



Institut für Technische Gebäudeausrüstung Dresden

Forschung und Anwendung GmbH

Prof. Oschatz – Prof. Hartmann – Prof. Werdin

Energieeffizienz und Wirtschaftlichkeit der Elektrodirektheizung in Kombination mit Photovoltaik in Österreich

Auf Basis der europäischen EUHA-Studie *Energy Efficiency and Cost Effectiveness of Electrical Heating in Combination with Photovoltaic Systems* [1]

Auftraggeber: FEEI Management Service GmbH

Mariahilferstraße 37–39
1060 Vienna
Österreich

im Auftrag von

Verband Elektroheizung Österreich

und

IG Infrarot

Wurmstraße 18
4020 Linz
Österreich

Auftragnehmer: ITG Institut für Technische Gebäudeausrüstung Dresden
Forschung und Anwendung GmbH

Tiergartenstraße 54
01219 Dresden
Deutschland

Bearbeitung:

Prof. Dr.-Ing. Bert Oschatz

Dr.-Ing. Bernadetta Winiewska

Dipl.-Ing. Bettina Mailach

Dipl.-Ing. (FH) Jens Rosenkranz

Dresden, 28.07.2021

Inhalt

Inhalt	3
1 Hintergrund und Einführung	5
2 Berechnungsverfahren und Eingangsgrößen.....	6
2.1 Allgemeines.....	6
2.2 Exkurs: EN 15316 / DIN V 18599	6
2.3 Gemeinsame Eingangsgrößen	7
2.3.1 Modellgebäude.....	7
2.3.2 Anlagentechnik.....	9
2.3.3 Nutzungsparameter.....	10
2.4 Exkurs: Energiebedarf für Haushaltsanwendungen	10
2.5 Endenergiebedarf, Wetter und PV	10
2.6 Spezifische Energieträgerkennwerte	12
2.7 Kostenbilanz.....	13
2.7.1 Allgemeines.....	13
2.7.2 Energiekosten	13
2.7.3 Investitions-, Wartungs- und Instandsetzungskosten	13
3 Ergebnisse	16
3.1 Allgemein	16
3.2 Energiebilanz.....	16
3.2.1 Allgemeines.....	16
3.2.2 Endenergie	16
3.2.3 Primärenergie und Treibhausgasemissionen	20
3.3 Energiekosten	23
3.4 Jahresgesamtkosten	23
4 Bedeutung und Einfluss der direktelektrischen Beheizung von Wohngebäuden....	27
4.1 Anzahl geeigneter Gebäude	27
4.2 Ökologische Kennwerte.....	28
4.2.1 Allgemeines.....	28
4.2.2 Exkurs: Primärenergie und andere Indikatoren zum Umwelteinfluss	28
4.2.3 Aggregierte Ergebnisse.....	29
Quellen und weiterführende Literatur	33
Anhang.....	34
Effizienz Wärmepumpen.....	34
Gradtage	34

Solarstrahlung	34
Energiebilanz und -kosten	34
Kostenbilanz.....	37

1 Hintergrund und Einführung

Vor dem Hintergrund des sinkenden Heizenergieverbrauchs von Wohngebäuden durch zunehmenden baulichen Wärmeschutz und luftdichtere Bauweise, „grünerer“ Stromerzeugung und preislich günstiger werdender PV-Anlagen dürfte die Kombination aus Elektroheizung und PV sowohl aus wirtschaftlicher als auch ökologischer Sicht attraktiver werden.

Im Auftrag des Bundesverbands Flächenheizungen und Flächenkühlungen e. V. (BVF) hatte ITG in einer vorangegangenen Studie verschiedene Beheizungsmöglichkeiten (hierbei brennstoffbasierte sowie gänzlich elektrische) in Kombination mit PV-Anlagen miteinander verglichen hinsichtlich u. a.

- Energieeffizienz,
- Wirtschaftlichkeit und
- gewählter Gutschriftmethode zur Anrechnung des PV-Ertrags.

In einer nachfolgenden und darauf basierenden Studie [1] für einen europäischen Herstellerverband wurden die oben genannten Ergebnisse auf beispielhaft ausgewählte europäische Länder übertragen. Die Übertragung berücksichtigte nationale Bedingungen hinsichtlich Wetter, Primärenergie und der relevanten Kosten – z. B. Anpassung des Endenergiebedarfs und der PV-Stromerzeugung, Anwendung landesspezifischer Primärenergiefaktoren, Energiepreise und Investitionskosten. Die Recherche und Anwendung landesspezifischer Regelungen des Gebäudeenergiesparrechts, von Förderprogrammen und dergleichen war nicht Bestandteil der Untersuchung.

Die vorliegende Studie wendet die Methodik der europäischen Studie auf Österreich an.

2 Berechnungsverfahren und Eingangsgrößen

2.1 Allgemeines

Die vorliegende Studie vergleicht verschiedene Anlagentechnikvarianten für ein Einfamilienhaus hinsichtlich Energieeffizienz und Wirtschaftlichkeit. Hierfür müssen die folgenden landesspezifischen Größen für jede Variante bekannt sein:

- Endenergiebedarf und PV-Ertrag (Grundlage des Primärenergiebedarfs sowie der Energiekosten)
- Primärenergiefaktoren
- Energiepreise (für Haushalte/Kleinabnehmer)
- Investitionskosten der verglichenen Anlagentechnikvarianten

Das hier herangezogene Berechnungsverfahren basiert auf der EN 15316 [2]¹ (siehe 2.2). Hierbei handelt es sich um ein vergleichsweise universelles europäisches Berechnungsverfahren.²

Für landesspezifische Daten werden folgende Quellen herangezogen:

- Gemeinsame Forschungsstelle der Europäischen Kommission (Joint Research Centre of the European Commission, JRC)
- Einschlägige nationale Quellen (u. a. Statistik Austria, OIB)
- Angaben der Auftraggeber

2.2 Exkurs: EN 15316 / DIN V 18599

Diese Studie verwendet Energiebedarfswerte auf der Basis von EN 15316 / DIN 18599 [2, 3, 4]¹. Diese Normen beschreiben ein Verfahren zur Berechnung des Jahresenergiebedarfs eines Gebäudes auf der Basis von

- Nutzungsparametern (Innentemperaturen, Luftwechselraten, Nutzungszeiten usw. für unterschiedliche Nutzungsarten, wie z. B. Wohnnutzung, Büros, Lagerhallen usw.),
- Wetterbedingungen (monatsmittlere Außentemperaturen, Einstrahlung usw.),
- thermische Eigenschaften und Luftdichtheit der Gebäudehülle und
- Art und Effizienz der anlagentechnischen Systeme (TGA).

Das Verfahren berücksichtigt Energieaufwendungen für

- Heizung und Kühlung,
- Lüftung und Klimatisierung,
- Trinkwassererwärmung und
- Beleuchtung (nur in Nichtwohngebäuden)

sowohl hinsichtlich Wärme-/Kälteerzeugung als auch Hilfsenergie.

Der Ausgangspunkt jeder Energiebedarfsberechnung ist die Ermittlung der notwendigen Nutzenergiemenge – z. B. der notwendigen Menge an Wärme zur Beheizung eines Gebäudeabschnitts oder eines ganzen Gebäudes, welche sich vordergründig aus den Nutzungsparametern, dem baulichen Wärmeschutz, der Luftdichtheit sowie äußeren und inneren Wärmegewinnen ergibt. Auf Basis dieser notwendigen Nutzenergiemenge werden

¹ Es wird eine kommerzielle umfangreiche Berechnungssoftware auf der Basis der DIN V 18599 verwendet – EN 15316 und DIN V 18599 entsprechen sich größtenteils.

² Für nationale energetische Nachweise sind jedoch die jeweiligen landesspezifischen Vorgaben zu beachten – für Österreich wird das Vorgehen in OIB-Richtlinie 6 geregelt.

der End- und Primärenergiebedarf durch Aufschlag jeweiliger Verluste für Übergabesysteme, Verteilung usw. ermittelt – Abbildung 1 zeigt den Berechnungsablauf (von links nach rechts entgegen dem Energiefluss von rechts nach links) in vereinfachter Form beispielhaft für eine wasserführende Zentralheizung.

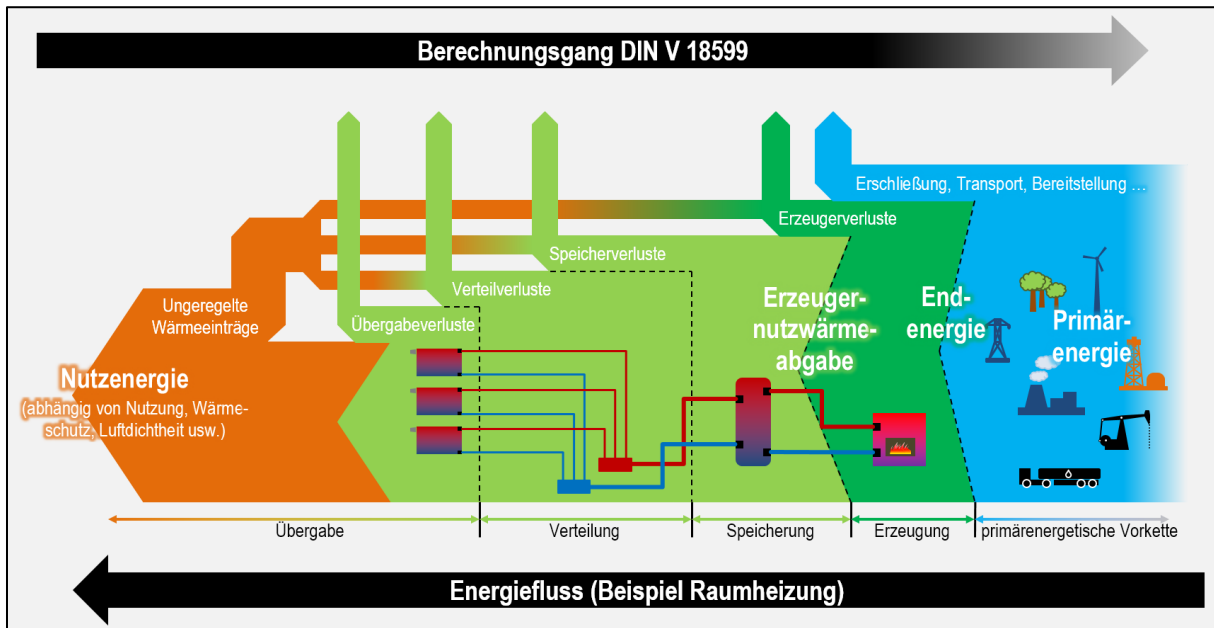


Abbildung 1 Richtung des Berechnungsablaufs gemäß EN 15316 / DIN V 18599 im Vergleich zur Richtung des Energieflusses; beispielhaft für Raumheizung mit wasserführender Heizungsanlage

Das Verfahren kann u. a. verwendet werden zur Prognose von

- Erzeugernutzenergieabgabe (Wärmemenge, welche ein Wärmeerzeuger abgeben muss, unter Berücksichtigung aller Verluste zwischen Wärmeübergabe und -erzeugung)
- Endenergieverbrauch und,
- auf dessen Basis Primärenergieverbrauch, Energiekosten und Schadstoffemissionen unter mittleren Bedingungen. Es ist daher gut geeignet für systematische Parametervariationen, z. B. Vergleiche von
 - unterschiedlichen TGA-Varianten (z. B. Wärmeerzeugung per Gas-Brennwertkessel im Vergleich mit Wärmepumpe),
 - unterschiedlichen Wärmeschutzniveaus usw.

Das Verfahren stützt sich größtenteils auf monatsweise Energiebilanzen für jeden Monat des Jahres. Es liefert sowohl monatsweise als auch Jahresergebnisse.

2.3 Gemeinsame Eingangsgrößen

2.3.1 Modellgebäude

Die Berechnungen bilden ein Einfamilienhaus (freistehend, in keiner Richtung angebaut) für zwei Wärmeschutzniveaus ab, welche eher dem ambitionierteren (Neubau-)Bereich zuzuordnen sind.

Das Modellgebäude hat 2 (1,5) Geschosse und eine Wohnfläche von ca. 150 m². Die thermische Umfassungsfläche wird von den Außenwänden, der Bodenplatte, den unteren Hälften des Satteldachs sowie der obersten Geschossdecke gebildet.

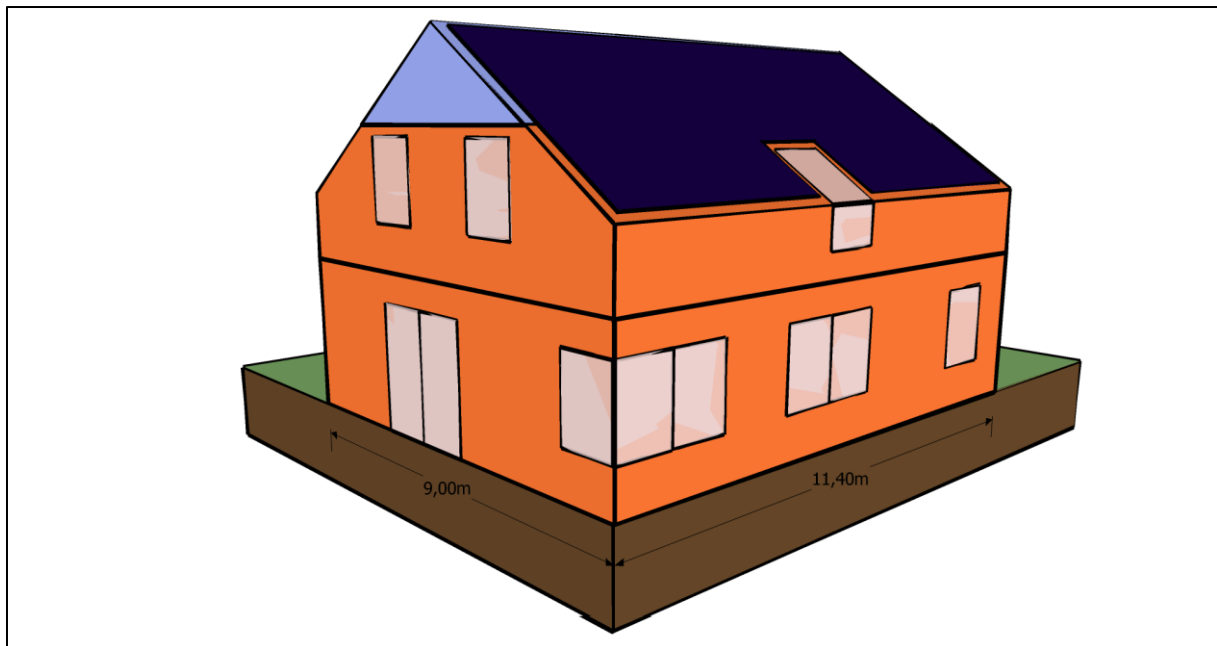


Abbildung 2 Modellgebäude, vereinfachte Darstellung

Tabelle 1 Gebäudeeigenschaften

Eigenschaft			Wärmeschutz	
			Gut ^a	Sehr gut ^a
Wärmedurchgangskoeffizient, U-Wert	Wand	W/m ² K	0,20	0,13
	Dach		0,15	0,13
	Bodenplatte		0,25	0,20
	Fenster		0,90	0,70
	Tür		1,70	1,40
	Wärmebrücken ^b			0,03
Luftdichtheit, n ₅₀		h ⁻¹	1,0	
Geometrie	Außen-/Bruttovolumen ^c V _e	m ³	554	
	Nettogrundfläche ^d A _{NGF}	m ²	162	
	Wohnfläche A _w	m ²	150	
	A/V _e	m ⁻¹	0,74	
Überschlägige Erzeugerleistung ^e	Absolut	kW	4,8	4,0
	Flächenspezifisch	W/m ² _{NGF}	30	25
Nutzwärmebedarf (Nutzenergie Wärme) ^f	Absolut	kWh/a	5.630	4.160
	Flächenspezifisch	kWh/m ² _{NGFa}	35	26

^a Die angegebenen Kennwerte orientieren sich an einem üblichen Niveau des baulichen Wärmeschutzes bei Errichtung von Wohngebäuden in Deutschland als Effizienzhaus 55 bzw. Effizienzhaus 40 nach BEG/KfW. Diese Kennwerte beschreiben überwiegend ein deutlich ambitionierteres Niveau als die nach OIB-Richtlinie 6 [5] zulässigen Höchstwerte.

^b Auf jeden Bauteil-U-Wert aufzuschlagen

^c Volumen, welches durch die thermische Gebäudehülle definiert wird

^d Gesamte innere Bodenfläche aller Geschosse (ohne Standflächen von Wänden)

^e Angegeben wird die überschlägige Wärmeerzeugerleistung nach DIN V 18599. Sie ist als grober Orientierungswert zu verstehen – eine detaillierte Heizlastberechnung nach EN 12831-1 kann zu anderen Leistungen führen.

^f Angegeben ist der gerundete Nutzenergiebedarf für Raumwärme nach DIN V 18599 vor Iteration: Das Berechnungsverfahren nach DIN V 18599 verwendet einen iterativen Ansatz, um die Rückkopplung von u. a. unregelmäßigen Wärmeeinträgen aus der Anlagentechnik auf den Wärmebedarf des Gebäudes rechnerisch zu erfassen. Der hier angegebene Wert berücksichtigt keine unregelmäßigen Wärmeeinträge der Anlagentechnik – würden diese einbezogen (Kennwert nach Iteration), ergäben sich geringere Nutzwärmebedarfe. Diese wären jedoch deutlich von der eingesetzten Anlagentechnik abhängig; beispielsweise verursachen Warmwasserverteilungen bei gebäudezentraler Trinkwassererwärmung hohe bis sehr hohe Wärmeverluste, welche als unregelmäßige Wärmeeinträge der Raumheizseite zugutekommen.

2.3.2 Anlagentechnik

Die folgenden Anlagentechnikvarianten werden verglichen:

Tabelle 2 Anlagentechnikvarianten

Nr.	Raumheizung		Trinkwassererwärmung	PV-Batterie	Abkürzung
	Erzeugung	Übergabe			
1	Gas-Brennwertkessel	Fußbodenheizung (35/28 °C)	Indirekt beheizter Trinkwasserspeicher am Wärmeerzeuger Raumheizung	Nein	BW-Kessel + TW-Speicher
2	Elektrische Luft-Wasser-Wärmepumpe ^a				LW-EWP + TW-Speicher
3			Elektrischer Durchlauferhitzer	Ja	LW-EWP + DLE + Batterie
4	Elektrodirektheizung ^b		Trinkwasser-Wärmepumpe ^{a,b}	Nein	E-Heiz + TWWP
5			Elektrisch beheizter Trinkwasserspeicher		E-Heiz + E-TW-Speicher
6				Ja	E-Heiz + E-TW-Speicher + Batterie
7			Elektrischer Durchlauferhitzer		E-Heiz + DLE + Batterie

^a Es werden normative Standardwerte der Leistungszahlen nach DIN V 18599 verwendet (siehe [Anhang: Effizienz Wärmepumpen](#)).

^b Mit Außenluft als Wärmequelle

^c Für die nachfolgenden Energiebedarfs- und Kostenberechnungen wird beispielhaft eine elektrische Fußbodenheizung mit unterseitiger Wärmedämmung und geringer Überdeckung (geringe thermische Trägheit) angenommen. Eventuelle Unterschiede zwischen unterschiedlichen Elektrodirektheizungen bei wohnähnlicher Nutzung und hierbei üblichen Raumgeometrien ist vergleichsweise gering – die Energiekennwerte der hier betrachteten elektrischen Fußbodenheizung mit geringer Trägheit können in guter Näherung auch für andere Elektrodirektheizungen herangezogen werden.

Die nach OIB-RL 6 im Nachweisfall anzuwendenden Berechnungsverfahren können zu abweichenden Ergebnissen führen.

Alle Varianten sind mit derselben Lüftungsanlage sowie denselben PV-Modulen ausgestattet.

Es wird unterstellt, dass eine Hälfte des Satteldachs nahezu vollständig mit PV-Modulen bedeckt ist. Hieraus ergeben sich eine PV-Fläche von überschlägig 50 m² und eine Peakleistung von ca. 9 kW für neue Module.

Alle Varianten mit Durchlauferhitzer (Nr. 3 und 7) sind mit einer Batterie ausgestattet; von den zwei Varianten mit elektrisch beheiztem Trinkwasserspeicher ist eine mit Batterie ausgestattet, eine nicht. Die Speicherkapazität wird mit 1 Kilowattstunde pro installiertem Kilowatt an PV-Leistung festgelegt (→ 9 kWh).

Tabelle 3 Gemeinsame Gebäudeeigenschaften aller Varianten

System/Eigenschaft			Wert
PV-System	Moduloberfläche	m ²	49,8
	Zelltyp		Monokristallines Silizium
	Peakleistung	kW _{peak}	8,16 durchschnittlich über 25 Jahre ^a (9,06 bei neuen Modulen)
	Orientierung	—	S
	Neigung	°	37
Lüftungssystem	Art		Zu-/Abluft mit Wärmerückgewinnung
	Jährliche Betriebszeit		Heizperiodenbetrieb ^b

^a Die Gesamtdegradation der PV-Module wird in vereinfachter Form berücksichtigt: Die für neue Module angenommene Peakleistung wird auf 90 % reduziert (\pm Durchschnitt über 25 Jahre bei einer angenommenen linearen Degradation von 100 auf 80 %).

^b In EN 15316 / DIN V 18599 hängt die Länge der Heizperiode von der Gesamtwärmebilanz ab und berücksichtigt somit auch innere Wärmeeinträge. Daher hängt der Lüftungsenergiebedarf (Einstellung: Heizperiodenbetrieb) nicht nur vom baulichen Wärmeschutz, sondern auch von der Anlagenvariante ab (Unterschiede bei den nutzbaren Wärmeverlusten der Anlagentechnik). Für die vorliegende Studie wird die Heizperiode jedoch vereinfachend auf einen fixen Wert gesetzt, in Abhängigkeit von den landesspezifischen Gradtagen und einer Heizgrenztemperatur, welche für moderne hochwärmegedämmte und luftdichte Gebäude repräsentativ ist (siehe auch 2.3.1, 2.5) – diese geringfügige Vereinfachung hat keinen nennenswerten Einfluss auf die Gesamtergebnisse, vermeidet aber Situationen, in denen der Lüftungsenergiebedarf bei ein und demselben Wärmeschutzniveau für verschiedenen Anlagentechnikvarianten auf unterschiedliche Werte springt.

2.3.3 Nutzungsparameter

Es wird von folgenden Nutzungsparametern nach DIN V 18599-10 ausgegangen:

Tabelle 4 Nutzungsparameter

Betriebszeit Heizung	h/d	23
Innentemperatur	°C	20
Mindestluftwechsel	h ⁻¹	0,45
Nutzenergiebedarf der Trinkwassererwärmung	kWh/m ² d	8,5

In der Praxis können darüber hinaus „weiche“ Faktoren wie die vermutete/empfundene Energieeffizienz eines Gebäudes und seiner TGA-Systeme – und somit Erwartungen bezüglich der durch die Nutzung verursachten Energiekosten – das Nutzungsverhalten beeinflussen. Beispielhaft seien folgende Phänomene genannt:

- Bei Effizienzsteigerungen kann oft beobachtet werden, dass ein Teil des Energie-sparpotenzials nicht realisiert und stattdessen für eine Komfortsteigerung aufgewendet wird.
- Im Gegenzug kann bei der Beheizung von energetisch ungünstigeren (i. d. R. alten) Gebäuden oft ein geringerer Energieverbrauch festgestellt werden als sich bei einer normativen Bewertung auf Basis eines einheitlichen Nutzerverhaltens ergäbe. Hier dürften in der Praxis eher Komforteinschränkungen hingenommen werden (z. B. zeitlich und räumlich stärker ausgeprägte Teilbeheizung und/oder geringere Temperaturen).

Für die vorliegende Studie wird davon ausgegangen, dass alle Varianten (Wärmeschutz sowie Anlagentechnik) auf Basis derselben Nutzungsparameter sowie desselben oder eines zumindest sehr ähnlichen Komfortanspruchs betrieben werden. Dies ermöglicht einen sauberen Vergleich zwischen verschiedenen Varianten auf der Basis objektiver/messbarer Effizienzgrößen für einen gegebenen Nutzungsfall.

2.4 Exkurs: Energiebedarf für Haushaltsanwendungen

In dieser Studie wird der nutzbare Energieertrag der PV-Anlage mit dem Elektroenergiebedarf des Gebäudes verrechnet – einschließlich des Stroms für Raumheizung, Trinkwassererwärmung, Lüftung und je nach Betrachtung auch für Haushaltsgeräte (sogenannte weiße und braune Ware).

Landesspezifische Gewohnheiten zur Nutzung von Elektrizität können sich stark unterscheiden in Abhängigkeit von der elektrischen Infrastruktur, Energiepreisen usw. Für Österreich wird von einem spezifischen Bedarf an Haushaltsstrom von 45 Wh/m²_{NGFD} (16,43 kWh/m²_{NGFA}) ausgegangen – dies entspricht einem Wert von 2.666 kWh/a für das Modellgebäude.

2.5 Endenergiebedarf, Wetter und PV

Endenergiebedarfswerte basieren in dieser Studie auf der EN 15613 und, wegen der Verfügbarkeit umfassender Berechnungssoftware, ihrem deutschen Gegenstück DIN V 18599¹ (S. 6). Zur Umrechnung der Energiebedarfswerte zwischen den Ländern wird ein vereinfachter Ansatz auf der Grundlage von Gradtagverhältnissen genutzt:

$$Q_{f,target,mth} = Q_{f,target,a} * \frac{DD_{target,mth}}{DD_{target,a}}$$

Gleichung 1
Energiebedarfsumrechnung jährlich → monatlich

$$Q_{f,target,a} = Q_{f,source,a} * \frac{DD_{target,a}}{DD_{source,a}}$$

Gleichung 2
Energiebedarfsumrechnung zwischen Ländern

$$DD_{...mth} = (\vartheta_{e,limit} - \vartheta_{e,mth}) * d_{mth}$$

Gleichung 3
Monatliche Gradtage

$Q_{f,target}$	Endenergiebedarf im Zielland
$Q_{f,source}$	Endenergiebedarf im Quellland
DD_{target}	Gradtage im Zielland
DD_{source}	Gradtage im Quellland
$\vartheta_{e,limit}$	Mittlere Heizgrenztemperatur des Heizsystems Bei gutem baulichem Wärmeschutz, wie hier unterstellt (Tabelle 1), kann von einem Wert von etwa 10 °C ausgegangen werden.
$\vartheta_{e,mth}$	Monatsmittlere Außentemperatur
\dots_a	jährlich / pro Jahr
\dots_{mth}	monatlich / für jeden Monat des Jahres

Der PV-Ertrag ergibt sich auf Basis monatsmittlerer Strahlungsdaten und von Parametern der PV-Anlage (siehe Tabelle 3). Anschließend wird er auf Basis des Lichtmeß-Ansatzes [6]³ mit dem Elektroenergiebedarf des Gebäudes verrechnet. Dieser Ansatz rechnet Elektroenergiebedarfe (Energie) in mittlere elektrische Leistungen um, welche dann über die tägliche Zeitspanne mit signifikanter Solarstrahlung integriert und damit wieder in Energiemengen umgerechnet werden. Abbildung 3 verbildlicht den Ansatz in vereinfachter Form. Für elektrische Wärmeerzeuger werden diverse Anpassungen vorgenommen, um deren systemspezifische Ausnutzung des PV-Ertrags einzubeziehen, z. B.:

- Grundsätzlich geringere PV-Ausnutzung bei Durchlauferhitzern⁴
- Einfluss der Dimensionierung des Wärmeerzeugers/Pufferspeichers (Kompensation von EVU-Abschaltzeiten)
- Einfluss PV-optimierter oder „smart-grid-geeigneter“ Regelungen

³ Der Ansatz wird ebenfalls in der 2018er-Version der DIN V 18599 [4] verwendet.

⁴ Da Durchlauferhitzer das Wasser quasi augenblicklich erhitzen, während es sie durchfließt, benötigen sie eine vergleichsweise hohe elektrische Leistung – Geräte für den allgemeinen Einsatz finden sich üblicherweise im Bereich zwischen 18 und 24 kW. Dachmontierte PV-Anlagen, wie sie hier unterstellt werden, können üblicherweise nur deutlich geringere Spitzenleistungen liefern, und nochmals geringere Leistungen unter durchschnittlichen Bedingungen. Daher kann der Leistungsbedarf von Durchlauferhitzern nur bis zu einem gewissen Anteil durch die PV-Anlage gedeckt werden. Durch Einsatz einer PV-Batterie kann dieser Effekt zwar geringfügig gemindert werden, bleibt aber grundsätzlich bestehen.

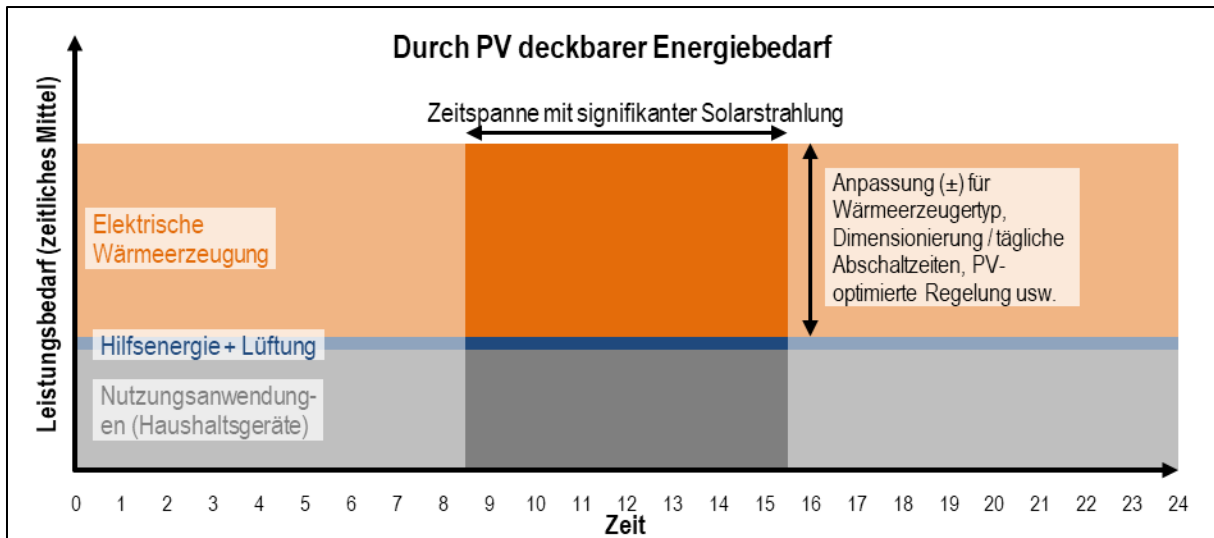


Abbildung 3 Anteil des Gebäude(-elektro-)energiebedarfs, welcher von der PV-Anlage gedeckt werden kann, nach Lichtmeß-Ansatz [6]

Für die vorliegende Studie werden folgende Daten/Quellen hinsichtlich Wetter und Solarstrahlung verwendet (Siehe auch [Anhang: Gradtage](#) und [Solarstrahlung](#)):

Table 1 Quellen Wetterdaten

Land	Quelle
Deutschland	Deutsche Standardwerte für Potsdam ^a
Österreich	Monatsmittlere Werte berechnet aus TMY-Daten ^b für Wien 48°12'N 16°22'E

^a Referenztestjahr (TRY) gemäß DIN V 18599-10:2018-09 [4]

^b Die Ursprungsdaten (*Typische Meteorologische Jahre / TMY*) stammen aus dem PVGIS-Projekt [7] der gemeinsamen Forschungsstelle der Europäischen Kommission (JRC) und werden nicht in ihrer ursprünglichen Form verwendet, sondern wie folgt umgerechnet:

- Die im TMY enthaltenen Stundenmittelwerte der Solarstrahlung auf die Horizontale werden zu Monatsmittelwerten zusammengefasst und auf die vorliegende Dachneigung und Ausrichtung umgerechnet.
- Die Stundenmittelwerte der Außentemperatur werden zu Monatsmittelwerten zusammengefasst und in Gradtage für eine Heizgrenztemperatur von 10 °C umgerechnet.

2.6 Spezifische Energieträgerkennwerte

Der Primärenergiebedarf und die Treibhausgasemissionen des Modellgebäudes ergeben sich aus den landesspezifischen Endenergiebedarfswerten (siehe 2.2–2.5) sowie den landesspezifischen Konversionsfaktoren. Für Österreich wird von den nachfolgend angegebenen Kennwerten ausgegangen; zum Vergleich sind ebenfalls die deutschen Kennwerte dargestellt, welche im Rahmen des öffentlich-rechtlichen Nachweises nach GEG zu verwenden sind.

Table 2 Energieträgerkennwerte

Energieträger	Primärenergiefaktor [kWh-Prim/kWh _{End,HI}], nicht erneuerbar	THG-Emissionen [gCO ₂ äq/kWh _{End,HI}]	Quelle
Erdgas Österreich	1,1	247	OIB-Richtlinie 6
	—	271	UBA Österreich (Gemis Österreich [8])
Erdgas Deutschland	1,1	240	GEG (übereinstimmend mit DIN V 18599-1:2018-09, auf Basis Gemis)
Strom Österreich	1,02	227	OIB-Richtlinie 6
	—	258	UBA Österreich (Gemis Österreich [8])
	—	77	E-Control Stromkennzeichnungsbericht 2020
Strom Deutschland	1,8	560	GEG (ähnlich DIN V 18599-1:2018-09, auf Basis Gemis)

Abgesehen von landesspezifischen Energieträgerkennwerten werden keine nationalen Regelungen berücksichtigt. Die hier berechneten Primärenergiebedarfswerte und Treibhausgasemissionen können daher von denen abweichen, welche für Energieausweise gemäß den jeweiligen nationalen Regelungen / EPBD-Umsetzungen ermittelt werden.

Für die vorliegende Studie werden selbstgenutzter sowie eingespeister PV-Strom wie nicht bezogene bzw. wie nicht anderweitig zu produzierende Elektroenergie betrachtet – hierbei wird von Gleichwertigkeit zwischen selbst produziertem und Netzstrom ausgegangen.⁵

2.7 Kostenbilanz

2.7.1 Allgemeines

Für die vorliegende Studie werden Jahresgesamtkosten auf Basis der VDI-Richtlinie 2067 Teil 1 [9] (vergleichbar ÖNORM M 7140) ermittelt und für jede Variante angegeben. Diese Jahresgesamtkosten beinhalten die folgenden Positionen:

- Kapitalkosten (aufs Jahr umgelegte Investitionskosten)
- Gesamte Energiekosten für Gebäudebetrieb und -nutzung (TGA und Haushaltsstrom)
 - Netzbezug (Erdgas, Strom) unter Berücksichtigung des gebäudeseitigen Bedarfs und der PV-Eigennutzung
 - Bonus für eingespeisten PV-Anteil auf der Basis von Einspeisevergütungen
- Wartungs- und Instandsetzungskosten

2.7.2 Energiekosten

Zur Berechnung der Energiekosten werden landesspezifische Energiepreise – bereitgestellt durch die Auftraggeber – herangezogen. Die folgenden Preise werden zugrunde gelegt:

Table 3 Energiepreise (Haushalte/Kleinabnehmer)

Kleinabnehmer-/Haushaltsenergiepreise [€/kWh _{fin,HI}], einschließlich Steuern usw.			
Erdgas	Elektroenergie		
	Netzbezug	Einspeisung PV	
	Tarif	Tarif	Bilanzierungsmethode
0,06	0,2 Keine Unterscheidung nach Verwendung (Haushalts-/Heizstrom, Hoch-/Niedertarif o. ä.)	-0,04	Tatsächliche Werte auf Basis von Monatsbilanzen; Einspeisung und Bezug werden separat berücksichtigt

Es wird davon ausgegangen, dass es sich hierbei um effektive Energiepreise handelt – ggf. unter überschlägiger Berücksichtigung von Grundpreisen.

2.7.3 Investitions-, Wartungs- und Instandsetzungskosten

Im Rahmen dieser Studie bezieht sich der Begriff *Investitionskosten* auf alle anlagentechnischen Investitionskosten(-positionen), welche zwischen den betrachteten Varianten signifikant abweichen können. Tabelle 6 fasst die unterstellten Investitionskosten zusammen. Es wird davon ausgegangen, dass diese Kosten vollständig zu tragen sind – eventuelle Förderungen auf die Investitionskosten werden nicht einbezogen.

⁵ Hierfür sind auch andere Ansätze denkbar. Beispielsweise könnte PV-Ertrag als vor- oder nachteilig für den Netzbetrieb betrachtet und daher mit einem anderen Wert als der allgemeine Netzstrommix versehen werden. Es gibt diesbezüglich keinen gemeinsamen europäischen Berechnungsansatz oder definierende Richtlinien. Um ein reales Beispiel zu liefern, wenn auch nicht für PV: In Deutschland wird die Stromproduktion von KWK-Anlagen anders bewertet als der Netzstrommix – Grundlage ist das Argument, dass KWK-Strom überwiegend Strom von solchen Kraftwerken verdrängt, die primärenergetisch weniger effizient sind.

Für Investitionen/Investitionsgegenstände werden ein Zinssatz von 3 % sowie übliche Lebensdauern unterstellt. Instandsetzungskosten werden auf Basis von Standardwerten nach VDI 2067 ermittelt; reguläre wiederkehrende Kosten (Inspektion/Wartung, ggf. Versicherung) basieren auf üblichen Stundensätzen und/oder Wartungs-/Versicherungstarifen [10].

Tabelle 5 Übliche mittlere Komponentennutzungsdauern und Kostenfaktoren

System/Komponente	Lebensdauer [a] ^a	Jährliche Kosten als Prozentsatz der Investitionskosten	
		Instandsetzung ^b	Wartung usw. ^c
Gas-Brennwertkessel	18	1,50 %	2,92 %
Wärmepumpe	18	1,00 %	1,32 %
Hydraulische Fußbodenheizung	50	1,00 %	0
Elektrische Fußbodenheizung ^d	50	0,50 % ^e	0
Trinkwasserspeicher	20	1,00 %	0,63 %
Durchlauferhitzer	15	1,00 %	0
Warmwasserverteilung	30	0,50 %	0
Elektro-/Gasinstallation und -anschluss ans Netz	50	1,00 %	0
Schornstein	50	1,00 %	1,59 %
Lüftungsanlage	20	0,60 %	1,67 %
PV-Anlage (optional mit Batterie)	25	0	0,86 %

^a Standardwerte VDI 2067 [9]

^b Instandsetzungen/Reparaturen, welche nicht durch reguläre Wartungsarbeiten gedeckt sind; gemittelt über die Lebensdauer; Standardwerte VDI 2067 [9], sofern nicht anders vermerkt

^c Laufende Kosten für Inspektionen/Wartungsarbeiten und Versicherung; eigene Berechnung/Recherche (basierend auf üblichen Stundenlöhnen und/oder Preisen für übliche Inspektions- und Wartungsarbeiten, Versicherungen usw.), umgerechnet in Prozentsätze

^d Für die vorliegende Studie wird beispielhaft von elektrischen Fußbodenheizungen ausgegangen. Für andere Elektrodirektheizungssysteme können andere Kennwerte sinnvoll sein. Beispielsweise wird bei Infrarotheizplatten/-paneelen, die mit merklich höherer Oberflächentemperatur betrieben werden, von kürzeren Lebensdauern ausgegangen – allerdings auch von geringeren Investitionskosten.

^e Der VDI-Standardwert für die Instandsetzung elektrischer Fußbodenheizungen (2 %) erscheint unrealistisch hoch – mit ihm ergäben sich jährliche Reparaturkosten im Bereich von 180 €. Für die vorliegende Studie wurde der Wert auf 0,5 % verringert ($\pm 45 \text{ €/a}$).

Abbildung 4 zeigt den Zusammenhang zwischen der Lebensdauer einer Komponente und ihren aufs Jahr umgelegten Investitionskosten – die angegebenen Prozentwerte beziehen sich auf die ursprünglichen Investitionskosten.

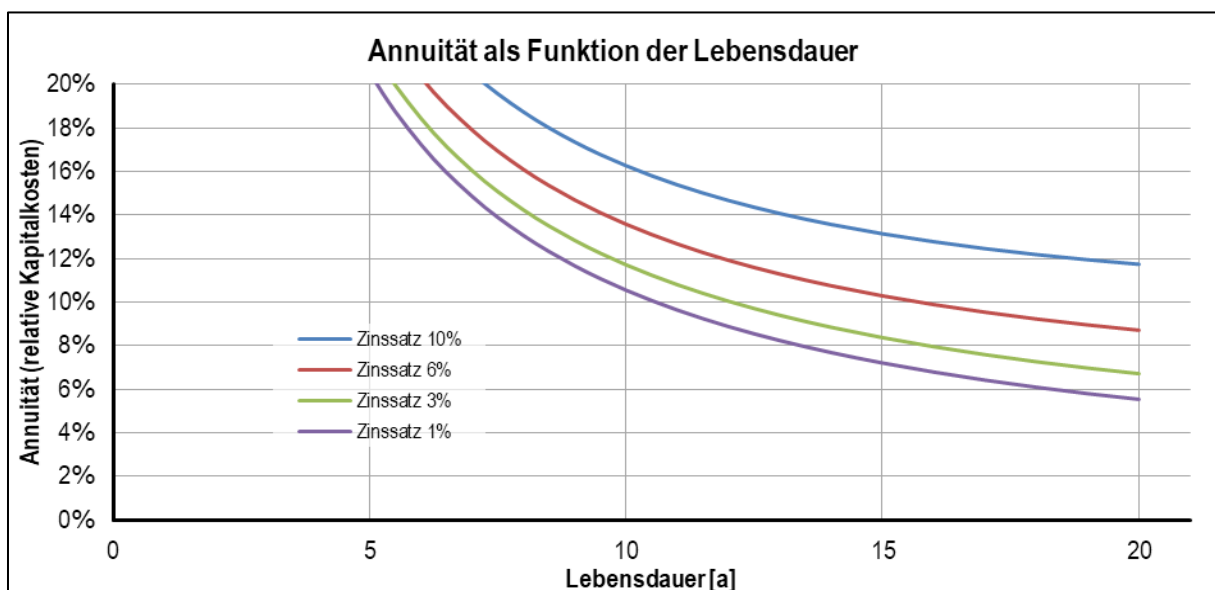


Abbildung 4 Aufs Jahr umgelegte Investitionskosten einer Komponente als Funktion ihrer Lebensdauer für unterschiedliche Zinssätze

Tabelle 6 Investitionskosten Anlagentechnik, einschließlich Material, Transport, Lohnkosten und Steuern

Variant	1	2	3	4	5	6	7
Wärmeerzeugung Raumheizung Zentraler Wärmeerzeuger (Heizkessel oder Wärmepumpe), Pumpe, Regelung, Montagematerial	Gas-Brennwertkessel ca. 12 kW: 3.600 €	Elektrische Luft-Wasser-Wärmepumpe mit Trinkwassererwärmung 6,2 kW: 10.200 € 5,3 kW: 9.700 €		ohne Trinkwassererwärmung 5,7 kW: 10.000 € 4,8 kW: 9.500 €		—	
Fußbodenheizung 150 m ² FBH-Heizrohre/-kabel/-matten, Verlege-/Montagesystem, Raumtemperaturregelung, Estrich	Hydraulische Fußbodenheizung (35/28 °C) FBH-Heizrohre, FBH-Heizkreisverteiler, Wärmeverteilung im Gebäude (Rohrleitungen, Dämmung, Fittings/Armaturen, Montagematerial) 11.300 €			Elektrische Fußbodenheizung Elektrisches FBH-System (z. B. Heizkabel/-matte) 9.000 €			
Trinkwassererwärmung	Trinkwasserspeicher am Wärmeerzeuger Raumheizung Standardspeicher 1.600 € Wärmepumpenspezifischer Speicher 2.900 €		Elektrische Durchlauferhitzer 800 €	El. Trinkwasser-Wärmepumpe 4.200 €	Elektrisch beheizter Trinkwasserspeicher 2.200 €	El. Durchlauferhitzer 800 €	
Warmwasserverteilung Rohrleitungen, Dämmung, Fittings/Armaturen, Montagematerial, ggf. Zirkulationspumpe	1.300 €	1.300 €	200 €	1.300 €	1.300 €	200 €	
Elektro-/Gasinstallation Heizung/Warmwasser	700 €	500 €	550 €	150 €			
Gasanschluss ans Netz	2.100 €	—					
Schornstein	2.900 €	—					
Lüftungssystem Zu-Abluft-System mit Wärmerückgewinnung, Kanälen, Ein-/Auslässen, Montagematerial	9.000 €						
PV-Anlage ~50 m ² ; ~9 kW _{p,new} (8,16 kW _{p,25a}) einschließlich Inverter, Montage- und Anschlussmaterial	15.200 €						
Batterie ~9 kWh, lithium-basiert einschließlich Montage- und Anschlussmaterial	—		9.300 €	—		9.300 €	

3 Ergebnisse

3.1 Allgemein

Die Endenergiebilanz und der Primärenergiebedarf sind Kapitel 3.2 zu entnehmen. Die Kapitel 3.3 und 3.4 zeigen die Jahresenergie- und -gesamtkostenbilanz.

Alle Ergebnisse basieren auf der/den Berechnungsmethode(n) und Annahmen/Eingangsgrößen aus Kapitel 2. Die hier ersichtlichen Tendenzen sind nicht zwingend auf merklich abweichende Szenarios übertragbar (z. B. deutliche Änderungen der Größe/Leistung der PV-Anlage und/oder Batterie in Relation zum Bedarf des Gebäudes).

3.2 Energiebilanz

3.2.1 Allgemeines

Die gezeigten Ergebnisse beruhen auf den in EN 15316 [2] / DIN V 18599 [3, 4] beschriebenen Verfahren.

Bislang sind nationale Regelungen bezüglich Energieausweisen, EPBD-Umsetzung und Definition des Niedrigstenergiegebäudes (*Nearly Zero-Energy Building*, NZEB) nicht europäisch harmonisiert (das formale Befolgen der EPBD-Vorgaben durch alle Länder außer Acht gelassen). Daher gibt es kein europäisch einheitliches Verfahren zur Gebäudeenergiebilanzierung, keine Festlegungen zum Bilanzrahmen (z. B. nur Gebäude/TGA oder auch Nutzungsanwendungen bzw. Haushaltsgeräte) sowie zur Verrechnung von PV-Erträgen mit dem Elektroenergiebedarf. Die hier gezeigten Ergebnisse können davon abweichen, was im Rahmen einer Energieausweiserstellung nach nationalen Vorgaben berechnet würde.

3.2.2 Endenergie

Die nachfolgenden Abbildungen zeigen von links nach rechts folgende Ergebnisse für jede Variante:

- Endenergiebedarf des gesamten Gebäudes vor PV
 - Erdgas
 - Elektroenergie: TGA, Haushalt
- Elektroenergiebilanz einschließlich PV-Anlage
 - Momentanwertbilanz
 - Gesamter PV-Ertrag: TGA, Haushalt, Einspeisung
 - Netzbezug: TGA, Haushalt
 - Jahreswertbilanz Gebäude/Netz

Die Momentanwertbilanz liefert eine Schätzung des tatsächlichen Bezugs und der tatsächlichen Einspeisung, wie sie durch eine Kombination mehrerer Zähler bzw. durch einen Zweirichtungszähler mit separater Messung von Bezug und Einspeisung gemessen würden. Demgegenüber zeigt die Jahreswertbilanz nur den Gesamtunterschied zwischen jährlicher Einspeisung und jährlichem Bezug; der Wert gibt an, was mit einem vor- und rückwärts messenden Einrichtungszähler⁶ gemessen würde.

⁶ Einrichtungszähler ohne Rücklaufsperr

Das Ergebnis der Jahreswertbilanz wird nur informativ angegeben – alle nachfolgenden Ergebnisse, die von der endenergetischen Gebäude-Netz-Bilanz abhängen, basieren auf Momentanwerten.

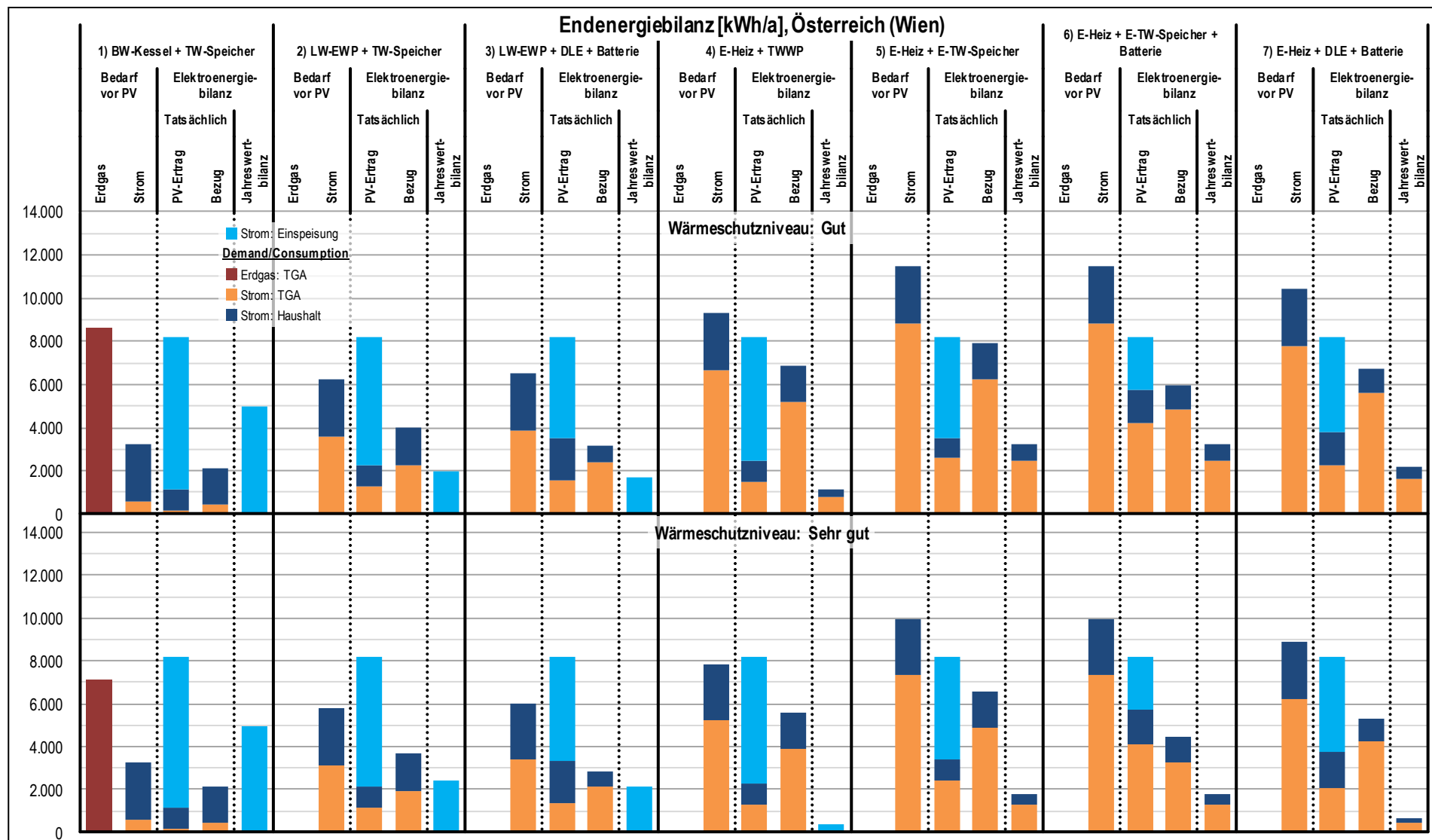


Abbildung 5 Endenergiebilanz

Erkenntnisse

Unter den elektrisch heizenden Varianten ergeben sich für die beiden mit Wärmepumpen zur Raumheizung (2, 3) die geringsten Endenergiebedarfswerte vor und nach Anrechnung von PV-Erträgen. Zwar gibt es gewisse Ergebnisunterschiede in Abhängigkeit von der Trinkwassererwärmung, jedoch fallen sie vergleichsweise gering aus.

Bei den Varianten mit Elektrodirektheizung zeigt sich folgende Abhängigkeit des Endenergiebedarfs vor PV von der Trinkwassererwärmung (vom niedrigsten zum höchsten Bedarf):

- Trinkwasser-Wärmepumpe (4)
- Durchlauferhitzer (7)
- Zentraler Trinkwasserspeicher (5/6)

Diese Reihenfolge zeigt die Effizienzunterschiede zwischen den betrachteten Trinkwassererwärmungssystemen auf. Wird allerdings die Eigennutzung von PV-Strom in die Endenergiebilanz einbezogen, können sich die Verhältnisse aus folgenden Gründen ändern:

- **Endenergieeffizienz**

Trinkwassererwärmung mit Durchlauferhitzern ohne thermische Speicherung und weitestgehend ohne Warmwasserverteileitungen ist im Allgemeinen energieeffizienter als Trinkwassererwärmung mit zentralem Speicher und Verteilung, solange keine PV-Eigennutzung berücksichtigt wird. Die geringere Effizienz des Speichers gegenüber dem Durchlauferhitzer ergibt sich aus den Wärmeverlusten der Speicherung und Verteilung des warmen Wassers.

- **Ausnutzung von PV-Erträgen**

Da Durchlauferhitzer Wasser erhitzen, während es sie durchfließt (und zwar mit der Durchflussrate, in der das Wasser an der Armatur gezapft wird), benötigen sie eine vergleichsweise hohe elektrische Leistung genau dann wenn gezapft wird – unabhängig vom Sonnenstand. Darüber hinaus liefern dachmontierte PV-Anlagen, wie hier unterstellt, üblicherweise deutlich geringere Peakleistungen und nochmals geringere Leistungen unter durchschnittlichen Wetterbedingungen. Daher können die Leistungsanforderungen eines Durchlauferhitzers nur zu einem gewissen Anteil durch eine PV-Anlage gedeckt werden. Durch den Einsatz einer PV-Batterie kann dieser Effekt etwas gemindert werden, bleibt jedoch grundsätzlich bestehen.

Ein zentraler Trinkwasserspeicher heizt Wasser deutlich langsamer mit vergleichsweise geringer Leistung, sobald die Wassertemperatur im Speicher unter einen bestimmten Wert sinkt, und speichert die Wärme dann. Daher kann der Trinkwasserspeicher PV-Erträge deutlich besser sowohl hinsichtlich Leistung als auch Zeit nutzen.

Diese beiden Effekte wirken gegeneinander. Daher kann in Abhängigkeit vom landesspezifischen Verhältnis zwischen PV-Potenzial und Gebäude(-elektro-)energiebedarf entweder ein Durchlauferhitzer oder ein zentraler elektrisch beheizter Trinkwasserspeicher insgesamt effizienter sein (d. h. unter Berücksichtigung von PV-Erträgen). Mit den hier unterstellten Randbedingungen bezieht die Variante mit Durchlauferhitzer (7) weniger Elektroenergie aus dem Netz als die Variante mit Speicher ohne zusätzliche Batterie (5).

Hierbei ist zu berücksichtigen, dass das Ergebnis dieser Betrachtung im Wesentlichen von der Mess-/Bilanzierungsmethode der PV-Erträge abhängt. Würde der im Weiteren

ausschlaggebende Elektroenergiebezug aus dem Netz der öffentlichen Versorgung nicht auf Basis von Momentanwerten bestimmt, sondern durch eine Jahreswertbilanz, bei welcher sich Bezug und Einspeisung gegenseitig aufheben können (vor- und rückwärts messender Einrichtungszähler), hätte die tatsächliche Eigennutzungsmenge keinen Einfluss – eine reine Einspeiseanlage würde genauso bewertet wie eine Anlage mit vollständiger Eigennutzung.

3.2.3 Primärenergie und Treibhausgasemissionen

Die nachfolgenden Abbildungen zeigen von links nach rechts für jede Variante den jährlichen Gesamtprimärenergiebedarf bzw. die jährlichen Treibhausgasemissionen (CO₂-Äquivalent):

- TGA abzüglich der PV-Eigennutzung für TGA
- TGA abzüglich der PV-Eigennutzung für TGA und Haushaltsgeräte
- TGA abzüglich der PV-Eigennutzung für TGA und des eingespeisten PV-Ertrags
- TGA abzüglich der PV-Eigennutzung für TGA und Haushaltsgeräte sowie der Einspeisung

Es ist zu beachten, dass der Haushaltsstrombedarf nicht auf der Bedarfsseite berücksichtigt wird, sondern nur ggf. die hierauf anrechenbare Eigennutzung als Bonus.^{7,8} Hieraus können sich bei der Anrechnung von Boni Effekte ergeben, welche bei oberflächlicher Betrachtung unplausibel erscheinen, z. B.

- rechnerisch negative Primärenergiebedarfswerte, obwohl der Jahresertrag der PV-Anlage kleiner ist als der Jahreselektroenergiebedarf des Gebäudes,
- höherer Primärenergiebedarf bei Einsatz einer Batterie und damit einhergehend höherem Eigennutzungsanteil.

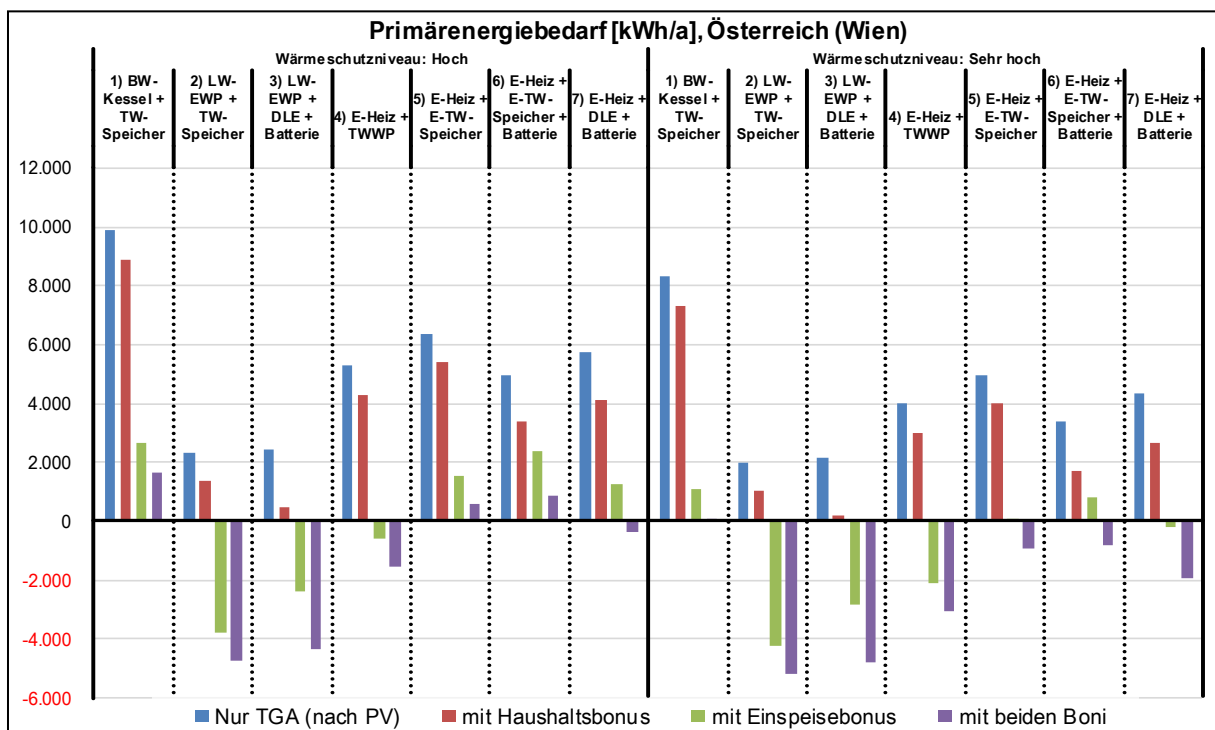


Abbildung 6 Primärenergiebedarf

⁷ Dieser Ansatz folgt im Grundsatz dem deutschen GEG, welches sich vordergründig auf den Aufwand der Gebäudekonditionierung (Heizung usw.) beschränkt und darüberhinausgehende Aufwände (z. B. Prozessenergie, Haushaltsgeräte usw.) außen vor lässt. Bei Anrechnung von Boni für eingespeiste oder nicht zur Konditionierung genutzte Stromproduktion – wie hier beispielhaft dargestellt – überschreitet man diese Bilanzgrenzen. Die OIB-RL 6 ist diesbezüglich nicht ganz eindeutig; in *Energieeinsparung und Wärmeschutz* wird der Anwendungsbereich auf die Konditionierung von Räumen beschränkt; im zugehörigen *Leitfaden* wird hingegen auch der Haushalts-/Betriebsstrombedarf als Bestandteil der Energiebilanz verstanden.

⁸ Darüber hinaus hat er einen gewissen Einfluss auf die Verteilung der PV-Erträge.

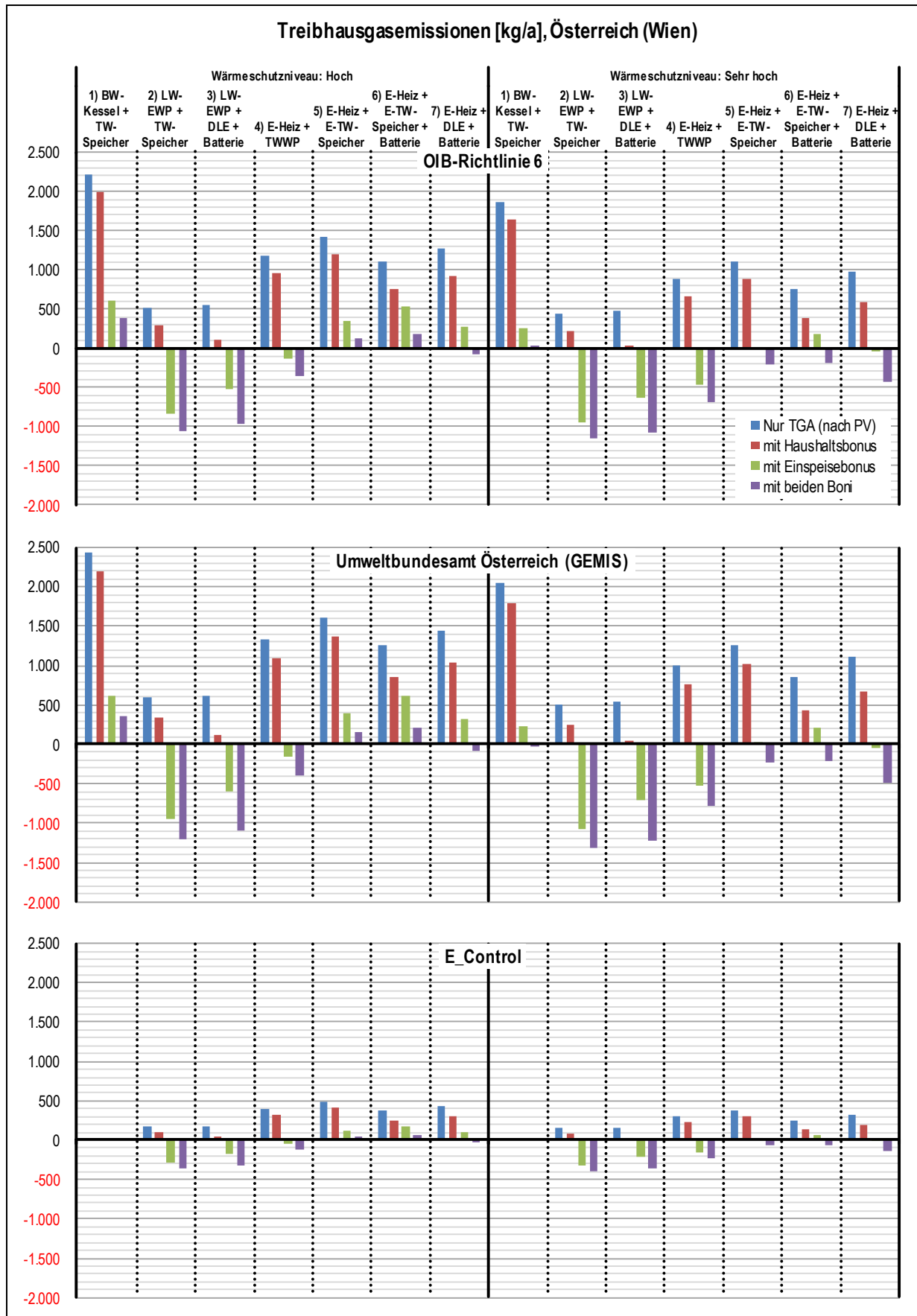


Abbildung 7 Treibhausgasemissionen anhand von Emissionsfaktoren nach OIB-RL 6, UBA Österreich und E-Control (kein Wert für Erdgas)

Erkenntnisse

Im Vergleich der Varianten zeigt sich eine ähnliche Tendenz wie in der vorangegangenen Betrachtung des Endenergiebedarfs (3.2.2).

Beim niedrigen österreichischen Primärenergiefaktor für Elektroenergie ($f_{P,El} = 1,02$) dürfte eine direktelektrische Beheizung in vergleichbaren Fällen (identische Gebäude mit PV) primärenergetisch praktisch immer besser bis deutlich besser abschneiden als eine Gasheizung ($f_{P,Gas} = 1,1$; zusätzlich geringere Effizienz der Wärmeerzeugung/-verteilung zumindest für Raumheizseite). Die Ergebnisunterschiede der hier betrachteten direktelektrisch beheizten Varianten sind auf die unterschiedlichen Trinkwassererwärmungssysteme sowie das Vorhanden- oder Nichtvorhandensein einer zusätzlichen PV-Batterie zurückzuführen. Erfolgt die Primärenergiebilanz auf Basis der tatsächlichen Eigennutzung/Einspeisung, wie hier unterstellt, zeigt sich folgende Reihenfolge vom niedrigsten zum höchsten Energiebedarf:

- Elektrisch beheizter Trinkwasserspeicher in Kombination mit PV-Batterie (6)
- Trinkwasser-Wärmepumpe (4)
- Elektrodurchlauferhitzer mit PV-Batterie (7)
- Elektrisch beheizter Trinkwasserspeicher ohne Batterie (5)

Hierbei haben die herangezogenen Bilanz-/Anrechnungsmodi für PV-Strom,

- nur TGA (blaue Säulen),
- TGA mit Bonus für PV-Eigennutzung zur Deckung des Haushaltsstrombedarfs (rote Säulen),
- TGA mit Bonus für Einspeisung (grüne Säulen) oder
- TGA mit beiden Boni in Kombination (lila Säulen),

nur geringen Einfluss auf die Unterschiede zwischen Versorgungsvarianten des Modellgebäudes – das absolute Niveau verändert sich in Abhängigkeit von den angerechneten Boni. Die kleineren Verschiebungen zwischen den Varianten bei Anrechnung von Boni sind der verwendeten Bilanzierungsmethode geschuldet, welche auf Sollseite nur die Gebäudekonditionierung heranzieht, während die anrechenbaren Boni und Aufteilung des PV-Stroms aber auch vom Eigenbedarf für Haushaltsstrom abhängen.

Ähnlich wie die Primärenergiefaktoren liegen auch die spezifischen Treibhausgasemissionsfaktoren beider Energieträger nach den ersten beiden Quellen (OIB-RL 6 [5], UBA [11]) in zumindest ähnlicher Größenordnung. Die Tendenzen der Primärenergiebedarfswerte zeigen sich fast deckungsgleich auch bei den Treibhausgasemissionen. Die Bewertungen anhand der Emissionsfaktoren nach OIB-Richtlinie 6 und den Angaben des Umweltbundesamtes unterscheiden sich hierbei lediglich im absoluten Niveau – UBA gibt sowohl für Erdgas als auch Strom etwas höhere Emissionsfaktoren an. Auch für die dritte Quelle (E-Control Stromkennzeichnungsbericht [12]) zeigen sich praktisch dieselben Tendenzen zwischen den Varianten mit elektrisch⁹ betriebener Heizung, allerdings auf drastisch geringerem Niveau – der Emissionsfaktor für Strom nach E-Control beträgt gerade einmal 77 g/kWh gegenüber den deutlich über 200 g/kWh bei OIB-RL 6 und UBA.

⁹ Die Quelle gibt keinen eigenen Emissionsfaktor für Erdgas als Energieträger zur Wärmeerzeugung an.

3.3 Energiekosten

Nachfolgende Abbildung zeigt die jährlichen Energiekosten für Gebäudekonditionierung sowie Haushaltsstrom. Die dargestellten Gesamtenergiekosten berücksichtigen ebenfalls PV-Erträge, sowohl eigengenutzt als auch eingespeist.

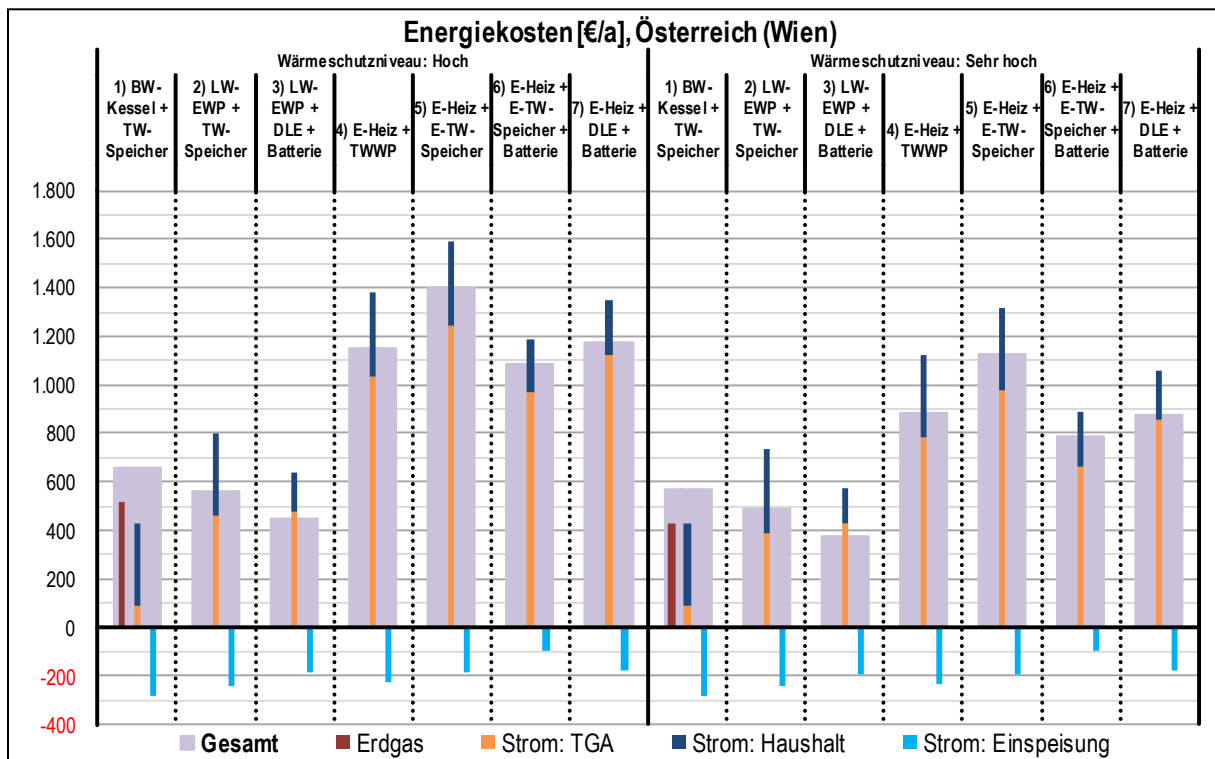


Abbildung 8 Energiekosten

Erkenntnisse

Angesichts der mehr als dreimal so hohen Strom- wie Gaspreise und der niedrigen Einspeisevergütung dürften sich mit direktelektrischer Beheizung i. d. R. deutlich höhere Energiekosten ergeben als bei Beheizung durch einen Gas-Brennwertkessel (beide mit PV).

Für die direktelektrisch beheizten Varianten ergibt sich folgende Reihenfolge von den geringsten zu den höchsten Energiekosten in Abhängigkeit von Trinkwassererwärmung und ggf. PV-Batterie:

- Elektrisch beheizter Trinkwasserspeicher in Kombination mit PV-Batterie (6)
- Trinkwasser-Wärmepumpe (4), Durchlauferhitzer (7)
- Elektrisch beheizter Trinkwasserspeicher ohne Batterie (5)

Durch den deutlich höheren Strompreis skalieren direktelektrisch beheizte Varianten etwas besser mit dem Energiebedarf des Gebäudes als gasbeheizte – d. h. durch eine Verringerung des Gebäudeenergiebedarfs (z. B. besserer baulicher Wärmeschutz) können bei direktelektrischer Beheizung mehr Energiekosten eingespart werden als bei einer Gasheizung.

3.4 Jahresgesamtkosten

Nachfolgende Abbildung zeigt im oberen Bereich die anfänglichen Investitionskosten der hier berücksichtigten Anlagentechnik (siehe auch Tabelle 6) und im unteren die zugehörigen Jahresgesamtkosten als Summe der Kapital-, Energie-, Betriebs und Instandsetzungskosten.

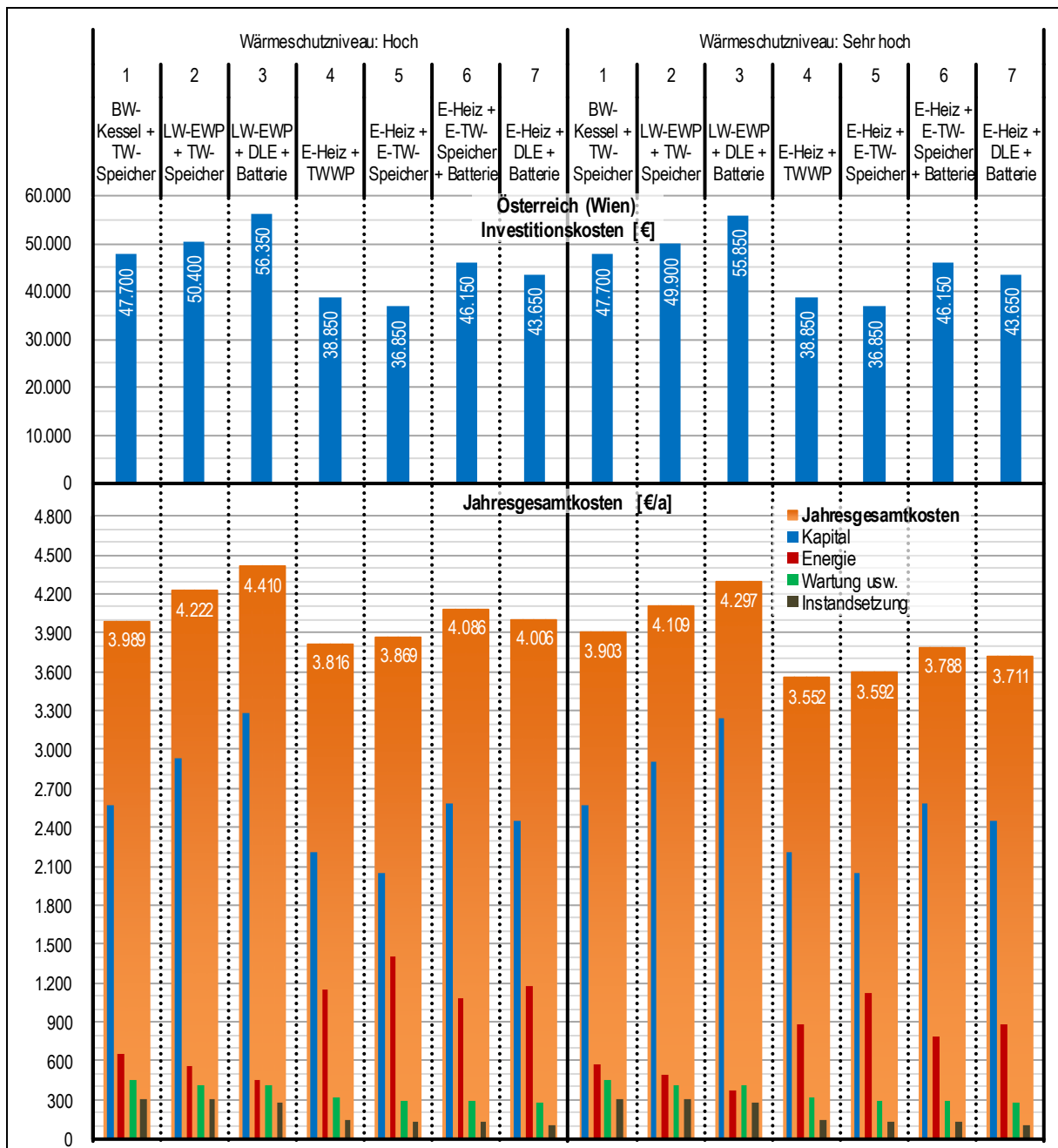


Abbildung 9 Kostenbilanz

Erkenntnisse und Ausblick

Für Gebäude ähnlich dem hier betrachteten Modellgebäude mit mindestens gutem baulichem Wärmeschutz (linke Hälfte des Diagramms) und PV-Anlage zur anteiligen Eigennutzung für Haushalts- und ggf. Heizstrom dürften direktelektrische Beheizung und Beheizung mit Gas-Brennwertkessel i. d. R. ein ähnliches Niveau der Jahresgesamtkosten erreichen. Auf Basis der derzeitigen Energiepreise – Elektroenergie ist in Österreich mehr als dreimal so teuer wie Gas – skalieren Elektrodirektheizungen aber besser mit dem Energiebedarf des Gebäudes; d. h. sie profitieren u. a. stärker von besserem baulichem Wärmeschutz. In der Folge ergeben sich beim hier betrachteten besseren Wärmeschutzniveau (rechte Diagrammhälfte) sichtbar geringere Jahresgesamtkosten für die direktelektrisch beheizten Varianten gegenüber der Variante mit Gas-Brennwertkessel.

Allerdings ist zu beachten, dass besserer Wärmeschutz zu bauseitigen Mehrkosten führt.¹⁰ Jedoch kann man der Betrachtung auch eine kostennormalisierte Herangehensweise auf Basis eines fixen Budgets zugrunde legen: Wenn eine Elektrodirektheizung (bei ambitioniertem baulichem Wärmeschutz) i. d. R. zu geringeren anlagenseitigen Jahresgesamtkosten führt, so kann diese Ersparnis in den besseren baulichen Wärmeschutz investiert werden.

In der Gesamtschau erscheint Elektrodirektheizung in Kombination mit PV für gut bis sehr gut wärmegeämmte Gebäude wirtschaftlich interessant bis vorteilhaft im Vergleich zur Gasheizung mit PV unter ansonsten gleichen Randbedingungen.

Während Gas-Brennwertkessel zwar eine etablierte, bewährte und ausgereifte Technologie darstellen, bieten sie gleichzeitig kein nennenswertes Potenzial mehr für eine Effizienzsteigerung und/oder Preissenkung. Im Gegensatz dazu sind PV-Anlagen und elektrochemische Batterien in diesem Kontext und dieser Größenordnung noch vergleichsweise jung.

Im Laufe der großflächigen Marktdurchdringung von dachmontierten PV-Anlagen sind deren Preise in der Vergangenheit drastisch gesunken. Mit Blick auf die längerfristige Entwicklung suggerieren viele Quellen jedoch, dass die Preiskurve sich einer Stagnation nähert. Weitere Preissenkungen sind zwar denkbar, dürften aber geringer ausfallen als in der Vergangenheit.

Im Vergleich dazu haben elektrochemische Batterien zum Zweck der Kurzzeitspeicherung von PV-Erträgen gerade erst begonnen, sich am Markt zu etablieren. In seiner Anfangszeit war dieser immer noch junge Markt zwischen blei- und lithium-ionen-basierten Batterietechnologien aufgeteilt; heute wird er praktisch von lithium-ionen-basierten Technologien dominiert. Diese zügige und immer noch andauernde Entwicklung wird wesentlich von der Elektromobilität und ihrem gewaltigen Bedarf an Hochleistungs-/kapazitätzellen und den einhergehenden technischen Entwicklungen und Skaleneffekten angetrieben. Darüber hinaus wird gegenwärtig angenommen, dass alte Traktionsbatterien der Autoindustrie, welche ansonsten irgendwann zu einem Entsorgungsproblem werden könnten, mittelfristig wirtschaftlich sinnvoll für den stationären Einsatz umkonfiguriert und so zweitverwertet werden können (d. h. kostengünstiger als die Produktion neuer Zellen).

Mit der steigenden Nutzung volatiler erneuerbarer Energiequellen und der wachsenden Bedeutung von Energiespeichern nehmen auch die Entwicklungsbemühungen zu alternativen Batterietechnologien zu, welche besser für den stationären Einsatz geeignet sind (z. B. Redox-Flow-Systeme) – obgleich aktuell nicht von einer wirtschaftlichen Macht wie der Autoindustrie vorangetrieben.

Vor diesem Hintergrund ist anzunehmen, dass die Preise für PV-Batterien innerhalb der absehbaren Zukunft immer noch sinken können.

Ebenfalls ist zu erwarten, dass Energie aus erneuerbaren Quellen in Relation zu konventionellen Energiequellen billiger wird als heute (z. B. durch Einführung/Erhöhung von Emissionsabgaben auf fossile Energieträger). Das heißt nicht, dass Energie günstiger wird als heute; jedoch dürften die Preise fossiler Energieträger mittelfristig stärker ansteigen als die Preise für Energie aus erneuerbaren Quellen.

Bei der Interpretation obiger Ergebnisse ist zu berücksichtigen, dass diese stark von den unterstellten Randbedingungen abhängen. Beispielsweise würde eine verkürzte Lebensdauer einer Komponente zu höheren Kapitalkosten führen als ursprünglich geplant

¹⁰Die vorliegende Studie berücksichtigt Investitionskosten allein auf Anlagenseite – Baukosten sind nicht Betrachtungsgegenstand.

(siehe auch Abbildung 4). Förderungen hingegen (z. B. Verringerung der Investitionskosten oder des Zinssatzes) würden zu geringeren Kapitalkosten führen. Auch sind die Ergebnisse nicht zwingend auf merkliche Abwandlungen der betrachteten Anlagenkonstellationen übertragbar (z. B. deutlich größere/kleinere PV-Anlage, Gas-Brennwertkessel mit Solarthermie statt PV-Anlage usw.).

4 Bedeutung und Einfluss der direktelektrischen Beheizung von Wohngebäuden

4.1 Anzahl geeigneter Gebäude

Stromerzeugung ist – je nach verwendeter Technologie – oft mit hohen Kosten und wesentlichen Folgen für die Umwelt verbunden. Gleichzeitig ist Elektroenergie – als pure Exergie – eine hochgradig universelle und sehr hochwertige Energieform. Daher kann die „Verbrennung“ von Strom zur Gebäudebeheizung als eine verschwenderische Nutzung dieser Energieform angesehen werden. Auf der anderen Seite ist die Vision einer gänzlich auf Strom beruhenden Energiewirtschaft vor dem Hintergrund der wachsenden Bestrebungen um eine Stromversorgung auf Basis erneuerbarer Energien (netzzentral und dezentral) wesentliches Thema der gegenwärtigen Diskussion (z. T. unter Schlagworten wie *All-Electric World* oder *All-Electric Society*).

Wenn man sowohl die zunehmenden Anteile erneuerbarer Energien im Strommix als auch die steigende Energieeffizienz und den sinkenden Heizenergieverbrauch von Gebäuden berücksichtigt, kann die elektrische Beheizung von Gebäuden sowohl wirtschaftlich als auch ökologisch attraktiver werden. Dennoch sollte der hohe Wert von Elektroenergie berücksichtigt und Elektrodirektheizung nur in hocheffizienten Gebäuden eingesetzt werden.

Im Rahmen dieser Studie wird davon ausgegangen, dass – im Wesentlichen angetrieben durch nationale EPBD-Umsetzungen – neue Wohngebäude ab etwa 2016 effizient genug für eine direktelektrische Beheizung sind. Abbildung 10 vermittelt einen groben Überblick zu den jährlich errichteten Wohneinheiten in Österreich. Von 2016 bis 2019 wurden ca. 270.000 Wohneinheiten errichtet. Mit Blick auf die letzten 15 Jahre kann davon ausgegangen werden, dass zwischen 35.000 und 80.000 Wohneinheiten jährlich hinzukommen – wird sich jedoch am starken Anstieg des Bauaufkommens in jüngerer Zeit orientiert, muss für die nächsten Jahre eher ein Zuwachs zwischen 60.000 und 100.000 Wohneinheiten pro Jahr angenommen werden.

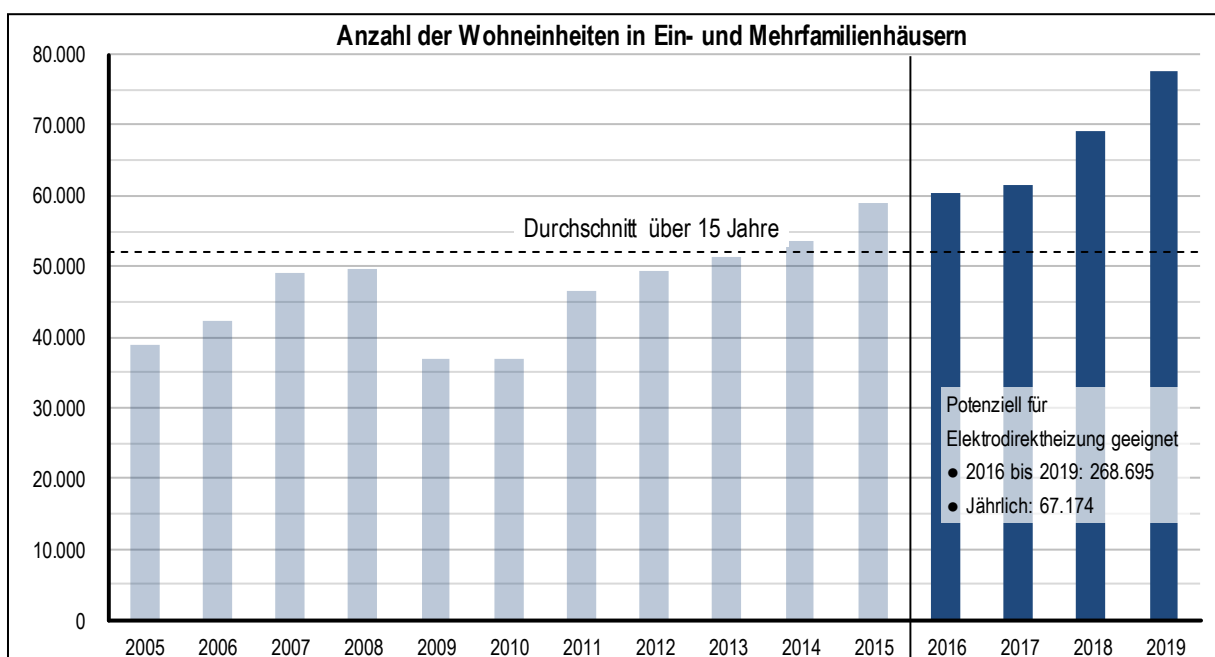


Abbildung 10 Anzahl der neuen Wohneinheiten 2005–2019

4.2 Ökologische Kennwerte

4.2.1 Allgemeines

In Kapitel 3.2.3 wurden der Primärenergiebedarf und die Treibhausgasemissionen des Modellgebäudes in 2 verschiedenen Wärmeschutzniveaus und 7 verschiedenen Anlagentechnikvarianten für die aktuell geltenden Primärenergie-/Emissionsfaktoren gezeigt. Im vorliegenden Kapitel werden die obigen Ergebnisse nach hauptsächlichem Wärmeerzeuger aggregiert und einer Sensitivitätsanalyse für den jeweiligen Kennwert von Elektroenergie unterzogen (Ergebnisse siehe 4.2.3). Dies erlaubt eine etwas allgemeinere Beurteilung des Einflusses oder der Möglichkeiten der Elektrodirektheizung mit PV in gut bis sehr gut wärmegeprägten Wohngebäuden jetzt und in naher Zukunft – im Vergleich zu Gasheizungen (ebenfalls mit PV).

Diese Betrachtung konzentriert sich auf Primärenergie als die wesentliche Zielgröße, welche durch die EPBD herangezogen wird und in nationalen Energieausweisen zu verwenden ist, führt aber auch Treibhausgasemissionen auf. In jedem Land innerhalb des Gültigkeitsbereichs der EPBD sollten nunmehr gebäudeenergiesparrechtliche Regelungen existieren, welche den zulässigen Primärenergiebedarf neuer Gebäude begrenzen. Kapitel 4.2.2 zeigt einen kurzen Exkurs zu Primärenergie und ihren Korrelationen mit anderen ökologischen Indikatoren.

4.2.2 Exkurs: Primärenergie und andere Indikatoren zum Umwelteinfluss

Primärenergie fasst den Gesamtaufwand, sozusagen die „Gesamtkosten“, für Erschließung/Extraktion, Verarbeitung und Transport/Bereitstellung einer Menge an Endenergie zusammen – und zwar in Form von Energie (siehe auch 2.2 / Abbildung 1). Sie kann als Werkzeug zur Beschreibung der Gesamt(-energie-)effizienz von komplexen Energieversorgungsketten und deren Kombinationen verstanden werden. Bei der netzgebundenen Stromversorgung sind die wesentlichen Einflüsse die Effizienz der Erzeugung und der Verteilung. Wenn beispielsweise in Österreich eine bestimmte Menge Strom (Endenergie) aus dem Netz bereitgestellt werden muss, wird hierfür von einem Mehraufwand von 2 % ausgegangen, was zu einem Primärenergiebedarf von 102 % führt (entsprechend beträgt der Primärenergiefaktor für den Netzstrommix $f_{P,EI} = 1,02$).

Die Menge an Primärenergie, die zur Bereitstellung einer gewissen Menge an Elektroenergie benötigt wird, schwankt im Tagesverlauf (in Abhängigkeit von der Energiebilanz zwischen den unterschiedlichen Kraftwerken) und verändert sich auch mittel-/langfristig (in Abhängigkeit von Änderungen am Kraftwerksmix). Daher sind Primärenergiefaktoren – als bloßes wissenschaftliches Instrument zur Modellierung von Energielieferketten und deren Kombinationen (welche sich bei Elektroenergie vergleichsweise schnell ändern können) – vergleichsweise volatil. Gleichzeitig wird die Größe *Primärenergiefaktor* zur Beschränkung des zulässigen Primärenergiebedarfs von Gebäuden im Rahmen gesetzlicher Regelungen verwendet – diese durch Regelungen festgelegten Primärenergiefaktoren können wesentlichen Einfluss darauf haben, wie Gebäude gebaut werden dürfen bzw. wie sie nicht gebaut werden dürfen. Um eine gewisse Rechts- und Planungssicherheit zu gewährleisten, werden Primärenergiefaktoren zur Verwendung im Rahmen solcher gesetzlichen Regelungen (z. B. Energieausweiserstellung) üblicherweise für längere Zeitspannen festgelegt und nur in größeren Abständen angepasst. Daher können diese „gesetzlichen“ Primärenergiefaktoren die tatsächlichen (Echtzeit-)Primärenergiefaktoren nur als längerfristige Mittelwerte approximieren. Darüber hinaus können in bestimmten Situationen

auch politische Entscheidungen zur Steuerung des Energiemixes in eine bevorzugte Richtung eine Rolle spielen.

In Primärenergiebilanzen wird üblicherweise nur der nicht erneuerbare Anteil als Aufwand gewertet, so auch nach österreichischer OIB-RL 6 [5] und deutschem GEG [13]. I. d. R. korreliert der Strom-Primärenergiefaktor recht gut mit dem EE-Anteil an der Stromproduktion. Ein Primärenergiefaktor nahe 0 würde bedeuten, dass der gesamte Strom aus erneuerbaren Quellen gewonnen wird, wohingegen einem EE-Anteil von 0 % ein Faktor in der Größenordnung 3 zugeordnet wird – hierbei handelt es sich jedoch nur um eine ungefähre Größenordnung, wenn auch allgemein akzeptiert.¹¹ Auch unterliegt der Zusammenhang noch weiteren Einflüssen, sodass die tatsächliche Korrelation nicht zwingend eine ideale lineare Funktion sein muss. Abbildung 11 zeigt den ungefähren Verlauf (rote dicke Linie) und beispielhaft den österreichischen und deutschen Primärenergiefaktor für Strom.

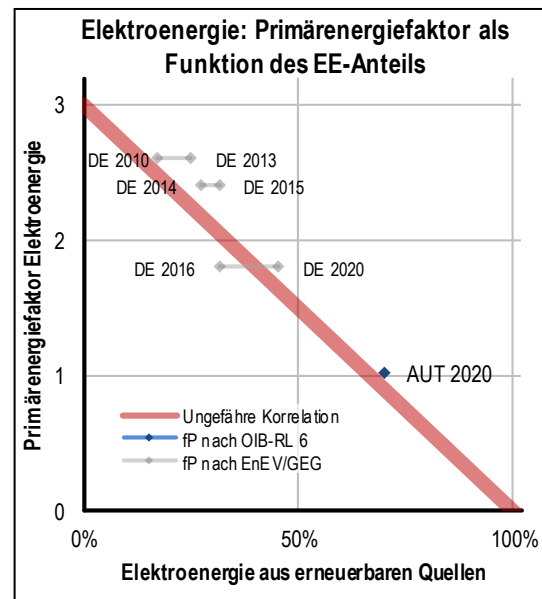


Abbildung 11 Primärenergiefaktor von Elektroenergie als Funktion des EE-Anteils an der Stromproduktion und Beispielwerte OIB-RL 6 sowie EnEV/GEG

Während der Primärenergiefaktor für Elektroenergie gut mit dem EE-Anteil der Stromproduktion korreliert, wird es deutlich komplizierter, sobald es um Treibhausgasemissionen geht. Die Treibhausgasemissionen der in der Stromproduktion eingesetzten Energieträger unterscheiden sich drastisch. Auch sind geringe Treibhausgasemissionen eines Energieträgers nicht zwingend gleichbedeutend mit geringem Primärenergieaufwand – beispielsweise wird Atomenergie i. d. R. primärenergetisch als sehr schlecht bewertet, hinsichtlich Treibhausgasemissionen¹² jedoch als sehr gut. Das bedeutet, dass die Korrelation zwischen Primärenergiefaktor und dem Anteil erneuerbarer Energien deutlich stärker vom landesspezifischen Kraftwerks-/Energieträgermix abhängt. Jedoch lässt sich sagen, dass mit sinkenden Primärenergiefaktoren – wesentlich bedingt durch die Substitution alter Kohle-/Öl-/Gas-Kraftwerke durch EE-Kraftwerke – üblicherweise auch sinkende Treibhausgasemissionen einhergehen.

4.2.3 Aggregierte Ergebnisse

Während davon auszugehen ist, dass sich die Primärenergie- und Emissionsfaktoren für Erdgas praktisch nicht mehr nennenswert ändern¹³, waren in den letzten Jahren deutliche Veränderungen bei der Stromproduktion zu beobachten – insbesondere die steigende Nutzung erneuerbarer Energiequellen. Dieser Trend wird mit einiger Wahrscheinlichkeit anhalten.

¹¹ Ein Primärenergiefaktor von $f_{P,El} = 3$ wird üblicherweise per Definition für Atomenergie verwendet – dies kann von Land zu Land etwas abweichen. Der Wert von 3 ergibt sich gleichermaßen bei einer Gesamteffizienz der Erzeugung und Verteilung von 33 % – dies entspricht einem Mix aus modernen und älteren Kraftwerken auf Basis fossiler Energieträger und spiegelt damit durchschnittliche Verhältnisse der größtenteils nicht erneuerbaren Stromproduktion wider.

¹² Je nach Quelle werden Emissionen bis zu ca. 110 g/kWh_{El} (CO₂-Äquivalent) für Atomstrom genannt. Im Vergleich hierzu verursacht Erdgas Emissionen von ca. 240 g/kWh_{Wärme} – wird hierbei eine Effizienz von 40 % für Stromerzeugung und -verteilung unterstellt, werden daraus 600 g/kWh_{El}.

¹³ Für (fossiles) Erdgas dürfte der zusätzliche Aufwand für Erschließung/Förderung, Transport und Bereitstellung für die absehbare Zukunft mit hoher Wahrscheinlichkeit auf dem gegenwärtigen Niveau bleiben. Daher ist keine Verringerung des zugehörigen Primärenergiefaktors zu erwarten. Vielmehr könnte argumentiert werden, dass der Faktor von 1,0, wie er in den meisten Ländern verwendet wird, eine ziemlich optimistische Vereinfachung darstellt und daher eher noch erhöht werden müsste. In Österreich und Deutschland wird ein realistischerer Wert von 1,1 verwendet.

Bislang wird der Begriff Gas im Sinne der netzgebundenen Energiequelle mit fossilem Erdgas assoziiert. Dieses Begriffsverständnis mag sich zukünftig ändern, wenn/falls Gas aus erneuerbaren Quellen (z. B. Biogas, Power-to-Gas-Technologien) in nennenswerten Mengen ins Gasnetz eingespeist wird. Mit Blick auf die vergangenen und gegenwärtigen Entwicklungen in dem Bereich ist jedoch nicht von einer ähnlich rasanten Zunahme wie bei erneuerbaren Energien im Stromsektor auszugehen – zumindest derzeit.

Die nachfolgenden beiden Abbildungen zeigen einmal den Primärenergiebedarf und einmal die Treibhausgasemissionen (CO₂-Äquivalent) des Modellgebäudes – d. h. den Aufwand für den Betrieb der Anlagentechnik nach PV ohne Boni – in Abhängigkeit vom Primärenergiefaktor für Elektroenergie, gemittelt über beide Wärmeschutzniveaus, für folgende Versorgungsvarianten:

- BW-Kessel + TW-Speicher (Variante 1): Neues Gebäude mit Gasheizung und PV
- Mittelwert der Varianten 2 und 3) LW-EWP: Neues Gebäude mit Wärmepumpe und PV
- Mittelwert der Varianten 4 bis 7) E-Heizung: Neues Gebäude mit direktelektrischer Heizung und PV

Beide Kennwerte werden nachfolgend als Absolutwerte in Kilowattstunden bzw. Kilogramm pro Jahr und als Prozentsatz bezogen auf die Gas-Variante dargestellt.

Es wird unterstellt, dass PV-Eigennutzung und der hierdurch substituierte Netzbezug gleichwertig sind.

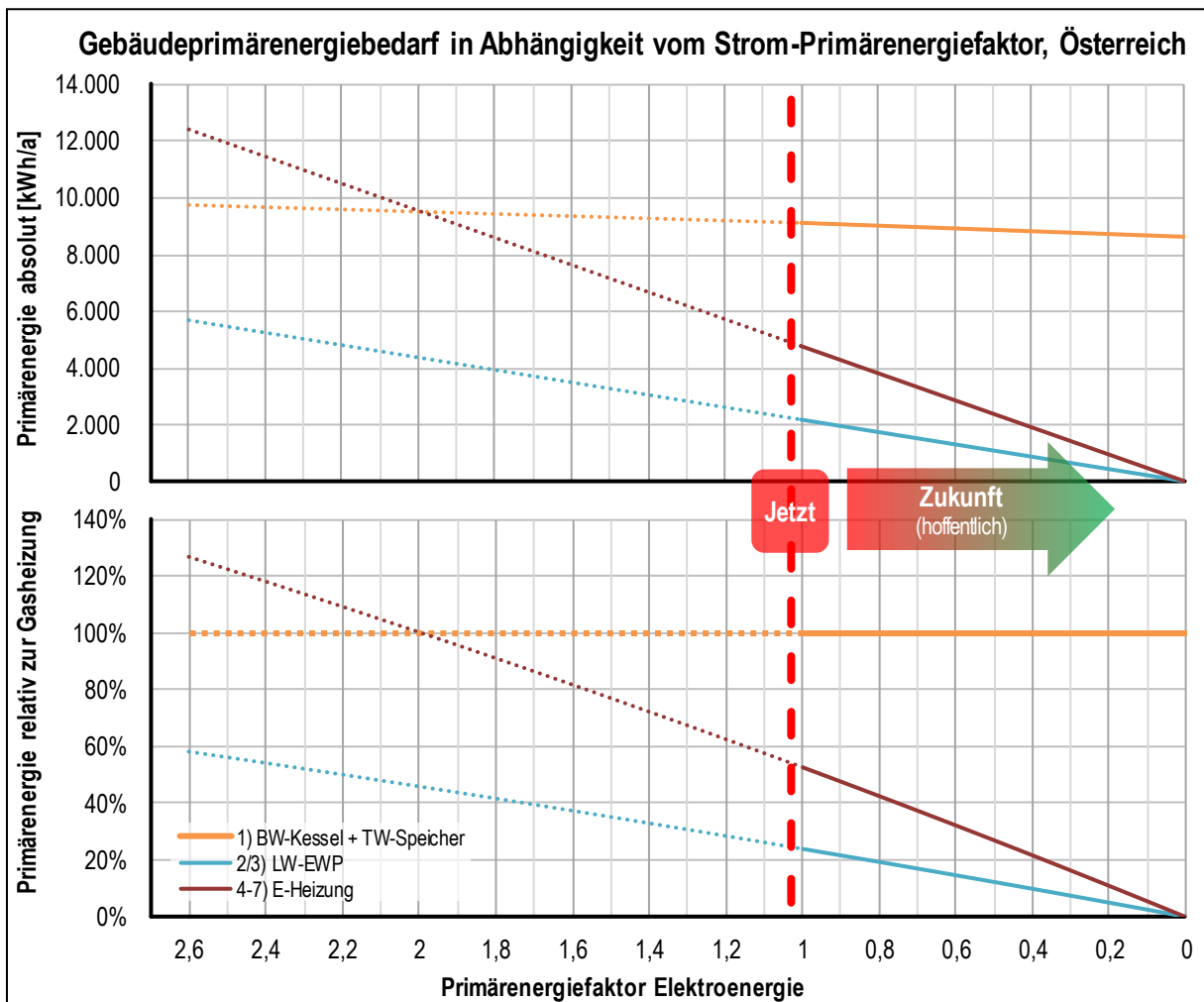


Abbildung 12 Primärenergiebedarf Modellgebäude; Aufwendungen für Anlagentechnik nach PV ohne Boni

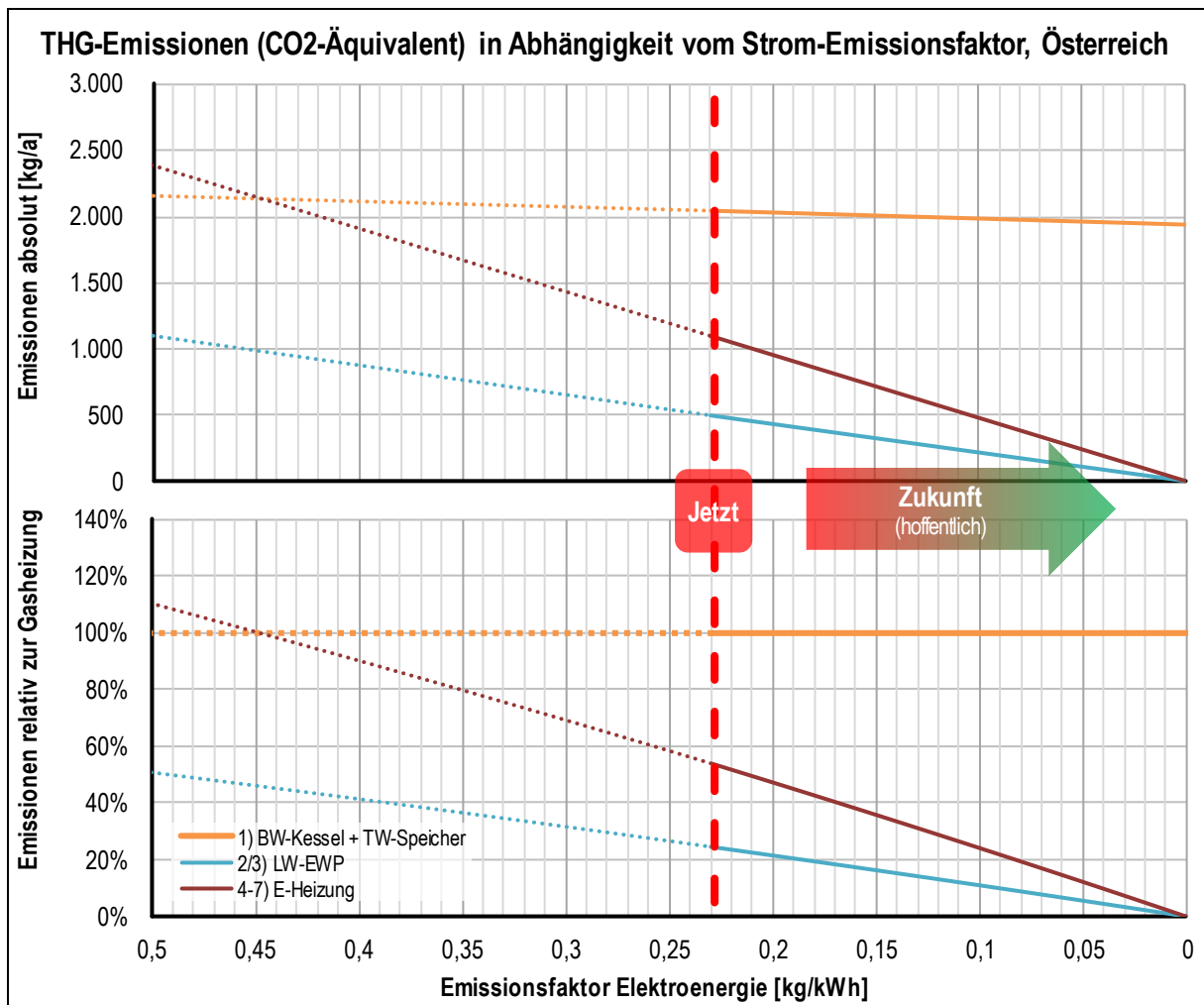


Abbildung 13 Treibhausgasemissionen Modellgebäude; Aufwendungen Anlagentechnik nach PV ohne Boni, Emissionsfaktoren nach OIB-RL 6

Erkenntnisse

Im Vergleich der hier betrachteten Anlagentechnikvarianten des Modellgebäudes (2.3.1) – mit identischer PV-Anlage für alle Varianten – zeigt sich, dass für ein neues Einfamilienhaus mit gutem bis sehr gutem baulichem Wärmeschutz die Varianten für eine mittlere Gasheizung und eine mittlere Elektrodirektheizung bei einem Strom-Primärenergiefaktor von ungefähr 2 primärenergetischen Gleichstand erreichen. Mit dem aktuellen österreichischen Strom-Primärenergiefaktor von gerade einmal 1,02 für den nicht erneuerbaren Anteil beträgt der Primärenergiebedarf des direktelektrisch beheizten Modellgebäudes bereits nur noch reichlich die Hälfte dessen eines vergleichbaren gasbeheizten Modellgebäudes. Diese Verhältnisse zeigen sich praktisch deckungsgleich für die Treibhausgasemissionen, wenn von den Emissionsfaktoren nach OIB-Richtlinie 6 ausgegangen wird. Gleichstand wäre hier bei ca. 450 g/kWh für Strom erreicht worden; jedoch liegt der aktuelle Emissionsfaktor für Netzstrom bereits deutlich darunter, sodass die Elektrodirektheizungsvarianten gerade einmal etwas mehr als die Hälfte der Emissionen der Vergleichsvariante mit Gas erzeugen.

Hierbei wurde allein die Gebäudekonditionierung betrachtet – eventuelle Boni für PV-Eigennutzung für Haushaltsstrom und/oder Einspeisung wurden nicht berücksichtigt.

Im Gegensatz hierzu besteht praktisch kein Potenzial, um Erdgas als Energieträger und Brennwertkessel als Technologie hinsichtlich Effizienz, Primärenergiebedarf und Schadstoff-

/Treibhausgasausstoß¹⁴ besser zu machen, als sie bereits sind. Unabhängig davon kann und sollte die Gasinfrastruktur natürlich für umweltfreundlichere Alternativen verwendet werden, falls/wenn und wo diese verfügbar sind.

Es muss beachtet werden, dass ein Vergleich wie der vorliegende sehr stark von den unterstellten Randbedingungen und getroffenen Annahmen abhängt. Beispielsweise können sich bei schlechterem oder noch besserem baulichen Wärmeschutz andere Ergebnisse zeigen.

Der hier dargestellte Ergebnisvergleich unterstellt dieselbe Art von PV-Anlage für jede Variante, also auch bei Gasheizung. Bei einer Gegenüberstellung von Elektrodirektheizung mit PV und Gasheizung ohne PV würde die Elektroheizung primärenergetisch vergleichsweise besser abschneiden, als hier dargestellt (bzw. die Gasheizung vergleichsweise schlechter) – diese Veränderung würde jedoch auch die Kostenbilanz zugunsten der Gasheizung verschieben.

¹⁴Primärenergieaufwand und Treibhausgasemissionen eines Energieträgers sind verschiedene Dinge; jedoch gibt es üblicherweise eine gewisse Korrelation zwischen beiden Größen, in welcher beim Sinken/Steigen der einen Größe sich die andere in derselben Richtung ändert (z. B. bei wesentlichen Änderungen der Stromproduktion, wie dem Austausch alter Kraftwerke durch neuere und effizientere oder durch zunehmende Nutzung annähernd CO₂-neutraler erneuerbarer Energien). Das heißt, dass die hier ersichtlichen Verhältnisse zwischen unterschiedlichen Energieträgern (Erdgas vs. Netzstrom) nicht zwingend eins-zu-eins auf Treibhausgasemissionen übertragbar sind; aber die grundsätzlichen Tendenzen sind es i. d. R. schon. Jedoch gibt es auch Ausnahmen hierzu – beispielsweise wird Atomstrom üblicherweise mit einem hohen Primärenergiefaktor von ca. 3 bewertet, wohingegen er nur vergleichsweise geringe Treibhausgasemissionen verursacht. Siehe auch 4.2.2

Quellen und weiterführende Literatur

- [1] ITG Dresden on behalf of EUHA Electric Underfloor Heating Alliance, *Energy Efficiency and Cost Effectiveness of Electrical Heating in Combination with Photovoltaic Systems; Detailed considerations for Germany, Czech Republic, France, the Netherlands and Sweden + Extrapolation [...]*, Dresden, 12.10.2020.
- [2] CEN European Committee for Standardization, *EN 15316:2017 Energy performance of buildings -- Methods for calculation of system energy requirements and system efficiencies; All parts*, 2017.
- [3] DIN Deutsches Institut für Normung e.V., *DIN V 18599:2011-12 Energetische Bewertung von Gebäuden -- Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung -- Teile 1 bis 11*, 2011.
- [4] DIN Deutsches Institut für Normung e.V., *DIN V 18599:2018-09 Energetische Bewertung von Gebäuden -- Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwasser und Beleuchtung -- Teile 1 bis 11*, 09/2018.
- [5] OIB Österreichisches Institut für Bautechnik, *OIB-RL 6:2019-04 OIB-Richtlinie 6 Energieeinsparung und Wärmeschutz OIB-330.6-026719*, Wien, 04/2019.
- [6] Dr.-Ing. Markus Lichtmeß, Goblet Lavandier & Associates, *Vereinfachte Bestimmung der Eigenstromnutzung von PV-Anlagen in einer Monatsbilanz für Wohngebäude. Studie mit Unterstützung des Wirtschaftsministeriums Luxemburg [...]*, Luxemburg, 03/2016.
- [7] JRC PVGIS Photovoltaic Geographical Information System of the Joint Research Centre of the European Commission, *Location-specific TMY data for the Period 2007-2016, PVGIS 5 interface; Data licenced under the Creative Commons Attribution 4.0 International (CC BY 4.0) licence (<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)*, At the time of writing accessible through <https://ec.europa.eu/jrc/en/PVGIS/tools/tmy>.
- [8] IINAS GmbH – Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien, *GEMIS Globales Emissions-Modell integrierter Systeme*.
- [9] VDI Verein Deutscher Ingenieure, *VDI 2067-1:2012-09 Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen, Grundlagen der Kostenberechnung / Economic efficiency of building installations, Fundamentals and economic calculation*, 09/2012.
- [10] BTGA Bundesindustrieverband Technische Gebäudeausrüstung e.V., *BTGA 3.001:2015-03 Wartung heizungstechnischer Anlagen - Richtzeiten für die Durchführung*, 03/2015.
- [11] Umweltbundesamt (Österreich) GmbH, *CO2-Rechner*, Zum Zeitpunkt des Aufrufs erreichbar unter <https://secure.umweltbundesamt.at/co2mon/co2mon.html>, 10/2019.
- [12] E-Control Energie-Control Austria AöR, *Stromkennzeichnungsbericht 2020*, Wien, 07/2020.
- [13] *GEG:2020-08-08 Gesetz zur Vereinheitlichung des Energieeinsparrechts [...]* vom 8. August 2020; *Artikel 1 Gesetz zur Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden (Gebäudeenergiegesetz - GEG)*, Veröffentlicht im Bundesgesetzblatt Jahrgang 2020 Teil I Nr. 37 vom 13.08.2020; Bonn.
- [14] *EnEV 2014: Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden (...)* vom 27. Juli 2007 (...), zuletzt geändert durch *Artikel 1 der Verordnung vom 18. November 2013 (BGBl. I S. 3951)*.
- [15] EUROSTAT Statistical Office of the European Union, *Cooling and heating degree days by country -- monthly data (nrg_chdd_m)*, At the time of writing accessible through <https://ec.europa.eu/eurostat/data/database>.
- [16] EUROSTAT Statistical Office of the European Union, *Gas prices for household consumers -- bi-annual data (from 2007 onwards) (nrg_pc_202)*, At the time of writing accessible through <https://ec.europa.eu/eurostat/data/database>, 04/2020.
- [17] EUROSTAT Statistical Office of the European Union, *Electricity prices for household consumers -- bi-annual data (from 2007 onwards) (nrg_pc_204)*, At the time of writing accessible through <https://ec.europa.eu/eurostat/data/database>, 04/2020.
- [18] STATISTIK AUSTRIA Bundesanstalt Statistik Österreich, *2005 bis 2019 fertiggestellte Wohnungen und Gebäude, nach der Registerzählung 2011 bis Ende 2019 gemeldete Wohnungsabgänge, fortgeschriebener Wohnungsbestand Ende 2019*, Zur Zeit des Aufrufs verfügbar unter http://www.statistik.at/web_de/statistiken/menschen_und_gesellschaft/wohnen/wohnungs_und_gebaeudeerrichtung/fertigstellungen/index.html, 09/2020.

Anhang

Effizienz Wärmepumpen

Tabelle 7 Leistungszahlen für Luft-Wasser-Elektrowärmepumpen nach DIN V 18599:2011-12

Quellentemperatur [°C] (Außenluft)	Leistungszahl		
	$\vartheta_{VL} = 35\text{ °C}$	$\vartheta_{VL} = 45\text{ °C}$	$\vartheta_{VL} = 55\text{ °C}$
-7	2,8	2,3	1,9
2	3,2	2,7	2,1
7	3,8	3,2	2,6

Tabelle 8 Resultierende Jahresarbeitszahlen der Beispielberechnungen

Variante	Jahresarbeitszahl Wärmepumpe	
	Heizung	Trinkwassererwärmung
2 LW-EWP + TW-Speicher	3,5	2,2
3 LW-EWP + DLE + Batterie	3,3	—
4 E-Heiz + TWWP	—	2,5

Gradtage

Tabelle 9 Gradtage auf Basis monatsmittlerer Werte für Heizgrenztemperatur 10 °C; berechnet aus TRY-/TMY-Daten [4, 7]

Land	Σ	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
Deutschland Potsdam (deutsches Testrefe- renzjahr)	1.169	279	227	164	24	0	0	0	0	0	16	177	282
Österreich Wien 48°12'N 16°22'E	1.120	301	252	140	0	0	0	0	0	0	3	180	245

Solarstrahlung

Zur Ermittlung des PV-Ertrags wird die Normalstrahlung der TRY-/TMY-Daten in die Strahlungsintensität auf die südliche Dachhälfte umgerechnet.

Tabelle 10 Mittlere solare Strahlungsintensität [W/m²], S 37°; berechnet aus TRY-/TMY-Daten [4, 7]

Land	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
Deutschland Potsdam (deutsches Testrefe- renzjahr)	53	55	122	216	224	233	201	196	158	114	42	27
Österreich Wien 48°12'N 16°22'E	39	77	146	269	240	231	187	242	166	112	76	51

Energiebilanz und -kosten

Die nachfolgenden Tabellen zeigen von links nach rechts folgende Ergebnisse:

- Endenergiebedarf des gesamten Gebäudes vor PV
 - Hinsichtlich Nutzung: Anlagentechnik (TGA), Haushaltsgeräte
 - Hinsichtlich Energiequelle: Summe Erdgas, Summe Strom
- PV-Ertrag
 - Summe
 - Hinsichtlich Eigennutzung: TGA, Haushalt
 - Einspeisung

- Energiebilanz Netz Gebäude
 - Gasverbrauch
 - Elektroenergie (Bilanz auf Basis von Momentanwerten und jährlichen Werten¹⁵)
 - Verbrauch: TGA, Haushalt
 - Einspeisung
- Energiekosten
 - Gasverbrauch
 - Elektroenergie (auf Basis von Momentanwerten)
 - Verbrauch: TGA, Haushalt
 - Einspeisung
 - Summe
- Primärenergiebedarf und Treibhausgasemissionen (auf der Basis von Momentanwerten)
 - Energiebezug für TGA nach PV: Erdgas, Strom
 - Zusätzlicher PV-Ertrag: Haushalt, Einspeisung
 - Summe
 - Nur TGA nach PV
 - Nur TGA nach PV mit Boni für
 - über TGA-Bilanz hinausgehende PV-Eigennutzung (Haushaltsstrom),
 - eingespeisten PV-Erträge oder
 - beides

Einige Tabellenbereiche können sowohl positive als auch negative Werte enthalten – das Vorzeichen bezieht sich hierbei immer auf die in der obersten Kopfzeile genannte Größe (Bsp. „Energiekosten“: Positive Werte sind zu begleichende Kosten, negative Werte sind Vergütungen/Boni).

¹⁵In der Realität wird ein mit PV-Anlage versehenes Gebäude bei Betrachtung über ein ganzes Jahr praktisch immer sowohl Strom aus dem Netz beziehen als auch selbst erzeugten Strom einspeisen.

Die Momentanwertbilanz bezieht sich auf die zugrunde liegenden Berechnungsergebnisse auf der Basis von monatsmittleren Werten; sie entsprechen einer Schätzung dessen, was unter mittleren Bedingungen tatsächlich passieren würde. Dies entspricht einer getrennten Erfassung von Strombezug und Einspeisung, z. B. durch Messung mit entweder getrennten Zählern oder mit einem Zweirichtungszähler mit separater Erfassung von Bezug und Einspeisung.

Die Jahreswertbilanz verrechnet hingegen die jährlich aufsummierten Werte. In der Jahreswertbilanz zeigt sich für dasselbe Gebäude bei Betrachtung über ein ganzes Jahr zum Jahresende entweder nur Strombezug oder nur Einspeisung (oder ein gegenseitiger Ausgleich zu ± 0). Das Ergebnis der Jahreswertbilanz hängt allein vom Strombedarf des Gebäudes und der Stromproduktion der PV-Anlage ab – Eigennutzungs- und Einspeiseanteil haben keinen Einfluss.

Tabelle 11 Energiebilanz und -kosten

Wärmeschutz	Variante	Endenergiebedarf [kWh/a]								PV-Ertrag [kWh/a]				Netz-Gebäude-Bilanz [kWh/a]							Energiekosten[€/a]				
		TGA					Haushalt	Σ Gas	Σ Strom	Gesamt	Eigennutzung			Gas-bezug	Elektroenergiebilanz auf Basis von						Gas	Elektroenergie			Gesamt
		Wärme		Hilfsenergie							TGA	Haus-halt	Einspei-sung		Momentanwerten			Jahreswerten				Bezug		Einspei-sung	
		R ^a	W ^a	R ^a	W ^a	R ^a	Bezug		Einspei-sung	Bezug				Einspei-sung											
							TGA	Haushalt		TGA	Haushalt	TGA	Haushalt												
Gut	1 BW-Kessel + TW-Speicher	4.775	3.810	176	123	294	2.666	8.585	3.260	8.213	158	966	7.089	8.585	435	1.700	7.089	0	0	4.953	515	87	340	-284	659
	2 LW-EWP + TW-Speicher	1.418	1.702	101	43	294	2.666	0	6.225	8.213	1.274	966	5.973	0	2.284	1.700	5.973	0	0	1.988	0	457	340	-239	558
	3 LW-EWP + DLE + Batterie	1.744	1.651	172	0	294	2.666	0	6.528	8.213	1.586	1.899	4.728	0	2.386	794	4.728	0	0	1.686	0	477	159	-189	447
	4 EFBH + TWWP	4.851	1.493	0	43	294	2.666	0	9.347	8.213	1.510	951	5.753	0	5.171	1.716	5.753	811	323	0	0	1.034	343	-230	1.147
	5 EFBH + E-TW-Speicher	4.945	3.527	0	37	294	2.666	0	11.468	8.213	2.583	936	4.694	0	6.219	1.730	4.694	2.498	757	0	0	1.244	346	-188	1.402
	6 EFBH + E-TW-Speicher + Batterie	4.945	3.527	0	37	294	2.666	0	11.468	8.213	4.196	1.521	2.496	0	4.850	1.078	2.496	2.498	757	0	0	970	216	-100	1.086
	7 EFBH + DLE + Batterie	5.819	1.651	0	0	294	2.666	0	10.431	8.213	2.240	1.576	4.397	0	5.622	1.116	4.397	1.651	567	0	0	1.124	223	-176	1.172
Sehr gut	1 BW-Kessel + TW-Speicher	3.321	3.839	168	128	294	2.666	7.159	3.257	8.213	159	966	7.088	7.159	432	1.700	7.088	0	0	4.956	430	86	340	-284	573
	2 LW-EWP + TW-Speicher	985	1.699	81	43	294	2.666	0	5.770	8.213	1.149	966	6.098	0	1.954	1.700	6.098	0	0	2.444	0	391	340	-244	487
	3 LW-EWP + DLE + Batterie	1.280	1.650	152	0	294	2.666	0	6.042	8.213	1.366	1.958	4.888	0	2.124	729	4.888	0	0	2.171	0	425	146	-196	375
	4 EFBH + TWWP	3.374	1.490	0	43	294	2.666	0	7.868	8.213	1.300	966	5.947	0	3.902	1.700	5.947	0	0	345	0	780	340	-238	882
	5 EFBH + E-TW-Speicher	3.459	3.522	0	37	294	2.666	0	9.978	8.213	2.429	955	4.829	0	4.882	1.711	4.829	1.293	472	0	0	976	342	-193	1.126
	6 EFBH + E-TW-Speicher + Batterie	3.459	3.522	0	37	294	2.666	0	9.978	8.213	4.114	1.617	2.483	0	3.296	1.139	2.483	1.293	472	0	0	659	228	-99	788
	7 EFBH + DLE + Batterie	4.268	1.650	0	0	294	2.666	0	8.879	8.213	2.032	1.692	4.489	0	4.282	1.001	4.489	466	200	0	0	856	200	-180	877

^a H: (Raum-)Heizung, W: (Trink-)Wassererwärmung, L: Lüftung

Tabelle 12 Primär- und Emissionsbilanz

Wärmeschutz	Variante	Primärenergiebedarf [kWh/a]								Treibhausgasemissionen ^a [kg/a]							
		Bezug (TGA nach PV)		Zusätzlicher PV-Ertrag		Gesamt				Bezug (TGA nach PV)		Zusätzlicher PV-Ertrag		Gesamt			
		Gas	Strom	Haushalt	Einspeisung	TGA nach PV	mit Bonus für Eigen-nutzung Haushalt	mit Einspei-sebonus	mit beiden Boni	Gas	Strom	Haushalt	Einspeisung	TGA nach PV	mit Bonus für Eigen-nutzung Haushalt	mit Einspei-sebonus	mit beiden Boni
Gut	1 BW-Kessel + TW-Speicher	9.443	444	-985	-7.230	9.887	8.901	2.656	1.671	2.120	99	-219	-1.609	2.219	2.000	610	391
	2 LW-EWP + TW-Speicher	0	2.330	-985	-6.092	2.330	1.345	-3.762	-4.747	0	519	-219	-1.356	519	299	-837	-1.057
	3 LW-EWP + DLE + Batterie	0	2.434	-1.937	-4.823	2.434	497	-2.389	-4.326	0	542	-431	-1.073	542	111	-532	-963
	4 EFBH + TWWP	0	5.274	-970	-5.868	5.274	4.305	-593	-1.563	0	1.174	-216	-1.306	1.174	958	-132	-348
	5 EFBH + E-TW-Speicher	0	6.343	-955	-4.787	6.343	5.388	1.555	600	0	1.412	-213	-1.065	1.412	1.199	346	134
	6 EFBH + E-TW-Speicher + Batterie	0	4.947	-1.551	-2.546	4.947	3.395	2.400	849	0	1.101	-345	-567	1.101	756	534	189
	7 EFBH + DLE + Batterie	0	5.734	-1.608	-4.485	5.734	4.126	1.249	-358	0	1.276	-358	-998	1.276	918	278	-80
Sehr gut	1 BW-Kessel + TW-Speicher	7.875	441	-985	-7.230	8.316	7.331	1.086	101	1.768	98	-219	-1.609	1.867	1.647	257	38
	2 LW-EWP + TW-Speicher	0	1.993	-985	-6.220	1.993	1.007	-4.227	-5.212	0	444	-219	-1.384	444	224	-941	-1.160
	3 LW-EWP + DLE + Batterie	0	2.166	-1.997	-4.986	2.166	169	-2.820	-4.818	0	482	-445	-1.110	482	38	-628	-1.072
	4 EFBH + TWWP	0	3.980	-985	-6.066	3.980	2.994	-2.086	-3.072	0	886	-219	-1.350	886	666	-464	-684
	5 EFBH + E-TW-Speicher	0	4.979	-974	-4.925	4.979	4.005	54	-920	0	1.108	-217	-1.096	1.108	891	12	-205
	6 EFBH + E-TW-Speicher + Batterie	0	3.362	-1.649	-2.532	3.362	1.713	830	-820	0	748	-367	-564	748	381	185	-182
	7 EFBH + DLE + Batterie	0	4.368	-1.726	-4.579	4.368	2.642	-211	-1.936	0	972	-384	-1.019	972	588	-47	-431

^a Den Werten liegen die Emissionsfaktoren nach OIB-RL 6 zugrunde.

Kostenbilanz

Die nachfolgende Tabelle zeigt von links nach rechts folgende Ergebnisse:

- Anlagentechnisch bedingte Investitionskosten (siehe 2.7.3)
- Jährliche Kapitalkosten auf Basis eines Zinssatzes von 3 % und üblichen Lebensdauern
- Jährliche Energiekosten auf Basis der Jahreswertbilanz zwischen Energienetz und Gebäude für die Niederlande und auf der Basis der Momentanwertbilanz für alle anderen Länder
- Jährliche Betriebskosten
 - Reguläre Inspektionen/Wartung, Versicherung
 - Reparaturen, welche nicht durch reguläre Wartungsausgaben gedeckt sind (gemittelt über Lebensdauer)
- Jahresgesamtkosten

Tabelle 13 Kostenbilanz

Wärme-schutz	Variante	Investiti-onskosten	Jahreskosten				
			Kapital	Energie	Wartung usw.	Instand-setzung	Gesamt
Gut	1 BW-Kessel + TW-Speicher	47.700 €	2.574 €/a	659 €/a	456 €/a	301 €/a	3.989 €/a
	2 LW-EWP + TW-Speicher	50.400 €	2.939 €/a	558 €/a	415 €/a	310 €/a	4.222 €/a
	3 LW-EWP + DLE + Batterie	56.350 €	3.277 €/a	447 €/a	405 €/a	282 €/a	4.410 €/a
	4 EFBH + TWWP	38.850 €	2.205 €/a	1.147 €/a	315 €/a	149 €/a	3.816 €/a
	5 EFBH + E-TW-Speicher	36.850 €	2.048 €/a	1.402 €/a	290 €/a	129 €/a	3.869 €/a
	6 EFBH + E-TW-Speicher + Batterie	46.150 €	2.582 €/a	1.086 €/a	290 €/a	129 €/a	4.086 €/a
	7 EFBH + DLE + Batterie	43.650 €	2.445 €/a	1.172 €/a	280 €/a	110 €/a	4.006 €/a
Sehr gut	1 BW-Kessel + TW-Speicher	47.700 €	2.574 €/a	573 €/a	456 €/a	301 €/a	3.903 €/a
	2 LW-EWP + TW-Speicher	49.900 €	2.903 €/a	487 €/a	415 €/a	305 €/a	4.109 €/a
	3 LW-EWP + DLE + Batterie	55.850 €	3.240 €/a	375 €/a	405 €/a	277 €/a	4.297 €/a
	4 EFBH + TWWP	38.850 €	2.205 €/a	882 €/a	315 €/a	149 €/a	3.552 €/a
	5 EFBH + E-TW-Speicher	36.850 €	2.048 €/a	1.126 €/a	290 €/a	129 €/a	3.592 €/a
	6 EFBH + E-TW-Speicher + Batterie	46.150 €	2.582 €/a	788 €/a	290 €/a	129 €/a	3.788 €/a
	7 EFBH + DLE + Batterie	43.650 €	2.445 €/a	877 €/a	280 €/a	110 €/a	3.711 €/a