-Agentur: dena-Leitstudie Integrierte Energiewende, Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. Dena, Juli 2018. www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf, abgerufen 30.5.2020
- [ESYS 2017] Ausfelder et al.: "Sektorkopplung" – Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2017. energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/PDFs/ESYS_Analyse_Sektorkopplung.pdf, abgerufen 30.5.2020
- [ISE 2015] H.-M. Henning, A. Palzer: Was kostet die Energiewende? Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050. Fraunhofer ISE, Freiburg, November 2015. www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE-Studie-Was-kostet-die-Energiewende.pdf, abgerufen 30.5.2020
- [ISE 2020] P. Sterchele, J. Brandes, J. Heilig, D. Wrede, Ch. Kost, T. Schlegl, A., H.-M. Henning: Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem. Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen. Fraunhofer ISE, Freiburg, Februar 2020. www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE-Studie-Wege-zu-einem-klimaneutralen-Energiesystem.pdf, abgerufen 30.5.2020
- [IWES 2015] N. Gerhardt et al.: Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr. Fraunhofer IWES, September 2015. www.energie.fraunhofer.de/content/dam/energie/de/documents/01_PDF_PI/151008_IWES_PDF_sektoreuebergreifende_Energiewende_2.pdf, abgerufen 30.5.2020
- [Maier 2020] M. Maier: Modellierung und Analyse des Energiebedarfs und -verbrauchs des Gebäudesektors im Kontext des heutigen und zukünftigen Energiesystems der Bundesrepublik Deutschland. Masterarbeit im Studiengang Energietechnik an der Hochschule Kempten, Mai 2020
- [Schulze Darup 2019] B. Schulze Darup, B. Krick: Sustainable supply systems in multi-storey residential buildings. Tagungsband der 23. Passivhaustagung, Gaobeidian 2019
- [UBA 2019] Umweltbundesamt: Emissionsübersichten Treibhausgase Emissionsentwicklung 1990-2018 – Treibhausgase, Trendtabellen Treibhausgase 1990-2018. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/2019_01_15_em_entwicklung_in_d_trendtabelle_thg_v0.6.1_f-gase.xlsx, abgerufen 30.5.2020

Oliver Kah, Passivhaus Institut, Rheinstraße 44/46, 64283 Darmstadt

Primärenergetische Bewertung von innovativen Mikro-KWK-Systemen

1 Einleitung

Nahezu die Hälfte des deutschen Gebäudebestandes wird mit Erdgas, Flüssigas oder Biogas beheizt und für viele weitere Gebäude ist ein Erdgasanschluss in direkter Umgebung verfügbar.

Im Folgenden soll untersucht werden, welche Effizienzpotentiale auf Erdgas basierende Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) aufweisen. Der Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung führt aufgrund der besseren Ausnutzung des Brennstoffs zu höherer Effizienz als reine Gaskessel und könnte daher auch für die Zukunft eine interessante Option sein. Im Fokus des Beitrags stehen Systeme, die kleinere Gebäude mit Wärme und Strom versorgen, sogenannte Mikro-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (μ KWK).

2 Mikro-Kraft-Wärme-Kopplung (μ KWK)

Unter Kraft-Wärme-Kopplung versteht man die gleichzeitige und gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme. Der Vorteil besteht darin, dass bei der Erzeugung von Strom aus Brennstoffen auch immer Abwärme entsteht. Wird diese Abwärme z. B. zur Beheizung eines Gebäudes genutzt, so wird mit diesem gekoppelten Prozess der Energieinhalt des Brennstoffs besser genutzt. Am Markt sind verschiedene Technologien verfügbar. Bei μ KWK-Anlagen basierend auf einem Verbrennungsprozess wird gleichzeitig Wärme und mechanische Energie erzeugt, die einen Generator zur Stromerzeugung antreibt. Im betrachteten Leistungsbereich (Einfamilienhäuser oder kleinere Mehrfamilienhäuser) kommen vor allem Otto- und Stirlingmotoren zum Einsatz (vgl. Tabelle 1).

Nach langer Entwicklungszeit und zahlreichen Feldtests sind seit einigen Jahren μ KWK-Anlagen auch mit Brennstoffzellen verfügbar. Führend bei der Markteinführung ist hierbei Japan mit etwa 300.000 installierten Brennstoffzellenheizungen. In Deutschland sind es über 8.900 Anlagen (gemäß der Antragstellung bei der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW)). Auch das Land Hessen war mit einem Marktvorbereitungsprogramm für Brennstoffzellensysteme an der Entwicklung beteiligt (www.energie-land.hessen.de).

Der Vorteil der Brennstoffzelle besteht darin, dass der Energieträger „direkt“ und mit hohem Wirkungsgrad in elektrische Energie umgewandelt wird. Im Gebäudebereich

werden vor allem Brennstoffzellensysteme eingesetzt, die auf zwei Elektrolyten basieren (vgl. Tabelle 2). Die Anlagen können mit Erdgas betrieben werden.

Tabelle 1: Übersicht μ KWK-Anlagen basierend auf einem Verbrennungsprozeß

Überwiegend eingesetzte Technologien	Ottomotor / Stirlingmotor
Elektrischer Wirkungsgrad (heizwertbezogen)	bis 15 % (Stirlingmotor), bis 25 % (Ottomotor)
Gesamtwirkungsgrad (heizwertbezogen)	Bis 95 % (Stirlingmotor), bis 92 % (Ottomotor)
Elektrische Leistung	bis ca. 2 kW _{el} (Nano-KWK)

Tabelle 2: Übersicht μ KWK-Anlagen mit Brennstoffzelle

Brennstoffzellentyp	Polymer-Elektrolyt-Membran-Brennstoffzelle (PEMFC)	Festoxid-Brennstoffzelle (SOFC)
Betriebstemperatur	40 – 95 °C	650 – 850 °C
Einsatzbereich	Hausversorgung, Autos, mobile Geräte	Hausversorgung, Kleinkraftwerke
Elektrischer Wirkungsgrad (heizwertbezogen)	bis ca. 40 %	bis ca. 60 %
Gesamtwirkungsgrad (heizwertbezogen)	86 – 91 %	
Elektrische Leistung	0,4 – 1,5 kW _{el}	



Abbildung 1: Anbieter von μ KWK-Anlagen mit Brennstoffzelle (Quelle: ASUE 2019)

3 Energetischer Vorteil bei gekoppelter Erzeugung von Strom und Wärme

Wie groß ist der energetische Vorteil bei gekoppelter Erzeugung von Strom und Wärme im Vergleich zu einem anderen Wärmeerzeuger? Da die KWK-Anlage aus dem Brennstoff sowohl Wärme als auch Strom erzeugt, muss auch beiden Produkten für einen Vergleich ein Brennstoffbedarf zugeordnet werden. Hierfür werden in der Fachliteratur verschiedene sogenannte Allokationsmethoden vorgeschlagen (vgl. z. B. [Mauch et. al 2010]). Wobei hier jedoch „keine eindeutige naturwissenschaftlich richtige Lösung“ existiert (vgl. [Mauch et. al 2010]), vielmehr sollte je nach Aufgabenstellung eine jeweils geeignete Methode herangezogen werden.

An dieser Stelle soll die „Referenzwirkungsgradmethode“ bzw. „finnische Methode“ angewendet werden, die auch der Richtlinie der Europäischen Union zur Kraft-Wärme-Kopplung zu Grunde liegt (Richtlinie 2012/27/EU). Dabei wird die KWK-Anlage mit einer Referenzanlage mit getrennter Erzeugung von Strom und Wärme verglichen. Der nicht erneuerbare Anteil der Primärenergie-Einsparung kann gemäß dieser Methode mit folgender Berechnungsvorschrift ermittelt werden.

$$\text{PE-Einsparung (nicht erneuerbar)} = \left[1 - \frac{1}{\left(\frac{\text{Nutzungsgrad}_{el}}{\text{Referenzkriterium Strom}} \right) + \left(\frac{\text{Nutzungsgrad}_{th}}{\text{Referenzkriterium Wärme}} \right)} \right]$$

Für eine erste Bewertung werden die Referenzwerte der EU-Delegierten-Verordnung (2015/2402) für eine getrennte Erzeugung verwendet.

- elektrischer Nutzungsgrad¹ für Stromerzeugung: 53 %
- thermischer Nutzungsgrad¹ für Gas-Heizkessel: 93 %.

Außerdem werden bei gekoppelter Erzeugung von Strom vor Ort, verglichen mit der Erzeugung in zentralen Kraftwerken, Verteilverluste im Hoch- und Mittelspannungsnetz vermieden:

- Vermiedener Verteilverlust bei gekoppelter Stromerzeugung vor Ort (Ansatz gem. EU-Richtlinie): 11 %.

In Abbildung 2 ist die durch den gekoppelten Prozess resultierende Einsparung der Primärenergie in Abhängigkeit vom elektrischen Nutzungsgrad¹ einer im Gebäude in-

¹ Hier werden Nutzungsgrade verwendet, denn die EU-Richtlinie bezieht sich auf jährliche Energiemengen, die auch Anfahrverluste und Wirkungsgrade bei Teillast beinhalten.

stallierten KWK-Anlage dargestellt (dabei wird der Gesamtwirkungsgrad der KWK-Anlage als konstant angenommen). Demnach nimmt die Einsparung mit steigendem elektrischem Nutzungsgrad zu und kann bei Anlagen mit sehr hohem elektrischem Nutzungsgrad (50 bis 60 %) Einsparungen gegenüber der getrennten Erzeugung von über 30 % erreichen.

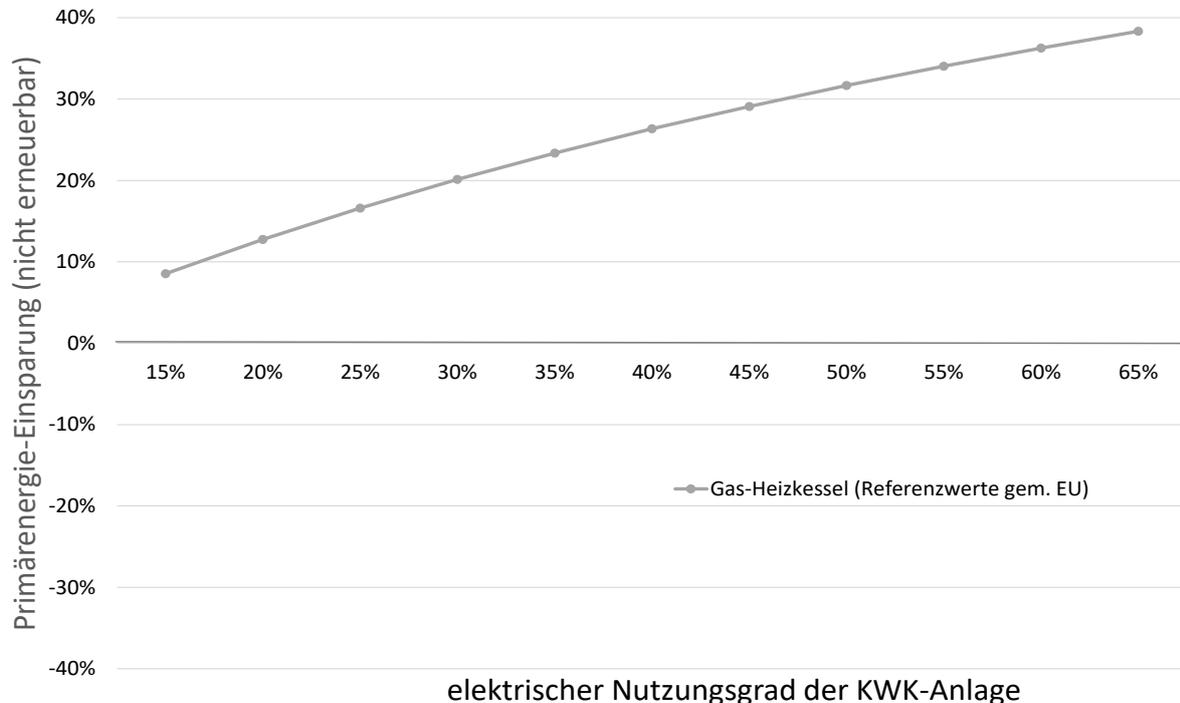


Abbildung 2: Primärenergie-Einsparung durch eine KWK-Anlage im Vergleich zur getrennten Erzeugung von Strom und Wärme. Referenzanlage für getrennte Erzeugung gemäß KWK-Richtlinie der EU.

Eine entscheidende Rolle spielen bei diesem Verfahren die Annahmen zur Referenzanlage. Im Folgenden werden nun noch effizientere Anlagen für die getrennte Erzeugung von Strom und Wärme aus Brennstoff angenommen. Bei der zentralen Stromerzeugung wird die effizienteste gasbasierte Technologie angesetzt, das sind Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerke (GuD-Kraftwerke), die durch die Nachschaltung einer Dampfturbine elektrische Nutzungsgrade von 60% erreichen. Für die Wärmeerzeugung wird ein Gas-Brennwert-Kessel angenommen (in der vorherigen Berechnung entsprachen die Werte eher einem Niedertemperatur-Gaskessel).

In Zukunft wird insbesondere die Wärmepumpe an Bedeutung gewinnen. Als zusätzliche Variante wird daher auch eine Referenzanlage mit Wärmepumpe betrachtet.

Annahmen zu den Referenzanlagen:

- elektrischer Nutzungsgrad für Stromerzeugung: 60% (mit GuD-Kraftwerk)
- thermischer Nutzungsgrad für Gas-Heizkessel: 99% (Gas-Brennwert-Kessel)

- Jahresarbeitszahl der Wärmeerzeugung: 3 (z. B. Außenluft-Wärmepumpe).²

Mit höherer Effizienz der Referenzanlage wird die erzielbare Primärenergie-Einsparung erwartungsgemäß geringer (vgl. Abbildung 3). Im Vergleich mit der gasbasierten Lösung (Gas-Brennwert-Kessel) besteht auch bei geringeren elektrischen Nutzungsgraden der KWK-Anlage (ab 15%) noch ein Einsparpotential. Wird nun eine Referenzanlage mit Wärmepumpe betrachtet, reduziert sich der energetische Vorteil der KWK-Anlage nochmals deutlich. Eine mit der Referenzanlage vergleichbare bzw. höhere Effizienz wird nun erst bei erhöhten elektrischen Nutzungsgraden erreicht (im Beispiel ab etwa 35%), wie sie von μ KWK-Anlagen mit Brennstoffzelle erzielt werden (vgl. Abbildung 3).

Als ein Baustein einer zukünftigen regenerativen Energieversorgung können daher μ KWK-Anlage mit Brennstoffzelle eine interessante Alternative zur effizienten getrennten Erzeugung von Strom und Wärme darstellen.

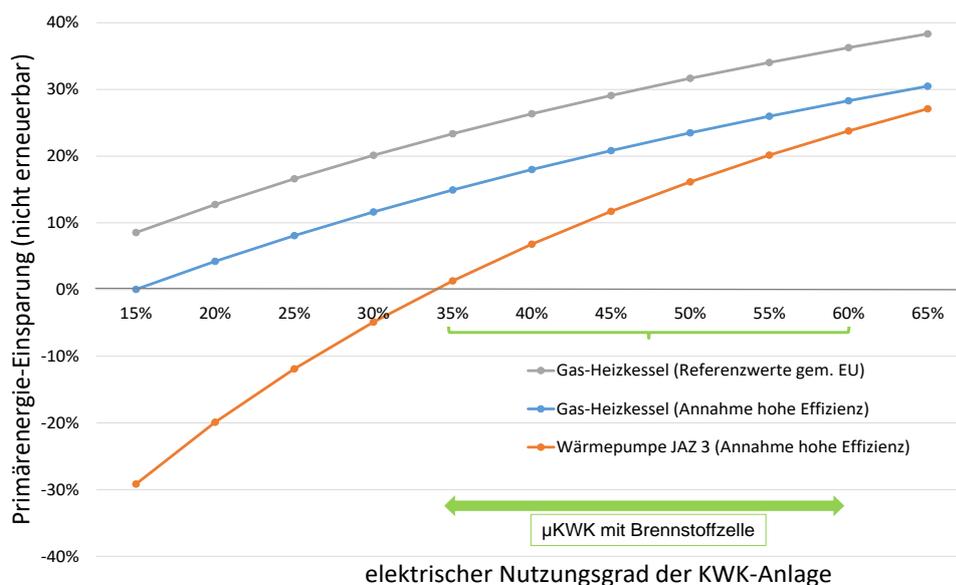


Abbildung 3: Primärenergie-Einsparung durch eine KWK-Anlage im Vergleich zur getrennten Erzeugung von Strom und Wärme. Referenzanlage zur getrennten Erzeugung gemäß EU-KWK-Richtlinie und zusätzlich mit effizienteren Referenzanlagen.

Im Rahmen des öffentlich-rechtlichen Verfahrens [GEG/EnEV] wird für eine primärenergetische Bewertung die Stromgutschriftmethode angewendet. Diese ordnet der KWK-Anlage für den erzeugten Strom eine Gutschrift zu. Hierfür wird der Primärenergiefaktor des sogenannten Verdrängungsstrommixes herangezogen, da im Stromnetz ineffiziente Kraftwerke bei Stromerzeugung durch KWK heruntergefahren werden, so

² Es wird angenommen, dass die Wärmepumpe mit über GuD erzeugten Strom betrieben wird.

die Argumentation. Der energetische Vorteil der gekoppelten Erzeugung wird damit einseitig der Wärmeerzeugung zugeordnet. In Abschnitt 5 wird die Stromgutschriftmethode anhand eines Beispielgebäudes untersucht (so viel vorab: der energetische Vorteil von KWK-Anlagen fällt mit diesem Verfahren in der Tendenz deutlich größer aus).

4 Kombination von mehreren Wärmeerzeugern

In der Praxis wird die Leistung der KWK-Anlage, also der Ottomotor oder die Brennstoffzelle, nicht ausreichen, um die Heizlast des Gebäudes vollständig zu decken. Aus wirtschaftlichen Gründen ist vielmehr das Ziel, die Anlage möglichst durchgängig im Jahr betreiben zu können.

Die KWK-Anlage wird daher als Grundlast-Wärmeerzeuger betrieben und die Lastspitzen werden in der Regel durch einen zusätzlichen oder bereits in der μ KWK-Anlage integrierten Gas-Spitzenlastkessel gedeckt.

Dabei wird ausgenutzt, dass aufgrund der Häufigkeitsverteilung der auftretenden Heizlasten hohe Leistungen im Jahr nur selten gebraucht werden. Der Zusammenhang wird in Abbildung 4 dargestellt. Daher gilt, dass selbst mit geringen Heizleistungen ein relevanter Anteil des Wärmebedarfs gedeckt werden kann. Im Beispiel ist ein Leistungsanteil von 40% ausreichend, um ca. 77% des Wärmebedarfs zu decken.

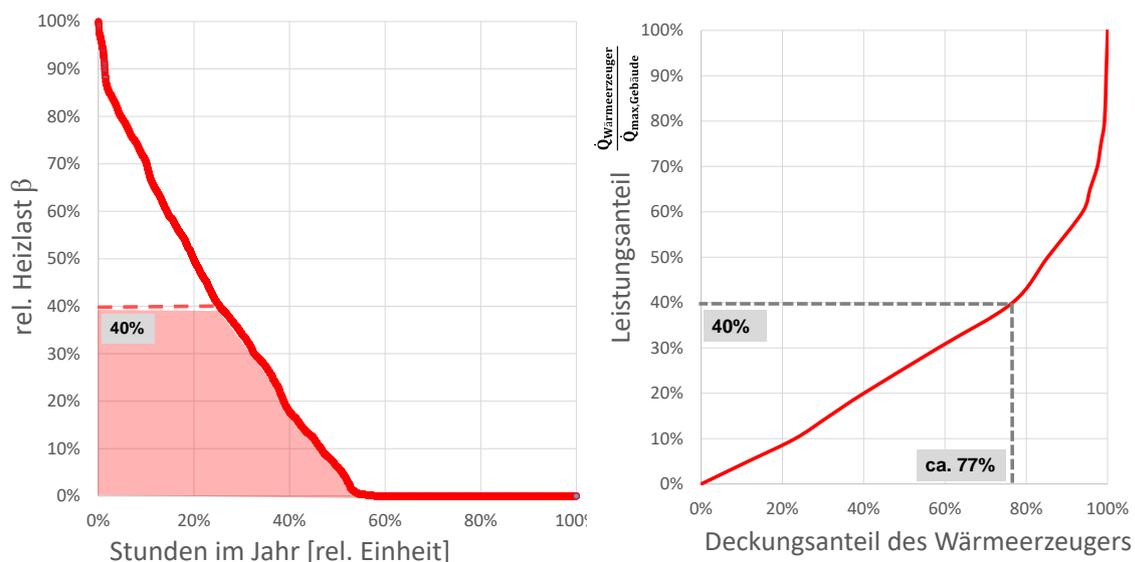


Abbildung 4: Deckung des Wärmebedarfs durch einen Grundlast-Wärmeerzeuger. Jahresdauerlinie der Heizleistung (links) und Deckungsanteil des Wärmeerzeugers (rechts). Im Beispiel steht ein Leistungsanteil von 40% (Bezug auf Gebäudeheizlast) zur Verfügung. Die rot eingefärbte Fläche unter der Kurve (links) stellt den Wärmebedarf dar, der mit dem Leistungsanteil gedeckt werden kann. Der mögliche Deckungsanteil des in der Leistung begrenzten

Wärmeerzeugers ist rechts dargestellt.

Datenquelle:

- Heizleistung nach Größe sortiert aus Gebäudesimulation
- Deckungsanteil des Wärmeerzeugers nach DIN V 4701- 10.

5 Beispiel: Wohngebäudes mit einer Mikro-KWK-Anlage mit Brennstoffzelle – Berechnung nach der Stromgutschriftmethode

Im Folgenden soll die Wärmeversorgung eines Passivhaus-Wohngebäudes durch eine μ KWK-Anlage mit Brennstoffzelle betrachtet werden. Lastspitzen werden durch einen Gas-Brennwert-Kessel gedeckt. Die Anlage wird wärmegeführt betrieben. Besonderheiten von Brennstoffzellen-Anlagen, wie z. B. der Modulationsbereich, gehen in die Berechnung ein. Zudem soll der elektr. Wirkungsgrad des Brennstoffzellensystems variiert werden. Hierfür wurden Kennwerte in Anlehnung an reale Systeme parametrisiert, die Brennstoffleistung der Brennstoffzellensysteme wurde als konstant angenommen.

Annahmen zum Wohngebäude

- Wohnfläche: 270 m² (ggf. mehrere Wohneinheiten)
- Heizwärmebedarf: 15 kWh/(m²a)
- Trinkwarmwasserbedarf: 21 kWh/(m²a)
- Wärmeversorgung durch ein μ KWK-System (Brennstoffzelle) und einen Gas-Brennwert-Kessel für Lastspitzen
- wärmegeführter Betrieb der Anlage
- Annahme von Brennstoffzellensystemen mit verschiedenen elektrischen Wirkungsgraden. Der Gesamtwirkungsgrad orientiert sich an realen Systemen und bewegt sich zwischen 86 und 91%
- Die Brennstoffleistung der Brennstoffzellensysteme wird mit 2,4 kW als konstant angenommen (Summe aus thermischer und elektrischer Leistung).

Abbildung 5 zeigt den Energiebedarf des Beispielgebäudes. Die bereitgestellte Wärme der Systeme ergibt sich durch den Gesamtwärmebedarf (Heizwärme zzgl. Trinkwarmwasser) des Gebäudes und ist daher konstant. Mit zunehmendem elektrischem Wirkungsgrad der Anlage steigt die Netto-Stromproduktion bei gleichbleibender Wärmebereitstellung. Gleichzeitig nimmt der thermische Wirkungsgrad ab und der Deckungs-

anteil des Spitzenlastkessels steigt von knapp 10% bis über 40%. Aus dem Brennstoffbedarf des Brennstoffzellensystems und des Spitzenlastkessels ergibt sich der Gesamtbrennstoffbedarf des Beispielgebäudes.

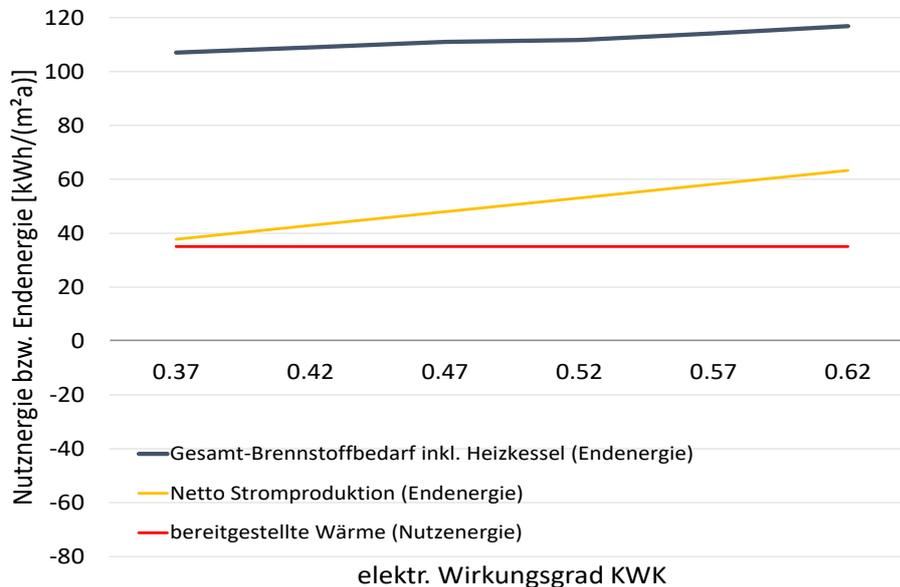


Abbildung 5: Energiebedarf des Beispielgebäudes bei Versorgung mit verschiedenen μ KWK-Brennstoffzellen-Anlagen
Bemerkung: Berechnung mit [PHPP], Brennstoffzellensystem in Anlehnung an DIN DIN V 18599-9. Bezug auf Wohnfläche. Dargestellt ist die bereitgestellte Wärme (Nutzenergie) ohne Wärmeverluste.

Doch wie sieht der energetische Vergleich der μ KWK mit anderen Wärmeversorgungsvarianten des Beispielgebäudes aus? Der Vergleich ist, wie in Abschnitt 3 bereits ausgeführt, nicht ohne weiteres möglich, da die KWK-Anlage mit dem eingesetzten Brennstoff gleichzeitig Strom und Wärme erzeugt und hier wiederum eine Annahme erforderlich ist, wie der Brennstoffbedarf der Wärmeerzeugung zugeordnet wird. In diesem Abschnitt soll alternativ die Stromgutschriftmethode dargestellt werden, die auch gemäß [GEG/EnEV] anzuwenden ist.

Bei dem Stromgutschriftverfahren wird der KWK-Anlage für den gleichzeitig erzeugten Strom eine primärenergetische Gutschrift zugeordnet, da lediglich der Energiebedarf der Wärmeversorgung bewertet werden soll. Im [GEG/EnEV] wird hierfür der sogenannte Verdrängungsstrommix herangezogen. Mit der zusätzlichen Erzeugung von KWK-Strom können im Stromnetz ineffiziente (und unwirtschaftlichere) Kraftwerke heruntergefahren werden. Daher dürfen, so die Argumentation, der elektrische Nutzungsgrad der verdrängten Kraftwerke und deren Primärenergiefaktoren der Stromerzeugung der KWK-Anlage als Gutschrift zur Bewertung des erzeugten Stroms zugeordnet werden. Der Primärenergiefaktor (nicht erneuerbarer Anteil) des Verdrängungsstrommixes beträgt gemäß [GEG/EnEV] 2,8 (zum Vergleich: bei Strombezug aus dem Netz darf ein Primärenergiefaktor von 1,8 angewendet werden).

Den resultierenden Primärenergiebedarf des Beispielgebäudes für verschiedene Brennstoffzellen-Anlagen zeigt Abbildung 6. Für Anlagen mit hohem elektrischem Wirkungsgrad könnte demnach der Primärenergiebedarf sogar negative Werte annehmen. Um das zu vermeiden, werden die Berechnungsergebnisse im Rahmen des [GEG/EnEV] auf minimal 0 begrenzt. Im Vergleich zu anderen Wärmeversorgungs-lösungen des Beispielgebäudes (vgl. Abbildung 6) erreichen die Brennstoffzellensysteme (mit hier angenommenen elektrischen Wirkungsgraden von 37% und mehr) hervorragende Ergebnisse.

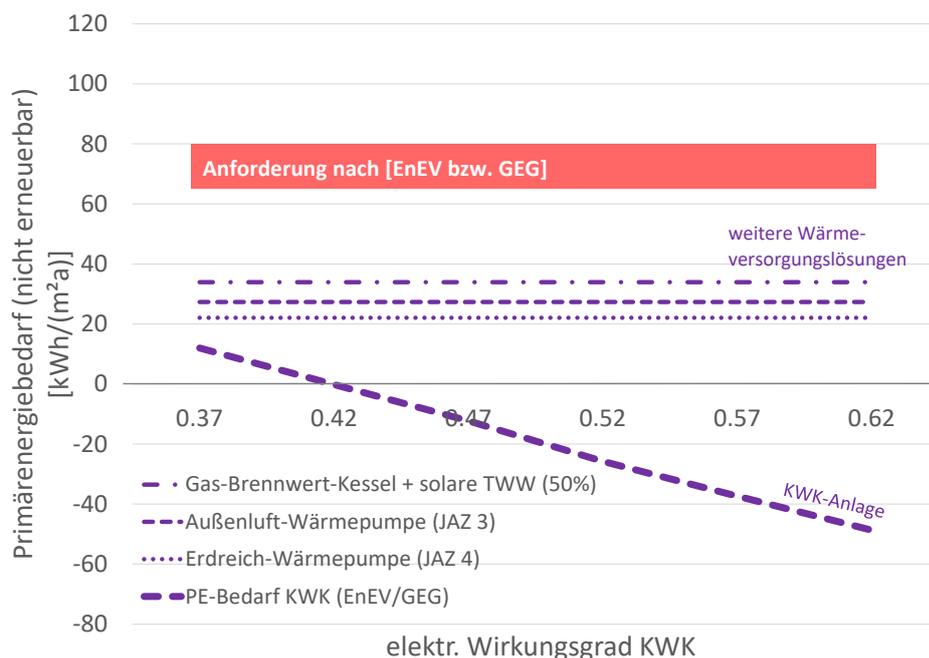


Abbildung 6: Primärenergiebedarf des Beispielgebäudes bei Versorgung mit μ KWK-Brennstoffzellen-Anlagen und zum Vergleich mit weiteren Wärmeversorgungs-lösungen.

Bemerkung: Berechnung mit [PHPP], Brennstoffzellensystems in Anlehnung an DIN V 18599-9. Bezug auf Wohnfläche. PE-Pedarf für Heizung, Trinkwarmwasser, Hilfsstrom (ohne Haushaltsstrom). Weitere Wärmeversorgungs-lösungen:

- Gas-Brennwert-Kessel mit solarer Trinwarmwasserbereitung (solarer Deckungsanteil 50%).
- Außenluft-Wärmepumpe mit Jahresarbeitszahl von 3,0.
- Erdreich-Wärmepumpe mit Jahresarbeitszahl von 4,0.

An dem Verfahren des Verdrängungsstrommixes gibt es seit Jahren Kritik. Wesentliche Kritikpunkte sind:

- Mit dem Ansatz des Verdrängungsstrommixes (und eines Primärenergiefaktors von 2,8) wird eine KWK-Anlage als Kombination einer mäßigen Stro-

merzeugung und einer effizienten Wärmeversorgung betrachtet. Der energetische Vorteil einer gekoppelten Erzeugung wird einseitig der Wärmeerzeugung zugeordnet.

- Der Brennstoffbedarf der Wärmeerzeugung kann Werte von Null oder nahe Null erreichen, wenn KWK-Anlagen ähnlich hohe elektrische Nutzungsgrade aufweisen wie die dem Verdrängungsstrommix zugrundeliegenden Kraftwerke. Im Verdrängungsstrommix dominieren (Kohle-)Kraftwerke mit mäßiger Effizienz.
- Der Primärenergiebedarf verliert seine Steuerungswirkung: Wenn der Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen ein Brennstoffeinsatz und damit Primärenergiebedarf von nahe Null oder Null zugeordnet wird, „so spielt für die versorgten Gebäude der Wärmebedarf überhaupt keine Rolle mehr“ (vgl. [Pehnt 2010]).

Daher soll noch ein weiterer Ansatz für eine Stromgutschrift betrachtet werden. Die dezentrale KWK stellt eine Alternative zur zentralen Erzeugung von Strom in Kraftwerken dar. Um auch in Zukunft Bestand zu haben, sollte die dezentrale Stromerzeugung daher konkurrenzfähig zu effizienten Kraftwerken sein, wie z. B. den GuD-Kraftwerken. Für den nun modifizierten Verdrängungsstrommix wird ein elektrischer Nutzungsgrad von 60% (wie von GuD-Kraftwerken erreichbar) zugrunde gelegt. Außerdem wird mit dem modifizierten Primärenergiefaktor der Stromgutschrift berücksichtigt, dass mit der dezentralen Stromerzeugung Verteilverluste im Hoch- und Mittelspannungsnetz vermieden werden können (Annahme zu Verteilverlusten: 11%). Unter diesen Annahmen ergibt sich ein Primärenergiefaktor der Stromgutschrift von 2,08.

Die Ergebnisse mit der modifizierten Stromgutschrift zeigt Abbildung 7.

- Der „neue“ Primärenergiebedarf der KWK-Anlage verdeutlicht, dass der Primärenergiebedarf empfindlich vom Ansatz zur Stromgutschrift abhängt.
- Mit diesem alternativen Ansatz wird der energetische Vorteil der KWK-Systeme gegenüber gängigen Wärmeversorgungslösungen geringer. Primärenergetische Vorteile gegenüber den anderen dargestellten Wärmeversorgungslösungen ergeben sich für Systeme mit elektrischen Wirkungsgraden ab etwa 45%.

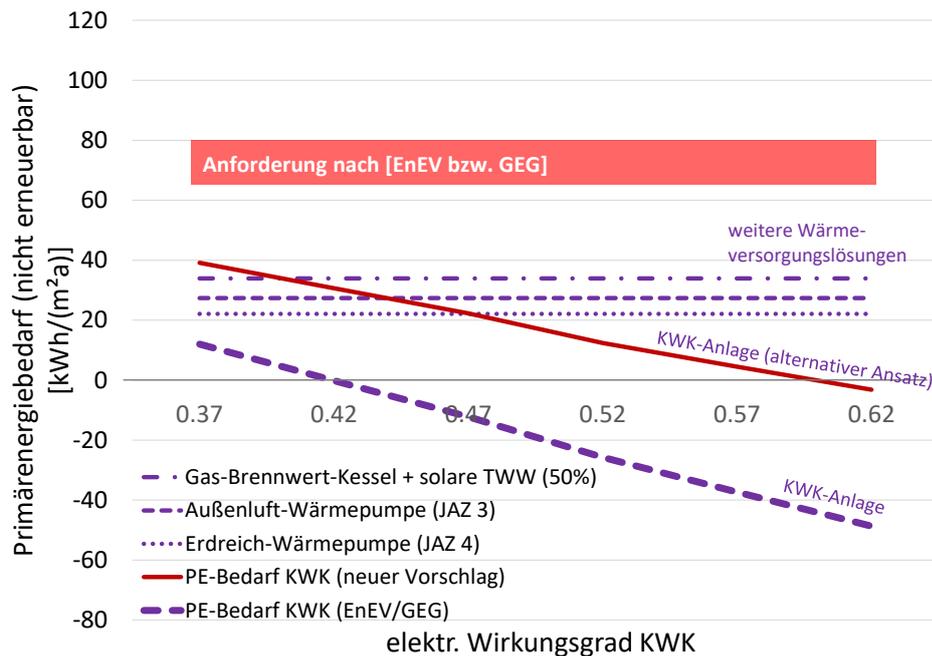


Abbildung 7: Primärenergiebedarf des Beispielgebäudes bei Versorgung mit μ KWK-Brennstoffzellen-Anlagen und zum Vergleich mit weiteren Wärmeversorgungs-lösungen. Neben dem Primärenergiebedarf der KWK mit dem Ansatz zum Verdrängungsstrommix gem. [GEG/EnEV] wird noch ein alternativer Ansatz zur Stromgutschrift dargestellt.

Bemerkung: Berechnung mit [PHPP], Brennstoffzellensystems in Anlehnung an DIN V 18599-9. Bezug auf Wohnfläche. PE-Pedarf für Heizung, Trinkwarmwasser, Hilfsstrom (ohne Haushaltsstrom). Weitere Wärmeversorgungs-lösungen:

- Gas-Brennwert-Kessel mit solarer Trinwarmwasserbereitung (solarer Deckungsanteil 50%).-
- Außenluft-Wärmepumpe mit Jahresarbeitszahl von 3,0.
- Erdreich-Wärmepumpe mit Jahresarbeitszahl von 4,0.

6 Gesamtkostenvergleich der Wärmeversorgung

Bisher lag der Schwerpunkt auf der energetischen Bewertung verschiedener Lösungen zur Wärmeversorgung. Nun soll betrachtet werden, welche Lösung aus ökonomischer Sicht vorteilhaft ist. Dafür werden im Folgenden die Lebenszykluskosten von verschiedenen Anlagen zur Wärmeversorgung am Beispiel eines Wohngebäudes beleuchtet. Bei dem Beispielgebäude handelt es sich um einen Neubau, der in zwei energetischen Ausführungen betrachtet wird, einmal gemäß [GEG/EnEV] und zusätzlich gemäß den Anforderungen des [Passivhaus-Standards].

Tabelle 3: Annahme zum Wärmebedarf (Berechnung mit dem [PHPP], Bezug auf die Wohnfläche)

Heizwärmebedarf:	15 kWh/(m ² a) als Passivhaus / 65 kWh/(m ² a) gemäß [GEG/EnEV]
Trinkwarmwasserbedarf:	21 kWh/(m ² a)

Tabelle 4: Ökonomische Randbedingungen

Energiekosten	Erdgas: 7 Cent/kWh; Strom: 28 Cent/kWh; Wärmepumpen-Strom: 24 Cent/kWh
Stromvergütung gem. KWK-Gesetz	bei Stromeinspeisung 12 Cent/kWh
Investitionskosten	nach Literaturwerten [ASUE 2011], [ASUE 2019], u.a.
Hypothekenzins	3,5%
Förderungen im Neubau	nur für betrachtete μ KWK-Anlage mit Brennstoffzelle verfügbar (KfW Programm 433)

In die Gesamtkostenbetrachtung gehen die folgenden Größen ein:

- Kapitalgebundene Kosten: jährlicher Kapitaldienst für Investition in eine vollständige Wärmeversorgungsanlage im Neubau (Wärmeerzeuger, Wärmeverteilung, Heizflächen, Trinkwarmwasserbereitung)
- Verbrauchsgebundene Kosten: jährliche Energiekosten für Erdgas und Strom
- Betriebsgebundene Kosten: Wartung, Schornsteinfeger.

Die resultierenden Gesamtkosten der drei betrachteten Wärmeversorgungsanlagen für den Neubau gemäß [GEG/EnEV] zeigt Abbildung 8. Die Gesamtkosten liegen mit

16 bis 19 €/m²a) in einem vergleichbaren Bereich. Die energetisch ungünstigere Lösung mit Gaskessel und solarer Trinkwarmwasserbereitung erreicht die geringsten Gesamtkosten. Aufgrund des im Vergleich zu Erdgas hohen Preises für Wärmepumpenstrom liegen die verbrauchsgebundenen Kosten der Wärmepumpe kaum unter denen des Gaskessels mit solarer Trinkwarmwasserbereitung.

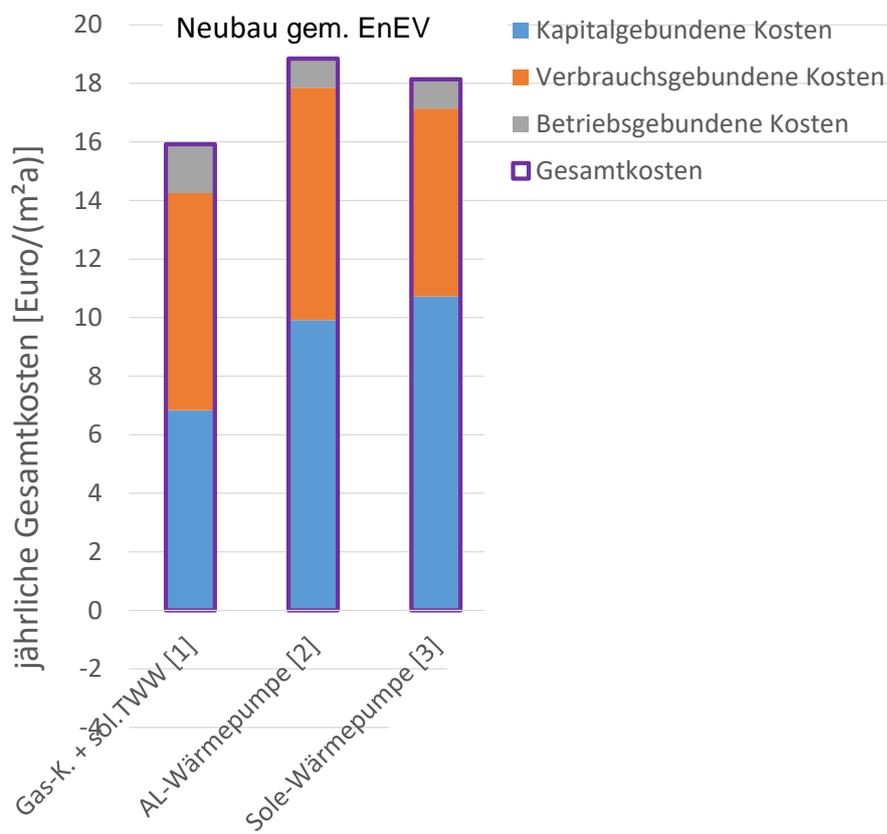


Abbildung 8: Vergleich der jährlichen Gesamtkosten verschiedener Wärmeversorgungssysteme für einen Neubau gemäß [GEG/EnEV] (Wärmeversorgungssysteme vgl. Tabelle 5).

Die betrachteten Heizungsanlagen sind für Wohngebäude gemäß [GEG/EnEV] ausgelegt. Wird nun der Wärmeschutz bis zum Passivhaus-Standard verbessert, sinkt neben dem Wärmebedarf auch die Heizlast des Gebäudes von rund 25 bis 40 W/m² in einem konventionellen Neubau auf etwa 10 W/m² in einem Passivhaus. Mit dem gleichen Wärmeerzeuger könnte daher bei Ausführung im Passivhaus-Standard auch ein deutlich größeres Gebäude versorgt werden.

Um die Potentiale bei den Investitionskosten aufzuzeigen, soll dieser Ansatz nun auch bei der Gesamtkostenbetrachtung des Gebäudes im Passivhaus-Standard verwendet werden. Beim Passivhaus wird daher angenommen, dass die Wohnfläche um 80% größer ist bei gleichen Investitionskosten für den Wärmeerzeuger (hier wurde ein eher moderater Ansatz gewählt, grundsätzlich wäre die Heizleistung ausreichend, um auch

ein noch größeres Gebäude zu versorgen). Die Kosten des Trinkwarmwasserspeichers, der Wärmeverteilung und der Heizflächen werden entsprechend dem Zuwachs an Wohnfläche erhöht.

Damit fallen bei Ausführung als Passivhaus neben den jährlichen Energiekosten auch die kapitalgebundenen Kosten im Vergleich zur Ausführung gemäß [GEG/EnEV] deutlich geringer aus (vgl. Abbildung 9). Gerade bei Gebäuden mit gutem Wärmeschutz können sich die Bauherren demnach eine effizientere Wärmeerzeugung leisten, da die Anlagen kleiner ausfallen können. Bei μ KWK spielt die Selbstnutzung des erzeugten Stroms eine entscheidende Rolle. Kann ein relevanter Anteil des Stroms selbst genutzt und auch eine finanzielle Förderung in Anspruch genommen werden, sind wirtschaftliche Lösungen möglich.

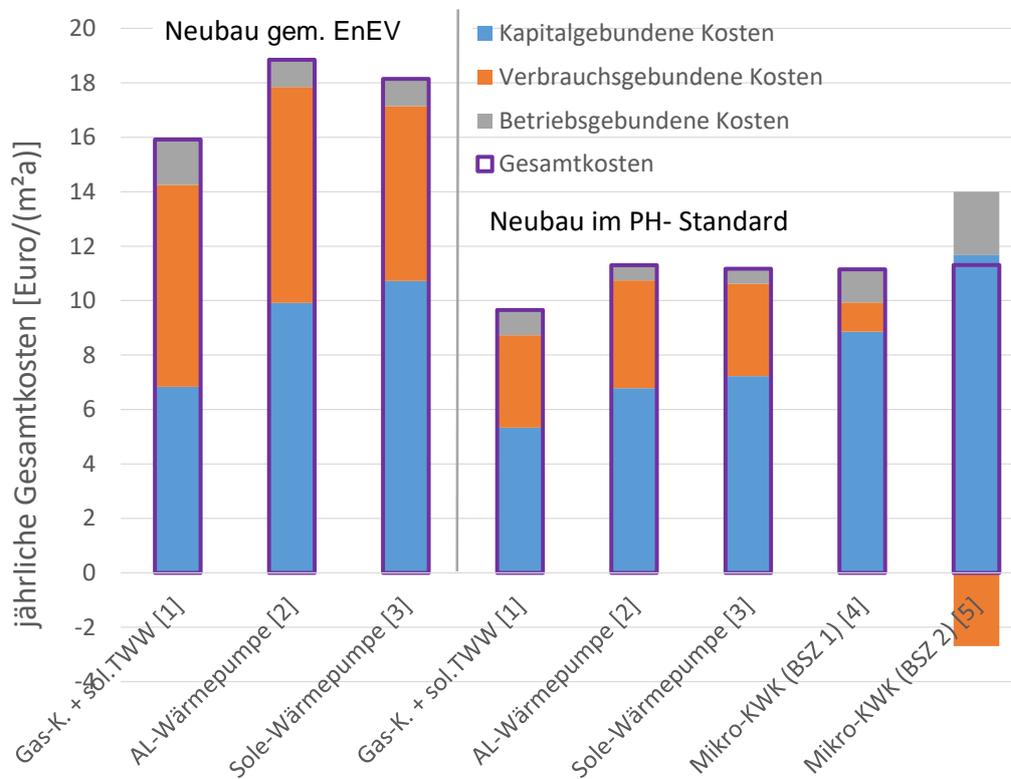


Abbildung 9 Vergleich der jährlichen Gesamtkosten verschiedener Wärmeversorgungssysteme für einen Neubau gemäß [GEG/EnEV] und als Passivhaus (Wärmeversorgungssysteme vgl. Tabelle 5).

Tabelle 5: Betrachtete Wärmeversorgungssysteme

[1]	Gas-Brennwert-Kessel mit solarer Trinkwarmwasserberitung (solarer Deckungsanteil 50%)
[2]	Außenluft-Wärmepumpe (Jahresarbeitszahl Heizung / TWW: 3,0)
[3]	Sole-Wärmepumpe mit Erdsonden (Jahresarbeitszahl Heizung: 4,0 / TWW: 3,7)
[4]	μ KWK-Anlage mit Brennstoffzelle und Spitzenlast-Gaskessel (elektr. Wirkungsgrad 37%)
[5]	μ KWK-Anlage mit Brennstoffzelle und Spitzenlast-Gaskessel (elektr. Wirkungsgrad 62%)

7 Zusammenfassung

Soll die vorhandene Erdgas-Infrastruktur genutzt werden, so haben Anlagen der Mikro-Kraft-Wärme-Kopplung deutliche Effizienzvorteile gegenüber effizienten Gasheizkesseln. KWK-Systeme mit Brennstoffzelle (mit hohen elektrischen Wirkungsgraden) erzielen zudem vergleichbare und ggf. höhere Effizienz als am Markt verfügbare effiziente Systeme (z. B. Wärmepumpenheizungen und Stromerzeugung in GuD-Kraftwerken).

Die im [GEG] bzw. zuvor [EnEV] vorgesehene Stromgutschriftmethode ist nicht zielführend, da durch den Ansatz des Verdrängungsstrommixes (mit Primärenergiefaktor von 2,8) Anreize für Systeme mit hohem elektrischem Wirkungsgrad fehlen. Im Beitrag wurde ein alternativer Ansatz für eine neue Stromgutschriftmethode vorgestellt.

Hohe Zeitkonstanten (träges Gebäudeverhalten) und geringe Heizlasten zeichnen Gebäude mit gutem Wärmeschutz (wie Passivhäuser) aus. Werden diese Vorteile genutzt, sind mit effizienten Wärmeversorgungslösungen sehr wirtschaftliche Lösungen möglich. Für die Wirtschaftlichkeit von (Mikro-)KWK-Anlagen (und auch anderen stromerzeugenden Anlagen) ist der Anteil der Eigennutzung des erzeugten Stroms entscheidend.

Im Beitrag wurde ein wärmegeführter Betrieb der KWK-Systeme zugrundegelegt. Für eine zukünftige Energieversorgung erscheint jedoch insbesondere eine überlagert stromgeführte Betriebsweise interessant, um „Versorgungslücken“ bei der regenerativen Stromerzeugung zu schließen und Speicherverluste zu vermeiden. Weitergehende Untersuchungen bzgl. der zukünftigen Energieversorgung auf Basis von erneuerbaren Energien werden im Beitrag von Jessica Grove Smith behandelt.

8 Literatur

- [ASUE 2011] Ratgeber Wärmeversorgung mit Kostenvergleich Heizung 2011, ASUE 2011.
- [EnEV] Energieeinsparverordnung vom 18.11.2013, Bundesgesetzblatt 2013, Nr. 67.
- [GEG] Gebäudeenergiegesetz: Gesetz zur Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden, Gebäudeenergiegesetz vom 8. August 2020 (BGBl. I S. 1728).
- [Mauch et. al 2010] W. Mauch, R. Corradini, K. Wiesemeyer, M. Schwentzek, Allokationsmethoden für spezifische CO₂-Emissionen von Strom und Wärme aus KWK-Anlagen, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 55 .Jg. (2010) Heft 9.
- [Passivhaus-Standard] Passivhäuser zeichnen sich durch besonders hohe Behaglichkeit bei sehr niedrigem Energieverbrauch aus. Ein Passivhaus verbraucht rund 90 Prozent weniger Heizwärme als ein bestehendes Gebäude und 75 Prozent weniger als ein durchschnittlicher Neubau (www.passiv.de).
- [Pehnt 2010] Pehnt, M.: Exergie-Effizienz Heidelberg, Springer 2010.
- [PHPP] W. Feist, et. al: Passivhaus-Projektierungspaket, Energiebilanzierungs- und Planungstool für effiziente Gebäude und Modernisierungen, Passivhaus Institut, Darmstadt 2021.

Prof. Dr.-Ing. Benjamin Krick, PHI, Rheinstraße 44/46, 64283 Darmstadt

Wirtschaftlichkeit von Energieeffizienz und erneuerbarer Energie für die Raumwärme - einzeln und in Kombination

1 Einleitung

Die Notwendigkeit zur Verbesserung der Energieeffizienz sowie die Erzeugung von Energie im Gebäudekontext zur Milderung des Klimawandels sind weitgehend unbestrittene und wichtige Pfeiler der Strategie zum Erreichen der Klimaziele Deutschlands und der Europäischen Union.

Für eine breite Umsetzung sind Anreize notwendig, die in unserem Gesellschaftssystem auch wirtschaftlicher Natur sein müssen. Maßnahmen haben dann eine gute Chance auf Umsetzung, wenn sie den Akteuren einen monetären Gewinn oder zumindest keinen Verlust bringen.

In diesem Beitrag wird der Frage nachgegangen, welche Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz, also zur Reduktion des Energiebedarfes, und zur Gewinnung von Energie aus Sicht eines Gebäudeeigentümers, der gleichzeitig Nutzer ist, wirtschaftlich sind.

2 Kurzfassung

In der vorliegenden Studie wurden für fossile Energieträger Kosten entsprechend der aktuellen Vorgaben des deutschen Klimaschutzplans 2030 zur finanziellen Belastung von CO₂-Emissionen, basierend auf dem mittleren Kostenniveau der Jahre 2010 bis 2019, angesetzt. Gleichzeitig sanken die Dämmstoffpreise für graues EPS. Damit verbessert sich die Wirtschaftlichkeit von Effizienzmaßnahmen gegenüber früheren Berechnungen.

Photovoltaik-Anlagen sind derzeit (2020) wirtschaftlich. Eine hohe Eigennutzung des erzeugten Stromes ist von Vorteil (diese Aussage gilt hier ohne Stromspeicher, da deren Wirtschaftlichkeit nicht untersucht wurde). Daher bietet es sich an, bei Installation einer PV-Anlage Warmwasserbereitung und Heizung mit einer Wärmepumpe zu realisieren. Bei einer vorgehängten Fassade ist die Bekleidung mit PV-Modulen besonders vorteilhaft.

Thermische Solaranlagen erweisen sich dann als wirtschaftlich, wenn Wasser ansonsten direktelektrisch erwärmt würde. Effiziente Anlagen zur Duschwasser-Wärmerückgewinnung können zum standardmäßigen Einbau empfohlen werden.

Bei der Erneuerung der Wärmeerzeugungsanlage ist es entscheidend, zunächst die Gebäudehülle auf EnerPHit- oder Passivhaus-Niveau zu ertüchtigen. Die wirtschaftlichste Lösung ist dann die Wärmepumpe.

Noch attraktiver sind die Maßnahmen zur Energieeffizienz – und durch die Weiterentwicklung der Komponenten werden sie immer günstiger. Der Passivhausstandard ist nachhaltig und verträglich mit der Umsetzung einer vollständig auf Erneuerbaren basierenden, also klimaneutralen Versorgung. Die Entwicklung hat dafür gesorgt, dass es immer mehr Spielräume gibt, den Passivhausstandard zu erreichen – und zwar ökonomisch attraktiv, selbst unter begrenzenden betriebswirtschaftlichen Vorgaben. Auch höhere – besser gesagt, nicht mehr ganz so niedrige – Energiepreise und möglicherweise zu erwartende umzulegende Klimaschutzkosten (besser als klimabedingte Reparaturkosten) tragen dazu bei, dass die Energiekostenvermeidung durch geeignete Effizienzmaßnahmen sich immer vorteilhafter darstellt. Während vor einigen Jahren Empfehlungen im Bereich ökonomisch optimaler U-Werte sich gut mit den Passivhauskomponenten trafen (Vgl. z.B. die Untersuchungen des Arbeitskreises kostengünstige Passivhäuser, z.B. [AkkP 42]), sind praktikable und passivhausgeeignete, und damit zukunftsfähige, Dämmstoffdicken heute deutlich geringer als die betriebswirtschaftlichen Optima. Wie in diesem Beitrag gezeigt wird, gilt dies für verschiedene Versorgungsvarianten mit unterschiedlichen Energie- bzw. Wärmepreisen sowie ganz unterschiedlichen Dämmstoffen und -systeme. Im Bereich der Fenster wurden durch die Entwicklung geeigneter Komponenten erhebliche Spielräume geschaffen. Die für Passivhaus- und EnerPHit vorgeschlagenen Qualitäten erweisen sich insbesondere in Verbindung mit der zukunftsfähigen Beheizung durch Wärmepumpen als wirtschaftlich sinnvoll, in der Praxis umsetzbar und außerdem als kompatibel zu den Klimazielen.

Bei der thermischen Ertüchtigung oder dem Neubau von Dächern sollte die Dämmung mindestens der seitens des Dachaufbaus verfügbaren Dämmschichtdicke entsprechen. Geprüft werden sollte, ob sich eine weitere Dämmlage lohnt. Mit grauem EPS lassen sich Wärmedämmverbundsysteme am preiswertesten und mit betriebswirtschaftlich vorteilhaften U-Werten sogar noch niedriger als Passivhaus-Niveau realisieren. Bei erhöhten Brandschutzanforderungen sollte auf Mineralfaser zurückgegriffen werden. Steht wenig Platz zur Verfügung, kann Resolschaum eine Alternative sein.

Auch bei hinterlüfteten Fassaden liegen die ermittelten Optima im Bereich des Passivhaus-Niveaus. Entscheidend für den thermischen Erfolg solcher Fassaden ist eine schlecht wärmeleitende Verankerung in den tragenden Untergrund, was in der Regel die Verwendung von Edelstahl oder Faserverbundstoffen erfordert. Hinterlüftete Fassaden eignen sich auch zur Beplankung mit PV-Modulen, die bereits in der Investition preiswerter sein können, als herkömmliche Verkleidungen.

Stegträger sind eine weitere Möglichkeit, vor einer Altbauwand einen Raum für Dämmung zu schaffen. Bezogen auf die zusätzlichen Kosten pro Zentimeter Wärmedämmung kann diese Lösung sogar mit dem Wärmedämmverbundsystem konkurrieren. Auch hier ist es möglich, PV-Module als hinterlüftete Fassade anzubringen.

Auch bei Neubauwänden aus Holzständerwerk liegt das ökonomische Optimum im Bereich des Passivhaus-Niveaus. Dabei ist die Mineralfaserdämmung leicht kostengünstiger als andere Optionen.

Bei Beton-Schalungssteinen und auch bei Mauerwerk aus Porenbetonsteinen liegt das Kostenoptimum nahe dem Passivhausniveau, da beide Bauweisen gleichzeitig lasttragende Funktion haben und eine zusätzliche Tragkonstruktion entfallen kann. Damit sind zukunftsfähige Wandkonstruktionen in allen hier untersuchten Konstruktionsweisen möglich – Bauherr und Architekt haben hinsichtlich dieses Aspekts die volle Wahl- und Gestaltungsfreiheit.

In der Gebäudesanierung sollte für die Fußbodendämmung auf Hochleistungsdämmstoffe zurückgegriffen werden, um die Raumhöhe in Keller oder Erdgeschoss nicht zu stark zu reduzieren. Hier lohnt es sich in der Regel, die maximal verfügbare Plattenstärke (12 – 16 cm) zu verbauen, wenn die Raumhöhe dies zulässt. Gleiches gilt für die Perimeterdämmung unterhalb von Neubauten. Bei Fenstern lohnt sich die Investition in die besten verfügbaren Produkte mit gedämmtem Rahmen und 3-fach-Verglasung mit Scheibenzwischenräumen von 16 oder 18 mm in Verbindung mit thermisch optimierten Abstandhaltern. Trotz des höheren Montageaufwandes lohnt sich der Einbau der Fenster in der Wärmedämmebene, da die Reduzierung der Einbauwärmeverbrücke und die Erhöhung der solaren Gewinne zu erheblich geringeren Energiekosten führt.

3 Energiekosten

Eine entscheidende Einflussgröße für die wirtschaftliche Bewertung einer Maßnahme zur Energieeinsparung sind die durch sie vermiedenen Energiekosten, und damit der Preis der Energieträger. Insbesondere die Öl- und Gaspreise sind stark volatil. Jedoch haben sie mit den Stromkosten gemein, dass sie in der Vergangenheit im Mittel stets gestiegen sind. Dies kann auch für die Zukunft erwartet werden. In diesem Beitrag wird jedoch angenommen, dass die Kosten für Strom, und zunächst auch Öl und Gas, über den hier betrachteten Zeitraum konstant bleiben:

Für Strom wird nach [BDEW 2020] für 2020 ein mittlerer Preis von 31,47 Ct/kWh für private Haushalte erwartet. In diesem Beitrag wird von 32 Ct/kWh, konstant über die kommenden 20 Jahre, ausgegangen.

Der mittlere Privatkunden-Preis für Heizöl über die vergangenen 10 Jahre liegt bei 7,08 Ct/kWh, der für Gas bei 6,91 Ct/kWh, vgl. Abbildung 1. Diese Preise werden konstant als Sockelbetrag für den Betrachtungszeitraum der kommenden 20 Jahre angenommen.

Laut dem Klimaschutzplan 2030 der Bundesregierung ([Bundesregierung 2020]) wird eine CO₂-Steuer eingeführt, die den CO₂-Preis im Januar 2021 auf 25 €/t festlegt. Dieser Preis soll schrittweise auf 55 €/t in 2025 ansteigen. 2026 soll der CO₂-Preis zwischen 55 und 65 €/t liegen. Nach [UBA 2018] betragen die Umweltfolgekosten von CO₂-Emissionen 180 €/t. Hier wird für die Bildung der Öl- und Gaspreise angenommen, dass dieser Preis durch schrittweise Erhöhung im Jahr 2050 erreicht wird, was einem etwas moderateren weiteren Anstieg der Preise nach den bereits beschlossenen Erhöhungen bis 2026 entspricht. Es wird angenommen, dass die bereits bestehende Mineralölsteuer auf Gas und Öl für Heizzwecke von ca. 0,6 Ct/kWh weiterhin erhoben wird.

Nach [GEMIS 4.95] beträgt der CO₂-Faktor für Heizöl 319 g CO₂eq/kWh Endenergie und für Erdgas 250 g CO₂eq/kWh Endenergie. Unter Annahme der genannten 180 €/t ergeben sich Umweltfolgekosten von 5,75 Ct/kWh für Öl und 4,5 Ct/kWh für Gas.

Aus den beschriebenen Preissteigerungen für CO₂ ergeben sich im Mittel der kommenden 20 Jahre ein Ölpreis von 9,47 Ct/kWh und ein Gaspreis von 8,78 Ct/kWh. Für Öl wurde dabei ein Heizwert von 9,79 kWh/l angenommen. Öl wird durch die CO₂-Steuer wie hier berechnet im Mittel des Betrachtungszeitraumes um 2,47 Ct/kWh teurer, Gas um 1,87 Ct/kWh.

Anzumerken ist hierbei, dass die Differenz zwischen dem gezahlten CO₂-Preis und den Umweltfolgekosten weiterhin durch die Gemeinschaft aufzubringen sind und nicht nach dem Verursacherprinzip zugeordnet wird.

Bei einer Anlagen-Aufwandszahl von 1,2 ergibt sich aus den obigen Annahmen ein Wärmepreis von 11,36 Ct/kWh für Heizöl und 10,54 Ct/kWh für Erdgas.

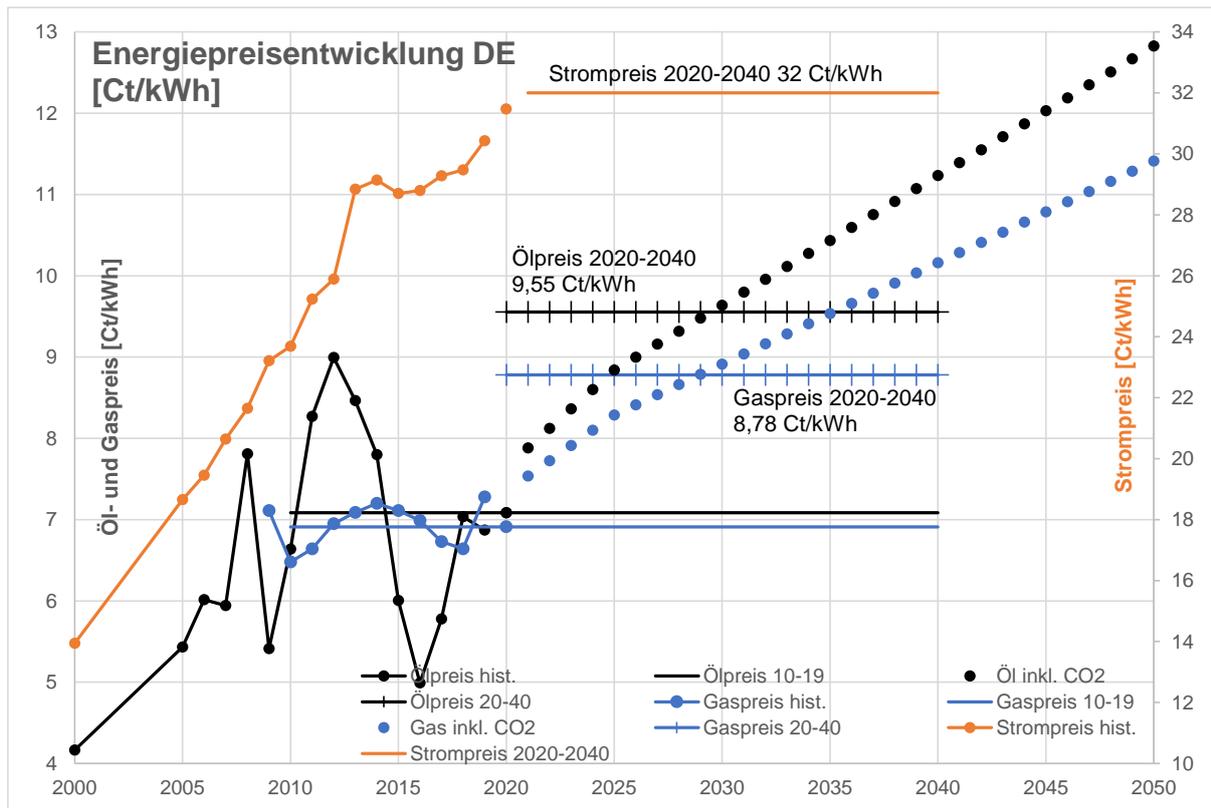


Abbildung 1: Preisentwicklungen für Deutschland: Strom [BDEW 2020], Öl [Statista 2020a], Gas [Statista 2020b]

4 Wirtschaftlichkeit solarer Energieerzeugung

Die Besitzer eines Einfamilienhauses, Baujahr 1977, 156 m² Energiebezugsfläche mit Öl-Heizung, möchten das Gebäude nach der Generationenübergabe modernisieren und es auch mit einer Solaranlage ausstatten. Für sie stellen sich pragmatisch auch folgende Fragen: Wie viel Geld müssen wir ausgeben? Welche Anlage soll genutzt werden? Photovoltaik oder Solarthermie? Was ist wirtschaftlicher und wie groß soll die Anlage sein? Im Folgenden werden diese Fragen diskutiert.

4.1 Photovoltaik-Anlagen

4.1.1 Rahmenbedingungen: Einspeisevergütung und steuerliche Gestaltung

In Deutschland ist der Netzbetreiber verpflichtet, Strom aus erneuerbaren Energien abzunehmen und zu vergüten, wenn die Netzkapazität die Einspeisung zulässt. Die Vergütung ist nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geregelt. Die Höhe der Vergütung sinkt monatlich um einen bestimmten Prozentsatz, der sich nach EEG durch den Zubau an PV-Leistung bestimmt. Der Degressionsfaktor wird quartalsweise durch die Bundesnetzagentur festgelegt und beträgt derzeit (Juni 2020) 1,4 % pro Monat. Für dach- und fassadengebundene Anlagen, welche im Juni 2020 ans Netz gehen, beträgt die Einspeisevergütung für Anlagen bis 10 kWp (Nennleistung 10 Kilowatt) 9,17 Ct/kWh eingespeisten Stromes. Bei größeren Anlagen, Anlagen auf Gebäuden im Außenbereich und bei Freiflächenanlagen sind die Vergütungssätze geringer. Die Vergütung ist dann für 20 Jahre konstant ([Bundesnetzagentur 2020]).

Durch die steuerliche Einordnung der Anlage kann die Wirtschaftlichkeit weiter verbessert werden. Derzeit (2020) ist es am wirtschaftlichsten, wenn der Anlagenbetreiber zunächst als Unternehmer auftritt und nach einer Wartezeit von 6 Jahren zur Kleinunternehmerregelung wechselt¹. Im Sinne der weiteren Verbreitung von PV-Anlagen wäre es wünschenswert, an dieser Stelle Vereinfachungen zu schaffen.

¹ Wer regelmäßig Strom ins Netz einspeist und dafür eine Vergütung erhält, wird damit zum Unternehmer und kann sich die Mehrwertsteuer für Investition und Betrieb der Anlage vom Finanzamt rückerstatten lassen. Allerdings ist dann auf den selbst verbrauchten Strom die Mehrwertsteuer zu zahlen, welche auf den gekauften Strom gezahlt werden müsste. Bei Stromkosten von 32 Ct pro kWh sind dies $32/1,19 * 19\% = 5,11$ Ct/kWh. Bis zu einer Grenze von 17.500 € Einnahmen pro Jahr kann der Anlagenbetreiber von der Kleinunternehmerregelung (KU-Regelung) Gebrauch machen. Für ihn entfällt dann die Pflicht, Umsatzsteuer auf verkaufte Waren zu zahlen, jedoch auch die Möglichkeit, sich die Umsatzsteuer vom Finanzamt erstatten zu lassen. Vom Netzbetreiber erhält der Anlagenbetreiber die Einspeisevergütung inkl. Umsatzsteuer, die jedoch an das Finanzamt weitergeleitet werden muss. Die Einspeisevergütung ist damit unabhängig von der Wahl der KU-Regelung.

Nach einer Wartezeit von 6 Jahren (bei dachintegrierten Anlagen 11 Jahren) kann zur Kleinunternehmerregelung gewechselt werden, ohne dass die erstattete Mehrwertsteuer zurückgezahlt werden muss. Anschließend braucht keine Mehrwertsteuer mehr auf den selbst verbrauchten Strom gezahlt zu werden. In [Seltmann 2019] werden die Zusammenhänge anschaulich erläutert.

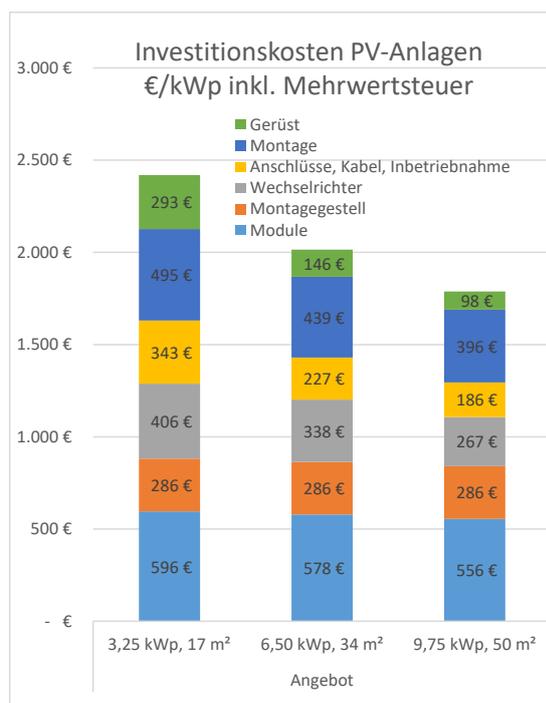
4.1.2 Investitions- und Betriebskosten von Photovoltaik-Anlagen

Beispielhaft wurde ein lokaler Installateur um Angebote für PV-Anlagen inklusive Installation auf einem bestehenden Gebäude gebeten [Drewes 2020]. Die Angebote verstehen sich inklusive des Umbaus bzw. der Erweiterung der Bestandselektrik sowie der Anmeldung der Anlagen. Bestandteil der Angebote sind Markenprodukte, teilweise aus deutscher Produktion.

Die Angebote liegen daher leicht über den im Internet genannten Kosten. Importprodukte sind preiswerter zu bekommen und die Errichtung von PV-Anlagen auf Neubauten ist preiswerter, wenn sie in den Neubauprozess eingegliedert werden.

Die Angebote umfassen 3 Anlagen unterschiedlicher Größe: 17 m² Modulfläche und 3,25 kWp, 34 m² Modulfläche und 6,5 kWp sowie 50 m² Fläche und 9,75 kWp.

Die Kosten der Anlagen sind in Abbildung 2 je kWp dargestellt.



Es wird deutlich, dass die spezifischen Kosten der Anlagen mit ihrer Leistung sinken. Zwar sind die Modulpreise und die Kosten für das Montagegestell leistungsspezifisch weitgehend gleich. Für das Gerüst, den Anschluss und die Inbetriebnahme der Anlage spielt die Anlagengröße aber eine untergeordnete Rolle. So beträgt der Anteil der Module an den gesamten Investitionskosten bei der kleinen Anlage ca. 24 %, bei der großen schon 31 %.

Abbildung 2: Investitionskosten der angebotenen Anlagen [Drewes 2020] bezogen auf die Peak-Leistung

Wie oben erwähnt, wird die Einspeisevergütung über einen Zeitraum von 20 Jahren gezahlt. Es ist daher sinnvoll, die Wirtschaftlichkeit der Anlage über diese 20 Jahre zu betrachten. Für die Module wird mit einer Nutzungsdauer von 25 Jahren gerechnet, für das Montagegestell mit 50 Jahren, für den Wechselrichter nur mit 15 Jahren. Die Nutzungszeiträume weichen daher vom Betrachtungszeitraum ab. Nach dem Ende des Betrachtungszeitraumes haben Komponenten mit einer längeren Nutzungsdauer noch einen Restwert, während Komponenten mit einer kürzeren Nutzungsdauer bereits ersetzt wurden. Dies schlägt sich in einem negativen Restwert nieder. Mit der Barwert-

Methode lassen sich die Werte unterschiedlicher Nutzungsdauern auf den Betrachtungszeitraum normieren und mit Hilfe der Realzinssatzes, welcher hier mit 1,24 % (Nominalzins 2 %, Inflation 0,75 %) angesetzt wurde, auf den Barwert oder Gegenwartswert zurückrechnen. Für die Betriebskosten, die für PV mit 1 %/a der Investitionskosten angenommen wurden, lässt sich die gleiche Methodik anwenden. Die Barwert-Methode ist im Protokollband des Arbeitskreises kostengünstige Passivhäuser Nr. 42 [AkkP 42] ausführlich beschrieben.

In Abbildung 3 sind die Investitionskosten, Rest- und Barwerte der angebotenen Anlagen in €/m² Kollektorfläche dargestellt. Dieser Bezug wurde gewählt, um die Ergebnisse mit den Berechnungen zur Effizienz von Wärmedämmmaßnahmen vergleichbar zu machen.

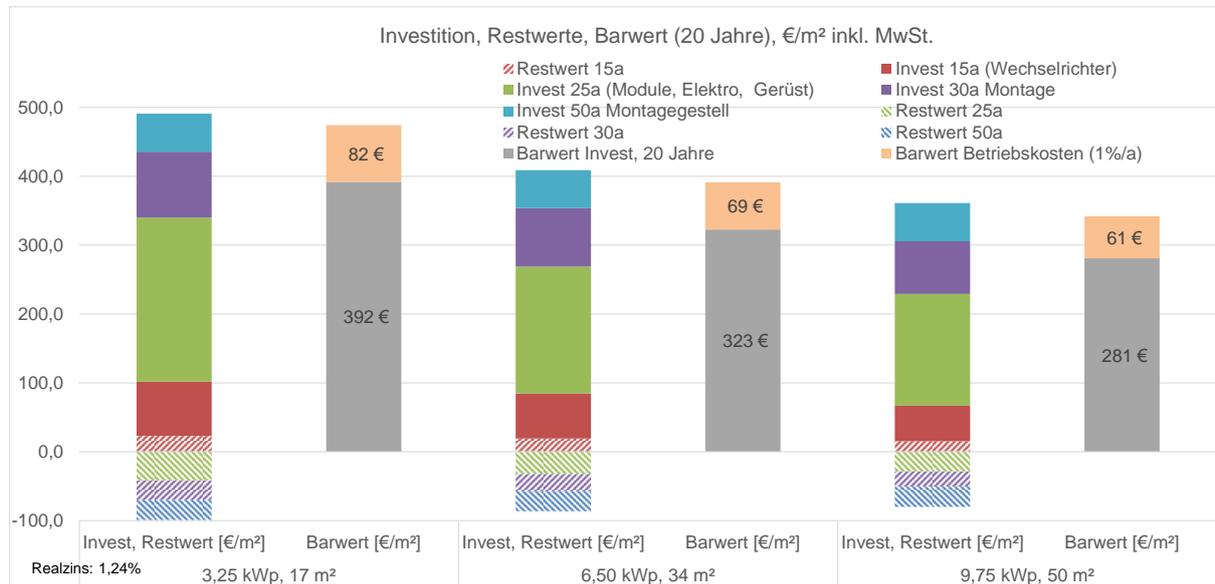


Abbildung 3: Investition, Barwerte und Restwerte der angebotenen PV-Anlagen. Eigene Berechnungen basierend auf [Drewes 2020].

4.1.3 Stromerzeugung und Kosten des erzeugten Stromes

Die Stromerzeugung der angebotenen PV-Anlagen wurde monatsweise mit dem Passivhaus Projektierungspaket [PHPP 10] für das Klima Frankfurt am Main ermittelt. Die Modulfläche ist weitgehend unverschattet, nach Süden ausgerichtet und 30° gegen die Horizontale geneigt. Die Kollektorflächenspezifische Leistung beträgt über alle Anlagen einheitlich 182 kWh/(m²a). Der Ertrag der Module verringert sich mit der Zeit. Unter Annahme einer Degression von 0,5 %/a liefern die Anlagen im Betrachtungszeitraum von 20 Jahren in Summe 3.470 kWh/m². In Abbildung 4 sind die monatlichen Erträge und Jahressummen der 3 Anlagen dargestellt.

Werden nun die Investitions- und Betriebskosten auf die über die Lebensdauer der jeweiligen Anlagenteile gelieferte Strommenge umgelegt, so ergeben sich die Gesteuerungskosten pro kWh erzeugten Stromes. Die Stromgestehungskosten liegen bei der kleinen Anlage bei knapp 13,7 Ct/kWh produzierten Stromes, bei der großen Anlage bei knapp 9,9 Ct/kWh, vgl. auch Abbildung 5.

Ist die Einspeisevergütung höher als die Gesteuerungskosten, rechnet sich die Anlage. Die Einspeisevergütung liegt, wie oben erläutert, bei Anlagen, welche im Juni 2020 ans Netz gehen, bei 9,17 Ct/kWh eingespeisten Stromes. Wird der komplette Strom eingespeist, ist keine der angebotenen Anlagen wirtschaftlich. Mit der Eigennutzung die Wirtschaftlichkeit jedoch in allen untersuchten Fällen erreicht. Die steuerliche Stellung des Betreibers kann ebenfalls die Wirtschaftlichkeit beeinflussen.

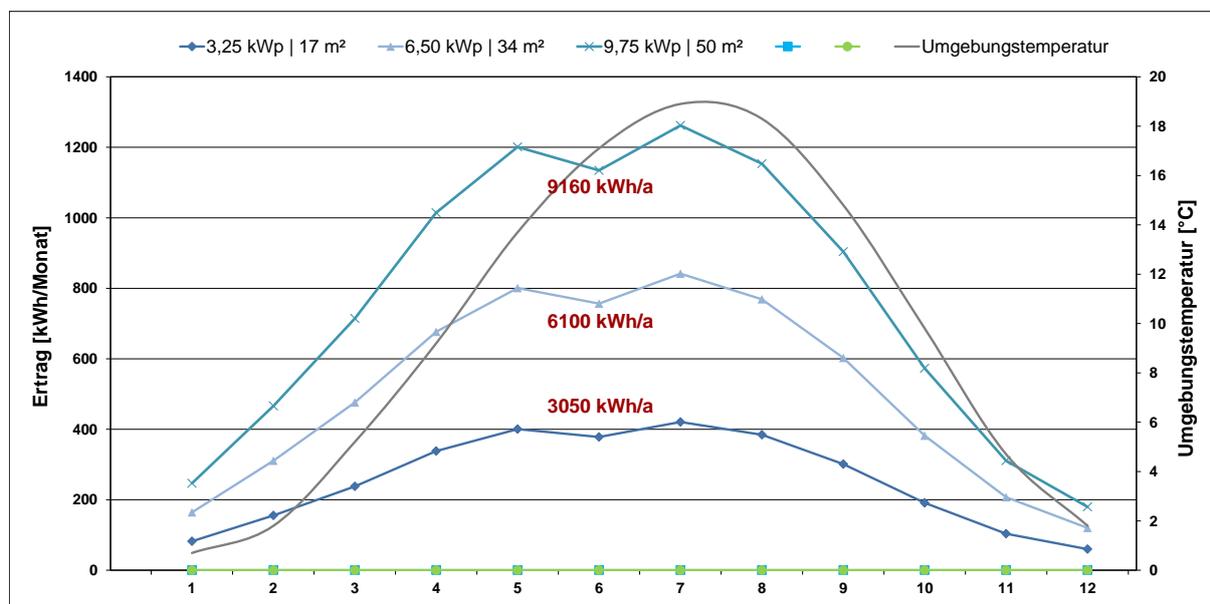
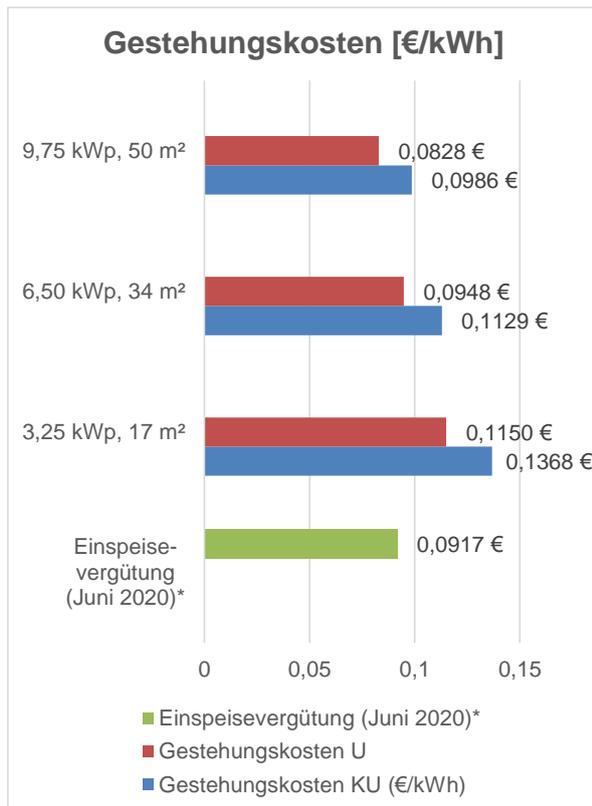


Abbildung 4: Monatliche Stromerträge und Jahressummen der angebotenen Anlagen.



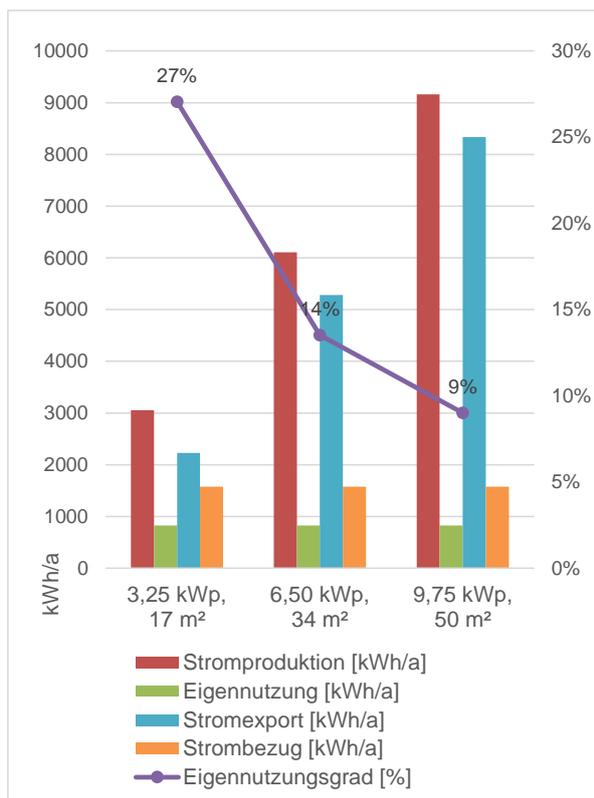
Wird jedoch auf die Kleinunternehmerregelung verzichtet und die Mehrwert-Steuer für Investition und Betrieb der Anlage rückerstattet, ändert sich das Bild, wie Abbildung 5 zeigt.

Nun sind die Strom-Gestehungskosten der großen Anlage auf knapp 8,3 Ct/kWh gesunken, und liegen damit knapp 0,9 Ct/kWh unter der Einspeisevergütung.

Daraus ergibt sich für den Anlagenbetreiber mit einem Kostenvorteil von 9,7 % pro eingespeiste Kilowattstunde eine lohnende Investition.

Der Barwert der Einsparungen liegt damit bei ca. 1.150 € über 20 Jahre, entsprechend 23 €/m² Kollektorfläche.

Abbildung 5: Strom-Gestehungskosten der angebotenen Anlagen bei Nutzung der Kleinunternehmerregelung (KU) und bei Verzicht auf die Kleinunternehmerregelung (U) im Vergleich zur Einspeisevergütung.



In aller Regel wird es jedoch nicht bei der Einspeisung des erzeugten Stromes bleiben. Ein Teil des PV-Stromes kann im eigenen Haus selbst genutzt werden. Diese Nutzung ist für den Anlagenbetreiber hoch attraktiv, denn er muss nun weniger Strom beim Energieversorger (hier für 32 Ct/kWh) beziehen. Der Kostenvorteil ergibt sich dann aus der Differenz des Strompreises und der Gestehungskosten, je nach Modell noch abzüglich der Mehrwertsteuer auf den selbst genutzten Strom von hier 5,11 Ct/kWh.

Zur Bestimmung des selbstgenutzten Stroms wurde das Verfahren nach DIN V 18599-9:2016-10 verwendet, elektrische Energiespeicher wurden nicht berücksichtigt.

Abbildung 6: Stromproduktion, Eigennutzung, Export und Bezug bei unterschiedlichen Anlagengrößen und einem Strombedarf von 2.400 kWh/a.

Nach diesem vereinfachenden Verfahren ergibt sich bei einem angenommenen Jahresstrombedarf von 2.400 kWh (für Haushalts- und Hilfsstrom eines sparsamen 4-Personen-Haushaltes) für alle drei Anlagen dieselbe Menge selbstgenutzten Stroms. Der Eigenverbrauchsrechner der [HTW-Berlin] kommt zu ähnlichen Ergebnissen. Die Anteile des selbstgenutzten Stroms sinken damit bei größer werdender Anlage, vgl. Abbildung 6.

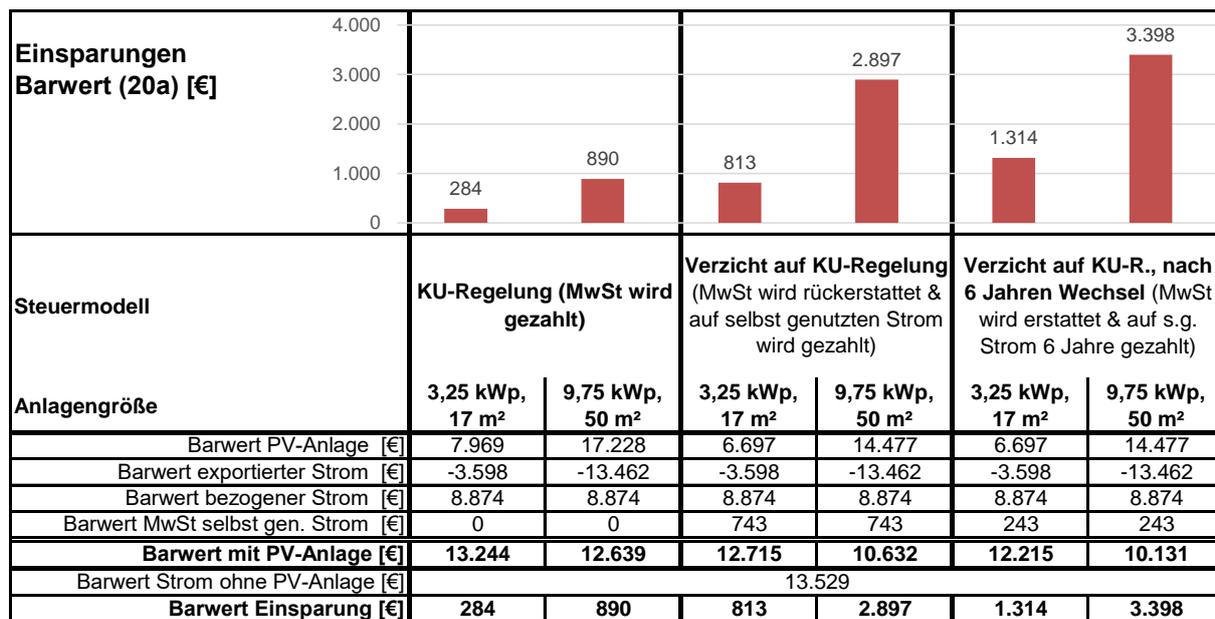


Abbildung 7: Barwerte und Kapitalwert der großen und kleinen Anlage in unterschiedlichen Steuermodellen bei einem Jahresstrombedarf von 2.400 kWh.

Die Bedeutung des Eigenverbrauches wird aus Abbildung 7 deutlich. Liegt der Barwert des bezogenen Stromes von 2.400 kWh/a über 20 Jahre bei einem Strompreis von 32 Ct/kWh bei ca. 13.530 € so sinkt er je nach Anlage und Steuermodell um bis zu ca. 3.400 €, entsprechend 67 €/m² Modulfläche. Diese Einsparung wird von der großen Anlage erreicht, wenn vorerst auf die KU-Regelung verzichtet, und nach 6 Jahren gewechselt wird. Wird der Barwert dieser Anlage durch den Gesamtstrombedarf im Betrachtungszeitraum dividiert, ergibt sich ein Strompreis von 21,1 Ct/kWh, was im Vergleich zu dem Bezugsstrompreis einer Einsparung von 34 % entspricht. Es zeigt sich: Wirtschaftlich sinnvoll sind alle Fälle. Durch die Wahl des Steuermodells kann die Wirtschaftlichkeit verbessert werden.

Durch Heizung und Warmwasserbereitung mit Strom lässt sich der Eigenverbrauch erhöhen. Bevor die Heizanlage verändert wird, ist es sinnvoll, das Gebäude thermisch zu ertüchtigen, um den Energiebedarf zu senken sowie die Heizleistung des Wärmeversorgungssystems und damit dessen Kosten zu reduzieren. Hier wird von einem Heizwärmebedarf von 20 kWh/(m²a) bei einer Energiebezugsfläche von 156 m² ausgegangen. In Abbildung 8 sind die monatlichen Energiebedarfe und Erträge der angebotenen Anlagen dargestellt. Ersichtlich ist, dass bei der kleinen Anlage zumindest die theoretische Möglichkeit besteht, den kompletten erzeugten Strom im Gebäude selbst zu verbrauchen. Ebenfalls klar wird, dass der erzeugte Strom nur wenig zum Heizen beitragen kann, da der geringere Ertrag in der Heizzeit bereits im Wesentlichen zur Deckung des Haushalts- und Hilfsstroms sowie zur Trinkwassererwärmung benötigt wird.

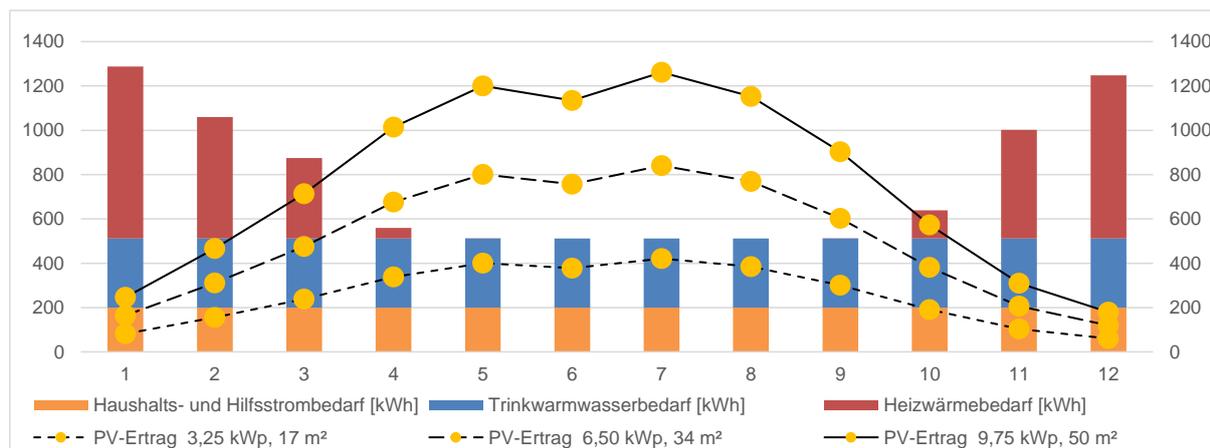


Abbildung 8: Monatliche Bedarfe an Haushalts- und Hilfsstrom, Warmwasser und Heizwärme des auf EnerPHit-Niveau verbesserten Gebäudes, sowie PV-Erträge der angebotenen Anlagen. Der Energiebedarf für Heizung und Warmwasser ist mit den übrigen Werten nur bei direktelektrischer Beheizung/Warmwasserbereitung vergleichbar (nicht empfohlen).

Mit direktelektrischer Versorgung ergibt sich ein Jahresstrombedarf von 9.230 kWh/a, mit einer Luft-Wasser-Wärmepumpe 4.720 kWh/a. Die Jahresarbeitszahl wurde dabei zu 2,9 im Mittel über Heizung und Warmwasser abgeschätzt. Unterschiedliche monatliche Arbeitszahlen wurden separat für Heizung und Warmwasserbereitung berücksichtigt.

Abbildung 9 zeigt den Strombedarf, die Stromerzeugung, den Strombezug, Export und Eigennutzung für die Variante mit direktelektrischer Versorgung (links) und mit Wärmepumpe (rechts). Nach dem Verfahren der DIN V 18599-9 kann der erzeugte Strom im Fall der kleinen Anlage in Verbindung mit dem durch die direktelektrische Versorgung sehr hohen Strombedarf komplett genutzt werden. Bei den größeren Anlagen verringert sich der Eigennutzungsanteil. Mit Wärmepumpe liegt der Eigennutzungsanteil insgesamt tiefer, da der Bedarf niedriger ist und die Wärmepumpe nicht die volle Leistung der PV-Anlage abnehmen kann.

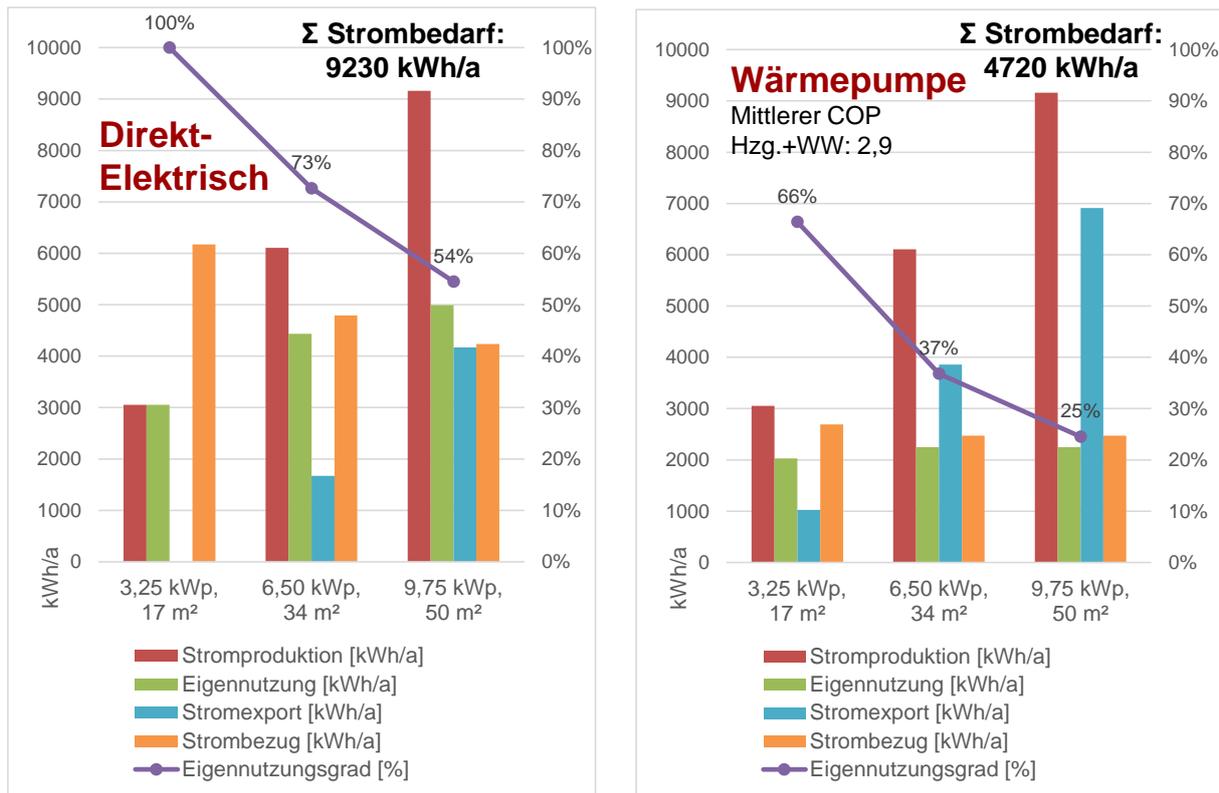


Abbildung 9: Stromproduktion, Eigennutzung, Export und Bezug bei unterschiedlichen Anlagengrößen und einem Strombedarf von 9.230 kWh/a mit direktelektrischer Wärmeversorgung (links) und 4.720 kWh/a mit Wärmepumpe (rechts).

Interessant ist nun der Blick auf die Wirtschaftlichkeit mit direktelektrischer Wärmeerzeugung, vgl. Abbildung 10. Durch die hohe Eigennutzung ist das Modell mit der Kleinunternehmerregelung nun wirtschaftlicher als bei Verzicht auf die KU-Regelung. Am günstigsten ist jedoch weiterhin, wenn auch nur mit geringem Vorsprung, der Verzicht auf die KU-Regelung mit Wechsel nach 6 Jahren zur KU-Regelung. Aufgrund der hohen Stromkosten (Barwert über 20 Jahre 52.000 €) sind nun auch die möglichen Einsparungen sehr hoch. Sie liegen für die große Anlage und das günstigste Steuermodell bei knapp 19.000 € Barwert. Die mittleren Stromkosten betragen nun noch 18,1 Ct/kWh, entsprechend einer Einsparung von 44 % im Vergleich zum Netzstrombezug. Dies gilt für die mittleren Stromkosten. Wird die Eigennutzung des erzeugten PV-Stromes mit und ohne Heizung verglichen, kann festgestellt werden, dass bei der hier gewählten Konfiguration immerhin 1.080 kWh solar erzeugten Stromes für die Heizung zur Verfügung stehen, woraus sich ein mittlerer Strompreis von 25,8 Ct/kWh errechnet. Bei der gewählten direktelektrischen Wärmeerzeugung entspricht dies dem Wärmepreis (ohne Berücksichtigung der Anlagenkosten).

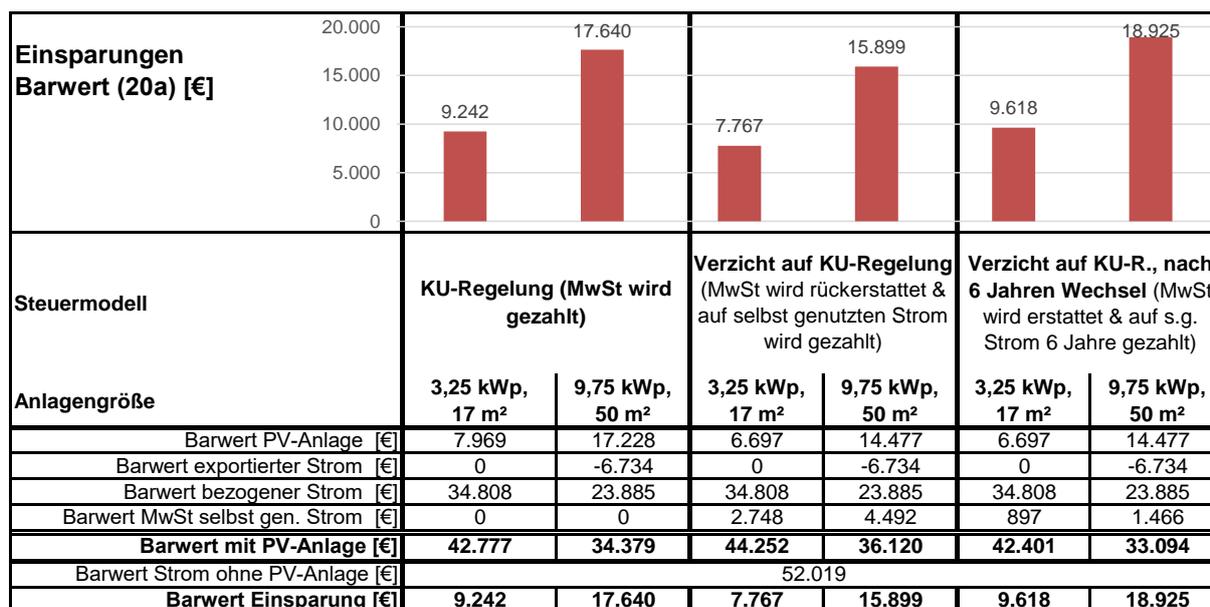


Abbildung 10: Barwerte der großen und kleinen Anlage in unterschiedlichen Steuermodellen bei direktelektrischer Wärmeversorgung und einem Jahresstrombedarf von 9.230 kWh.

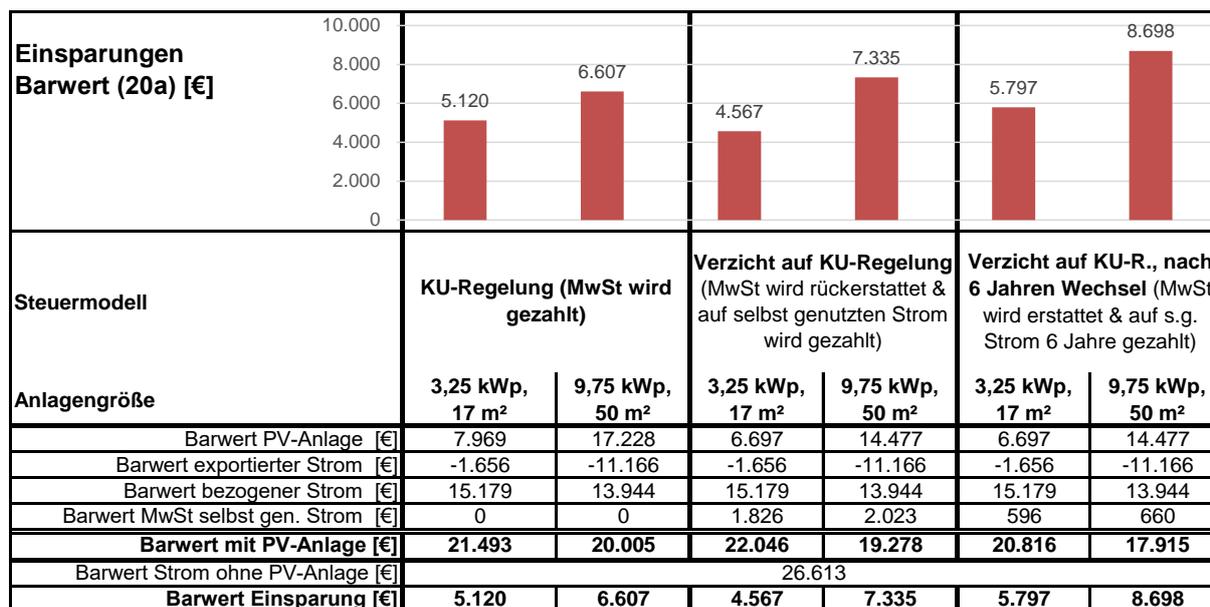


Abbildung 11: Barwerte der großen und kleinen Anlage in unterschiedlichen Steuermodellen bei Wärmeversorgung mittels Wärmepumpe (Jahresarbeitszahl 2,9) und einem Jahresstrombedarf von 4.720 kWh.

Wird alternativ die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage in Kombination mit der Wärmepumpe betrachtet, so fallen zunächst die geringeren Barwerte der Einsparungen auf. Hier gilt es, Fehlinterpretationen zu vermeiden: Da der Strombedarf des Gebäudes mit Wärmepumpe geringer ist, kann auch weniger Strom eingespart werden, allerdings sind auch die Gesamtkosten (Zeile „Barwert der PV Anlage“ in den vorgenannten Abbildungen) wesentlich geringer. Am Beispiel der großen Anlage, betrieben zunächst

mit Verzicht auf die KU-Regelung und späterem Wechsel, steht ein Barwert von 33.094 € bei der direktelektrischen Versorgung 17.915 € bei der Lösung mit Wärmepumpe gegenüber. Ist der Barwert der Mehrkosten aus Investition und Wartung für eine Wärmepumpenanlage gegenüber der direktelektrischen Variante kleiner als die sich ergebende Differenz von $33.094 \text{ €} - 17.095 \text{ €} = 15.179 \text{ €}$, lohnt sich die Wärmepumpe. Dies dürfte in der Regel gegeben sein.

Auch hier ist die lohnendste Variante die große Anlage mit dem steuerlichen Modell des anfänglichen Verzichts auf die KU-Regelung und Wechsel nach 6 Jahren.

Die Eigennutzung nach dem Verfahren aus DIN V 18599-9 zu Grunde gelegt ergibt sich für diesen Fall ein Strompreis von 19,2 Ct/kWh im Mittel über alle Anwendungen und 24,7 Ct/kWh für den Heizstrom. Bei einer Jahresarbeitszahl (Heizen) von 2,9 resultiert ein Wärmepreis von 8,5 Ct/kWh.

4.1.4 Fassaden-Photovoltaik

Außer auf dem Dach kann auch an der Fassade elektrische Energie durch PV-Module gewonnen werden. Wird davon ausgegangen, dass ohnehin eine hinterlüftete Fassade zur Anwendung kommen soll, können die Kosten der PV-Module direkt mit denen der konkurrierenden Fassadenbekleidung verglichen werden. Der Materialpreis einer einfachen Holzfassade ohne Unterkonstruktion liegt bei ca. 20 €/m². Für eine hochwertige Eternitfassade müssen bis zu 150 €/m² gezahlt werden. Bei der mittelgroßen PV-Anlage liegt der Modulpreis bei 112 €/m². Gegenüber einer Eternitfassade ist die PV schon bei den Investitionskosten vorzuziehen. Wird nun davon ausgegangen, dass auf dem Dach schon eine Anlage installiert werden soll (das Gerüst steht dann bereits, auch der Umbau des Zählerkastens ist abgedeckt, es muss also nur die DC-Verkabelung zusätzlich hergestellt und ein größerer Wechselrichter eingesetzt werden), entstehen Investitionskosten von ca. 120 €/m² inkl. Mehrwertsteuer, bzw. unter den oben getroffenen Annahmen ein Barwert von 102 €/m². Die Fassade ist nach Süden ausgerichtet, senkrecht und zu 30 % verschattet. Unter diesen Voraussetzungen liefert sie 89 kWh/(m²a) elektrischer Energie, entsprechend 8,16 €/(m²a) bei 9,17 Ct/kWh Einspeisevergütung. Abzüglich Wartung/Versicherung verbleiben 7,00 €/(m²a). Über 20 Jahre errechnet sich ein Barwert der Einspeisevergütung von 123 €/a, der sogar knapp oberhalb der Investitionskosten liegt. Damit entstehen rechnerisch negative Investitionskosten für die Fassadenbekleidung „Photovoltaik-Panel“. Durch die Wahl eines besseren Steuermodells und durch Eigennutzung lässt sich das Ergebnis weiter verbessern.

4.1.5 Fazit Wirtschaftlichkeit von Photovoltaik-Anlagen

Aus den hier exemplarisch durchgeführten Berechnungen wird deutlich:

1. Bei optimaler Ausrichtung und Besonnung sind PV-Anlagen in allen untersuchten Fällen wirtschaftlich, wenn die Eigennutzung (korrekter Weise) mit einbezogen wird.
3. Es ist sinnvoll, die Anlage möglichst groß zu wählen (bis zu einer Leistung von 10 kWp).
4. Eine Wärmepumpe ist der direktelektrischen Wärmeversorgung vorzuziehen.
5. Die zusätzliche Nutzung von Fassaden-PV, wenn ohnehin eine hinterlüftete Fassade angebracht werden soll, kann im günstigen Fall zu negativen Kosten für die Fassadenbekleidung führen.

4.2 Thermische Solaranlagen und Duschwasser-Wärmerückgewinnung

Thermische Solaranlagen liefern insbesondere in den Sommermonaten Wärme zur Warmwasserbereitung, die ansonsten anderweitig (z. B. über Kessel oder Wärmepumpen) bereitgestellt werden müsste. Sie können so als Energiesparmaßnahme betrachtet werden. Die Duschwasser-Wärmerückgewinnung ist ebenfalls eine solche Maßnahme und wird aus diesem Grund hier mit aufgeführt.

Abbildung 12 zeigt den Wärmebeitrag der hier betrachteten Anlagen. Es fällt auf, dass die Duschwasser-Wärmerückgewinnung über das Jahr gleichmäßige Beiträge liefert – Dies ist eine vereinfachte Darstellung. Tatsächlich ist der Beitrag im Winter aufgrund der geringeren Kaltwassertemperatur sogar höher. Der Beitrag der Solaranlagen hingegen ist (wie bereits bei den PV-Anlagen gesehen) gerade dann minimal, wenn die meiste Energie gebraucht wird. Die Anlage mit Röhrenkollektor liefert dabei sowohl insgesamt als auch in den Wintermonaten etwas mehr Energie, ein Resultat der geringeren Wärmeverluste des Kollektors.

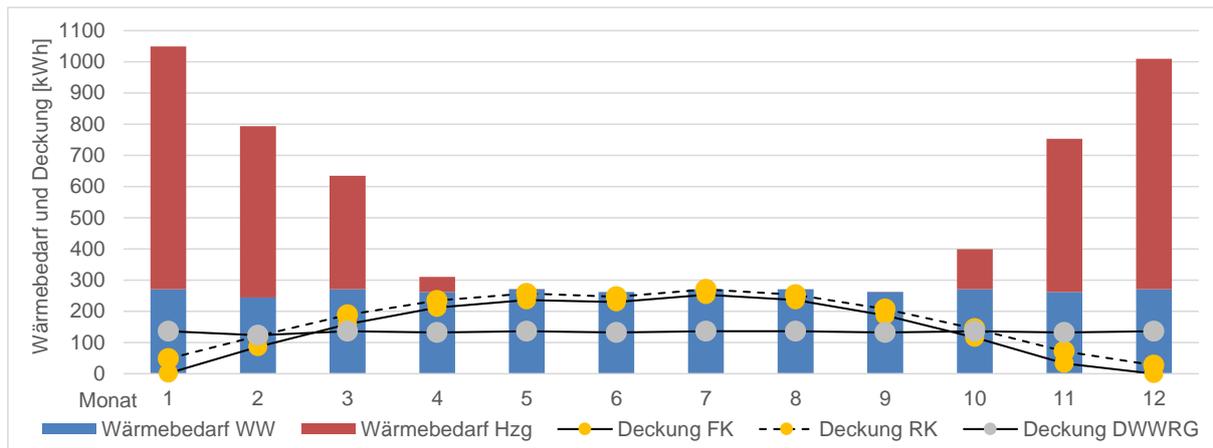


Abbildung 12: Wärmebedarf aus Warmwasser und Heizung (Wärmebedarf des Gebäudes: 20 kWh/(m²a)) und Deckung durch thermische Solaranlagen mit Flachkollektor (FK) und Vakuum-Röhrenkollektor (RK) sowie Duschwasser-Wärmerückgewinnung (DWWRG).

4.2.1 Thermische Solaranlagen: Deckungsbeiträge und Wirtschaftlichkeit

Thermische Solaranlagen sind dann am wirtschaftlichsten, wenn ihre Größe in etwa so gewählt wird, dass sie in den Sommermonaten den Wärmebedarf vollständig decken, jedoch nicht so groß sind, dass sie in diesen Monaten hohe Überschüsse produzieren, die mangels des Anschlusses an ein Wärmenetz nicht genutzt werden können. Eine solche Überdimensionierung kommt einer Verschwendung an wertvoller Dachfläche gleich. Netzgekoppelte PV-Anlagen haben hier den Vorteil, dass erzeugte Überschüsse anderweitig genutzt werden können und nicht verloren gehen.

Beispielhaft wurden hier zwei Anlagen der Firma Buderus betrachtet. Eine Anlage mit Flachkollektor (4,74 m² Kollektorfläche, 42 % Deckungsanteil am Gesamtwärmebedarf) und eine mit Vakuum-Röhrenkollektor (4,88 m² Kollektorfläche, 46 % Deckungsanteil am Gesamtwärmebedarf). Die Deckungsanteile wurden mit dem [PHPP 10] ermittelt. Solaranlagen benötigen einen größeren Wärmespeicher. Hier wurden 290 l gewählt. Die zusätzlichen Kosten für diesen Speicher wurden zu 431 € ermittelt. In Summe ergeben sich nach [Heizungsdiscout] (Listenpreise) Anlagenkosten von 4.300 € für die Anlage mit Flachkollektor und 6.300 € für die Anlage mit Vakuum-Röhrenkollektor. Als Montagekosten wurden 1.700 € nach [Krick 2017], bewertet über den Baupreisindex, angesetzt. Für das Gerüst werden auch hier 800 € nach [Drewes 2020] fällig. Die Wartungskosten wurden mit 2 % der Anlagenkosten, die Kosten für den Strombedarf von Pumpe und Steuerung mit 22 €/Jahr angesetzt. Damit ergeben sich für die Anlage mit Flachkollektor Betriebskosten von 108 €/a und für die Anlage mit Röhrenkollektor 148 €/a.

Wie bisher wird der Betrachtungszeitraum mit 20 Jahren angenommen. Als Nutzungsdauer des Speichers wurden 35 Jahre, für die restlichen Anlagenkomponenten

25 Jahre angesetzt. Damit ergibt sich abzüglich der Restwerte und inklusive Betriebskosten für die Anlage mit Flachkollektor ein Barwert von 7.400 €, für die Anlage mit Vakuum-Röhrenkollektor 9.900 €.

Daraus errechnet sich beim Flachkollektor ein Preis der eingesparten Energie von 21 Ct/kWh und beim Vakuum-Röhrenkollektor 24 Ct/kWh.

Das BAFA bezuschusst thermische Solaranlagen unter bestimmten Voraussetzungen mit 30 % der Investitionskosten ([BAFA 2020], [BAFA 2020a]). Damit reduzieren sich die Kosten auf 17 Ct/kWh bzw. 19 Ct/kWh.

4.2.2 Duschwasser-Wärmerückgewinnung: Deckungsbeiträge und Wirtschaftlichkeit

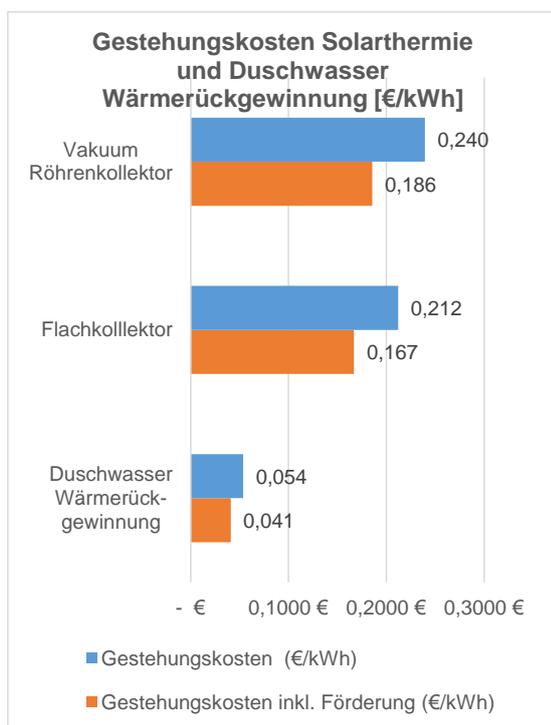
Beispielhaft wurde hier das Duschrohr EcoShower 15 der Fa. Wagner Solar bewertet. Bei diesem Produkt fließt das warme Abwasser an der Innenwand des Abwasserrohres und überträgt seine Wärme teilweise an das Frischwasser, welches in einem Spalt zwischen dem Abwasserrohr und einem weiteren Rohr fließt. Das Passivhaus Institut hat mehrere solcher und ähnlicher Systeme zertifiziert, vgl. [Passivhauskomponenten]. Auf diese Weise lassen sich in unserem Beispiel, berechnet mit dem [PHPP 10], 50 % des Energiebedarfes für Duschwasser, entsprechend 29 % inkl. Wärmeverluste, einsparen. Diese Einsparung wird über das gesamte Jahr erzielt. Bezogen auf den Gesamtwärmebedarf des Gebäudes beträgt die Einsparung 14 %.

Laut [oeko-energie] betragen die Investitionskosten inkl. Transport für das genannte Produkt 572 €. Für die Montage werden nach [Schnieders 2015], mittels des Baupreis-Index auf heutiges Niveau angepasst, 201 € fällig. Die jährlichen Wartungskosten wurden mit 2 % der Anlagenkosten, entsprechend 11,44 €/a angesetzt. Die Nutzungsdauer wurde mit 20 Jahren angenommen. Damit betragen die Energieeinsparungskosten im Betrachtungszeitraum von 20 Jahren 5,4 Ct/kWh. Das BAFA fördert den Einbau von Duschwasser-Wärmerückgewinnungen mit 250 € pro angeschlossener Dusche bis maximal 30 % der Investitionskosten [BAFA 2018]. Damit verringert sich der Preis der eingesparten Energie auf 4,1 Ct pro kWh.

4.2.3 Fazit Wirtschaftlichkeit von thermischen Solaranlagen und Duschwasser-Wärmerückgewinnung

Aus Abbildung 13 wird deutlich, dass thermische Solaranlagen hinsichtlich ihrer Wärmegestehungskosten dann wirtschaftlich sind, wenn sie Wärme substituieren, welche direkt aus elektrischem Strom gewonnen wird. Unter Berücksichtigung der Kostensteigerungen sind diese Ergebnisse konsistent mit früheren Publikationen des Passivhaus Institutes, z. B. [Kah et.al. 2008], [AkkP 42].

Die Duschwasser-Wärmerückgewinnung stellt sich als äußerst attraktive Maßnahme dar und empfiehlt sich zum standardmäßigen Einbau bei allen Projekten. Hier wurde angenommen, dass alle Duschen im Gebäude an einem gemeinsamen Duschrohr angeschlossen sind. Gelingt dies nicht, so erhöhen sich die Investitionskosten entsprechend. Die Wirtschaftlichkeit wird jedoch selbst bei einer Verdreifachung der Kosten in der Regel gegeben sein. Interessant ist insbesondere, dass die Einsparung durch die Duschwasser-Wärmerückgewinnung unabhängig von der solaren Einstrahlung erzielt wird, also auch im Winter zur Verfügung steht, wenn Energie, und damit deren Einsparung, besonders wertvoll ist.



Zudem wird durch diese Art der Einsparung keine Dachfläche belegt. Sie steht damit nicht in Konkurrenz zur solaren Stromerzeugung. Die Duschwasser-Wärmerückgewinnung ist auch in Kombination mit thermischen Solaranlagen und Wärmepumpen zur Warmwasserbereitung einsetzbar. Allerdings sinkt deren Effizienz etwas, da das Wasser die Erwärmung schon vortemperiert erreicht und die mittlere Wassertemperatur somit erhöht ist.

Abbildung 13: Gestehungskosten von thermischen Solaranlagen und Duschwasser-Wärmerückgewinnung.

5 Wirtschaftlichkeit von Wärmeerzeugungsanlagen

Von entscheidender Wichtigkeit bei der Wirtschaftlichkeit von Heizungsanlagen ist, dass vor dem Ersatz des Wärmeerzeugers die Gebäudehülle verbessert wird. Denn durch die bessere Gebäudehülle sinkt der Energiebedarf stark. Wer zunächst den Wärmeerzeuger erneuert und anschließend die Gebäudehülle ertüchtigt, muss den Wärmeerzeuger zwangsläufig überdimensionieren, was zu erhöhten Investitions- und Wartungskosten führt.

Im Folgenden wird davon ausgegangen, dass die Gebäudehülle auf EnerPHit Niveau verbessert wurde. Der Heizwärmebedarf beträgt 20 kWh/(m²a).

5.1 Die Wahl des Energieträgers

Aus Erwägungen des Klimaschutzes heraus sollten fossile Energieträger bei der Neuinstallation von Anlagen zur Wärmeerzeugung ausscheiden. Da sie aber in vielen bestehenden Gebäuden eingebaut sind und dort noch über viele Jahre anzutreffen sein werden, werden sie hier mit betrachtet.

Die Nutzung von Biomasse zur Wärmeerzeugung im Gebäudebereich konkurriert mit anderen Nutzungen wie der Nahrungsmittelproduktion, der stofflichen Verwertung als Baustoff, aber auch als Grundstoff für die chemische Industrie, sowie mit der energetischen Nutzung insbesondere im Verkehrsbereich. Biomasse spielt zudem als lagerbarer Energieträger eine wichtige Rolle bei der Deckung der Winterlücke. Hier wird er am besten bei der Stromerzeugung oder der Kraft-Wärmekopplung eingesetzt, denn über Wärmepumpen kann die gewonnene elektrische Energie unter positiven Umständen mit einem Faktor 3 in Wärme umgewandelt werden. Darum, und wegen der hohen Emissionen, ist die Verbrennung von Biomasse zur ausschließlichen Wärmeerzeugung kritisch zu sehen und wird hier nicht weiter behandelt. Für weitergehende Informationen zur Wirtschaftlichkeit sei an dieser Stelle auf [Krick 2017] verwiesen.

Neben der Fernwärme, die hier auch nicht weiter behandelt wird, bleibt der elektrische Strom als Energieträger für die Wärmeerzeugung. Tatsächlich ist elektrischer Strom die Energieform der Zukunft, auch für die Wärmeversorgung von Gebäuden, wie z. B. in [Krick 2016] und [Krick 2018] heraus gearbeitet wurde. Strom wird im Rahmen der Energiewende erneuerbar, siehe dazu auch die Beiträge von Grove-Smith, Feist und Schnieders in diesem Protokollband. Laut [BDEW 2017] wurden im Jahr 2016 2,7 % der Gebäude direktelektrisch beheizt. Werden diese Gebäude auf EnerPHit-Niveau saniert oder durch Passivhäuser ersetzt und statt direktelektrisch mit gut arbeitenden

Wärmepumpen beheizt, lässt sich mindestens ein Drittel der Gebäude in Deutschland elektrisch beheizen, ohne den Strombedarf zu erhöhen².

5.2 Investitionskosten- und Betriebskosten von Wärmeerzeugungssystemen

Im Folgenden wird davon ausgegangen, dass nur der Wärmeerzeuger zuzüglich Speicher und die zugehörigen Komponenten ausgetauscht werden. Das Wärmeverteilsystem bleibt dasselbe. Zu den Kosten von Wärmeverteilsystemen siehe z. B. [Krick 2017]. Verglichen werden ein Gas-Brennwertkessel, eine Luft-Wasser-Wärmepumpe und die direktelektrische Versorgung. Dabei wird davon ausgegangen, dass das Wärmeerzeugungssystem auch die Warmwasserbereitung übernimmt. Die hier verwendeten Kosten sind [Krick 2017] entnommen und wurden mit dem Baupreisindex fortgeschrieben oder stammen aus [Heizungsdiscout] und [Panasonic 2019]. Die Nutzungsdauer wurde einheitlich mit 20 Jahren gewählt, der Betrachtungszeitraum beträgt ebenfalls 20 Jahre.

Zum Vergleich wird der vorhandene **Ölkessel** mit berücksichtigt. Hier fallen keine Investitions-, sondern nur noch Betriebskosten an: Wartung und Instandhaltung 233 €/a sowie Schornsteinfeger 87 €/a. Es resultiert ein Barwert von 5.650 €, der allerdings hypothetisch ist, da die Nutzungsdauer des Kessels nach (weiteren) 20 Jahren längst überschritten ist.

Der **Gas-Brennwertkessel** wird hier trotz der Identifikation als nicht nachhaltige Alternative ergänzend zum Vergleich mitgeführt. Es wird davon ausgegangen, dass kein Gasanschluss existiert. Die Kosten für den Gasanschluss schlagen anfänglich mit 2.120 € zu Buche. Als Wärmeerzeuger wurde ein Viessmann Vitodens 242 F mit 170 l als Speicher gewählt. Inkl. Montage-Anschluss- und Abgas-Set kostet das Gerät 7.360 €. Hinzu kommen 910 € für Installation und Inbetriebnahme. Damit liegen die Investitionskosten bei 10.660 € inkl. Gasanschluss. Die Wartungskosten wurden mit 1 % der Investitionskosten abzüglich des Gasanschlusses, also 85 €/a angenommen. Hinzu kommen 150 €/a Grundgebühr für den Gasanschluss sowie 65 €/a für den Schornsteinfeger. In Summe ergeben sich laufende Kosten von 300 €/a. Der Barwert der Investitions- und Betriebskosten (20 Jahre) liegt damit bei 15.940 €.

Die Investitionskosten für das **direktelektrische** Versorgungssystem sind vergleichsweise niedrig. Für den 200-l-Speicher inkl. Steuerung und elektrischer Heizpatrone wurden 3.500 € recherchiert, ca. 500 € kosten Installation und Inbetriebnahme. Damit belaufen sich die Investitionskosten auf 4.000 €. Auch hier wurden die Wartungs- und

² Beispiel: Heizwärmebedarf eines Gebäudes vor der Sanierung: 130 kWh/(m²a), nach der Sanierung: 30 kWh/(m²a): Faktor 4,3. 2,7% direktelektrisch beheizte Gebäude * Effizienzfaktor 4,3 * JAZ 3 = 35 %

Instandhaltungskosten mit 1 %, entsprechend 40 €/a, angenommen. Der Barwert der Investitions- und Betriebskosten (20 Jahre) liegt damit bei 4.710 €.

Als **Luft-Wasser-Wärmepumpe** wurde eine Panasonic Aquarea LT der neuesten Generation J gewählt. Sie verfügt in der gewählten Konfiguration über 2 Heizkreise, um unterschiedliche Temperaturen für Heizung und Warmwasser zu fahren. Ein Muss für effiziente Wärmepumpensysteme, solange sich die Temperaturniveaus von Heizung und Warmwasser unterscheiden. Die Arbeitszahl der Heizungs- und Warmwasserbereitung wurde zu 2,9 im gewichteten Jahresmittel abgeschätzt. Die Wärmepumpe ist ein Split-System. In der Außeneinheit sind die Wärmepumpen und der Verdampfer untergebracht, in der Inneneinheit Kondensator, Steuerung und 185-l-Wasserspeicher. Laut der unverbindlichen Preisempfehlung des Herstellers kostet diese Kombination in der 7-kW-Ausführung 7.666 € zuzüglich Mehrwertsteuer. Die Anlage ist auf den Betrieb in Kombination mit einer PV-Anlage ausgelegt.

Inklusive Mehrwertsteuer, Installation und Inbetriebnahme wurden die Investitionskosten zu 10.900 € ermittelt. Sie liegen damit nur unwesentlich über jenen des Gaskessels.

Auch hier wurde von 1 % Wartungs- und Instandhaltungskosten ausgegangen, die sich zu einem Barwert (20 Jahre) von 1.920 € summieren. Da es anders als beim Gaskessel keine Grundgebühr für den Gasanschluss und auch keine Kosten für den Schornsteinfeger gibt, sind die Betriebskosten für die Wärmepumpe deutlich geringer als jene des Gaskessels.

Der Barwert aus Investitions- und Betriebskosten beläuft sich damit auf 12.810 €. Das BAFA vergibt für effiziente Wärmepumpen bei Ersatz eines Ölkessels einen Zuschuss von 45 % auf die Investitionskosten ([BAFA 2020], [BAFA 2020a]). Dieser Zuschuss reduziert den Barwert auf 7.910 €.

5.3 Kosten im Lebenszyklus

Um nun den Barwert der Kosten im Lebenszyklus zu erhalten, fehlt die Inkludierung der Energiekosten. Diese wurden im Zusammenhang mit der großen PV-Anlage (Verzicht auf KU-Regelung und späterer Wechsel) inkl. des Haushaltstromes betrachtet. Energiepreise und -mengen können den vorangegangenen Kapiteln entnommen werden. Abbildung 14 zeigt die Ergebnisse.

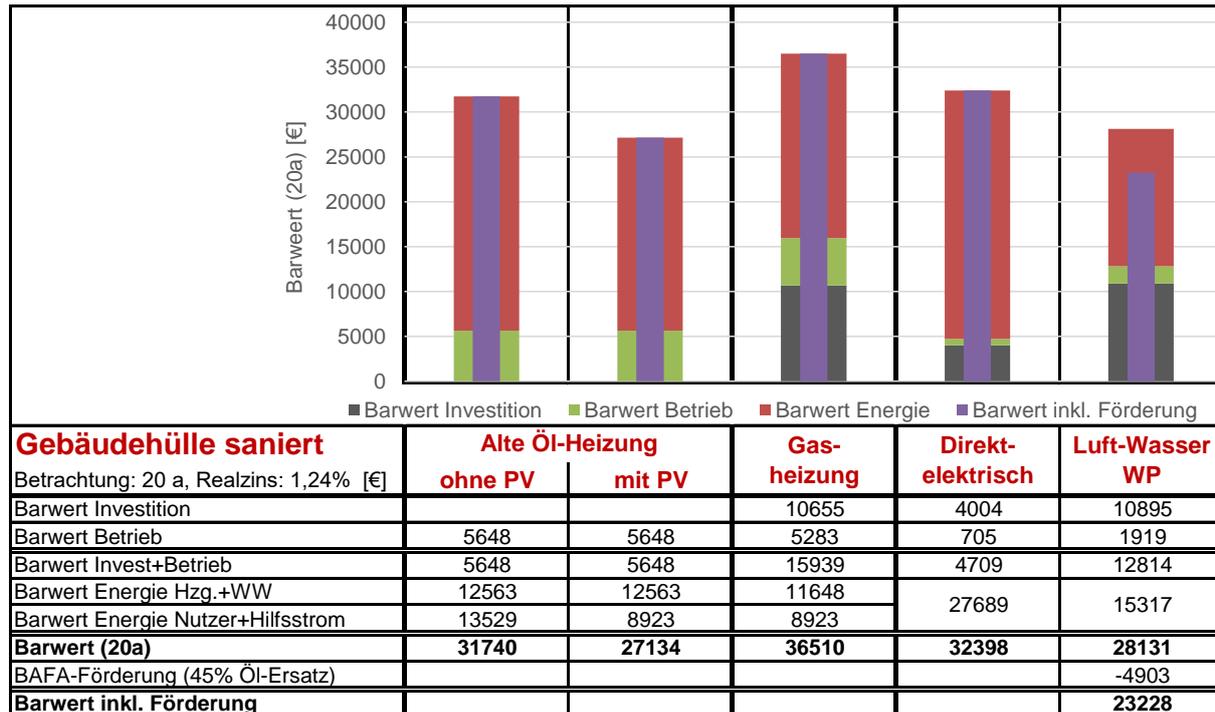


Abbildung 14: Barwerte beispielhafter Wärmeerzeugungssysteme im Zusammenhang mit photovoltaischer Stromerzeugung. Voraussetzung: Energetische Sanierung der Gebäudehülle auf 20 kWh/(m²a) Jahresheizwärmebedarf.

5.4 Fazit Wirtschaftlichkeit von Energieerzeugungsanlagen

Wie Abbildung 14 zeigt, ist der Barwert bei der neuen Gasheizung am höchsten. Die elektrischen Varianten sind etwa gleichauf oder sogar günstiger als die Ölheizung, obwohl bei dieser keine Investitions-, sondern nur Betriebs- und Energiekosten einzurechnen waren. Zusätzlich wird durch diese Maßnahme in der Regel der Tankraum frei, der einer anderen Nutzung zugeführt werden kann. Hieraus kann sich ein finanzieller Vorteil ergeben, der nicht mit berücksichtigt wurde. Es lohnt sich also, die Ölheizung unabhängig von ihrem Zustand auszutauschen (Prämisse: sanierte Gebäudehülle). Trotz der wesentlich geringeren Investitionskosten sind die Gesamtkosten der direktelektrischen Wärmeerzeugung höher als die der Wärmepumpe. Durch die Förderung ergibt sich ein noch deutlicherer Vorteil für diese Lösung.

6 Wirtschaftlichkeit von Effizienzmaßnahmen der Gebäudehülle

Bisher wurde gezeigt, dass Investitionen in PV-Anlagen in der Regel wirtschaftlich sind und dass der Ersatz einer alten Ölheizung durch eine Wärmepumpe finanzielle Vorteile bringt. Letzterer stand unter der Prämisse der thermisch verbesserten Gebäudehülle, deren Wirtschaftlichkeit nachfolgend diskutiert wird.

Die Wirtschaftlichkeit bei Energieeffizienzmaßnahmen, hier bei der Gebäudehülle, ergibt sich aus dem Vergleich der Lebenszykluskosten, also der Summe des Barwertes der Investition und des Barwertes der durch die Wärmeverluste durch das entsprechende Bauteil verursachten Energiekosten. Wie bereits diskutiert, ergeben sich durch unterschiedliche Wärmeerzeuger und Energieträger unterschiedliche Wärmekosten. Um ein Spektrum aufzuzeigen, werden nachfolgend jeweils drei unterschiedliche Wärmepreise berücksichtigt: 32 Ct/kWh repräsentieren eine direktelektrische Heizung, 11 Ct/kWh eine Öl- oder Gasheizung und 8 Ct/kWh eine gute Wärmepumpe in Verbindung mit einer PV-Anlage.

6.1 Exkurs: Abhängigkeit von Raumtemperatur und Dämmstandard

In einem Gebäude mit niedrigem Wärmeschutz sind die mittleren Raumtemperaturen i.d.R. niedriger, da das Gebäude durch Nachtabenkung schneller auskühlt und nicht immer alle Räume beheizt werden. In [Schnieders 2018] wurde dieser Zusammenhang untersucht und quantifiziert. Die dort gefundene Korrelation beschreibt den Zusammenhang zwischen der thermischen Gebäudehülle und der Innentemperatur.

Der Transmissionswärmeverlust Q_T [kWh/(m²a)] eines Bauteils ist abhängig vom Wärmedurchgangskoeffizienten des Bauteils U [W/(m²K)] und den klimatischen Randbedingungen, repräsentiert durch die Gradtagzahl G_t [kKh/a] ($Q_T = U \cdot G_t$). Die Gradtagzahl ist die Aufsummierung der Temperaturunterschiede zwischen Innen- und Außentemperatur bei gleichzeitiger Unterschreitung der Heizgrenztemperatur. Die Heizgrenztemperatur wiederum ist abhängig von der thermischen Qualität der Gebäudehülle und der Innentemperatur. Ist die Innentemperatur gleich der Außentemperatur, liegt kein Temperaturunterschied vor, die Gradtagzahl ist Null. Bei sehr schlechter Gebäudehülle liegt die Heizgrenztemperatur nahe an der Innentemperatur, da die freien Wärmen aus solaren Gewinnen und internen Wärmequellen nicht in der Lage sind, einen signifikanten Beitrag zur Beheizung zu leisten. Bei einem Passivhaus hingegen leisten die freien Wärmen einen großen Beitrag. Die Heizung muss erst bei größeren Unterschieden zwischen Innen- und Außentemperatur eingeschaltet werden, die Heizzeit verkürzt sich auf den Kernwinter, die Gradtagzahl sinkt.

Hieraus lässt sich ableiten, dass die Gradtagzahl in einem bestimmten Klima bei schlechten Gebäuden aufgrund der niedrigeren Raumtemperatur zunächst gering ist und mit steigender Qualität der Gebäudehülle zunächst ansteigt, da auch die Innentemperaturen ansteigen, mit weiter steigender thermischer Qualität aber wieder abnimmt, da sich die Heizzeit verkürzt.

Dieser Zusammenhang wurde hier näher untersucht, um den Effekt von Wärmedämmung bei einer thermisch sehr hochwertigen Gebäudehülle nicht überzubewerten und die Wirtschaftlichkeit präziser abbilden zu können.

Dazu wurde im PHPP zunächst anhand eines Beispielgebäudes ein Altbau mit typischen thermischen Kennwerten modelliert und darauf folgend die Bauteilqualitäten in Anlehnung an die Wärmeschutz- und Energieeinsparverordnungen verändert. Mit Hilfe der Korrelation aus [Schnieders 2018] wurden die Innentemperaturen ermittelt und daraus die Heizgradstunden.

Abbildung 15 zeigt das Ergebnis. Wie erwartet, steigen die Heizgradstunden mit der Verbesserung der thermischen Qualität zunächst an, da die Erhöhung der Raumtemperaturen den Effekt der Verkürzung der Heizzeit überwiegt. Im Bereich des EnEV 2009 Referenzgebäudes stellt sich ein Plateau bis zum Passivhaus ein. In diesem Bereich gleichen sich die Effekte aus höherer Raumtemperatur und Verkürzung der Heizzeit aus. Bei noch besseren Gebäuden überwiegt die Verkürzung der Heizzeit, die Gradtagzahl sinkt. Dieses Schema lässt sich gut auf andere Klimaregionen übertragen, wobei das beschriebene Plateau in wärmeren Klimaten ausgeprägter wird und in kälteren Klimaten schließlich ganz verschwindet.

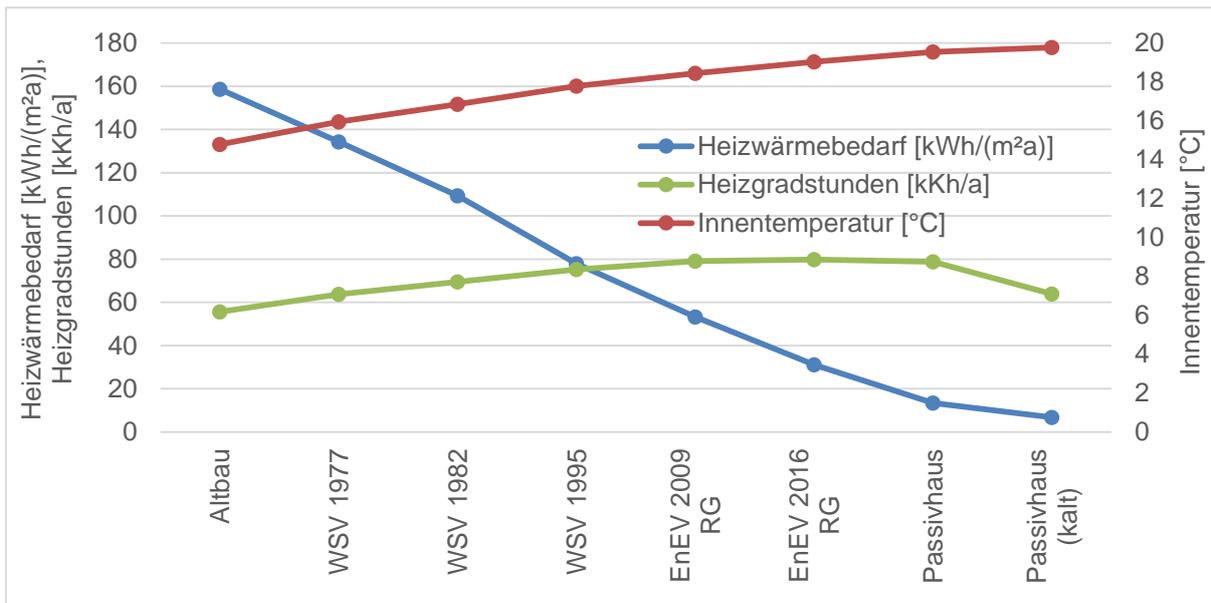


Abbildung 15: Innentemperatur, Heizgradstunden und Heizwärmebedarf eines beispielhaften Gebäudes im Klima Frankfurt am Main, abhängig vom Gebäudestandard.

Mit hinreichender Genauigkeit lässt sich dieses Prinzip auch auf Einzelbauteile übertragen. Im Rahmen dieses Arbeitskreises wurde eine Näherung entwickelt, die unter Angabe der Heizgradstunden aus dem Jahresverfahren und dem U-Wert des zu untersuchenden Bauteils eine angepasste Gradtagzahl ermittelt. Diese Näherung wird für die Bestimmung der Barwerte und Kostenoptima der thermischen Qualität unterschiedlicher Bauteile verwendet.

Wie Abbildung 15 zeigt, wird für das Niveau EnEV 2016 Referenzgebäude eine Raumtemperatur von 19 °C angenommen. Beim Passivhaus liegt die mittlere Raumtemperatur dann bei 19,5 °C, beim verbesserten Passivhaus bei 19,8 °C. Die Praxis zeigt, dass die Temperaturen in der Regel höher liegen. Mit höherer Raumtemperatur steigen die Gradtagzahl und damit die Wärmeverluste. Der hier gewählte Ansatz unterschätzt damit in der Tendenz die Wärmeverluste. Das wirtschaftliche Optimum wird daher in der Tendenz bei einem besseren Wärmeschutz liegen als im Folgenden dargestellt.

6.2 Wirtschaftlichkeit von Effizienzmaßnahmen bei Dächern

6.2.1 Sanierung: Möglichkeiten und Kosten

Ausgangspunkt war die Montage einer PV-Anlage. Für den Bauherrn stellt sich die Frage, ob er bei dieser Gelegenheit das Dach thermisch verbessern lassen möchte. Eine Verpflichtung zur Dacherneuerung nach EnEV würde sich nur bei Änderung der Dacheindeckung ergeben, also beim Einbau einer dachintegrierten PV-Anlage. Die EnEV schreibt einen Mindest-U-Wert für die Sanierung von Bestandsdächern von 0,24 W/(m²K) vor. Dass niedrigere U-Werte wirtschaftlich sein können, wurde bereits in [AkkP 29] belegt.

Als Ohnehin-Maßnahme steht hier nur das Gerüst. Dachziegel können erwiesenermaßen Jahrhunderte überdauern, stehen also nicht zur Erneuerung an. Dennoch stellt sich die Frage, ob sie erneuert werden sollen. Denn oftmals liegen die Kosten für eine Neueindeckung im gleichen Bereich wie das Abdecken, Lagern und wieder eindecken. Die meisten Dachdecker werden diese Option daher gar nicht anbieten. Es lohnt sich jedoch, nachzufragen. Denn der Austausch von weiterhin nutzbaren Ziegeln durch neue verursacht einen erheblichen Aufwand an grauer Energie, ohne dass diesem eine Kompensation durch eine Energieeinsparung in der Zukunft gegenüber stehen würde. Aus diesem Grund fällt die Entscheidung hier für die Weiterverwendung der alten Dacheindeckung.

Für die energetische Ertüchtigung von Dächern gewährt die KfW ab einem U-Wert von 0,14 W/(m²K) einen Zuschuss von 20 % bis maximal 10.000 € je Wohneinheit auf die anrechenbaren Kosten (Dämmstoff, Montage, Hilfsmittel etc., aber auch auf die Neu-

eindeckung), vgl. [KfW 2020-01] und [KfW 2020-03]. Die Förderung der Neueindeckung ist als problematisch zu sehen, da die Förderung umso höher ist, je teurer die (in der Regel nicht notwendige) Neueindeckung ist. Der Staat fördert somit einen Luxus, der nebenbei durch den Herstellungsaufwand der Ziegelproduktion klimaschädigend ist. Gleiches gilt auch für den Dämmstoff: Durch die prozentuale Förderung wird ein teurerer Dämmstoff höher gefördert, ohne dass aus dieser höheren Förderung notwendigerweise ein positiver Klimaeffekt resultiert. Aus diesem Grund sollte diese Förderungspraxis dringend reformiert werden.

Das Land Hessen macht vor, wie es besser gehen kann: Es fördert die Modernisierung von „Passivhäusern im Bestand“, wenn ein Jahresheizwärmebedarf von 25 kWh/(m²a) erreicht oder unterschritten wird. Hier wird davon ausgegangen, dass dies bei einem Dach-U-Wert von 0,12 W/(m²K) erreicht werden kann, wenn alle anderen Gebäude-teile entsprechend ertüchtigt werden. Unter dieser Prämisse wird ein Zuschuss von maximal 15 €/m² Dachfläche gewährt, unabhängig von den tatsächlichen Kosten. Es besteht also ein höherer Anreiz zu kostengünstigen Maßnahmen. Zudem vereinfacht sich die Berechnung des Zuschusses auf allen Seiten.

Das Dach im Beispiel besteht, von innen nach außen, aus einer Gipsfaserplatte, 10/14 cm Sparren im Abstand von 62,5 cm, 8 cm Zwischensparrendämmung (0,043 W/(mK)), unterseitig kaschiert mit Baupapier als luftdichte Ebene, Unterspannbahn, Konterlattung, Lattung, Dacheindeckung. Der U-Wert des Daches beträgt damit 0,59 W/(m²K) und ist konform zur WSV 1977.

Folgende Maßnahmen stehen an: Abdecken, Ziegel seitlich lagern. Lattung und Unterspannbahn ausbauen und entsorgen. Die alte Dämmung verbleibt im Dach. Eine Sanierungsmembrane wird Berg-und-Tal verlegt. Dann werden 3 Alternativen betrachtet:

1. Sparren aufdoppeln, Dämmen mit Zellulose (0,039 W/(mK)): Dämmen bis zur neuen Sparrenoberkante, Aufbringen einer Holzfaser-Untereckplatte (60 mm). Preis der Zellulosedämmung: 0,54 €/(cm*m²) ohne Einbau.

2. Sparren aufdoppeln, Dämmung mit Mineralfaser (0,035 W/(mK)): Dämmen bis zur Sparrenoberkante der alten Sparren (60 mm). Sparren aufdoppeln, Dämmen bis Sparrenoberkante. Abschluss mit Unterspannbahn. Preis des Mineralfaser-Klemmfilzes: 0,34 €/(cm*m²) ohne Einbau. Die maximale Stärke der neuen Dämmung wurde hier mit 260 mm als der maximal verfügbaren Dämmstärke für die recherchierte Dämmung gewählt.

3. Aufsparrendämmung aus Polyurethan (0,024 W/(mK)): Dämmen bis zur Sparrenoberkante der alten Sparren (60 mm). Aufsparrendämmung aus PU mit integrierter

Unterspannbahn aufbringen. Da die PU-Platten bereits mit einer Unterspannbahn kaschiert geliefert werden, wurde der Preis des Dämmstoffes in 2 Komponenten zerlegt: Unterspannbahn 5,82 €/m² und Dämmung 1,67 €/(cm*m²) ohne Einbau. Die maximale Stärke der neuen Dämmung wurde hier mit 160 mm als der maximal verfügbaren Dämmstärke für die recherchierte Dämmung gewählt.

Anschließend erfolgt in allen Fällen Aufbringen von Konterlattung und Lattung sowie das Wiedereindecken mit den alten Ziegeln.

Die verwendeten Kosten stammen aus realen Angeboten [Bau-In-Holz 2020], [Bausep 2020-05], [Horn 2018] und [AkkP 29]. Falls erforderlich wurden die Kosten mittels Baupreisindex auf 2020 normiert.

Auf dieser Basis wurden die Barwerte (Investition und Energie, Nutzungsdauer 60 Jahre, Betrachtungszeitraum 20 Jahre, Wärmepreis 11 Ct/kWh, Realzins 1,24 %) für die Dachsanierungen zunächst für die Variante nach EnEV ($U = 0,24 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$) und dann für thermisch bessere Varianten bis zu einem U-Wert von $0,1 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$ ermittelt.

Abbildung 16 zeigt die Ergebnisse. Die Aufsparrendämmung benötigt keine Aufdopplung der Sparren. Aus diesem Grund ist sie hier trotz der höheren Dämmstoffkosten durchgehend preiswerter als die Varianten mit Aufdopplung der Sparren (im Neubau, wo die Sparren direkt in entsprechender Höhe gewählt werden können, wird die Aufsparrendämmung jedoch, wie auch in der Literatur festgehalten, die teurere Alternative sein). Die Variante Zellulosedämmung braucht wegen der Unterdeckplatte in der EnEV-Variante noch keine Aufdopplung der Sparren, daher ist sie in diesem Punkt günstiger als die Variante mit Mineralfaserdämmung. Schon beim nächsten betrachteten Punkt kehrt sich dieses Verhältnis jedoch um. Ohne Förderung wird das ökonomische Optimum der Zellulosedämmung bei einem U-Wert von $0,14 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$ erreicht. Bei den anderen Varianten und mit Zuschüssen liegt das ökonomische Optimum bei den geringsten hier erreichten U-Werten.

Interessant ist auch der Preis der eingesparten Energie im jeweils besten Fall. Er liegt für die Zellulose-Variante bei 9,5 Ct/kWh ohne Förderung und bei 6,5 Ct/kWh mit Förderung. Mineralwolle: 8,3 und 5,6 Ct/kWh. Aufsparrendämmung: 7,6 und 5,0 Ct/kWh.

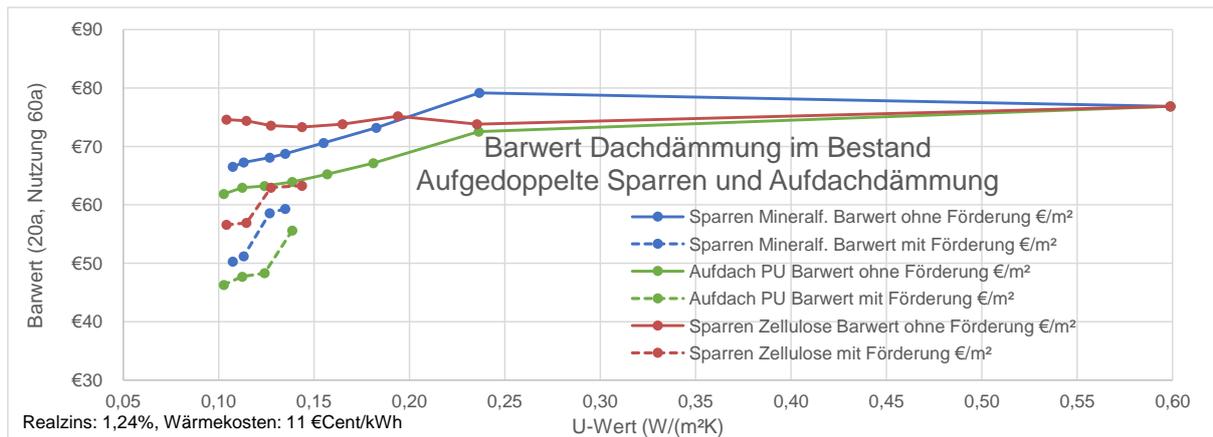


Abbildung 16: Barwerte der untersuchten Alternativen zur Dachdämmung im Bestand bei unterschiedlichen U-Werten.

6.2.2 Sanierung: Ökonomisches Optimum

Um das ökonomische Optimum zu identifizieren, wurden weitere Berechnungen angestellt, bei denen ausschließlich die Mehrkosten der Dämmung und für die Montage der Dämmung ab Oberkante alter Sparren angesetzt wurden. Die Berechnungen wurden, wie oben beschrieben, mit Energiekosten von 32, 11 und 8 Ct/kWh durchgeführt.

Für die Zwischensparrendämmung entstehen je cm zusätzliche Barwerte (Investition) von 0,27 €/((m²*cm) für den Dämmstoff inkl. Konstruktionsvollholz für den Sparren und zusätzlich unabhängig von der Dämmstoffhöhe 7,52 €/m² für Montage der Sparren und Verlegen der Dämmung. Bei Überschreiten der maximal verfügbaren Dämmstoffhöhe von 260 mm werden diese Kosten jeweils einmal mehr angesetzt.

Das ökonomische Optimum stellt sich unter diesen Voraussetzungen bei 8 und 11 Ct/kWh mit und ohne Zuschüsse bei 0,107 W/(m²K), entsprechend einer Dämmstoffdicke von 260 mm ein. Eine weitere Dämmlage aufzubringen, ist nicht wirtschaftlich. Anders bei 32 Ct/kWh. Hier liegt das Optimum bei 0,064 W/(m²K), entsprechend 520 mm Dämmung, dem Maximum von 2 Dämmlagen. Für das Erreichen eines nachhaltigen Gebäudebestands reichen niedrigere Dämmstoffdicken bereits aus.

Für die Aufsparrendämmung entstehen je cm zusätzliche Barwerte (Investition) von 0,63 €/(cm*m²) für den Dämmstoff und zusätzlich unabhängig von der Dämmstoffhöhe 2,54 €/m² für das Verlegen der Dämmung. Bei Überschreiten der maximal verfügbaren Dämmstoffhöhe von 160 mm werden diese Kosten jeweils einmal mehr angesetzt.

Das ökonomische Optimum stellt sich unter diesen Voraussetzungen bei 8 und 11 Ct/kWh, auch bei 8 Ct/kWh mit Zuschüssen bei 0,104 W/(m²K), entsprechend einer Dämmstoffdicke von 160 mm ein. Eine weitere Dämmlage aufzubringen, ist auch hier nicht wirtschaftlich. Anders bei 11 Ct/kWh mit Zuschüssen. Hier lohnt sich die 2. Dämmlage, das Optimum liegt nun bei 0,075 W/(m²K). Auch bei 32 Ct/kWh lohnt die

zusätzliche Dämmelage. Das Optimum bildet sich bei 32 cm Dämmung, entsprechend 0,061 W/(m²K). Für detaillierte Ergebnisse siehe Anhang 9.1

6.2.3 Neubau: Ökonomisches Optimum

In [Horn 2018] wird gezeigt, dass ein Passivhaus-Dachaufbau mit 28 cm Dämmung durch die bessere statische Ausnutzung des Konstruktionsholzes einen geringeren Holzbedarf und damit geringere Kosten für die Sparren aufweist als der Dachaufbau eines Niedrigenergiehauses mit 18 cm Wärmedämmung. Diese Minderkosten gibt Horn mit 6,8 €/m² (netto) an, die Mehrkosten durch 10 cm zusätzliche Dämmung mit 10,5 € (netto). Es ergeben sich Mehrkosten für das Passivhaus-Dach von 0,44 €/(cm*m²) inkl. Mehrwertsteuer. Normiert mit dem Baupreisindex auf 2020 sind das 48 Ct/(cm*m²), abzüglich Restwert 18 Ct/(cm*m²). Für die Untersuchung in diesem Protokollband wurde bei Überschreiten der maximalen Dämmdicke von 280 mm wie oben zusätzlich 2,54 €/m² für das Verlegen der zusätzlichen Dämmelage angesetzt. Vorbehaltlich der Verfügbarkeit der Sparren in entsprechender Höhe würden die folgenden ökonomischen Optima ermittelt: Für 8 und 11 Ct/kWh mit und ohne Förderung an der Grenze zur dritten Dämmelage bei 56 cm Dämmung, U-Wert 0,071 W/(mK). Bei 32 Ct/kWh Wärmekosten mit und ohne Förderung an der Grenze zur vierten Dämmelage bei 74 cm Dämmung, U-Wert 0,048 W/(m²K). Für detaillierte Ergebnisse siehe Anhang 9.1

6.2.4 Fazit Dachdämmung

Die Dachdämmung lohnt sich in allen Fällen, sogar ohne dass eine Erneuerung der Dacheindeckung ansteht. In allen Fällen, abgesehen von der Zellulosedämmung ohne Förderung, liegt die ökonomisch optimale Dämmdicke oberhalb des Passivhaus-Niveaus. Es lohnt sich, mindestens bis zum durch die Dachkonstruktion verfügbaren Dämmdicke zu dämmen. Bei höheren Energiepreisen und im Neubau sollte geprüft werden, ob sich eine zusätzliche Dämmelage lohnt.

6.3 Wirtschaftlichkeit von Effizienzmaßnahmen bei Außenwänden

In unserem Beispiel der Bauherren, die ihr geerbtes Haus, Baujahr 1980, sanieren möchten, stellt sich zunächst die grundsätzliche Frage, ob die Außenwände mittels eines Wärmedämmverbundsystems oder anderweitig thermisch ertüchtigt werden sollen. Im Falle des Wärmedämmverbundsystems ist die Auswahl des Dämmstoffes zu treffen. Daneben gäbe es noch die Option einer hinterlüfteten Fassade und einer vorgesetzten Holzkonstruktion, die mit Dämmstoff gefüllt wird.

Der Vollständigkeit halber werden nachfolgend zusätzlich Optionen für den Neubau betrachtet.

Für die Dämmung von Außenwänden in Bestandsgebäuden gewährt die KfW unterhalb eines U-Wertes von $0,20 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$ einen Zuschuss von 20 % bis maximal 10.000 € je Wohneinheit auf die anrechenbaren Kosten (Dämmstoff, Montage, Hilfsmittel...), vgl. [KfW 2020-01] und [KfW 2020-03]. Das Land Hessen fördert die Modernisierung von „Passivhäusern im Bestand“, wenn ein Jahresheizwärmebedarf von $25 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$ erreicht oder unterschritten wird. Hier wird davon ausgegangen, dass dies bei einem Wand-U-Wert von $0,15 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$ erreicht werden kann, wenn alle anderen Gebäudeteile entsprechend ertüchtigt werden. Unter dieser Prämisse wird ein Zuschuss von maximal $17,5 \text{ €/m}^2$ Wandfläche gewährt.

6.3.1 Wärmedämmverbundsystem

Für die Berechnung der kostenoptimalen U-Werte wurde angenommen, dass der Putz als Ohnehin-Maßnahme erneuert wird. Damit verbleiben die Kosten des Dämmstoffes selbst sowie die zusätzlichen Kosten pro cm^*m^2 Dämmung, welche Kosten für erweiterte Dachüberstände, tiefere Laibungen, zusätzliche Flächen durch Ecken etc. enthalten. Die zusätzlichen Kosten wurden aus [Horn 2018] entnommen und betragen, korrigiert durch den Baupreisindex, $71 \text{ Ct}/(\text{cm}^*\text{m}^2)$. Die Dämmstoffkosten wurden in [Bausep 2020-05] recherchiert und sind für die betrachteten Dämmstoffe aus Abbildung 17 ersichtlich.

Die Nutzungsdauer für das WDVS wurde mit 40 Jahren angenommen, der Betrachtungszeitraum mit 20 Jahren.

Betrachtet wurden die Dämmstoffe Polystyrol, Mineralfaser, Holzfaser und Resolschaum. Die Ergebnisse sind in Abbildung 17 zusammengefasst und im Anhang, Kapitel 9.2, umfassender dargestellt.

Meist verwendeter Dämmstoff für Wärmedämmverbundsysteme (WDVS) ist heute expandiertes Polystyrol (EPS) in weißer Ausführung mit Wärmeleitfähigkeiten zwischen $0,035$ und $0,040 \text{ W}/(\text{mK})$ oder mit Graphit-Beimischung (EPS grau). Durch die Beimischung von Graphit verändert sich der Strahlungswärmeaustausch innerhalb des Dämmstoffes. Mit geringeren Dichten (also geringerem Materialeinsatz) können so niedrigere Wärmeleitfähigkeiten erreicht werden. Typisch sind $0,032 \text{ W}/(\text{mK})$. Zwar sind die Investitionskosten für EPS-grau höher als jene für Standard-EPS (vgl. Abbildung 17), durch die geringere Wärmeleitfähigkeit und die niedrigeren Montagekosten ergeben sich für EPS-grau jedoch geringere Barwerte und niedrigere U-Werte im ökonomischen Optimum.

Der ökonomisch optimale U-Wert liegt bei EPS grau je nach Energiekosten und evtl. Berücksichtigung von Förderung zwischen $0,07$ und $0,13 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$ am niedrigsten im Feld der untersuchten Dämmstoffe. Auch wenn das ökonomische Optimum auf U-

Werte bis hinunter auf 0,07 W/(m²K) (entsprechend Dämmstärken von 440 mm) hinweist, sprechen andere Überlegungen wie der Flächenbedarf gegen solche damit verbundenen Dämmdicken.

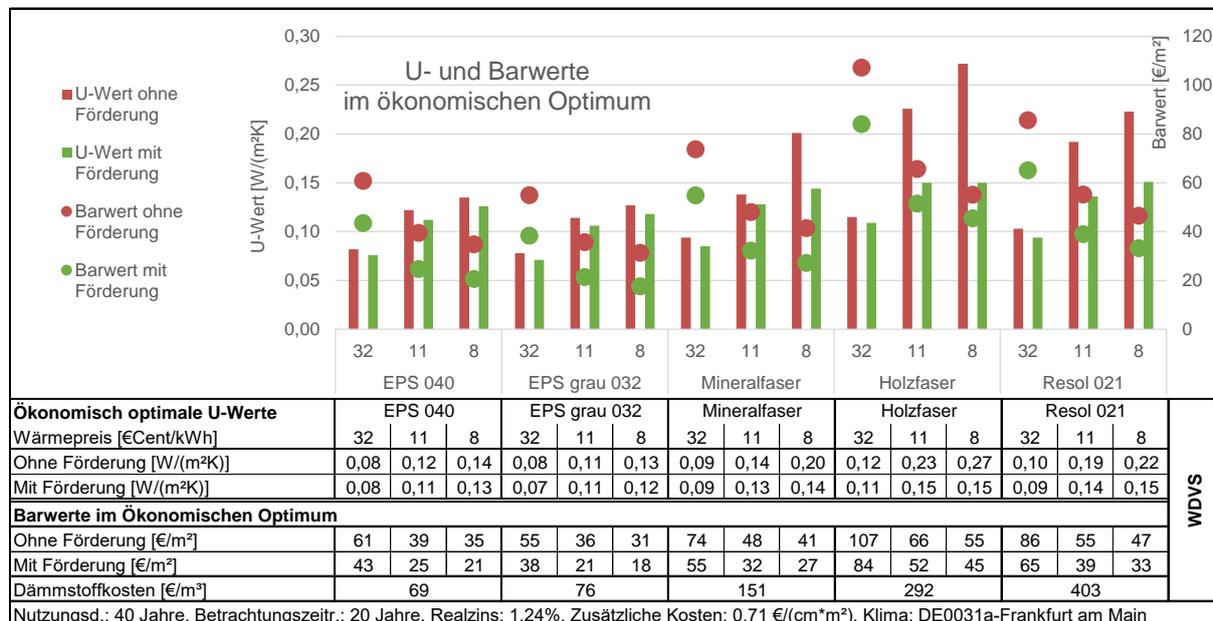


Abbildung 17: U-Werte und Barwerte im ökonomischen Optimum mit und ohne Förderung beim Wärmedämmverbundsystem. Dämmstoffpreise: [Bausep 2020-05]. Zusätzliche Kosten: Nach [Horn 2018], korrigiert mit dem Baupreisindex. Es wurde angenommen, dass die Dämmstoffe für alle Fälle einlagig verfügbar sind. Müssen mehrere Dämmlagen aufgebracht werden, verändert sich das ökonomische Optimum hin zu höheren U-Werten.

Die Dämmstoffkosten für **Mineralfaser** liegen bei rund dem Zweifachen des EPS grau, und dies bei höherer Wärmeleitfähigkeit (0,035 W/(mK)). Entsprechend höher sind die U-Werte im ökonomischen Optimum mit 0,09 bis 0,20 W/(m²K). Mineralfaserdämmung als WDVS wird benötigt, wenn Brandschutzaufgaben kein EPS zulassen. Aufgrund des hohen Preises sollte aber versucht werden, Brandschutzanforderungen ohne vollflächige Nutzung von Mineralfasern zu erfüllen.

Die Dämmstoffkosten der **Holzfaser** liegen bei knapp dem Vierfachen von EPS grau bei deutlich höherer Wärmeleitfähigkeit (0,042 W/(mK)). Ohne Förderung liegen Passivhaus-U-Werte nur bei direkt elektrischer Heizung im Bereich des ökonomischen Optimums. Zudem sind die Dämmstoffstärken von Holzfaserplatten häufig auf 120 mm begrenzt. Eine stärkere Dämmung würde aus 2 Lagen bestehen, was die Kosten in der Praxis weiter erhöht. Die Barwerte liegen zwischen 45 und 107 €/m² und sind die höchsten im Feld der untersuchten Dämmstoffe.

Resolschaum hat mit 0,021 W/(mK) die geringste Wärmeleitfähigkeit der hier untersuchten und in der Praxis ernsthaft verfügbaren Dämmstoffe. Die Dämmstoffkosten liegen mit knapp über 400 € bei mehr als dem 5-fachen von EPS grau. Die ökonomisch

optimalen U-Werte liegen zwischen 0,09 und 0,22 W/(m²K). Dafür werden Passivhaus-taugliche U-Werte schon mit Dämmstärken ab 130 mm erreicht. Aus dieser geringen Dämmstärke leitet sich auch eine gewisse Berechtigung für den Einsatz dieses Dämmstoffes in Situationen ab, bei denen es entscheidend auf schlanke Wandaufbauten ankommt.

6.3.2 Hinterlüftete Fassade

Eine weitere Möglichkeit für Sanierung und Neubau stellt die hinterlüftete Fassade dar, bei der eine Wetter- und Sichtschale vor der eigentlichen tragenden Ebene montiert wird. Abgesehen von einem Luftspalt direkt hinter der Fassade wird der entstehende Zwischenraum meist mit vlieskaschierter Mineralfaser ausgedämmt. Entscheidend ist hier der wärmebrückenarme Eintrag der Lasten aus der Fassade in die Tragkonstruktion. Wird hier Aluminium verwendet, kann sich der U-Wert im Extremfall verfünffachen. Übliche thermische Trennungen stellen keine Lösung dar. Mit Elementen aus Edelstahl oder Faserkunststoff können die Wärmebrücken effektiv reduziert werden, für nähere Informationen siehe z. B. [Krick/Muskatewitz 2020]. Beispielhaft wurde hier das System Schöck Isolink Typ TA-S1 betrachtet. Dieses System besteht aus Stäben aus Faserverbundmaterial, welche mit Spezialmörtel in zu bohrende Löcher in der alten oder neuen Wand eingeklebt werden. Dabei können diese Stäbe auch durch eine bereits vorhandene alte Wärmedämmung hindurch in der tragenden Wand verankert werden und bieten so eine interessante Möglichkeit, zusätzliche Dämmung aufzubringen oder auch Fassaden-Photovoltaik nahezu wärmebrückenfrei zu befestigen.

Berücksichtigt wurden hier die Kosten der Wärmedämmung [Bausep 2020-05], zusätzliche Kosten nach [Horn 2018], siehe Wärmedämmverbundsystem, sowie die Stäbe mit ihren spezifischen längen- und dämmstärkeabhängigen Kosten nach der Schöck-Preisliste [Schöck 2019]. Unabhängig von der Dämmstärke wurden zur Ermittlung der Kosten und der Wärmebrückenzuschläge nach [Venter 2020] pro Quadratmeter zwei Stäbe mit 12 mm Durchmesser zur Ableitung der Horizontallasten angesetzt. Hinzu kommt pro Quadratmeter ein Stab zur Ableitung der Vertikallasten. Bis 120 mm Dämmstärke hat dieser einen Durchmesser von 12 mm, bis 200 mm 16 mm und über 280 mm 20 mm Durchmesser. Die Wärmebrückenverlustkoeffizienten wurden [Venter 2019] und [Komponentendatenbank] entnommen. Standardmäßig werden die Stäbe bis zu einer Länge von 520 mm geliefert. In Bestandsmauerwerk beträgt die Verankerungstiefe 80 mm, woraus eine maximale Dämmstärke von 440 mm resultiert. Die Nutzungsdauer der Fassade wurde mit 60 Jahren angesetzt, der Betrachtungszeitraum wie bisher mit 20 Jahren.

Aus diesen Annahmen resultiert ein ökonomisches Optimum von 0,129 W/(m²K) bei Wärmekosten von 8 Ct/kWh, 0,114 W/(m²K) bei 11 Ct/kWh und 0,081 W/(m²K) bei 32 Ct/kWh. Dabei entsprechen die 0,081 W/(m²K) der maximalen Dämmstärke von

440 mm. Mit Förderung verringert sich das ökonomische Optimum bei 11 Ct/kWh auf 0,101 W/(m²K) und bei 8 Ct/kWh auf 0,114 W/(m²K).

6.3.3 Holzbau

Die **Ertüchtigung von Außenwänden** kann auch mit einer Konstruktion aus Stegträgern vor der Außenwand erfolgen. Nach außen wird diese mit einer Platte oder Membrane abgeschlossen und der entstehende Hohlraum mit Zellulose oder mit Mineralfaser Klemmfilz gefüllt. Beide Dämmstoffe haben den Vorteil der sehr geringen Kosten (Zellulose 54 €/m³, Mineralfaser Klemmfilz 34 €/m³). Als Zusatzkosten wurden auch hier die 0,71 €/(cm*m²) nach [Horn 2018] angesetzt. Mit einer Putzträgerplatte beplankt, kann die Konstruktion verputzt werden. Aber auch die Montage einer hinterlüfteten Fassade ist denkbar (in diesem Fall bieten sich an geeigneten Stellen PV-Elemente als Beplankung an). Dann sollte aus Kostengründen eine Membrane an Stelle der Putzträgerplatte eingesetzt werden.

Stegträger sind in Höhen ab 200 mm bis 500 mm verfügbar. Auf Basis der Preise aus [Baustoffshop] wurden bei einem Rasterabstand der Träger von 625 mm Zusatzkosten von 17 Ct/(cm*m²) für den Träger bis zu einer Höhe von 300 mm ermittelt. Höhere Träger haben einen breiteren Steg und einen breiteren Flansch. Die Zusatzkosten liegen dann bei 34 Ct/(cm*m²). Als Nutzungsdauer wurden wie auch im Dach 60 Jahre angenommen. Sowohl mit Zellulose als auch mit der preiswerteren Mineralfaserdämmung liegen die ökonomischen Optima unter diesen Bedingungen mit allen angenommenen Energiepreisen teilweise weit unterhalb des Passivhaus-Levels, mit Mineralfaser, Förderung und bei 32 Ct/kWh sogar bei den 500 mm maximaler Trägerhöhe. Anzumerken ist hier, dass die Altbauwand inkl. Dämmung, Putzschichten und Putzträgerplatte eine Stärke von 845 mm aufweist, die in der Praxis wohl eher nicht zur Ausführung kommen wird.

Zur Bewertung des ökonomischen Optimums von Neubauwänden aus Bohlenständerwerk aus 6 cm starken KVH-Stielen wurde die Kalkulation [Bau-In-Holz 2020a] herangezogen. Hier wird von Mehrkosten zusätzlich zu den o. g. Dämmstoffkosten von 1,43 €/(cm*m²) ausgegangen. Auch hier wurde eine Nutzungsdauer von 60 Jahren angesetzt. Unter diesen Bedingungen liegt das ökonomische Optimum bei einem Wärmepreis von 8 Ct/kWh bei 0,18 W/(m²K). Mit Mineralfaserdämmung und ansonsten auch mit Zellulosedämmung ist es teilweise weit unterhalb des Passivhaus-Niveaus.

In Abbildung 18 sind die U- und Barwerte im ökonomischen Optimum dargestellt, Abschnitt 9.3 enthält weitere Informationen

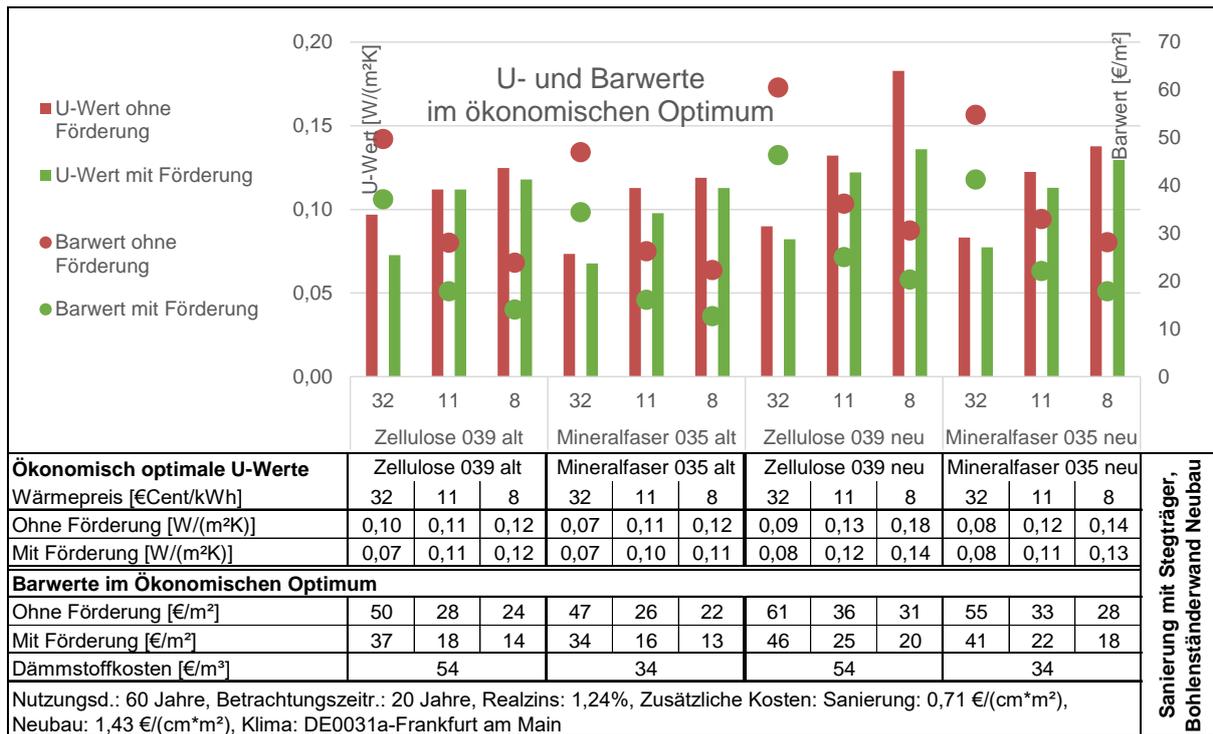


Abbildung 18: U- und Barwerte im ökonomischen Optimum bei nachträglicher thermischer Ertüchtigung mit ausgedämmten Stegträgern (... alt) und bei Holzwänden im Neubau (... neu).

6.3.4 Betonschalungssteine, monolithische Bauweise

Betonschalungssteine sind hier Elemente aus EPS-grau, 0,032 W/(mK), die aus einer inneren EPS-Schale (55 mm) und einer äußeren EPS-Schale (55 bis 243 mm) bestehen. Dazwischen befindet sich ein Spalt von 140 mm. Zusammengehalten werden die beiden Schalen durch EPS-Stege. Die Elemente werden ähnlich Lego-Bausteinen gesetzt und dann mit Beton ausgegossen. Die Fa. Isorast [Hofmann 2020] nennt Zusatzkosten von 2,98 €/(cm²m²). Nicht enthalten sind hier zusätzliche Kosten für tiefere Leibungen, größere Dächer etc. Die Dämmung ist hier (wie auch beim monolithischen Mauerwerk) integraler Bestandteil der Gebäudehülle. Aus diesem Grund wird eine Nutzungsdauer von 80 Jahren angesetzt.

Da dieses System bei der Ertüchtigung von Bestandsgebäuden in der Regel keine Anwendung findet, werden hier Förderungen zur Altbausanierung nicht mit berücksichtigt. Die Berechnung ergibt unter diesen Annahmen ökonomisch optimale U-Werte von 0,083 W/(m²K) bei 32 Ct/kWh Wärmekosten, 0,126 W/(m²K) bei 11 Ct/kWh und 0,137 W/(m²K) bei 8 Ct/kWh Wärmekosten. Angeboten wird das System mit U-Werten von 0,17 W/(m²K), 0,13 W/(m²K) und 0,10 W/(m²K). Inklusiv der (hier nicht berücksichtigten) Neubauförderung wird es demnach sinnvoll sein, den geringstmöglichen U-Wert anzustreben.

Stellvertretend für die monolithische Bauweise (Tragen und Wärmedämmen und Raumabschluss findet in einem Material statt) wurde hier eine Untersuchung mit Porenbetonsteinen durchgeführt. Da Porenbetonsteine auch die Funktion des Lastabtrages übernehmen, wurden die Kosten für die ansonsten notwendige Funktion des Lastabtrages gut geschrieben, hier in Form einer 17,5 cm starken Kalksandsteinwand (23 €/m²). Materialpreise wurden in [Hornbach 2020-05] recherchiert. Pro m² Wand wurden 1,08 €/cm Materialkosten und 0,25 €/m² zusätzliche Kosten angenommen, wovon dann einheitlich 23 €/m² Gutschrift für die Kalksandsteinwand abgezogen wurden. Damit steigt der Preis der zusätzlichen Wandstärke mit zunehmender Dicke an. Bei einem Grundpreis von 108 €/m³ Porenbeton liegen die zusätzlichen Kosten z. B. bei 300 mm bei $108 \text{ €/m}^3 \cdot 0,3 \text{ m} - 23 \text{ €/m}^2 = 9,5 \text{ €}$, bei 600 mm bei 41,8 €. Da die Porenbetonwand durch ihre Funktion als tragendes Element integraler Bestandteil des Gebäudes ist, wurde die Nutzungsdauer auch hier mit 80 Jahren angenommen.

Mit diesen Annahmen wurden folgende ökonomisch optimale U-Werte ermittelt: 0,087 W/(m²K) bei 32 Ct/kWh Wärmekosten, 0,129 W/(m²K) bei 11 Ct/kWh und 0,143 W/(m²K) bei 8 Ct/kWh Wärmekosten. Zum Erreichen der U-Werte von 0,129 W/(m²K) und 0,087 W/(m²K) sind keine Steinformate verfügbar. Theoretisch können die erforderlichen Dicken durch Verlegen der Steine im Verband erreicht werden. Dies wird in der Praxis jedoch aus praktischen Gründen kaum Anwendung finden.

Im Vergleich zwischen Porenbeton und Betonschalungssteinen kann festgestellt werden, dass das ökonomische Optimum bei einem Wärmepreis von 11 Ct/kWh jeweils bei 0,13 W/(m²K) erreicht wird. Auch der Barwert liegt in beiden Fällen bei 32 €/m². Allerdings ist die benötigte Wandstärke beim Betonschalungsstein mit ca. 390 mm viel niedriger als beim Porenbetonstein mit 600 mm.

6.4 Wirtschaftlichkeit von Dämmmaßnahmen am unteren Abschluss des Gebäudes

Der untere Abschluss der thermischen Hülle eines **Bestandsgebäudes** wird häufig durch eine unterseitige Dämmung der Kellerdecke hergestellt. Da der Platz im Keller in der Regel begrenzt ist, empfiehlt sich eine Hochleistungsdämmung. Hier wurde ein beidseitig mit Aluminium kaschierter PU-Schaum mit Dämmstoffkosten von 1,65 €/(cm*m²) nach [Bausep 2020-05] angesetzt, der bis zu einer Dämmstärke von 120 mm verfügbar ist. Als Zusatzkosten wurden 10 Ct/(cm*m²) und 6,08 €/m² für eine weitere Dämmlage zum Ansatz gebracht. Die Nutzungsdauer beträgt 40 Jahre. Die Gradtagzahl wurde mit einem Abminderungsfaktor von 0,6 multipliziert, da die Temperaturen im Keller höher sind als gegen Außenluft. Unter diesen Annahmen liegt das ökonomische Optimum bei einem Wärmepreis von 8 und 11 Ct/kWh mit und ohne Förderung bei der maximalen Plattenstärke von 120 mm, entsprechend einem U-Wert von 0,16 W/(m²K) (eine Trittschalldämmung mit 40 mm, 0,045 W/(mK)) wurde mit berücksichtigt). Bei 32 Ct/kWh wird das Optimum bei 0,09 W/(m²K) mit und ohne Förderung

bei der maximalen Stärke der 2. Plattenlage erreicht. Allerdings muss darauf hingewiesen werden, dass im durchschnittlichen Keller für eine solch hohe Dämmstärke nicht ausreichend Platz vorhanden sein dürfte. Zudem sind derart niedrige U-Werte auch nicht erforderlich, um Gebäude Klimazieltauglich zu ertüchtigen.

Für den **Neubau** wurde von einer Perimeterdämmung aus extrudiertem Polystyrolschaum (XPS) mit einer maximalen Plattenstärke von 160 mm ausgegangen. Die Dämmstoffkosten von 1,46 €/cm³ wurden nach [Bausep 2020-05] angesetzt. Als Zusatzkosten wurden 10 Ct/cm³ und 14 Ct/cm³ für erhöhten Erdaushub inkl. Entsorgung, sowie 6,08 €/m² für eine weitere Dämmlage zum Ansatz gebracht. Die Nutzungsdauer beträgt 80 Jahre. Auch hier wurde mit einem Abminderungsfaktor von 0,6 gerechnet. Mit diesen Annahmen liegt das ökonomische Optimum bei einem Wärmepreis von 8 Ct/kWh bei der maximalen Plattenstärke von 160 mm, entsprechend einem U-Wert von 0,17 W/(m²K) (inkl. Trittschalldämmung). Bei einem Wärmepreis von 11 Ct/kWh sinkt der U-Wert auf 0,12 W/(m²K) und bei 32 Ct pro kWh wird das Optimum bei der maximalen Stärke der 2. Plattenlage mit 0,097 W/(m²K) erreicht.

6.5 Wirtschaftlichkeit von Fenstern

Fenster verlieren nicht nur Wärme, sie gewinnen auch Solarenergie. Damit spielt für ihre Energiebilanz nicht nur die Gradtagzahl eine Rolle, sondern auch die Solarstrahlung. Wie zuvor diskutiert, ändert sich die Gradtagzahl mit der thermischen Qualität der Komponente unter anderem, weil sich die Länge der Heizperiode ändert. Dies hat auch Auswirkungen auf die Solarstrahlung. Da eine nähere Untersuchung dieses Zusammenhanges im Rahmen des Arbeitskreises nicht möglich war, wird für die Fenster mit einer festen Gradtagzahl von 79 kWh/a gerechnet. Die Solarstrahlung ist auch abhängig von der Himmelsrichtung. Hier wird die Solarstrahlung der Ost-Ausrichtung des Klimadatensatzes Frankfurt am Main mit 228 kWh/(m²a) angesetzt. Es wird angenommen, dass 30 % der Solarstrahlung aufgrund von Verschattung durch Fensterlaibung und verschattende Objekte nicht zur Verfügung stehen. Kosten und thermische Kennwerte beziehen sich auf eine Fenstergröße von 1,23 m * 1,48 m. Die Nutzungsdauer wurde mit 40 Jahren, der Betrachtungszeitraum mit 20 Jahren angenommen.

6.5.1 Kunststofffenster

Betrachtet wurden hier die Fenster Ideal 4000, Ideal 8000 und Energeto 8000 ED der Firma Aluplast in verschiedenen Konfigurationen mit 2-fach- und 3-fach-Verglasung sowie mit Aluminium- und hochwertigen Vollkunststoff-Abstandhaltern. Die Kosten wurden [Fensterversand] entnommen. Die thermischen Kennwerte des Fensterrahmens stammen aus [Passivhauskomponenten] und eigenen Berechnungen. Die Kennwerte der Verglasung wurden mit [glaCE] ermittelt.

Die Ergebnisse der Untersuchungen sind in Abbildung 19 dargestellt, die zeigt, dass das thermisch beste der hier untersuchten Fenster in allen Fällen das ökonomische Optimum darstellt.

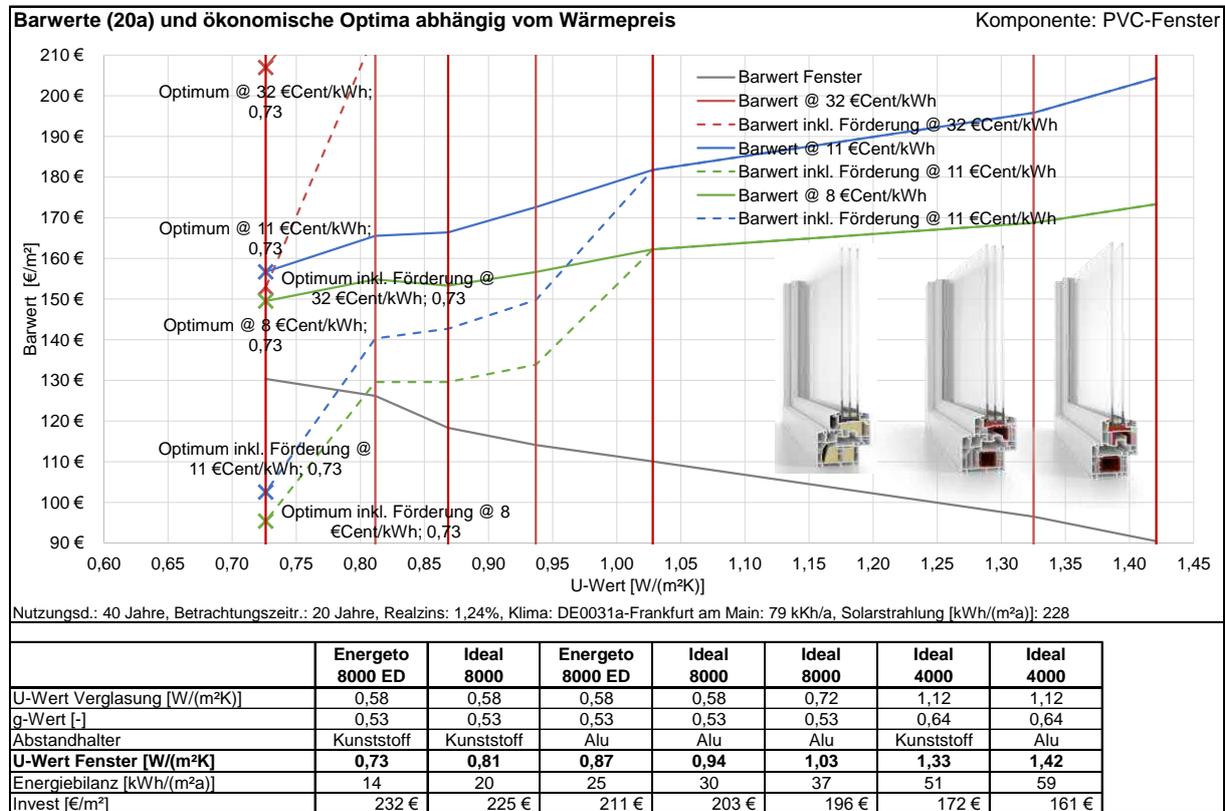


Abbildung 19: Thermische Kennwerte, Kosten, Barwerte und ökonomische Optima von Alu-plast Kunststofffenstern.

6.5.2 Holz-Alu Fenster

Beispielhaft für Holz-Alu Fenster wurden Produkte aus dem Hause ENERsign verglichen. Die Kosten wurden [Component-Award 2019] entnommen und mit dem Baupreisindex auf das Jahr 2020 angepasst. Die thermischen Kennwerte stammen aus [Passivhauskomponenten] und eigenen Berechnungen. Verglichen werden ein 2-fach-verglastes IV 68 Fenster, ein 3-fach-verglastes IV 78 Fenster, das zertifizierte Passivhausfenster ENERsign Primus und eine für das arktische Klima entwickelte Variante mit 4-fach-Verglasung.

Die Ergebnisse der Untersuchung sind in Abbildung 20 dargestellt. In allen Fällen liegt das ökonomische Optimum klar beim 3-fach-verglasteten Passivhausfenster. Bemerkenswert ist, dass der Barwert dieses Fensters unterhalb des Barwertes der Kunststofffenster liegt. Außerdem weist das ENERsign eine negative Energiebilanz auf: Es gewinnt in der Heizperiode mehr Energie, als es verliert. In der Energiebilanz noch etwas besser ist die 4-fach-verglaste Variante. Jedoch kann der geringe zusätzliche Energiegewinn die höheren Investitionskosten nicht kompensieren.

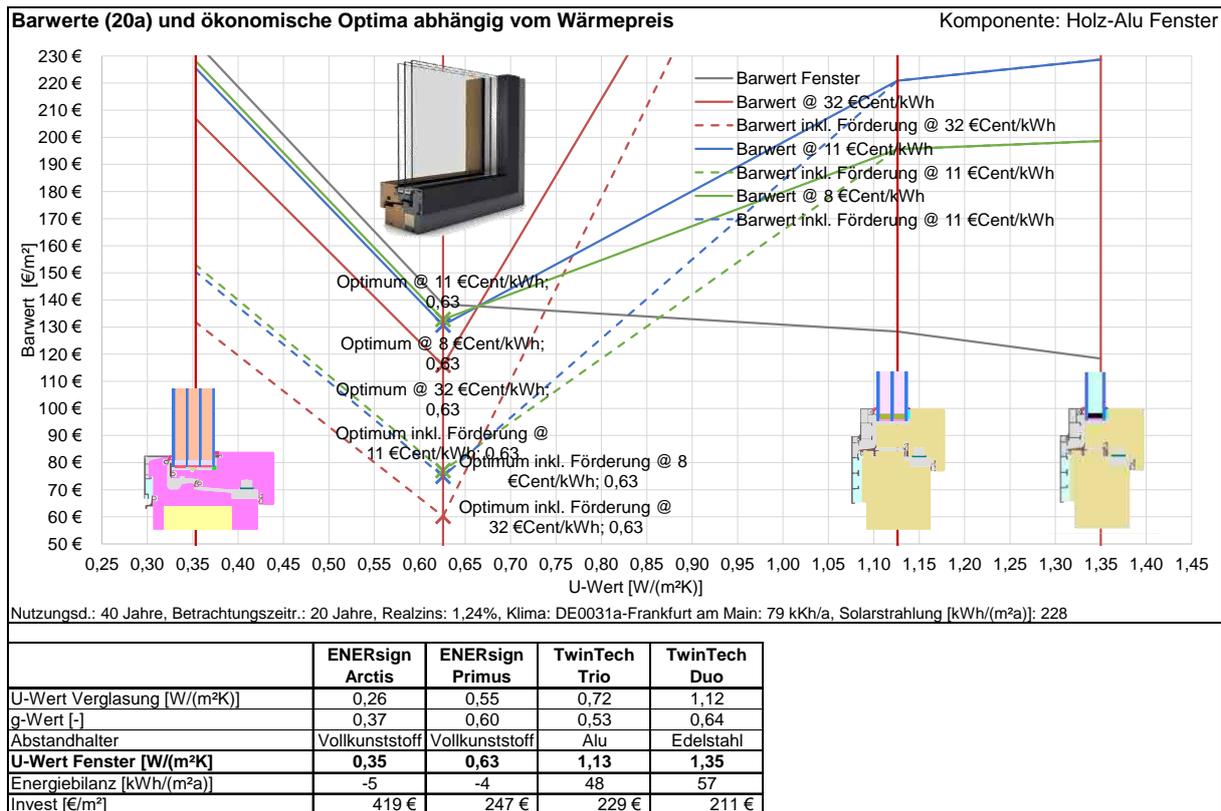


Abbildung 20: Thermische Kennwerte, Kosten, Barwerte und ökonomische Optima von Fenstern aus dem Hause ENERSign.

6.5.3 Einbausituation

Herkömmlich werden Fenster in der Tragebene der Wand eingebaut, was insbesondere im Zusammenspiel mit dem Wärmedämmverbundsystem hohe Einbauwärmeverbrücke zur Folge hat. Zudem entsteht durch die große Leibungstiefe ein unschöner Schießscharteneffekt, der Licht und Ausblick nimmt und erheblich zur Eigenverschattung beitragen kann.

Die thermisch günstigere Lösung ist die Installation in der Dämmebene. Die Wärmebrücke wird reduziert und das Fenster rückt weiter nach außen. Ein Plus für Licht, Ausblick und Solargewinne. Viele Hersteller bieten mittlerweile spezielle Bauteile zur Installation der Fenster in der Dämmebene an. Durch deren Verwendung steigen jedoch die Installationskosten. In [Component-Award 2019] wird die Kostensteigerung durch den Teilnehmer Hans Timm Fensterbau für das Produkt blaugelb Triotherm der Fa. Meesenburg mit 21 € pro Laufmeter Einbaufuge angegeben. Für das 1,23 * 1,48 m große Fenster ergeben sich Zusatzkosten von 114 € entsprechend einem Barwert (20a) von 64 €. Durch die geringeren Wärmeverluste und die höheren Solargewinne entsteht so selbst bei Wärmekosten von nur 8 Ct/kWh eine barwertbezogene Einsparung von knapp 120 € pro Fenster. Mögliche Zuschüsse sind dabei noch nicht eingerechnet.

Einbau	In der Wand	Vor der Wand
Ψ_e -Wert [W/(mK)]	0,248	0,006
Wärmeverluste [kWh/a]	247	126
Solare Gewinne [kWh/a]	85	94
Bilanz [kWh/a]	162	32
Zusatzinvest [€]	- €	114 €
Barwert Invest (20a) [€]	- €	64 €
Barwert @ 32 €Cent/kWh	913 €	244 €
Barwert @ 11 €Cent/kWh	314 €	126 €
Barwert @ 8 €Cent/kWh	228 €	109 €

Abbildung 21: Vergleich zweier Fenstereinbausituationen. Die Abschrägung der Leibungsdämmung wurde nur bei der Ermittlung der Wärmebrücke berücksichtigt.

7 Fazit

Im vorliegenden Beitrag konnte gezeigt werden, dass erneuerbare Energie-Erzeugung in Form von PV-Strom auf dem eigenen Dach und auch an der Fassade unter Ausnutzung des Eigenverbrauchs ausgesprochen wirtschaftlich sein können.

Höchste Effizienz ist aus ökonomischer Sicht geboten. Dies gilt sowohl für die Reduktion des Warmwasserbedarfes durch Duschwasser-Wärmerückgewinnung als auch für die Reduktion des Heizenergiebedarfes durch niedrige Wärmedurchgangskoeffizienten, die oft weit unterhalb der bisher durch das Passivhaus Institut empfohlenen Werte liegen.

Die Kombination aus erneuerbarer Energieerzeugung und höchster Effizienz drängt sich aus wirtschaftlicher Sicht geradezu auf. Die Energieeffizienz trägt zu einem geringen Reststrombezug für Heizung und Warmwasserbereitung mittels Wärmepumpe bei, sodass sich die Kosten für den Strombezug drastisch verringern. Der Reststrombezug kann durch die PV-Anlage weiter verringert werden, teurer Netzstrom wird durch selbst produzierten PV-Strom substituiert. Durch den geringen Gesamtstromverbrauch kann ein großer Teil des Stromes an den Netzbetreiber verkauft werden.

Gleichzeitig profitieren Umwelt und Klima durch den vermiedenen Bedarf an fossilen Energien, sowohl durch die Energieeffizienzmaßnahmen als auch durch die PV-Strom-Erzeugung, die (zumindest theoretisch) fossilen Strom aus dem Netz verdrängt.

8 Literatur & Referenzen

- [AkkP 29] Feist (Hrsg.): Arbeitskreis kostengünstige Passivhäuser Nr. 29: Hochwärmegedämmte Dachkonstruktionen; Passivhaus Institut Darmstadt, 2005
Hier insbesondere: W. Feist: Zur Wirtschaftlichkeit der Wärmedämmung bei Dächern.
- [AkkP 42] Feist (Hrsg.): Arbeitskreis kostengünstige Passivhäuser Nr. 42: Ökonomische Bewertung von Energieeffizienzmaßnahmen; Passivhaus Institut Darmstadt, 2010
- [BAFA 2018] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (Hrsg): Dezentrale Einheiten zur Wärmerückgewinnung in Gebäuden. Stand 02.02.2018
- [BAFA 2020] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (Hrsg): Förderübersicht: Heizen mit erneuerbaren Energien 2020. Stand 21.01.2020
- [BAFA 2020a] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (Hrsg): Merkblatt zu den förderfähigen Kosten Heizen mit Erneuerbaren Energien. Version 4, Stand 26.03.2020
- [Bau-In-Holz 2020] Mey, Peter, Fa. Bau-In-Holz: Angebot über eine Dachsanierung, Privatmitteilung, Mai 2020
- [Bau-In-Holz 2020a] Mey, Peter, Fa. Bau-In-Holz: Angebot für Wände im Holzbau mit unterschiedlichen Dämmstärken, Privatmitteilung, Mai 2020
- [Bausep 2020-05] bausep.de
Zugriff: 2020-05
- [Baustoffshop] www.baustoffshop.de
Zugriff: 2020-06
- [BDEW 2017] Bund deutscher Energiewerke (Hrsg): Wohnungsbestand – Beheizungsstruktur Deutschland bis 2016.
- [BDEW 2020] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: BDEW-Strompreisanalyse Januar 2020, Haushalte und Industrie. Berlin, 07. Januar 2020
- [Bundesnetzagentur 2020] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDaten/Informationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html
Zugriff: 2020-05-08
- [Bundesregierung 2020] Klimaschutzprogramm 2030: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/massnahmenprogramm-klima-1679498> Zugriff: 2020-05-18

-
- [Component-Award 2019] Krick, B.: „Component Award 2019, Windows for the Future“, Eine Initiative des Passivhaus Instituts im Rahmen des durch die EU geförderten Projektes AZEB, PHI Darmstadt, 2019.
https://passiv.de/downloads/08_component_award_2019_documentation.pdf
- [Drewes 2020] Drewes, Tomas: Angebote für PV-Anlagen. www.drewes-solar.de (unveröffentlicht), Bensheim, Mai 2020
- [Fensterversand] www.fensterversand.com
Zugriff: 2020-05-27
- [GEMIS 4.95] Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS), Ergebnisauszug. Version 4.95, Datenstand: April 2017.
- [glaCE] www.glastroesch.de/services/berechnungsprogramme/glace/glace.html
Zugriff: 2020-05-27
- [Heizungsdiscout] www.heizungsdiscout24.de
Zugriff: 2020-05-25
- [HMWEVL 2015] Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung (Hrsg.): Merkblatt zur Förderung der energetisch optimierten Modernisierung von Gebäuden zum Passivhaus im Bestand nach Teil II Nr. 3 in Verbindung mit Teil III A Nr. 5 der Richtlinie des Landes Hessen zur energetischen Förderung im Rahmen des Hessischen Energiegesetzes (HEG) vom 2. Dezember 2015 (StAnz. S. 1380)
- [Hofmann 2020] Hofmann, Uli: Kosten für Isorast Systeme ohne unterschiedlicher Dämmstärken. Errichtet, ohne Putz. Privatmitteilung. E-Mails, 2020-05-27.
- [Horn 2018] Horn, Gerrit: Wahre Bauteilkosten. In: Feist (Hrsg.): Konferenzband zur 22. Internationalen Passivhaustagung 2018 in München. Passivhaus Institut Darmstadt, 2018
- [Hornbach 2020-05] Hornbach Baumarkt. Internet Preisrecherche. www.hornbach.de.
Zugriff 2020-05
- [HTW-Berlin] <https://pvspeicher.htw-berlin.de/onlinetools/>
Zugriff im Juli 2020
- [Kah et.al. 2008] Kah, Feist, Pfluger, Schnieders, Kaufmann, Schulz, Bastian: Bewertung energetischer Anforderungen im Lichte steigender Energiepreise für die EnEV und die KfW-Förderung. Passivhaus Institut im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau- und Stadtentwicklung. Darmstadt, Berlin 2008.

- [KfW 2020-01] Kreditanstalt für Wiederaufbau (Hrsg.): Merkblatt Energieeffizient Sanieren – Investitionszuschuss, Programm 430. Stand: 03/2020
- [KfW 2020-03] Kreditanstalt für Wiederaufbau (Hrsg.): Anlage zu den Merkblättern Energieeffizient Sanieren - Kredit und Investitionszuschuss: Technische Mindestanforderungen. Stand: 01/2020
- [Krick 2016] Krick, Benjamin: Ist Strom (noch) böse? In: Feist, Wolfgang (Hrsg.): Protokollband zur 20. Internationalen Passivhauskonferenz 2016 in Darmstadt. Passivhaus Institut Darmstadt, 2016
- [Krick 2017] Krick, Benjamin: Wärmeversorgungskonzepte in Niedrigenergie- und Passivhäusern im ökonomischen Vergleich. Passivhaus Institut Darmstadt, 2017
- [Krick 2018] Krick, Benjamin: Chancen für elektrisch versorgte Gebäude im Energiewende-Deutschland. In: Feist, Wolfgang (Hrsg.): Protokollband zur 22. Internationalen Passivhauskonferenz 2018 in München. Passivhaus Institut Darmstadt, 2018
- [Krick/Muskatewitz 2020] Krick, B., Muskatewitz A.: "Outdoorerprobte Bekleidung", in: Laible (Hrsg.): Passivhauskompendium 2020, Allensbach 2019.
- [oeko-energie] www.oeko-energie.de/shop1/de/duschrohr.html
Zugriff: 2020-05-25
- [Panasonic 2019] Panasonic: Aquarea Luft/Wasser-Wärmepumpen. Preisliste 2019 / 2020.
- [Passivhauskomponenten] <https://database.passivehouse.com/de/components/>
- [PHPP 10] Feist (Hrsg.) Passivhaus Projektierungspaket Version 10, Darmstadt, September 2021
- [Schnieders 2015] Schnieders, Jürgen: Wärmerückgewinnung aus Abwasser - Konzepte und Messdaten. In: Feist, W. (Hrsg.) Arbeitskreis kostengünstige Passivhäuser Nr. 49, Effiziente Warmwasseraufbereitung. Darmstadt 2015.
- [Schnieders 2018] Schnieders, Jürgen: Warum im Altbau nicht so viel geheizt wird wie gedacht - ein Erklärungsversuch. In: Feist, Wolfgang (Hrsg.): Protokollband zur 22. Internationalen Passivhaustagung in München, Passivhaus Institut Darmstadt 2018
- [Schöck 2019] Schöck Bauteile GmbH: „Preisliste 2019“, Baden-Baden 2019

-
- [Seltmann 2019] Seltmann, Tomas: Photovoltaik-Steuer praktisch – Teil 1: Die Qual der Wahl bei der Umsatzsteuer. <https://www.pv-magazine.de/2019/03/08/photovoltaik-steuer-ganz-praktisch-teil-1-die-qual-der-wahl-bei-der-umsatzsteuer/>
Zugriff:2020-05-07
- [Statista 2020a] <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/2633/umfrage/entwicklung-des-verbraucherpreises-fuer-leichtes-heizoel-seit-1960/>
Zugriff:2020-05-08
- [Statista 2020b] <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/168286/umfrage/entwicklung-der-gaspreise-fuer-haushaltskunden-seit-2006/>
Zugriff:2020-05-08
- [UBA 2018] Umweltbundesamt: Hohe Kosten durch unterlassenen Umweltschutz. <https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/hohe-kosten-durch-unterlassenen-umweltschutz>
Zugriff 2021-09-24
- [Venter 2019] Venter, Werner, Schöck GmbH: „Combar für Vorhangfassaden und Sandwichelemente, Technologie und Wirtschaftlichkeit.“ Beitrag zur Passivhaustagung „Besser Bauen – Heidelberg 2019“
- [Venter 2020] Venter, Werner, Schöck GmbH: Privatmitteilung zur überschlägigen Bemessung von Combar Ankerstäben für Fassadenlasten bis ca. 0,2 kN/m²

9 Anhang

9.1 Anhang: Barwerte und ökonomische Optima von Dachdämmungen

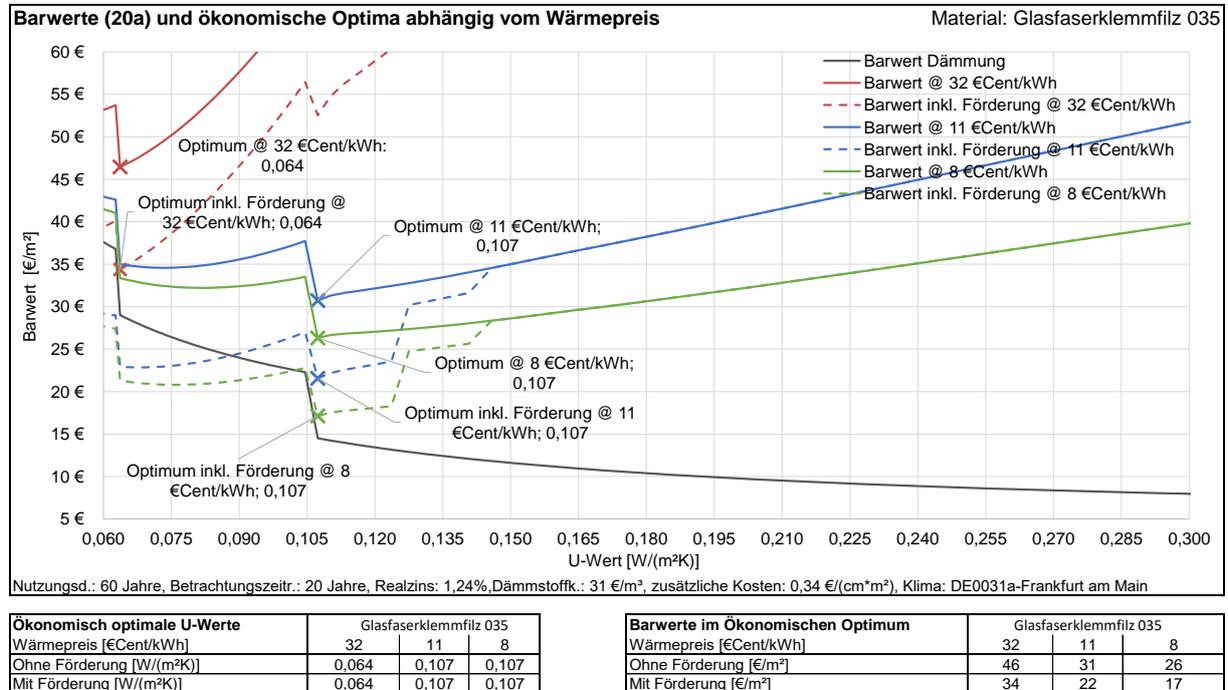


Abbildung 22: Dachsanierung mit Sparrenaufdopplung und Mineralfaserdämmung, vgl. Kapitel 6.2

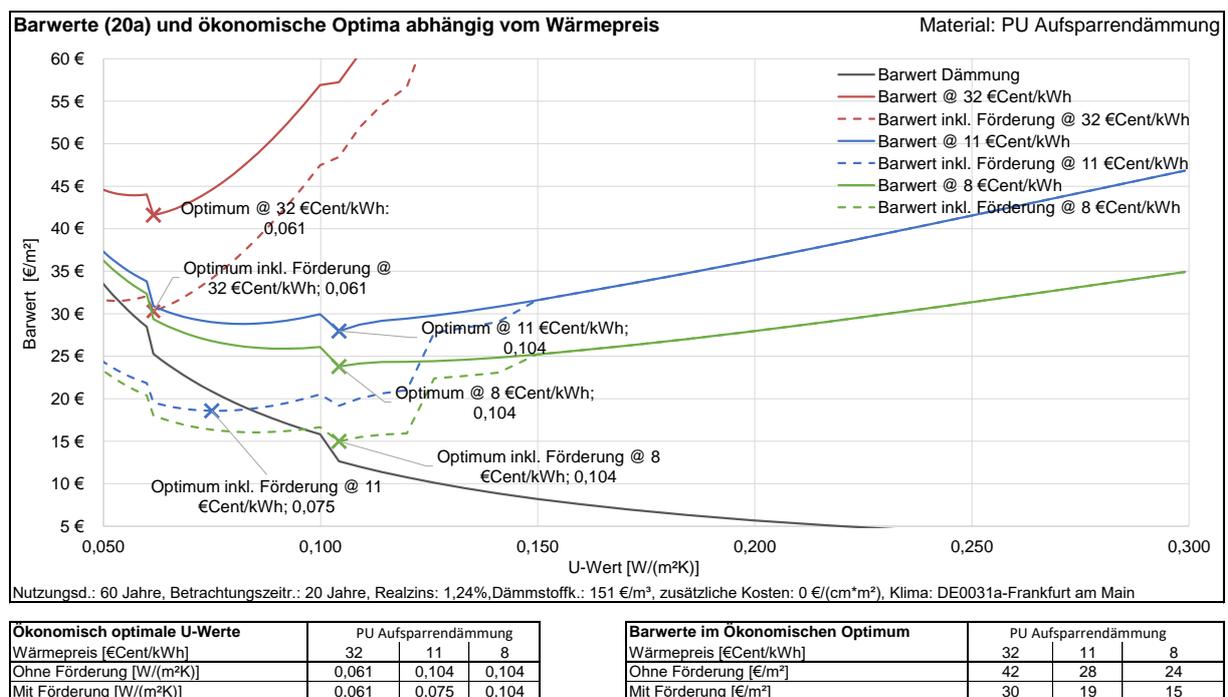


Abbildung 23: Aufsparrendämmung bei der Dachsanierung, vgl. Kapitel 6.2

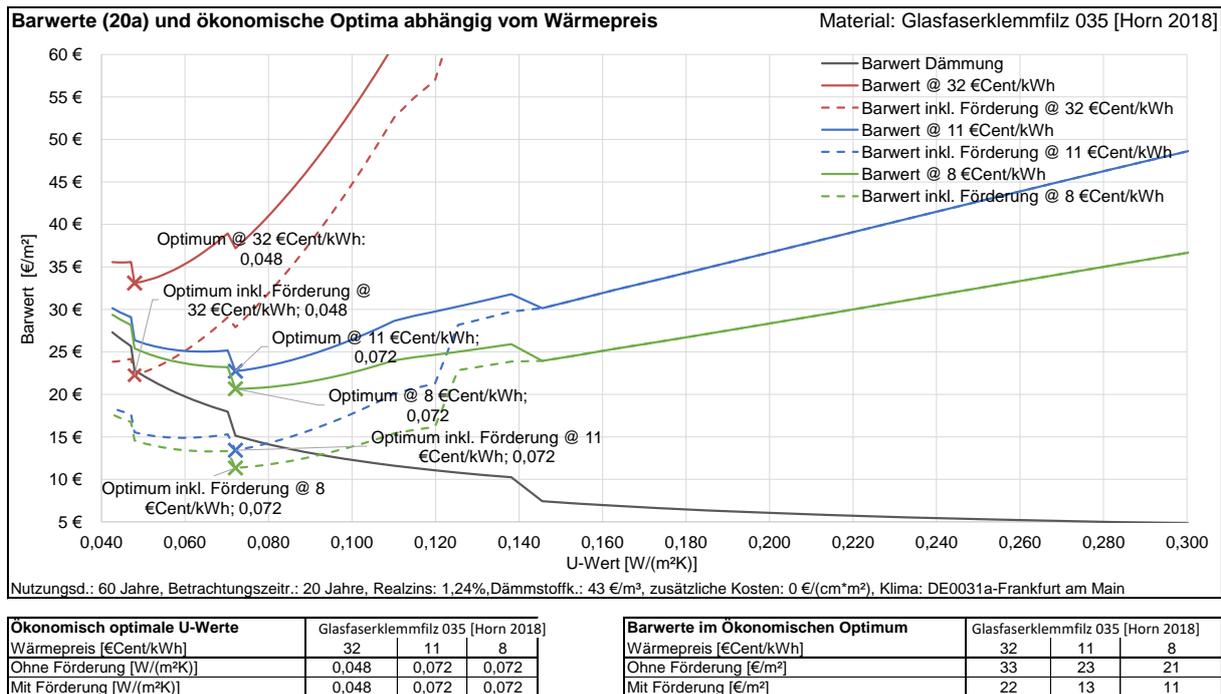
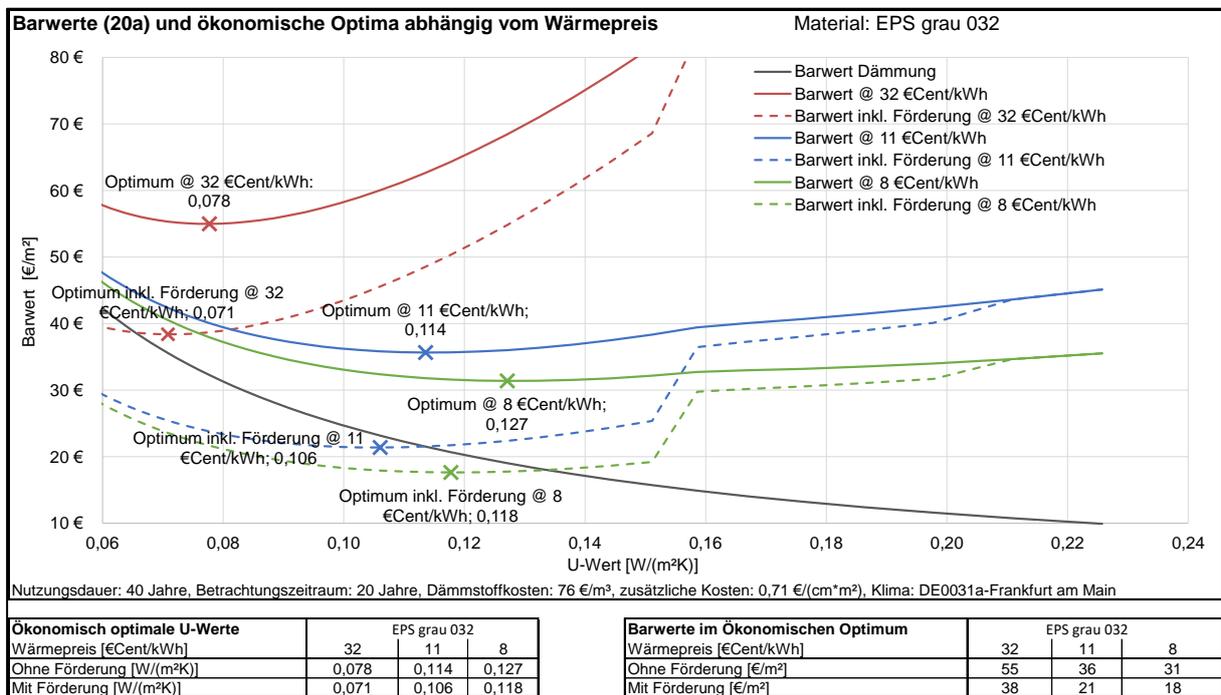
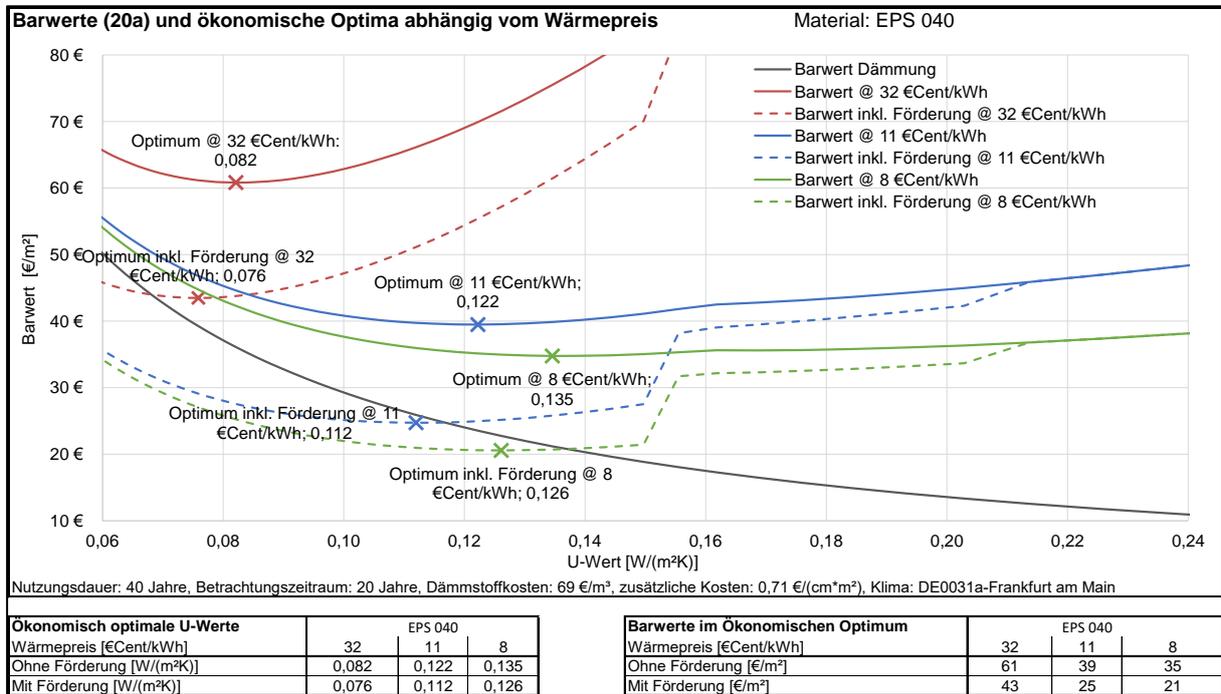
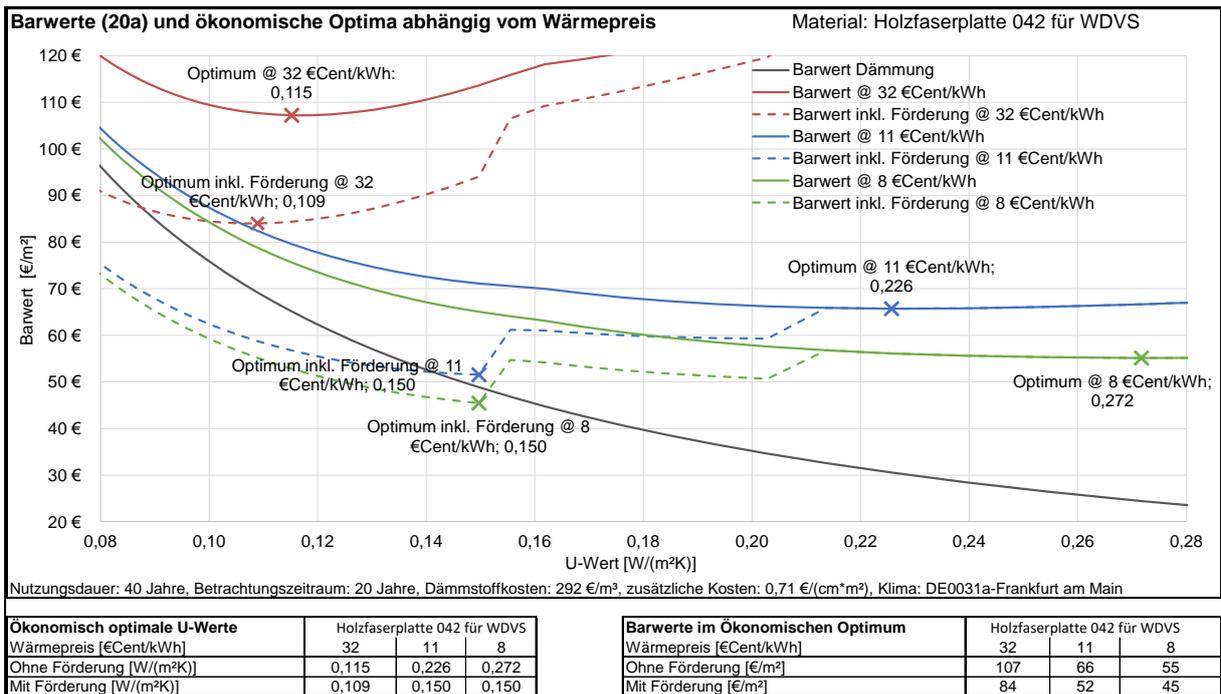
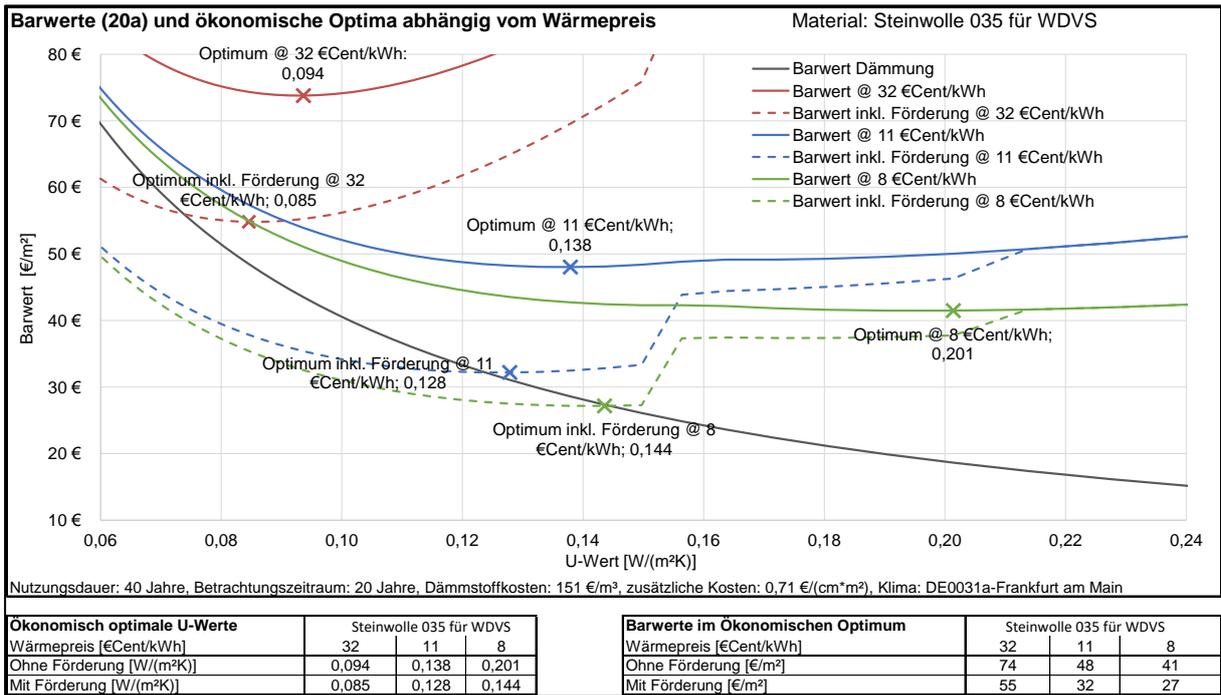
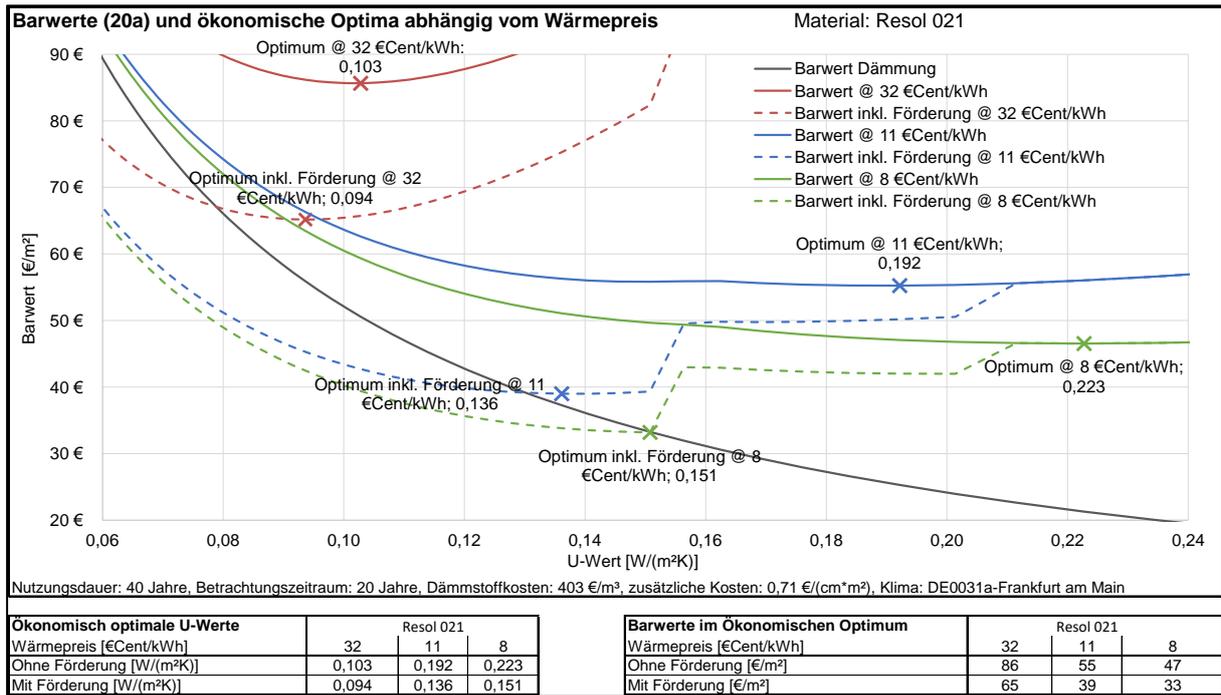


Abbildung 24: Zwischensparrendämmung im Neubau basierend auf [Horn 2018]

9.2 Anhang: Barwerte und ökonomische Optima von Außenwanddämmungen mit WDVS







9.3 Anhang: Barwerte und ökonomische Optima von Außenwänden mit gedämmten Stegträgern und Bohlenständerwänden

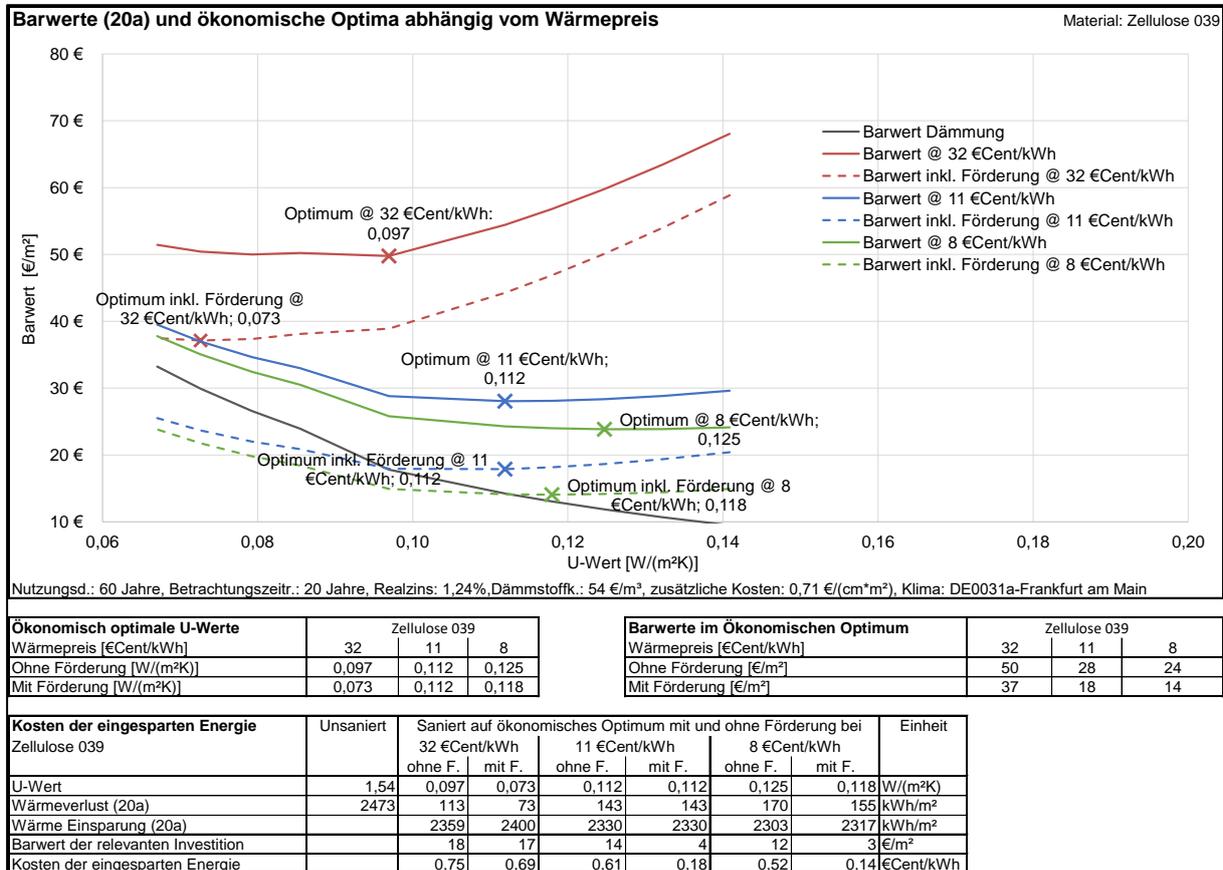


Abbildung 25: Vorgesetzte Stegträgerkonstruktion mit Dämmung aus Zellulose

Jürgen Schnieders, Passivhaus Institut, Rheinstraße 44/46, 64283 Darmstadt

Fazit

1 Energieeffizienz UND erneuerbare Energien

In dieser Arbeitskreissitzung ist klar geworden: Die wirtschaftlichste, vielleicht sogar die einzige praktisch realisierbare Möglichkeit, eine CO₂-freie Wärmeversorgung zu erreichen, besteht darin, hohe Effizienz und erneuerbare Energieerzeugung zu kombinieren.

Passivhäuser in Verbindung mit großen PV-Anlagen können in der Jahresbilanz leicht mehr Energie erzeugen als sie verbrauchen. Das wurde am Beispiel des MüPEG deutlich, das mehr als doppelt so viel Strom erzeugt wie es verbraucht, inkl. Elektromobilität. Herbert Kratzel hat gezeigt, dass ein Netto-Energiegewinn sogar bei Mehrfamilienhäusern in innerstädtischen Lagen machbar ist. Man muss sich aber klar machen, dass ein Netto-Energiegewinn gar nicht das Ziel sein kann, denn damit ist die Energieversorgung ja noch nicht gesichert: große Überschüsse im Sommer stehen regelmäßig Defiziten im Winter gegenüber. Das Ziel des Plusenergiehauses würde außerdem Einfamilienhäuser mit wenigen Geschossen begünstigen, die aber aus ökonomischen, sozialen, verkehrlichen, städtebaulichen und Naturschutzgründen nicht die einzige Wohnform sein können und sollen.

Es muss vielmehr darum gehen, so viel Strom wie möglich auf dem Gebäude zu erzeugen und gleichzeitig möglichst wenig Energie zu verbrauchen. Die Herausforderung besteht darin, den Winterberg des Energiebedarfs zu bewältigen, hervorgerufen durch die Raumheizung, aber auch z. B. mehr Beleuchtungsstrom als im Sommer und einen etwas höheren Warmwasserbedarf. Jessica Grove-Smith hat mit dem PER-System ein Verfahren vorgestellt, mit dem Gebäude in diesem Sinne angemessen bewertet werden können.

Die künftige Energieversorgung wird aus Kostengründen hauptsächlich durch Wind und PV realisiert werden. Windenergie hat den Vorteil, dass im Winter etwas mehr Strom erzeugt wird als im Sommer, ähnlich dem jährlichen Lastgang des Bedarfs, allerdings nicht so ausgeprägt. PV genießt hohe Akzeptanz, erzeugt aber im Kernwinter in Deutschland kaum Energie. Insgesamt reicht das Potenzial an heimischen, erneuerbaren Energien nur dann aus, wenn es mit hoher Effizienz in allen Anwendungsfeldern kombiniert wird.

Der restliche Energiebedarf in der kalten Dunkelflaute, zehn bis zwanzig Prozent des gesamten Energiebedarfs, wird primär durch Power-to-Gas gedeckt werden. Dafür werden nicht nur teure Brennstoffe benötigt, sondern auch Gasturbinen-Kraftwerke, die z. T. nur wenige hundert Volllaststunden im Jahr aufweisen. In solchen Perioden

wird Strom daher besonders teuer werden. Kostenschätzungen für die Stromgestehungskosten liegen hier um die 20 Ct/kWh, hinzu kommen Netzentgelte und Steuern. PV- und Windstrom wird sich dagegen, den Prognosen zufolge, für ca. 5 Ct/kWh erzeugen lassen. Ob diese Differenz in Form schwankender Strompreise auch einzelwirtschaftlich spürbar wird, ist eine politische Entscheidung. In jedem Fall erscheint es sinnvoll, den Energiebedarf in solchen Phasen zu minimieren.

Dafür bieten sich natürlich das Passivhaus bzw. die EnerPHit-Sanierung an. Der absolute Verbrauch ist nachgewiesenermaßen gering, und Phasen von ein bis zwei Tagen lassen sich auch mit deutlich reduzierter Energiezufuhr ohne nennenswerte Komforteinbußen überstehen. Für Kosten von 5 – 6 Cent pro eingesparter Kilowattstunde Endenergie ließen sich schon um die Jahrhundertwende Passivhäuser realisieren.

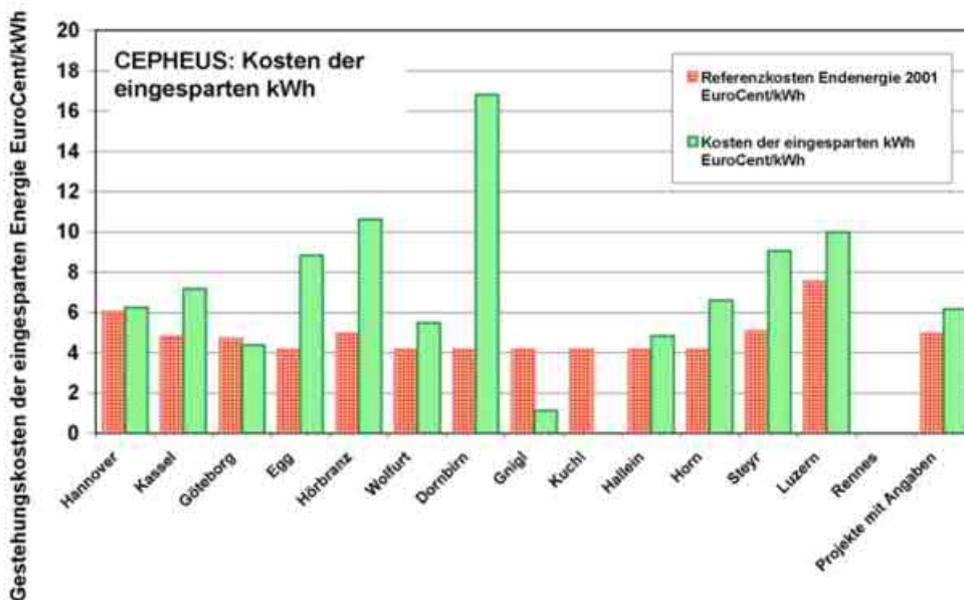


Abbildung 1: Kosten der eingesparten Kilowattstunde Energie in Passivhausprojekten. Quelle: [CEPHEUS 2001]

Neben PV kommt als erneuerbare Energieerzeugung direkt am Gebäude Solarthermie in Frage. Damit kann man vor allem den sommerlichen Warmwasserbedarf weitgehend decken. Eine regelmäßige, z. B. jährliche Funktionskontrolle von Solarthermieanlagen über Wärmezählerablesungen bietet sich an, damit Fehler überhaupt erkannt und dann behoben werden können. Relevante Beiträge zur Heizungsunterstützung sind dagegen gerade bei den hocheffizienten Gebäuden, ohne die es in keinem Fall gehen wird, nur schwer zu erzielen. Die Erfahrung lehrt außerdem, dass haustechnische Systeme, die in sie gesetzten Erwartungen vor allem dann erfüllen können, wenn sie einfach sind. Diese Erfahrung gilt auch für Solarkollektoranlagen.

Auch zur Deckung des Winterbergs kann Solarthermie beitragen, wenn überschüssige sommerliche Erträge in einem Anergiespeicher, z. B. im Erdreich unter dem Gebäude, untergebracht werden. Damit lässt sich die Jahresarbeitszahl einer Wärmepumpe deutlich verbessern. Unbedingte Voraussetzung dafür ist eine sorgfältige Planung,

kompetente Inbetriebnahme und regelmäßige Wartung. Leicht kann es sonst passieren, dass durch hydraulische Fehlfunktionen, falsch dimensionierte Pumpen und Leitungen, Regelungsprobleme etc. kaum Einsparungen erzielt werden oder sogar ein Mehrverbrauch entsteht.

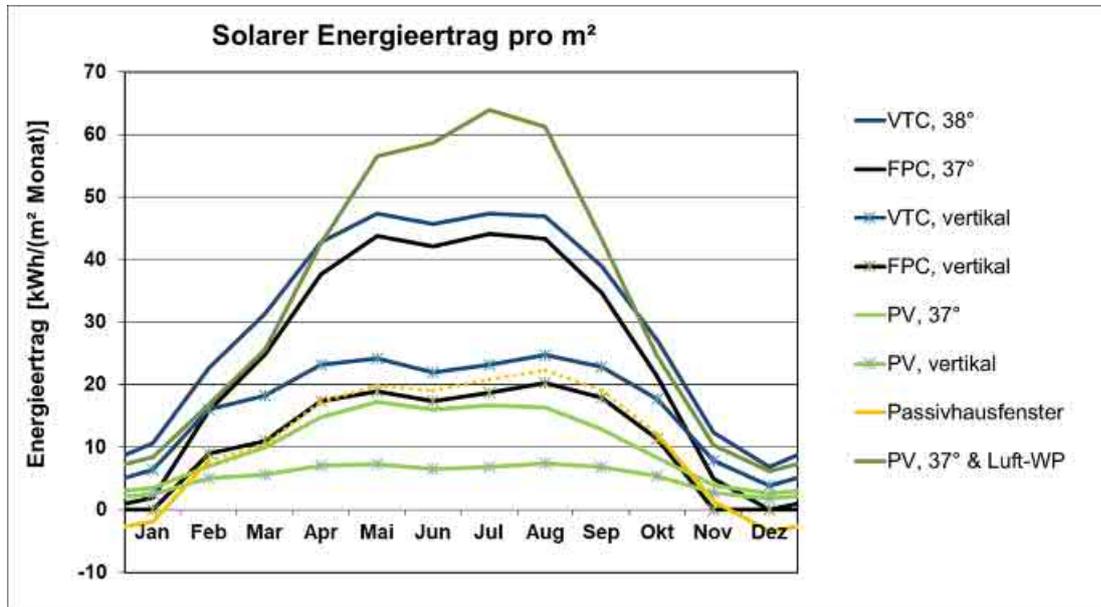


Abbildung 2: Solarer Energieertrag verschiedener Thermie- und PV-Konfigurationen. VTC: Vakuumröhrenkollektor, FPC: Flachkollektor, jeweils nutzbare Wärme bei 1,5 m² Solarkollektorfläche pro Person. Luft-WP: Ertrag bei Verwendung einer Außenluft-Wärmepumpe mit 45 °C Kondensationstemp., Carnot-Gütegrad 0,33 entsprechend einer Jahresarbeitszahl von 3. Zum Vergleich ist zusätzlich das Wärmeangebot durch ein zusätzliches Südfenster dargestellt (PH-Fenster, Dreifachglas 0,67 W/(m²K) / 62 %, schmaler Passivhausrahmen, Größe 1,23 x 1,48, eingesparte Wärmeverluste der Wand berücksichtigt, Nutzungsgrad noch nicht enthalten). Geneigte Flächen sind als unverschattet angenommen, vertikale Flächen als südorientiert mit einem Verschattungsfaktor von 0,75.

Mit saisonalen Wärmespeichern, aus denen im Winter direkt Wärme für Heizung und Warmwasser ausgekoppelt werden soll, gibt es vielfach schlechte Erfahrungen. Die Wärmekosten sind oft exorbitant, in jedem Fall weit höher als diejenigen von Effizienzmaßnahmen im Passivhaus, die Funktion ist häufig nicht so gut wie erhofft, und die Beiträge zur Gesamtbilanz sind daher oft enttäuschend. In vielen Fällen ist der vermeintliche Saisonspeicher im Dezember schon wieder leer.

Die erforderliche Speicherung, sowohl saisonal als auch über kürzere Zeiträume, lässt sich in Verbindung mit einem Lastausgleich über das Netz besser zentral als gebäudeweise realisieren. Autarkie ist nur sinnvoll, wenn sie vollständig realisiert wird, dann erzeugt sie jedoch sehr hohe Kosten.

Sowohl PV als auch Solarthermie lassen sich, auch das zeigen die Beispiele, gestalterisch gut integrieren, wenn sie von Anfang an mitgedacht werden. Von der Flächeneffizienz her ist keinem der Systeme eindeutig der Vorzug zu geben. Abbildung 2 zeigt, dass die flächenbezogenen Erträge von PV plus Wärmepumpe und von thermischen Solaranlagen am Ende etwa gleich hoch sind.

2 Konsequenzen für die Planung

Einige Schlussfolgerungen für die Planung lassen sich aus den Ergebnissen dieses Arbeitskreises ableiten:

- Grundvoraussetzung für ein zukunftsfähiges Gebäude ist ein sehr geringer Heizwärmebedarf, auf dem Niveau eines Passivhauses oder sogar etwas besser. Das ist zuverlässig und wirtschaftlich schon unter heutigen Bedingungen realisierbar. Hocheffiziente Gebäude sind eine No-regret-Maßnahme: Wie auch immer sich die Energiesituation in Zukunft entwickeln mag, einen schmerzlichen Fehler macht man damit nicht, im Gegensatz z. B. zum Hoffen auf noch zu entdeckende, billige erneuerbare Energiequellen. Das Passivhaus bietet Sicherheit gegenüber steigenden Energiepreisen und gleichzeitig hohen Komfort.
- Altbausanierungen erfolgen mit Passivhauskomponenten auf das Niveau des EnerPHit-Standards. Wirtschaftlich machbar ist das nur nach dem Kopplungsprinzip, wenn ohnehin eine Sanierung der betreffenden Komponente ansteht, denn die eingesparten Energiekosten können zwar den Mehraufwand für höhere Effizienz wieder einspielen, nicht aber die gesamte Sanierung finanzieren.
- Mittlere Qualitäten führen in eine Sackgasse, weil der immer noch recht hohe Energiebedarf erst im nächsten Sanierungszyklus weiter reduziert werden kann. Das ist Jahrzehnte später, wenn das Energiesystem sich längst gewandelt hat.
- Auf hohe Effizienz ist auch beim Warmwassersystem zu achten. Niedrige Warmwassertemperaturen, hochgedämmte und kurze Zirkulationsleitungen, kurze Stichleitungen sollten selbstverständlich sein, zusätzlich bietet sich eine Duschwasser-Wärmerückgewinnung an. Eine zentrale Warmwasserbereitung hat vor allem den Vorteil, dass sie einen großen Speicher erlaubt, sodass auch das Warmwassersystem netzdienlich betrieben werden kann. Ob sich das gegenüber einem vergleichbar effizienten System mit Durchlauferhitzer und Duschwasser-Wärmerückgewinnung jemals rechnen wird, ist jedoch zweifelhaft.
- Schon der Gebäudeentwurf sollte eine großzügige Energieerzeugung aus PV berücksichtigen. PV-Anlagen sind relativ einfach und bringen in der Regel zuverlässig und langfristig die prognostizierten Erträge.
- Die gute Qualität von Passivhausfenstern erlaubt es, die Fenstergröße weitgehend nach den persönlichen Vorlieben und dem verfügbaren Budget zu wählen. Zusätzliche Fenster allein zur passiven Solarenergienutzung sind nur unter sehr günstigen Bedingungen sinnvoll. Mehr Ertrag erzielt man, wenn dieselbe Fläche mit PV belegt wird.

- Bei der im Jahr 2020 aktuellen Einspeisevergütung ist es wirtschaftlich vorteilhaft, die PV-Fläche so zu begrenzen, dass der erzeugte Strom überwiegend selbst verbraucht werden kann. Im Hinblick auf das künftige Energieversorgungssystem ist dagegen möglichst viel PV wünschenswert. Zumindest die Elektromobilität sollte mit berücksichtigt werden.



Abbildung 3: Passivhaus-Neubauten mit PV-Anlage. In diesem Beispiel wird die verfügbare Dachfläche nicht vollständig ausgenutzt. Das ist einzelwirtschaftlich sinnvoll, wenn die Einspeisung sich nicht lohnt. Global gedacht ist diese Lösung jedoch fragwürdig. Foto: PHI

- Thermische Solaranlagen bieten sich vor allem für die Warmwasserbereitung an. Dort ist die Komplexität beherrschbar, allerdings sind die Wärmekosten noch immer relativ hoch.
- Die Wärmepumpe ist das Standard-Heizsystem der Zukunft, falls sie mit hoher Energieeffizienz der Gebäude auf Passivhaus- bzw. EnerPHit-Niveau gekoppelt wird. Ob eine Erdreich- oder Außenluftwärmepumpe, vielleicht auch ein kaltes Nahwärmenetz bevorzugt werden sollte, ist uneindeutig. Derzeit würde man das nach den Umständen des Einzelfalls entscheiden.
- Wärmepumpen können nebenher auch eine Kühlfunktion bieten, die in Zukunft vor allem in innerstädtischen Lagen unvermeidlich werden könnte.
- Die Kosten von Wärmepumpen enthalten einen hohen leistungsabhängigen Anteil, d. h. große Wärmepumpen sind recht teuer. Hier passen hohe Effizienz und die Nutzung von erneuerbarem Strom über die Wärmepumpe besonders gut zusammen.

- Niedrige Vorlauftemperaturen sind Bedingung für einen effizienten Wärmepumpenbetrieb und müssen daher auch bei Beheizung der Wohnung über einzelne Räume gewährleistet werden. Das ist auch im Altbau realisierbar, z. B. durch ventilatorgestützte Heizkörper. Weitere Erfolgsfaktoren für Wärmepumpensysteme finden sich im Beitrag von Tanja Schulz.
- Ist Fernwärme verfügbar, muss man sie in der Regel auch nutzen. Angesichts der Potenziale, die die Fernwärme in der künftigen Energieversorgung bietet, spricht nichts dagegen.
- Passivhäuser besitzen eine sehr niedrige Heizlast auch in Zeiten eines spärlichen erneuerbaren Energieangebots und fügen sich damit gut ins künftige Energiesystem ein. Sie können zusätzlich aufgrund ihrer thermischen Trägheit über einen Zeitraum von einigen Stunden bis Tagen Regelleistung zur Verfügung stellen. Soll das auch im Kernwinter funktionieren, setzt es ein um einen Faktor 3 bis 5 überdimensioniertes Wärmeversorgungssystem voraus, was zusätzliche Kosten verursacht.
- Vorsicht bei direkter Biomassenutzung, langfristig wird die verfügbare Biomasse eher in anderen Bereichen wie dem Schiffs- und Flugverkehr gebraucht und eventuell zur Grundlastdeckung für Raumheizung und Warmwasser nicht mehr zur Verfügung stehen.
- Vorsicht bei Öl- und Gaskesseln, diese wird man auf lange Sicht nicht mehr wirtschaftlich betreiben können.
- Vorsicht bei direktelektrischer Spitzenlastdeckung, gerade in Spitzenlastzeiten könnte Strom in Zukunft knapp und teuer werden.

Insgesamt ist festzuhalten, dass sich durch die Kombination von Effizienz und erneuerbaren Energien die anstehenden Aufgaben des Klimaschutzes lösen lassen, und zwar mit vorhandener Technik und zu geringen Lebenszykluskosten. Fortschritte hat es in den letzten Jahren in dieser Richtung schon gegeben, jetzt kommt es auf eine konsequente Umsetzung hoher Effizienz bei jeder sich bietenden Gelegenheit an.

3 Literatur & Referenzen

[CEPHEUS 2001]

J. Schnieders, W. Feist, R. Pfluger, O. Kah: CEPHEUS - Wissenschaftliche Begleitung und Auswertung, Endbericht. Passivhaus Institut, Darmstadt, 2001.

Weiterführende Informationen rund ums Passivhaus:



Das unabhängige Forschungsinstitut

Die Internetseite des Passivhaus Instituts bietet ausführliche Informationen rund um das Thema hocheffiziente Energienutzung bei Gebäuden. Experten finden hier Details und Hintergründe zur aktuellen Forschung. Aber auch für Nichtfachleute hält das Portal umfassende Einblicke in die Welt des Passivhauses bereit.

www.passiv.de



Das Passivhaus-Lexikon

Passipedia ist die große Wissensdatenbank zum Passivhaus. In dem Online-Lexikon können Bauherren, Planer und andere Interessierte schnell und bequem Informationen nachschlagen – von der häufigen Frage, ob beim Passivhaus die Fenster geöffnet werden dürfen, über Details der Wärmebrückenberechnung bei erdberührten Bauteilen bis hin zur Zertifizierung.

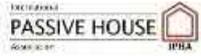
www.passipedia.de



Das Netzwerk für alle Baubeteiligten

Die IG-Passivhaus Deutschland ist ein Netzwerk für Information, Qualität und Weiterbildung. Alle am Bau Beteiligten finden hier Rat und Unterstützung. Ziel ist die Förderung und Verbreitung des Passivhauskonzepts. Einmal im Jahr organisiert die Informations-Gemeinschaft die Tage des Passivhauses. Außerdem hilft sie etwa bei Anfragen nach Probewohnen oder Ausstellungen weiter.

www.ig-passivhaus.de



Globale Plattform für Passivhaus-Experten

Die iPHA (International Passive House Association) ist ein globales Netzwerk von Passivhaus-Akteuren. Bauherren, Architekten, Wissenschaftler und Produkthersteller knüpfen auf diesem Weg Kontakte und tauschen sich aus. Ziel der iPHA ist, das Wissen über die Vorteile des Passivhauskonzepts weltweit zu verbreiten. Dazu kommuniziert sie mit den Medien, der allgemeinen Öffentlichkeit sowie mit allen am Bauprozess beteiligten Fachleuten.

www.passivehouse-international.org



Kompetente Partner für den Baustandard der Zukunft

Die Zertifizierung als Passivhaus-Planer bescheinigt ein solides Grundwissen zum Bau von Passivhäusern. Auf der Internetseite zu dem Weiterbildungsangebot sind aktuelle Kurstermine sowie der Lernzielkatalog aufgeführt. Wer für ein konkretes Bauprojekt einen qualifizierten Ansprechpartner sucht, findet hier zudem eine Liste aller zertifizierten Passivhaus-Planer und -Berater.

www.passivhausplaner.eu



Kompetente Handwerker für energieeffizientes Bauen

Nur mit qualifizierten Profis auf der Baustelle kann ein Passivhaus-Projekt auch umgesetzt werden. Die Weiterbildung zum zertifizierten Passivhaus-Handwerker vermittelt die Grundlagen für eine Einhaltung der Standards. Die Internetseite der Initiative informiert über Termine und Inhalte der Kurse. Eine Datenbank ermöglicht auch hier die Suche nach geeigneten Ansprechpartnern.

www.passivhaus-handwerk.de



IG PASSIVHAUS
Informations-Gemeinschaft Passivhaus Deutschland



International
PASSIVE HOUSE
Association



Foto | Titelseite: Erste Passivhaus Darmstadt Kranichstein, Dach © Peter Cook