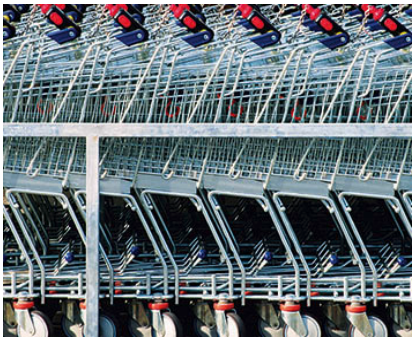
Wuppertal Institut
für Klima, Umwelt, Energie
GmbH

DISKUSSIONSPAPIER

Konsistenz und Aussagefähigkeit der Primärenergie-Faktoren für Endenergieträger im Rahmen der EnEV

im Auftrag von Zukunft ERDGAS e.V., Berlin und
Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW), Bonn



Verfasser

Dietmar Schüwer
Thomas Hanke
Dr. Hans-Jochen Luhmann

Wuppertal, 18. Dezember 2015

Auftraggeber:

Zukunft ERDGAS e.V., Berlin und
Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW), Bonn

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:

Wuppertal Institut (2015): Konsistenz und Aussagefähigkeit der Primärenergie-Faktoren für Endenergieträger im Rahmen der EnEV. Diskussionspapier unter Mitarbeit von Dietmar Schüwer, Thomas Hanke und Hans-Jochen Luhmann. Wuppertal, Dezember 2015.

Autoren

Dietmar Schüwer (Projektleitung)
Thomas Hanke
Dr. Hans-Jochen Luhmann

Mit Unterstützung durch:
Philipp Schaube

Projektleitung

Dipl.-Ing. Dietmar Schüwer
Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH
Forschungsgruppe 1 Zukünftige Energie- und Mobilitätsstrukturen
Döppersberg 19
42103 Wuppertal
Deutschland
Tel.: +49 202/2492-288
Fax: +49 202/2492-198
E-Mail: dietmar.schuewer@wupperinst.org
Web: www.wupperinst.org

Inhalt

1 Einleitung und Hintergrund 9

2 Energiepolitische Rahmenbedingungen 11

2.1 Ziele der Bundesregierung 11

2.2 Regulatorischer Rahmen für Gebäude 12

2.2.1 Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) 13

2.2.2 Energieeinsparverordnung (EnEV) 13

3 Abgrenzung, Bedeutung und Definition der Primärenergiefaktoren 16

3.1 Bedeutung und Definition von Primärenergiefaktoren 16

3.2 Motivation für die Einführung von Primärenergiefaktoren / Historische Entwicklung 17

3.3 Abgrenzung KEV und PEF 18

3.4 Primärenergiefaktoren im europäischen Kontext 19

3.5 Herangehensweise in anderen europäischen Ländern (Österreich, Schweiz) 22

3.5.1 Österreich 22

3.5.2 Schweiz 25

4 PE-Faktoren für verschiedene Energieträger 28

4.1 PE-Faktoren im Rahmen der EnEV 2014 (Übersicht) 28

4.2 PEF für Strom 30

4.3 PEF für flüssige und gasförmige Brennstoffe (Heizöl, Bioöl, Erdgas, Biogas, Biomethan, PtG) 34

4.4 PEF für feste Biomasse (Holz) 36

4.5 PEF für KWK-Strom, Nah- und Fernwärme 38

4.5.1 PEF für dezentral eingespeisten KWK-Strom (Objektversorgung) 38

4.5.2 PEF für Nah- und Fernwärme aus KWK 40

5 PE-Bedarfe und CO_2-Emissionen für verschiedene Heizungssysteme 42

5.1 PE-Bedarfe von Heizungssystemen 42

5.2 CO_2-Emissionen von Heizungssystemen 44

6 Neuorientierung und Ausblick 50

7 Literaturverzeichnis 58

8 Anhang 63

Abbildungen

Abb. 2-1: Wechselwirkung zwischen Reduktion Nutzenergiebedarf und EE-Anteile 12

Abb. 2-2: Möglicher Fahrplan und Rahmenbedingungen auf dem Weg zum klimaneutralen Gebäudebestand 13

Abb. 2-3: Berechnungsmethodik der EnEV 2014 14

Abb. 2-4: Einteilung der Energieeffizienzklassen nach EnEV 2014 (oben) und Ausschnitt aus einem Muster-Energieausweis (hier: Bedarfsausweis) für Wohngebäude nach EnEV 2014 15

Abb. 3-1: Schematische Definition des Primärenergiefaktors PEF am Beispiel des Energieträgers Holz 17

Abb. 4-1: Entwicklung der im Rahmen der EnEV festgesetzten Primärenergiefaktoren für Strom 30

Abb. 4-2: Historische (bis 2013) und perspektivische (bis 2020) Entwicklung der PEF und THG-Emissionen für den Bezug von Strom auf Gebäudeebene 32

Abb. 4-3: Zeitliche Entwicklung der THG-Emissionen und der PEF_{ne} für den Strommix bzw. GuD-Mix der Jahre 2005 bis 2030 33

Abb. 4-4: Entwicklung des PE-Faktors des deutschen Strommixes und Vorgaben der EnEV 39

Abb. 5-1: Berechnung der Endenergie und Primärenergie (gesamter und nicht-erneuerbaren Anteil) für die Bereitstellung von 100 Energieeinheiten Nutzenergie für verschiedene Heizungssysteme und Energieträger (PE-Faktoren für die Endenergieträger auf Basis der EnEV 2016) 43

Abb. 5-2: Vergleich der spezifischen THG-Emissionen für verschiedene Heizungssysteme und Energieträger 45

Abb. 5-3: CO_2-Vergleich verschiedener Allokationsmethoden anhand einer Erdgas-GuD-KWK-Anlage 47

Abb. 5-4: CO_2-Vergleich verschiedener zentraler und dezentraler KWK-Technologien und Energieträger nach finnischer Allokationsmethode 48

Abb. 6-1: Historische Anteile des Strom aus regenerativen Energiequellen bis 2014 und Ziele bis 2050 der Bundesregierung (nach Energiekonzept 2011 bzw. Koalitionsvertrag 2013) 50

Abb. 6-2: Beispiel für einen relativen Vergleich der Bewertung von Strom-Produkten mit großen Unterschieden zwischen den Indikatoren THG-

Emissionen, Umweltbelastung (Ökobilanz nach ecoinvent) und Kumulierter Energieaufwand (KEA) 53

Abb. 6-3: Gegenüberstellung PEF_{ges} und PEF_{ne} für verschiedene Heizungssysteme 55

Abb. 6-4: Beispiele für erweiterte Darstellungsweisen in Energieausweisen (links: Vorschlag des „Bündnis Energieausweis“, rechts: Österreichischer Energieausweis) 56

Tabellen

Tab. 2-1: Für den Gebäudesektor relevante energie- und klimapolitische Zielsetzungen der Bundesregierung 11

Tab. 3-1: Übersicht über Primärenergiefaktoren aus verschiedenen europäischen Normen bzw. Ländern (Stand: 2009) 19

Tab. 3-2: Primärenergiefaktoren nach OIB Richtlinie-6 des Jahres 2015 (in Klammern zum Vergleich davon abweichende Werte aus dem Jahr 2011) 23

Tab. 3-3: Europäische harmonisierte Wirkungsgrad-Referenzwerte für die getrennte Erzeugung von Strom und Wärme 24

Tab. 3-4: Relevante Werte zur Berechnung des Primärenergiefaktors für den Österreichischen Stromverbrauchsmix 24

Tab. 3-5: Primärenergie- und CO_2-Faktoren nach SIA-Merkblatt 2031 „Energieausweis für Gebäude“ 26

Tab. 3-6: Primärenergiefaktoren („Gewichtungsfaktoren“) nach Gebäude-Energieausweis der Kantone (GEAK) 27

Tab. 4-1: Tabellierte Primärenergiefaktoren aus DIN V 18599-1 (bezogen auf den Heizwert der Nutzenergie) 29

Tab. 4-2: Kumulierte Energieverbräuche (KEV, hier als Synonym für PEF) und Treibhausgasemissionen für Strom verschiedener Basisjahre 2010 bis 2020 (berechnet mit GEMIS 4.93) 31

Tab. 4-3: Berechnung des PEF_{ne} für einen Gasmix: Vergleich des theoretischen Gasmixes (energetisch genutztes Erdgas plus alle biogenen Gase) mit der realen Einspeisung (Erdgas plus Biomethan) im deutschen Gasnetz (Bilanzjahr 2013) 35

Tab. 4-4: Gasmix der GEMIS-Input-Daten für die eigene Berechnung der Primärenergiefaktoren 36

Tab. 4-5: Zusammenfassung der Primärenergiefaktoren für feste, gasförmige und flüssige Biomasse zur direkten Verfeuerung 37

Tab. 4-6: Parameter für die Berechnung des PE-Faktors für die Verdrängungsmix-Varianten C1 (Vorkettenfaktoren nach (Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) 2007)) und C2 (Vorkettenfaktoren nach DIN 4701-10/A1) 39

Tab. 5-1: Annahmen zu Wirkungsgraden bzw. PE-Faktoren für Endenergieträger in den Vorketten 44

Tab. 5-2: Vergleich verschiedener Allokationsmethoden zur Bewertung der Koppelprodukte von KWK-Anlagen 49

Abkürzungen

Abkürzung	Bedeutung
EDL	Europäische Richtlinie über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen (2006/32/EG)
EE	Endenergie
EED	Europäische Energieeffizienzrichtlinie (2012/27/EU)
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz
EnEV	Energieeinsparverordnung
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EPBD	Europäische Gebäuderichtlinie (2010/31/EU)
KEA	kumulierter Energieaufwand
KEV	kumulierter Energieverbrauch
KNA	kumulierter nicht energetischer Aufwand
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
PE	Primärenergie
PEF	Primärenergiefaktor
PtG	Power-to-Gas
PV	Photovoltaik
REG	regenerative Energien
SNG	Synthetic Natural Gas
THG	Treibhausgase
WEA	Windenergieanlage
Indices	
e	erneuerbar
ges	gesamt
ne	nicht-erneuerbar
P,nren	non renewable (nicht erneuerbarer Anteil Primärenergie)
P,ren	renewable (erneuerbarer Anteil Primärenergie)
P,tot	total (Gesamt-Primärenergie)

1 Einleitung und Hintergrund

Die Energieeinsparverordnung (EnEV) dient der Umsetzung der Gebäuderichtlinie der EU (Europäische Union 2010a). Sie ist demgemäß ein zentrales Instrument zum Erreichen zweier Ziele der EU, der Energieeffizienz- und der Klimaschutzziele im Gebäudesektor. Ein drittes Ziel, der Ausbau der Erneuerbaren Energien (im Gebäudesektor), wird mittels dem Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) verfolgt. Die EnEV adressiert die Energieeffizienz sowohl der Gebäudehülle als auch der Anlagentechnik – die Anlagen ihrerseits werden mit Energieträgern betrieben, die mittels Primärenergiefaktoren untereinander vergleichbar gemacht werden. Die EnEV gilt für Neubau und Bestandsgebäude (bei Sanierung) sowie für Wohn- und Nichtwohngebäude. Je nach angewandtem Berechnungsverfahren müssen bestimmte Grenzwerte bei den Bauteilen (max. U-Werte beim Bauteilverfahren) oder beim Primärenergiebedarf des Gesamtgebäudes (max. $Q_{P,Ref}$-Werte und max. Transmissionswärmeverlust H'_T beim Referenzgebäudeverfahren) eingehalten werden. Bei der Einhaltung der geforderten maximalen Primärenergiebedarfe besteht weitgehend Wahlfreiheit, ob sie durch gute Dämmung, durch effiziente (KWK, Wärmerückgewinnung...) oder durch erneuerbare Anlagentechnik realisiert wird.

Die EnEV trat im Februar 2002 in Kraft und wurde seitdem mehrfach novelliert. In 2017 soll die EnEV erneut angepasst werden und dabei europäische Vorgaben umsetzen, u.a. die Einführung des Niedrigstenergie-Gebäudestandards für öffentliche Gebäude (ab 2019) und für private Gebäude (ab 2021) nach der EU-Gebäuderichtlinie EPBD vom 19. Mai 2010. Im Zuge der EnEV-Novelle plant das BMUB, die Verordnung besser mit dem EEWärmeG abzugleichen. Dabei sollen auch die Primärenergiefaktoren[1] aus der DIN V 18599 einer Überprüfung unterzogen werden. Sie haben einen entscheidenden Einfluss auf die Größe des zu berechnenden Jahres-Primärenergiebedarfs. Damit hat ihre Festlegung Auswirkung auf die Wahl von Heizungstechnologien und deren Energieträger bzw. auf das Binnenverhältnis von Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz bei Gebäudehülle und Anlagentechnik. Dementsprechend gibt es ein Bestreben der Akteure im Gebäude-, Heizungs- und Wärmeversorgungsmarkt, möglichst vorteilhafte Primärenergiefaktoren für Ihre Produkte (Technologien und Energieträger) zu erzielen, vgl. (BDEW 2015a S. 7). Bemerkenswert ist in diesem Zusammenhang die mehrfache und zuletzt relativ starke Absenkung der in der EnEV verbindlich anzuwendenden Primärenergiefaktoren für Strom, die in hohem Maße strombasierte Heizungstechnologien begünstigt[2].

Vor diesem Hintergrund soll in der Studie die Definition und Bedeutung der Primärenergiefaktoren (PEF) untersucht werden im Hinblick auf folgende Forschungsfragen:

- Welche Definitionen, Normen oder Modelle bilden die Grundlage für die derzeit in der DIN V 18599 bzw. der EnEV verwendeten Primärenergiefaktoren?

---

[1] Der Primärenergiefaktor ist definiert als Quotient aus Primärenergie und Endenergie und ist ein Maß für die Verluste einer Energieart, die bei der Gewinnung bzw. Erzeugung, Verteilung und Speicherung bis hin zur Bereitstellung anfallen. Beim PEF wird unterschieden zwischen dem Gesamtfaktor und dem nicht erneuerbaren Anteil.

[2] Der Faktor für die nicht-erneuerbaren Anteile wurde schrittweise von 3,0 (EnEV 2002) auf 2,7 (EnEV 2007), 2,6 (EnEV 2009), 2,4 (EnEV 2014) sowie 1,8 (im Jahr 2016) gesenkt.

- Ist eine Steuerungswirkung des PEF gewährleistet in Richtung Klimaschutzziele (CO_2) und ggf. weiterer Ziele, vgl. (BMVBS 2012 S. 12 f.)?
- Wie ist der bzw. gibt es einen Zusammenhang zwischen PEF und Emissionen für verschiedene Energieträger bzw. Energiearten?
- Wie ist das Spannungsverhältnis bzw. die Aussagekraft von Primärenergie-Verbrauch und Endenergieverbrauch hinsichtlich ökologischer und ökonomischer Auswirkungen im Gebäudebereich?
- Ist der PE-Faktor noch zeitgerecht oder ist eine Justierung bzw. Neudefinition erforderlich?
- Müssten im Rahmen der Energiebilanz nach EnEV ggf. noch weitere Indikatoren (z.B. Ressourcenverbrauch, Feinstaub, Energiepreise...) mit aufgenommen bzw. berücksichtigt werden und wenn ja welche?

Aufbauend auf den Ergebnissen zu den Forschungsfragen werden Änderungsoptionen an die Politik skizziert. Die Optionen setzen den EU-Rahmen als unverändert voraus und betrachten allein, wie der PEF als zentraler Indikator innerhalb der EnEV mit Lenkungswirkung in Richtung zukunftsfähige Gebäude-Energieversorgung weiterentwickelt werden kann.

2 Energiepolitische Rahmenbedingungen

2.1 Ziele der Bundesregierung

Die Bundesregierung hat in den vergangenen Jahren zahlreiche sektorspezifische und sektorübergreifende energiepolitische Ziele zu Treibhausgasminderungen, Energieeinsparungen, Ausbau erneuerbarer Energien und weiteren Indikatoren definiert. Sie wurden in Energiekonzepten, Richtlinien und Gesetzen sowie in Koalitionsverträgen festgehalten. In Tab. 2-1 sind die für Gebäude im weitesten Sinne relevanten Ziele zusammengetragen. Im engeren Sinne sind für Gebäude die Zielwerte „Wärmebedarfsreduktion 20% bis 2020“, „Erhöhung der energetischen Sanierungsrate auf 2% pro Jahr“ und „Reduktion des Primärenergiebedarfs um 80% bis 2050“ formuliert.

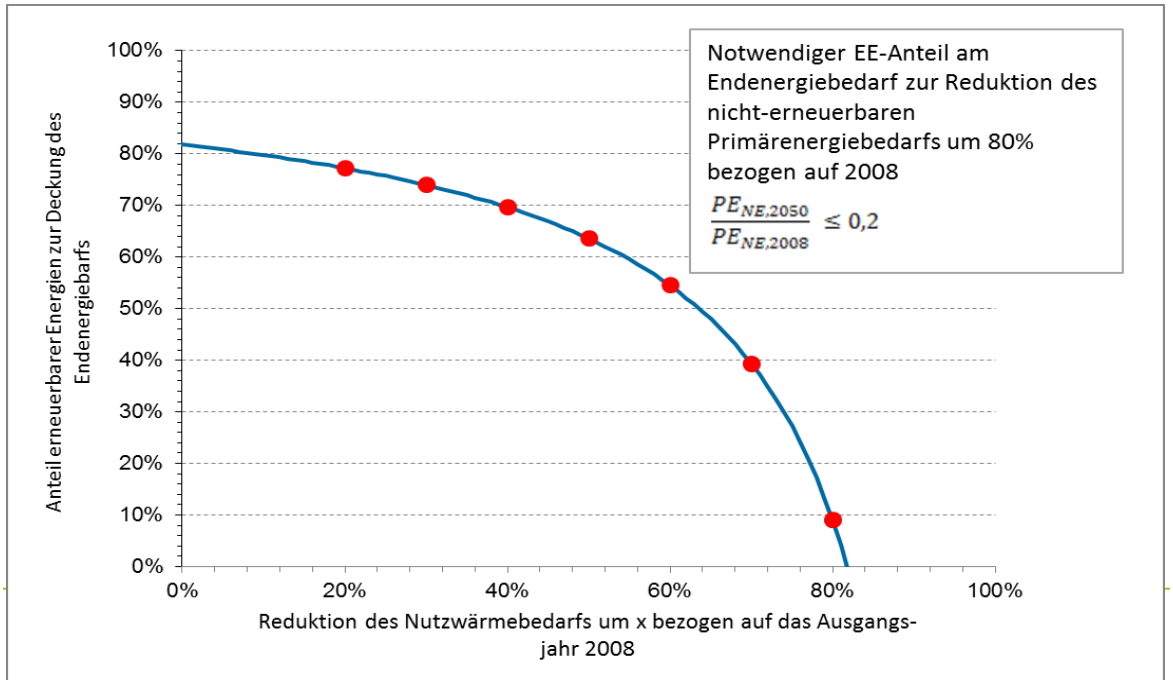
Tab. 2-1: Für den Gebäudesektor relevante energie- und klimapolitische Zielsetzungen der Bundesregierung

	Ist [e]	**Ziel**			
	2012	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**
Treibhausgasemissionen					
Treibhausgasemissionen [a] (gegenüber 1990)	-26 %	-40 %	-55 %	-70 %	-80 bis -95 %
Energieeffizienz/-einsparungen (Sektor-übergreifend und Umwandlungssektor)					
Primärenergieverbrauch [a] (gegenüber 2008)	-4 %	-20 %	k. A.		-50 %
Erneuerbare Energien					
Anteil am Bruttostromverbrauch [b, c]	24 %	40 bis 45 % (2025)		55 bis 60 % (2035)	mind. 80 %
Anteil am Endenergieverbrauch für Wärme [d]	10 %	14 %	k. A.		
Anteil am Bruttoendenergieverbrauch [a]	13 %	18 %	30 %	45 %	60 %
Gebäude					
Wärmebedarf [a] (Vergleichszeitraum nicht definiert)	k. A.	-20 %	k. A.		
Primärenergiebedarf [a] (Vergleichszeitraum nicht definiert)	k. A.	k. A.			-80 %
Jährl. Rate energetischer Gebäudesanierung [a]	ca. 1 % (2005-2008)	2 %			

Quellen der Ziele:
[a] Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung (BMWi und BMU 2010)
[b] Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD (Bundesregierung 2013).
[c] Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien, Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2014 (BMJV 2014)
[d] Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich, EEWärmeG (BMJV 2009).
Quellen der Ist-Werte:
[e] AG Energiebilanzen (2014), UBA (2013), Statistisches Bundesamt (2014), BMU (2013), IWU/BEI (2010).

Um das zentrale Langfristziel einer 80%igen Reduktion des nicht-erneuerbaren Primärenergiebedarfs im Gebäudesektor zu erreichen, stehen zwei Strategien zur Verfügung: 1. Die Reduktion des Nutzwärmebedarfs und 2. Die Erhöhung der Anteile an erneuerbaren Energien. Abb. 2-1 verdeutlicht das Zusammenspiel dieser beiden Strategien bzw. Indikatoren. Entlang und oberhalb der Kurve wird das 80%-Reduktionsziel mit jeweils unterschiedlichen EE-Anteilen und Reduktionswerten für den Nutzwärmebedarf erreicht bzw. übertroffen. Gelingt es beispielsweise, den Wärmebedarf bis 2050 zu halbieren, müssten gut 60% des verbleibenden Bedarfs mit regenerativen Energien gedeckt werden.

Abb. 2-1: Wechselwirkung zwischen Reduktion Nutzenergiebedarf und EE-Anteile



Quelle: (Kenkmann 2015)

2.2 Regulatorischer Rahmen für Gebäude

Die wichtigsten Gesetze zur Regulierung der Energieeffizienz und zum Einsatz erneuerbarer Energien im Gebäudebereich sind auf nationaler Ebene das Erneuerbare-Wärme-Gesetz (Kap. 2.2.1) und die Energie-Einsparverordnung (Kap. 2.2.2). Durch sie werden die Vorgaben der europäischen Ebene in deutsches Recht umgesetzt. Das Energiekonzept der Bundesregierung von 2010 visiert „bis 2050 nahezu einen klimaneutralen Gebäudebestand“ an. „Klimaneutral heißt, dass die Gebäude nur noch einen sehr geringen Energiebedarf aufweisen und der verbleibende Energiebedarf überwiegend durch erneuerbare Energien gedeckt wird.“ (BMWi und BMU 2010). Wie ein möglicher Fahrplan dahin aussehen kann, skizziert Abb. 2-2 anhand von Energieeffizienzstandards für neue Gebäude und - mit zeitlichem Versatz - für die energetische Sanierung im Bestand. Dabei markiert die EU-Gebäuderichtlinie einen wichtigen Meilenstein, indem sie ab 2019 für öffentliche und ab 2021 für alle Neubauten europaweit einen „Nearly Zero-Energy Standard“ vorschreibt.

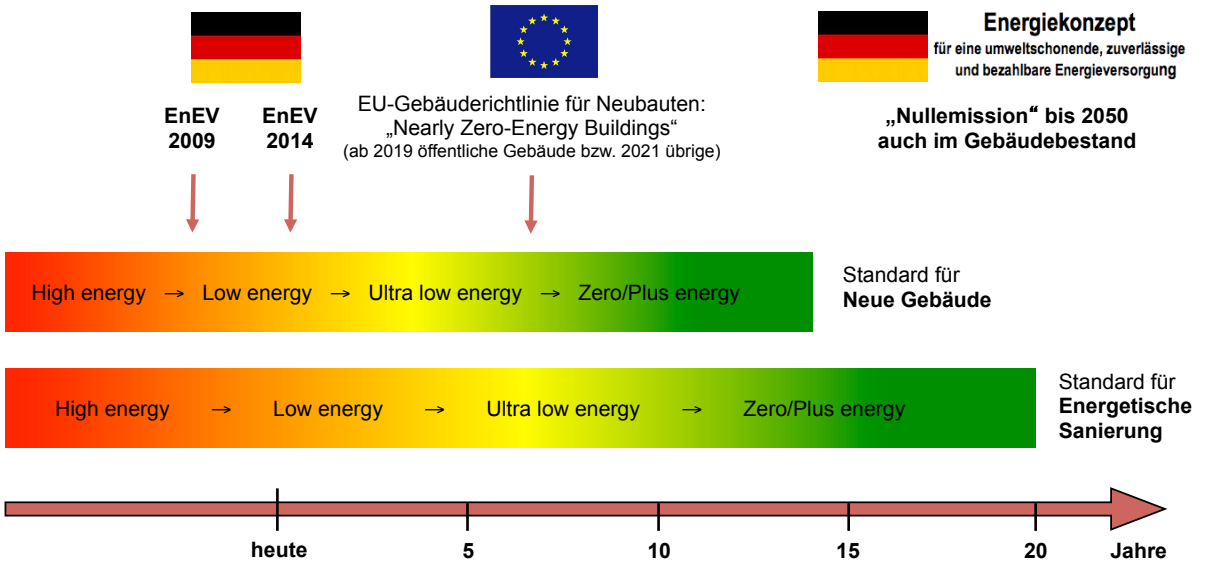


Abb. 2-2: Möglicher Fahrplan und Rahmenbedingungen auf dem Weg zum klimaneutralen Gebäudebestand

2.2.1 Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG)

Das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) ist zum 1. Januar 2009 in Kraft getreten (BMJV 2009). Es gilt ausschließlich für Neubauten und hat zum Ziel, den Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte bis 2020 auf 14 % zu steigern[3]. Das Gesetz verpflichtet, einen Mindestanteil der Wärmeversorgung durch erneuerbare Energien bereitzustellen. Alternativ werden auch Ersatzmaßnahmen zur Reduzierung des Energiebedarfs wie beispielsweise Nutzung von Abwärme, zusätzliche Dämmmaßnahmen, Wärmeversorgung aus Fernwärmenetzen oder Kraft-Wärme-Kopplung anerkannt. Durch die Beschränkung auf den Neubau entfaltet das Gesetz keine Wirkung in der Breite. Baden-Württemberg ist das einzige Bundesland, welches das Gesetz auch auf Sanierungstatbestände ausgeweitet hat.

2.2.2 Energieeinsparverordnung (EnEV)

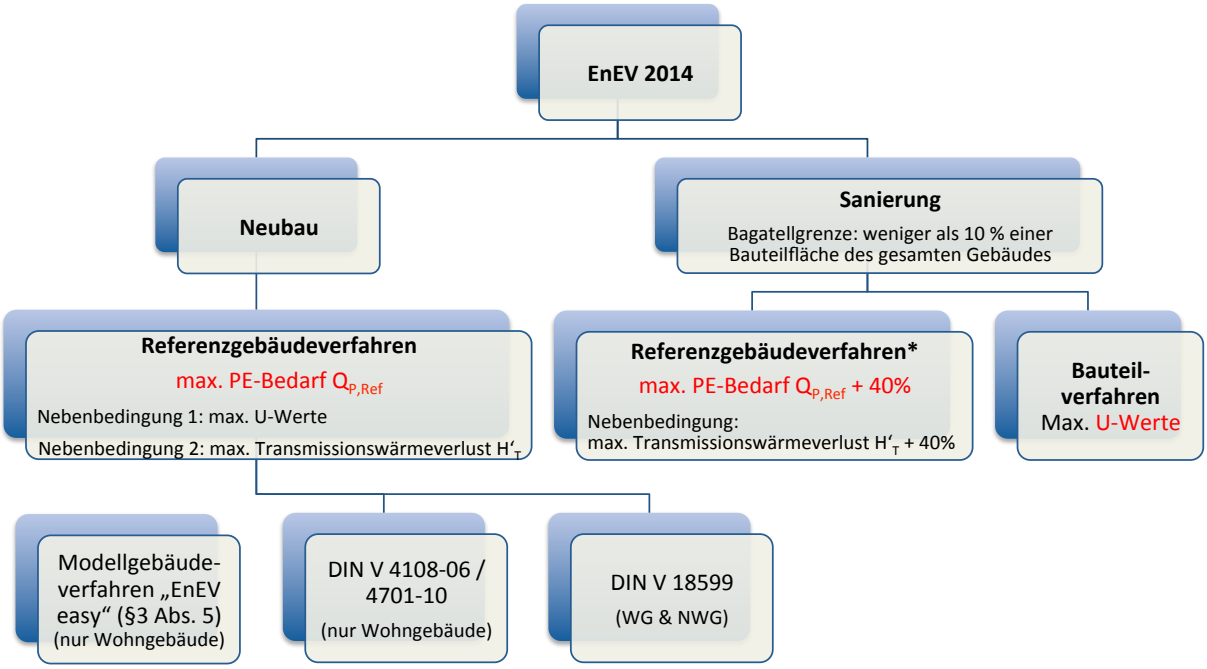
Die Energieeinsparverordnung (EnEV) trat im Februar 2002 in Kraft und ersetzte damals die gültige Wärmeschutzverordnung von 1995 sowie die Heizungsanlagenverordnung von 1998. Erstmalig wurde mit ihr ein ordnungspolitisches Instrument im Gebäudesektor eingeführt, welches sowohl die Effizienz der Gebäudehülle als auch die der Anlagentechnik adressiert. Die Anforderungen der EnEV sind differenziert nach Neubau und Bestandsgebäude (bei Sanierung) sowie nach Wohn- und Nichtwohngebäuden. Je nach angewandtem Berechnungsverfahren müssen bestimmte Grenzwerte bei den Bauteilen (max. U-Werte beim Bauteilverfah-

[3] Im Ausgangsjahr 2008 betrug der EE-Anteil 6,6% in 2014 wurden 9,9 % erreicht (AGEE-Stat vom März 2015)

ren) und / oder beim Primärenergiebedarf des Gesamtgebäudes (max. $Q_{P,Ref}$-Werte und max. Transmissionswärmeverlust H'_T beim Referenzgebäudeverfahren) eingehalten werden (vgl. Abb. 2-3). Bei der Einhaltung der geforderten maximalen Primärenergiebedarfe besteht weitgehend Wahlfreiheit, ob sie durch gute Dämmung oder durch effiziente (KWK, Wärmerückgewinnung...) und / oder erneuerbare Anlagentechnik realisiert wird.

Die EnEV wurde vielfach novelliert. Bis einschließlich Sep. 2009 waren ihre Anforderungen - gemessen an den Effizienzpotenzialen und dem Stand der Technik - relativ schwach. Erst mit der EnEV 2009 und EnEV 2014 (BMVBS 2013), die z.T. erst 2016 wirksam wird, wurden Standards gesetzt, die in Richtung „Niedrigenergiehaus“ gehen. Da innerhalb der EnEV auch europäisches Recht umgesetzt wird, müssen bis spätestens 2021 für alle Neubauten Effizienzstandards gesetzt werden, die einem „Nearly-Zero-Energy-Building“ nach Definition der EU-Gebäuderichtlinie EPBD vom 19. Mai 2010 entsprechen (Europäische Union 2010a). Bemerkenswert ist die mehrfache und zuletzt relativ starke Absenkung der in der EnEV definierten Primärenergiefaktoren für Strom[4]. Dies begünstigt in hohem Maße strombasierte Heizungstechnologien.

Abb. 2-3: Berechnungsmethodik der EnEV 2014



Mit der EnEV 2014 wurden Gebäude-Effizienzklassen eingeführt (s. Abb. 2-4, oberes Bild). Sie orientieren sich ausschließlich am *End*energiebedarf des Gebäudes und berücksichtigen nicht den Primärenergieaufwand von Heizungssystemen und Energieträgern. Der Primärenergiebedarf muss jedoch zusätzlich zum Endenergiebedarf als spezifischer Wert in kWh/(m^2a) im Energieausweis angegeben werden (s. Abb. 2-4, unteres Bild). Die Eintragung eines spezifischen CO_2-Wertes ist zwar durch ein Feld möglich (oben rechts im Bild), sie ist jedoch we-

[4] Der Faktor wurde bzw. wird schrittweise von 3,0 (EnEV 2002) auf 2,7 (EnEV 2007), 2,6 (EnEV 2009), 2,4 (EnEV 2014) sowie 1,8 (im Jahr 2016) gesenkt.

der verbindlich, noch wird sie zur Bewertung oder Klassifizierung des Gebäudes herangezogen.

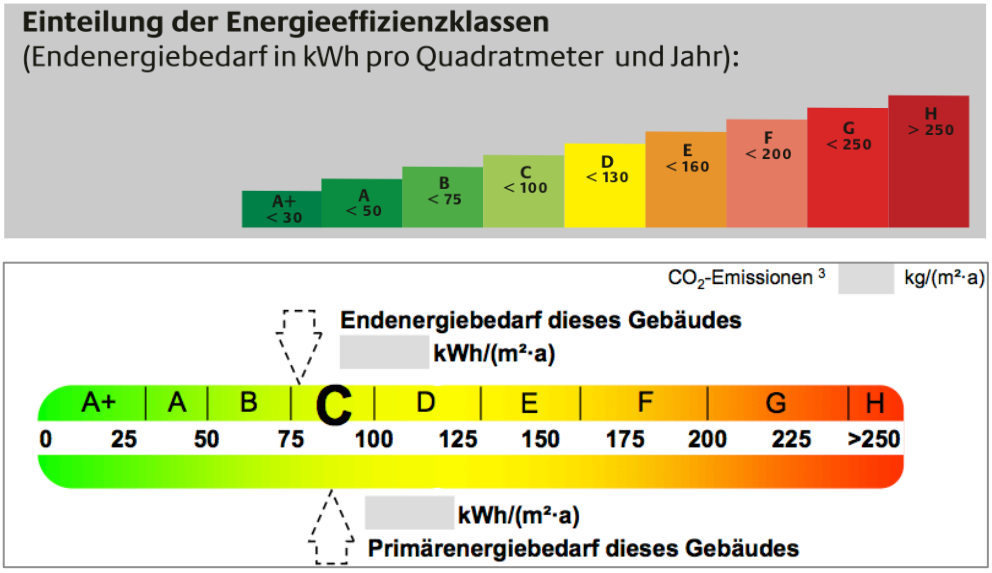


Abb. 2-4: Einteilung der Energieeffizienzklassen nach EnEV 2014 (oben) und Ausschnitt aus einem Muster-Energieausweis (hier: Bedarfsausweis) für Wohngebäude nach EnEV 2014

Quelle: oben: dena 2013 / unten: EnEV 2014 (§16 Anlage 6)

Das „Bündnis Energieausweis"[5] schlägt einen neuen bzw. erweiterten Darstellungsansatz im Energieausweis vor, welcher nach Gebäudehülle, Anlagentechnik und Gesamtenergie-Performance des Gebäudes differenziert (vgl. Abb. 6-4 links im Kapitel 6 „Neuorientierung und Ausblick"). In Österreich existiert bereits ein solches Bewertungssystem mit erweitertem Energieausweis, der auf einen Blick Angaben macht über den Primärenergiebedarf, den Referenz-Heizwärmebedarf, den Gesamtenergieeffizienz-Faktor sowie die CO_2-Emissionen (vgl. Abb. 6-4 rechts und Kap. 3.5.1).

[5] www.vdzev.de/aktuelles/projekte/buendnis-energieausweis

3 Abgrenzung, Bedeutung und Definition der Primärenergiefaktoren

In diesem Kapitel wird zunächst die Entwicklung, Definition und Abgrenzung der PEF für verschiedene Energieträger innerhalb der EnEV, der DIN V 18599 sowie europäischer Normen aufbereitet. Weiterhin wird zum Vergleich beispielhaft die Herangehensweise in anderen europäischen Ländern (Österreich und Schweiz) beschrieben.

3.1 Bedeutung und Definition von Primärenergiefaktoren

Der Primärenergiefaktor (PEF) wurde eingeführt, um im Sinne einer vollständigen Bilanz die Energieverluste und Energieaufwendungen (Brennstoffe oder Strom) bei der „Förderung, Aufbereitung, Umwandlung, Transport und Verteilung“ eines Endenergieträgers in seiner vorgelagerten Kette zu quantifizieren (DIN Deutsches Institut für Normung e.V. 2011 S. 66) und damit unterschiedliche Endenergieträger unter Energieeffizienzgesichtspunkten miteinander vergleichbar zu machen. Die Notwendigkeit dafür war bereits in der KWK-Gesetzgebung aufgetreten, systematisch ergab sie sich aus dem Ziel der EPBD, „die Verbesserung der Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden in der Union“ (Art. 1 (1)). Der notwendige primärenergetische Aufwand Q_{PE} zur Bereitstellung von Endenergie Q_{EE} am Einsatzort (hier: Gebäude) ergibt sich zu:

$$Q_{PE} = PEF \cdot Q_{EE}$$

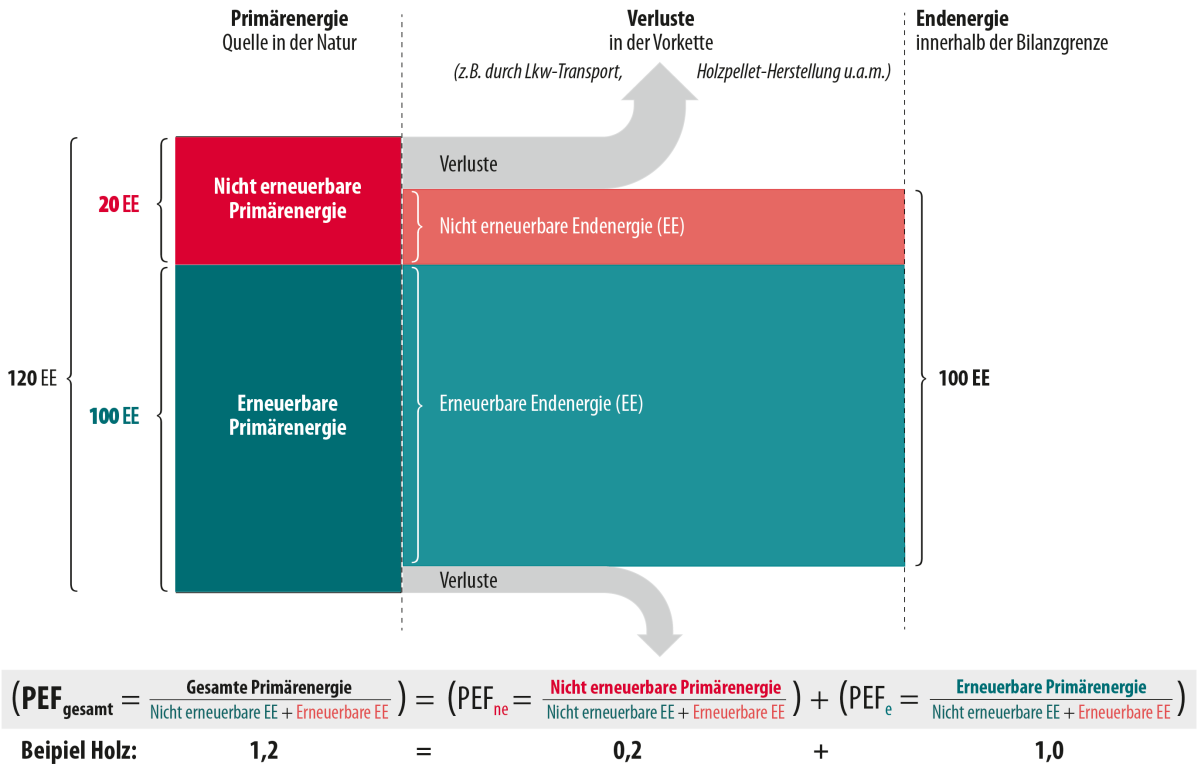
Der Primärenergiefaktor wird nach erneuerbaren und fossil-nuklearen Anteilen in folgende drei Bestandteile gegliedert werden (vgl. Abb. 3-1 und DIN-Normenausschuss Bauwesen 2014 S. 42 ff.):

a) Gesamt-Primärenergiefaktor PEF_{ges} (alternativ: $f_{P,tot}$);

b) Faktor der nicht erneuerbaren Primärenergie PEF_{ne} ($f_{P,nren}$);

c) Faktor der erneuerbaren Primärenergie PEF_{e} ($f_{P,ren}$).

Die Summe der Teil-Faktoren b) und c) ergeben den Gesamtfaktor.



$$\left(PEF_{gesamt} = \frac{\text{Gesamte Primärenergie}}{\text{Nicht erneuerbare EE} + \text{Erneuerbare EE}}\right) = \left(PEF_{ne} = \frac{\text{Nicht erneuerbare Primärenergie}}{\text{Nicht erneuerbare EE} + \text{Erneuerbare EE}}\right) + \left(PEF_{e} = \frac{\text{Erneuerbare Primärenergie}}{\text{Nicht erneuerbare EE} + \text{Erneuerbare EE}}\right)$$

Beipiel Holz:	**1,2**	=	**0,2**	+	**1,0**

Abb. 3-1: Schematische Definition des Primärenergiefaktors PEF am Beispiel des Energieträgers Holz

Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an FprEN 15603:2014 (DIN-Normenausschuss Bauwesen 2014 S. 43)

3.2 Motivation für die Einführung von Primärenergiefaktoren / Historische Entwicklung

Die Einführung von Primärenergiefaktoren steht in direktem Zusammenhang zur Entwicklung und Etablierung der Wärmeschutzverordnung (WSVO[6]), bzw. später der Energieeinsparverordnung (EnEV[7]). Mit der WSVO sowie mit der auf ihr basierenden EnEV schuf der Gesetzgeber im Rahmen des Energieeinsparungsgesetzes (EnEG) erstmalig eine rechtliche Grundlage, die Bauherren verpflichtete, bautechnische Anforderungen zur Energieeffizienz ihres Gebäudes einzuhalten.[8] Damit stellt die EnEV bis heute ein zentrales Instrument der Energie- und Klimaschutzpolitik dar. Darin heißt es, die EnEV soll *„dazu beitragen, dass die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung, insbesondere ein nahezu klimaneutraler Gebäudebestand, bis zum Jahr 2050 erreicht werden.“*[9]

---

6 Ausgehend von der WärmeschutzV von 1977, WärmeschutzV 1982/84 und WärmeschutzV 1995

7 Die "Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden (Energieeinsparverordnung - EnEV)" wurde am 16. November 2001 erstmals erlassen und trat am 1. Februar 2002 in Kraft. Sie ersetzte die bis dahin gültige Wärmeschutzverordnung 1995 und die bis dahin gültige Heizungsanlagen-Verordnung 1998.

8 EnEG-Gesetz zur Einsparung von Energie in Gebäuden.

9 Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden (Energieeinsparverordnung - EnEV)

Mit der am 1.02.2002 in Kraft getretenen EnEV wurde die bisherige Wärmeschutzverordnung sowie die Heizungsanlagenverordnung zu einer gemeinsamen Verordnung zusammengeführt. Dadurch sind auch die Energiebedarfe und -verluste der Anlagentechnik in den Fokus der Energiebilanz gerückt, die bei der Erzeugung, Verteilung, Speicherung und Übergabe der Wärme entstehen. Dieser erweiterte Bilanzrahmen erforderte aus Zwecken der Vergleichbarkeit die primärenergetisch, d.h. anlagentechnisch bewerteten Energiebedarfe von Gebäuden. Somit definierte der Gesetzgeber sogenannte Primärenergie-Faktoren, die, bezogen auf den verwendeten Endenergieträger (insbesondere für den Energieträger Strom), die Umwandlung sowie die sogenannten vorgelagerten Prozessketten zur Herstellung und Verteilung verwendeten Energieaufwände, mit berücksichtigte.

Die Methodik zur Ermittlung der jeweiligen Energiebedarfe eines Gebäudes (Endenergie sowie im Teil 9 auch die Primärenergie) regelt im wesentlichen die im Juli 2005 veröffentlicht und als DIN V 18599 bezeichnete Verordnung *„Energetische Bewertung von Gebäuden – Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung“*. Seit der ab 01. Oktober 2009 gültigen EnEV müssen Bedarfsausweise nach der geltenden DIN V 18599 ausgefüllt werden, die mittlerweile auch die Primärenergiefaktoren vorgibt.

3.3 Abgrenzung KEV und PEF

In der DIN V 18599 vom Dez. 2011 (bzw. ihrer überarbeiteten Fassung vom Mai 2013) wird auf das Computer gestützte Programm **GEMIS**[10] zur Ermittlung von Primärenergiefaktoren verwiesen. Genaugenommen werden aus den Prozessketten in GEMIS auf der Ergebnisebene jedoch keine reinen Primärenergiefaktoren berechnet, sondern „kumulierte Energieaufwände (KEA)“ bzw. „kumulierte Energieverbräuche (KEV)“. Der **KEV** ist in der VDI 4600 „Kumulierter Energieaufwand (KEA) - Begriffe, Berechnungsmethoden“ definiert und „umfasst alle gehandelten, primärenergetisch über Bereitstellungsnutzungsgrade bewerteten Endenergien (EE) für Wärme, Kraft, Licht und sonstige Nutzelektrizitätserzeugung.“ (VDI 2012 S. 7). Der **KEA** ergibt sich aus der Summe von KEV und „Kumulierten nicht energetischen Aufwand (KNA)“:

$$KEA = KEV + KNA$$

Der **KNA** wiederum beinhaltet die Summe der (primärenergetisch bewerteten) Energiemengen aller *nicht energetisch* eingesetzten Energieträger (z.B. Energieinhalt von Schmierstoffen) und die *stoffgebundenen* Energieinhalte von Einsatzstoffen (z.B. Energieinhalt von Holz als Baustoff). Der KNA ist jedoch relativ gesehen sehr klein, so dass die Unterschiede zwischen KEV und KEA gering sind und „innerhalb der Grenze der Genauigkeit bei der Abbildung der Prozessketten“ liegen (Marc Großklos 2014).

1.

[10] Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS), Version 4.94, Darmstadt, IINAS, 2015

3.4 Primärenergiefaktoren im europäischen Kontext

Artikel 7 der EU-Energieeffizienzrichtlinie 2012/27/EU (EED) räumt den Mitgliedstaaten die Möglichkeit ein, eine primärenergetischen Bewertung von Einsparzielen und -maßnahmen vorzunehmen (Europäische Union 2010b). Dort ist in Anhang IV, in einer Fußnote lediglich, ein PEF für Elektrizität festgehalten. Im Wortlaut: „Für Einsparungen von elektrischer Energie in kWh können die Mitgliedstaaten standardmäßig einen Koeffizienten von 2,5 anwenden. Die Mitgliedstaaten können andere Koeffizienten anwenden, wenn sie dies rechtfertigen können."

In der Gebäuderichtlinie der EU (EPBD), die beansprucht, einen „gemeinsamen allgemeinen Rahmens für eine Methode zur Berechnung der integrierten Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden und Gebäudeteilen" (Art. 1 (2) a) vorzugeben, ist dies in Anhang I in sehr offener, ausfüllungsbedürftiger Weise lediglich getan.

Tab. 3-1 gibt eine Übersicht über die Bandbreite der PEF innerhalb verschiedener europäischer und nationaler Richtlinien, Normen, Verordnungen und Standards.

Tab. 3-1: Übersicht über Primärenergiefaktoren aus verschiedenen europäischen Normen bzw. Ländern (Stand: 2009)

Energieträger	Realistisch	4701-10	EN 15316-4-5	EN 15603 Annex E	EN 15203 nicht mehr veröffentlicht	Primär-energie-faktor EnEV	Gewichtungs-faktor Minergie	SIA Effizienz-pfad
Heizöl		1,1		1,35	1,1	1,1	1	1,1
leicht	1,15							
schwer	1,1							
Erdgas	1,1	1,1	1,1	1,36	1,1	1,1	1	1,1
Flüssiggas	1,1							
Kohle						1,1 bzw. 1,2	1	
Steinkohle	1,05	1,1		1,19	1,2			
Braunkohle	1,05			1,4	1,3			
Holz					0,1			
Hackgut	0,05	0,2		0,09 / 0,1		0,2	0,5	0,1
Pelltes	0,1							
Uran aufbereitet	1,2							
Uran aufbereitet (incl. unverbrannten Brennstoff)	(>2,0)							
Abfall	0,05				0			
Abwärme	0,05				0,05			
Nah- und Fernwärme aus KWK	zu berechnen					0,0 bzw. 0,7	0,6	0,9
Nah- und Fernwärme aus Heizwerken	zu berechnen				0,654	0,1 bzw. 1,3	1	0,9
Strom	2,8	2,7 (3)	2,8	3,14	2,5	3,0 (EnEV 2007:2,7)	2	2,9

Quelle: (Oberhammer 2009 S. 12)

Im Folgenden wird der Stand der PEF-Mandatierung beschrieben.

1. PEF auf EU-Ebene

Der Primärenergiefaktor (PEF) bzw. das Tool, in dem er Verwendung findet, ist in der Europäischen Gesetzgebung mehrfach verankert. Das in Erinnerung zu rufen, kann dreierlei Zwecken dienen

- Für etwaig gewünschte Veränderungen des PEF in der EnEV ist zu berücksichtigen, dass nationale Veränderungen nur im Rahmen der EU-rechtlichen Vorgaben möglich sind – es sei denn, es werden die EU-Vorgaben geändert.

- Es existieren auf Ebene der EU Agenden zur Änderung der rechtlichen Grundlagen bzw. des PEF (in gewissen Verwendungen) selbst.
- Die Tatsache, dass die nationale Gesetzgebung in die EU-Gesetzgebung eingebettet ist, bringt es mit sich, dass seitens der EU Aufträge zur Implementation EU-rechtlicher Vorgaben in den Mitgliedstaaten, auch Deutschland, bestehen, innerhalb deren Abarbeitung auch die Rolle des PEF in der EnEV tangiert sein könnte.

Im Folgenden wird lediglich die Einbettung des PEF in die EU-Gesetzgebung skizziert. Die Recherche zu den möglichen politischen Agenden mit Bezug zur Verwendung des PEF in der EnEV wurde nicht systematisch vorgenommen.

2. Sinn und Verwendungsrahmen des PEF

Hintergrund der Einführung eines Rechentools mit dem PEF in der Schlüsselrolle ist die doppelte Tatsache, dass

- bei der Verwendung von Energieträgern im Endverbrauch Geräte bzw. Prozesse mit Verbrennung mit solchen der Stromanwendung, also ohne Verbrennung, alternative Optionen sind und folglich im Wettbewerb miteinander stehen;
- ein wesentlicher Teil des auftretenden Energieverlusts bei den Verbrennungsprozessen anfällt.

Um den gerätespezifischen Energieverbrauch unterschiedlicher Geräte miteinander vergleichen zu können, ist es daher notwendig, die verbrennungsbedingten Verluste mit in den Vergleichsraum zu nehmen. Bei den klassischen thermischen Verfahren der Herstellung von Elektrizität (im „Dampfkraftwerk“) fällt das Äquivalent des endenergieseitigen Verlusts von Brennstoffen auf der Ebene der Herstellung von Elektrizität an. Will man eine Energieeffizienzpolitik betreiben, so bedeutete das, mit energiestatistisch eingeführten Begriffen gesprochen: Der Vergleichsraum des betrachteten Systems war auf die Ebene des Primärenergieverbrauchs hochzuziehen. Dieser Logik ist die Gesetzgebung der EU zum Thema Energieeffizienz gefolgt. Schlüsselbegriff ist dabei der „Primärenergieverbrauch“. Dieser wurde, im ersten Anlauf, der etablierten Energiestatistik entnommen. Dementsprechend werden im „Grundgesetz“ der Energieeffizienzpolitik, in der EED, unter Primärenergie-Verlusten die Verluste der Umwandlung von Primärenergieträgern in Endenergieträger verstanden. Das ist allerdings eine spezielle Definition von „Primärenergie“ (PE). Die Definition von PE in Art. 2 Ziffer 2 EED ist denn auch eine andere als in der EPBD, dort in Art. 2 Ziffer 5.

3. Statuierung des PEF auf europäischer Ebene

Die Notwendigkeit, den Energieverbrauch unterschiedlicher Geräte hoheitlich miteinander zu vergleichen bzw. vergleichbar zu machen, ergibt sich im Rahmen einer Energieeffizienzpolitik im Europäischen Binnenmarkt. Demgemäß ist der PEF und die mit ihm verfolgbare Vergleichsmethode in der Energie-Effizienz-Richtlinie (EED; 2012/27/EU vom 25. Oktober 2012; dort als „Primärenergiekoeffizient“ bezeichnet) statuiert. Die Kompetenz, „den Standard-Primärenergiekoeffizienten“ festzulegen und „an den technischen Fortschritt anzupassen“, ist der Kommission in Art 27 (2) EED übertragen worden. Dabei ist Bezug genommen

auf diverse Anhänge der EED, wo detaillierte Hinweise zu Berechnungsvorschriften für unterschiedlichste Monitoring-Prozesse unter der EED gegeben sind. Davon sind etliche politiksystem-intern. Nach außen geht es im wesentlichen um zwei Bereiche; dafür ist die Konkretisierung von PEF und Berechnungsmethoden in zwei unterschiedlichen Richtlinien vorgenommen worden.

- für **Geräte**: in der Richtlinie über die Energieverbrauchskennzeichnung (2010/30/EU) und den sie ergänzenden delegierten Verordnungen, in der Ökodesign-Richtlinie (2009/125/EG) und den Verordnungen zu deren Durchführung, sowie im Programm „Energy Star";
- für **Gebäude** und für deren Konditionierung verwendete Geräte: in der Richtlinie über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden (EPBD; 2010/31/EU).

Eine Mittelstellung nehmen zwei Mandate der EED ein, die „Bestimmungen über Gebäude der Zentralregierung" sowie die „Bestimmungen über das öffentliche Beschaffungswesen". Welche Rolle der PEF da spielt, wurde im Rahmen des hier durchgeführten Vorhabens nicht näher untersucht. Das zu tun, könnte aber möglicherweise ertragreich sein, wenn man politische Anknüpfungspunkte sucht.

In der EPBD ist in Anhang I (zur Ausfüllung von Art. 3) eine allgemein gehaltene Vorgabe enthalten, unter dem Titel „Gemeinsamer allgemeiner Rahmen für die Berechnung der Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden". Die Allgemeinheit dieser Vorgabe gibt den Mitgliedstaaten einen erheblichen Spielraum und macht nationalstaatlich individuelle und unterschiedliche Vorgehensweisen bei der Bestimmung des Zielbegriffs, der „Gesamtenergieeffizienz" von Gebäuden, und der Funktion von Primärenergiefaktoren dabei möglich. Dieser Spielraum ist in Deutschland genutzt worden und hat die Prägung des hiesigen PEF_{ne} ermöglicht.

Auf der anderen Seite stehen die Richtlinien für Geräte. Da ist in der Ökodesign-Richtlinie sowohl eine bestimmte Definition des PEF als auch ein einheitlicher Wert (2,5) für die gesamte EU festgelegt worden, den Mitgliedstaaten also keine Option zu regional differenzierter Festsetzung eröffnet worden. Dagegen hat sich seitens einiger Mitgliedstaaten und Industrieverbände eine Opposition herausgebildet. Deren Widerspruch wird gerade in den Komitologie[11] üblichen Verfahren abgearbeitet. Das Wuppertal Institut ist dafür als Teilnehmer eingeschrieben.

Hintergrund des Konflikts ist eine Spannung. Für die EU-Kommission steht die Vision des einheitlichen Binnenmarktes, auch im Geräte- und im Strommarkt, im Vordergrund. Um diese Vision zu verfolgen, wertet sie die existierende Spaltung der Märkte, insbesondere im Elektrizitätsbereich, gegenüber dem Zielzustand ab. Staaten, wie im Extremfall Norwegen, welches weitgehend von regenerativem Strom versorgt wird, empfinden sich mit einem Einheits-PEF von 2,5 in ihren Optionen für eine nationale Energieeffizienzpolitik massiv be-

[11] Als Komitologie bezeichnet man das System der Verwaltungs- und Expertenausschüsse innerhalb der Europäischen Union.

schnitten, weil im Gerätevergleich für sie zu unterstellen ist, dass der Strom aus thermischen Kraftwerken stammt; was für Norwegen extrem fiktiv ist. Der Widerstand und das Plädoyer für realistischere und damit regional (strommarktgemäß) differenzierte PEFs wird geteilt von der Stromwirtschaft (EurElectric), welche die mit Strom betriebenen Geräte durch den Einheits-PEF von 2,5 benachteiligt sieht gegenüber mit Brennstoffen betriebenen Geräten[12]. Das gilt insbesondere perspektivisch, angesichts der zunehmenden Substitution von thermischen Kraftwerken durch primärenergetisch verlustfreie Kraftwerke aus erneuerbaren Quellen (EURELECTRIC 2015).

3.5 Herangehensweise in anderen europäischen Ländern (Österreich, Schweiz)

Um einen Blick auf die Herangehensweise bei der primärenergetischen Bewertung von Energieträgern im Zusammenhang mit Gebäuden in anderen europäischen Ländern zu werfen, werden nachfolgend beispielhaft ein EU-Land (Österreich) und ein Nicht-EU-Land (Schweiz) betrachtet.

3.5.1 Österreich

Die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden wird in Österreich an Hand von vier Indikatoren beurteilt, die in der OIB Richtlinie-6 für Energieeinsparung und Wärmeschutz im Jahre 2011 festgelegt wurden (vgl. auch entsprechender Energieausweis in Abb. 6-4 rechts im Kapitel 6 „Neuorientierung und Ausblick“). Zu diesen Indikatoren gehören

- der **Primärenergiebedarf** [kWh/m^{2}a]:
  „Der Primärenergiebedarf ist der Endenergiebedarf einschließlich der Verluste in allen Vorketten. Der Primärenergiebedarf weist einen erneuerbaren und einen nicht erneuerbaren Anteil auf.“ (Österreichisches Institut für Bautechnik 2015a S. 16),
- der **Referenz-Heizwärmebedarf** [kWh/m^{2}a]:
  „Der Referenz-Heizwärmebedarf ist jene Wärmemenge, die in den Räumen bereitgestellt werden muss, um diese auf einer normativ geforderten Raumtemperatur, ohne Berücksichtigung allfälliger Erträge aus Wärmerückgewinnung, zu halten.“ (Österreichisches Institut für Bautechnik 2015a S. 16),
- der **Gesamtenergieeffizienz-Faktor**:
  „Der Gesamtenergieeffizienz-Faktor ist der Quotient aus dem Endenergiebedarf und einem Referenz-Endenergiebedarf“ (Österreichisches Institut für Bautechnik 2015a S. 16),
- sowie die dem Endenergiebedarf zurechenbaren **Kohlendioxidemissionen** [kg/m^{2}a], einschließlich jener, die aus den Vorketten resultieren.

In der österreichischen Gesetzgebung werden die Primärenergiefaktoren als Konversionsfaktoren bezeichnet und seit 2011 gesetzlich verbindlich über die OIB-Richtlinie 6 festlegt. Im

[12] Quelle: Mündliche Mitteilung eines Vertreters von EurElectric

März des Jahres 2015 wurde vom Österreichischen Institut für Bautechnik nach Beschluss in der Generalversammlung eine überarbeitete Fassung der OIB-Richtlinie 6 veröffentlicht, in der auch die Primärenergiefaktoren neu berechnet wurden. Hierbei fungiert die Österreichische Energieagentur im Rahmen der Umsetzung der europäischen Richtlinie 2006/32/EG (EDL-Richtlinie) (Europäisches Parlament und Rat 2006) als Monitoringstelle des Bundes und ist mit der Entwicklung von Bottom-up-Bewertungsmethoden und dem Aufbau einer Online-Maßnahmendatenbank beauftragt (Kalt 2013 S. 13).

Der Reformprozess der OIB-Richtlinie 6 wurde in den Jahren 2011 und 2015 durch die von der Österreichischen Energieagentur im Juni 2013 veröffentlichten Studie „Primärenergiefaktoren von fossilen und erneuerbaren Energieträgern, Strom und Fernwärme im Zeitraum 2000 bis 2011“ begleitet. Im Zuge dieser Studie wurden unter der Anwendung unterschiedlicher Berechnungsmethoden Primärenergiefaktoren aller Primär- und Sekundärenergieträger gemäß der Aufteilung der österreichischen Energiebilanz ermittelt. Während die in der Studie errechneten Primärenergiefaktoren für fossile Energieträger nur geringfügig von den Werten der OIB-Richtlinie-6 aus dem Jahre 2011 abwichen, wurden starke Abweichungen bei den Primärenergiefaktoren des österreichischen Stromverbrauchsmixes festgestellt. Aus den Zeitreihen der Jahre 2009-2011 wurde je nach Berechnungsmethode ein gemittelter Primärenergiefaktor für den österreichischen Stromverbrauchsmix zwischen 1,8 und 2,11 errechnet. (Österreichisches Institut für Bautechnik 2015 S. 10).

Tab. 3-2: Primärenergiefaktoren nach OIB Richtlinie-6 des Jahres 2015 (in Klammern zum Vergleich davon abweichende Werte aus dem Jahr 2011)

Energieträger	Primärenergiefaktoren			CO_2-Faktor
	$f_{PE,tot}$	$f_{PE,ne}$	$f_{PE,e}$	f_{CO2}
	[kWh/kWh]	[kWh/kWh]	[kWh/kWh]	[g/kWh]
Kohle	1,46	1,46	0,00	337
Heizöl	1,23	1,23	0,01 *(0,00)*	311
Erdgas	1,17	1,16 (*1,17)*	0,00	236
Biomasse	1,08	0,06)	1,02	4
Strom-Mix-Österreich (inkl. Netto-Importe)	1,91 *(2,62)*	1,32 *(2,15)*	0,59 *(0,47)*	276 *(417)*
FW aus Heizwerk (erneuerbar)	1,60	0,28	1,32	51
Fernwärme aus Heizwerk (nicht erneuerbar)	1,52	1,38	0,14	291
Fernwärme aus hocheffizienter KWK [1] (Defaultwert)	0,94 *(0,92)*	0,19 *(0,20)*	0,75 *(0,72)*	28 (73)
Fernwärme aus hocheffizienter KWK [1] (Bestwert)	≥0,30	gemäß Einzelnachweis [2]		≥20
Abwärme (Defaultwert)	1,00	1,00	0,00	20
Abwärme (Bestwert)	≥0,30	gemäß Einzelnachweis [2]		≥20

[1] Als hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) werden all jene angesehen, die der europäischen KWK-Richtlinie 2004/8/EG entsprechen

[2] Für den Fall, dass ein Einzelnachweis gemäß EN 15316-4-5 durchgeführt wird, dürfen keine kleineren Werte als für industrielle Abwärme verwendet werden. Die Randbedingungen zum Berechnungsverfahren sind im Dokument „Erläuternde Bemerkungen“ festgehalten.

Quelle: Eigene Darstellung nach Österreichisches Institut für Bautechnik 2015 S. 10

Für die überarbeitete Fassung der OIB-Richtlinie 6 des Jahres 2015 wurden die Primärenergiefaktoren für den österreichischen Stromverbrauchsmix unter Verwendung der Datenbasis des Zeitraumes 2009 – 2013 berechnet. Ausgangspunkt für die Ermittlung der Konversionsfaktoren des österreichischen Stromes sind die Statistiken des „European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E)“. Hierbei wurde die Zusammensetzung des Stromerzeugungsportfolios von Österreich sowie das aller nach Österreich Strom importierenden Länder auf Basis dieser statistischen Daten bestimmt.

Tab. 3-3: Europäische harmonisierte Wirkungsgrad-Referenzwerte für die getrennte Erzeugung von Strom und Wärme

Elektrische EU-Wirkungsgrad-Referenzwerte für 2000-2013	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Heizöl
	41,8%	44,2%	52,5%	44,2%

Quelle: Österreichisches Institut für Bautechnik 2015b S. 14

Die Konversionsfaktoren für den österreichischen Produktionsmix sowie der importierenden Länder wurden errechnet unter Verwendung von jährlich angepassten europäischen harmonisierten Wirkungsgrad-Referenzwerten für die getrennte Erzeugung von Strom und Wärme (Aktenzeichen K (2011) 9523 (2011/877(EU), s. Tab. 3-3) sowie aus den nationalen Elektrizitätsbilanzen entnommenen Werten für den Stromeigenbedarf und die Netzverluste. Um die Konversionsfaktoren des österreichischen Stromverbrauchsmixes zu bestimmen, wurde der österreichische Produktionsmix mit denen der importierenden Länder verrechnet. Hierbei wurde berücksichtigt, dass durch Netto-Stromimporte in den Jahren 2009 bis 2013 im Mittel 3,1% der österreichischen Stromnachfrage gedeckt wurden.[13] Aus diesen Berechnungen ergibt sich für Österreich ein Primärenergiefaktor ($f_{PE,Strom}$) von 1,91 und ein durchschnittlicher Kohlendioxid-Emissionsfaktor von 276 g/kWh.

Tab. 3-4: Relevante Werte zur Berechnung des Primärenergiefaktors für den Österreichischen Stromverbrauchsmix

2009 bis 2013	**Primärenergiefaktoren**			**CO_2-Faktor**
	$f_{PE,tot}$	**$f_{PE,ne}$**	**$f_{PE,e}$**	**f_{CO2}**
	[kWh/kWh]	**[kWh/kWh]**	**[kWh/kWh]**	**[g/kWh]**
Produktionsmix (Österreich)	1,83	1,21	0,62	262
Produktionsmix (Tschechien)	3,19	3,14	0,05	486
Produktionsmix (Deutschland)	2,84	2,64	0,20	476
Strom-Mix-Österreich (inkl. Netto-Importe)	**1,91**	**1,32**	**0,59**	**276**

Quelle: Österreichisches Institut für Bautechnik 2015b S. 13

Die übrigen in der Tab. 3-4 dargestellten Konversationsfaktoren wurden auf Basis von europäischen Normen bestimmt oder aus diesen übernommen. Unter Verwendung der Datenbank Ecoinvent wurden diese Faktoren unter Beachtung der in der ÖNORM EN 15603 festgelegten allgemeinen Grundsätze für die Berechnung der Primärenergiefaktoren und der Koeffizienten für die Kohlendioxid-Emissionen berechnet. Hierbei wurden für die Energieträger Kohle,

[13] Annahme für Strom aus Wasserkraft: 1,0 für $f_{PE,tot}$ bzw. $f_{PE,e}$ und 0 g/kWh für f_{CO2}

Heizöl und Erdgas unter der Annahme, dass ihr erneuerbarer Anteil null beträgt, alle in der Ecoinvent-Datenbank zur Verfügung stehenden Werte verwendet und arithmetisch gemittelt. Aus der Kraft-Wärme-Kopplung entstammende Fernwärme wurde primärenergetisch mit Hilfe der Stromgutschriftmethode bewertet und hierbei für die Ermittlung der Emissionen der Verdrängungsmix berechnet. Laut den Erläuternde Bemerkungen zur OIB-Richtlinie 6 fließt in die Berechnungen der Eigenbedarf der Anlagen ein, mögliche Netzverluste wurden jedoch nicht berücksichtigt.

Die Primärenergiefaktoren der im Juni 2013 veröffentlichten Studie „Primärenergiefaktoren von fossilen und erneuerbaren Energieträgern, Strom und Fernwärme im Zeitraum 2000 bis 2011“ wurden auf Basis der Datensätze der Ökobilanz-Software GEMIS 4.8 ermittelt (Kalt 2013 S. 13). Die relevanten Normen für die Berechnung der Primärenergiefaktoren sind in der DIN V 4701-10 sowie in der ÖNORM EN 15603:2008 hinterlegt. Für die Ermittlung des Primärenergiefaktors für **Fernwärmesysteme** ist die ÖNORM EN 15316-4-4 bindend. Für die Ermittlung der Primärenergiefaktoren hat die Österreichische Energieagentur eine Empfehlung für die Anwendung der **finnischen Methode** ausgegeben. Sie richtet sich nach den Vorgaben der EU-KWK-Richtlinie (2004/8/EG) bzw. der Energieeffizienz-Richtlinie (2012/27/EG) (Kalt 2013 S. 7). Diese Methode kalkuliert die fiktive Primärenergieeinsparung von KWK gegenüber einer separaten Erzeugung von Strom und Wärme mit konventionellen Systemen. Ausgehend von Referenzwirkungsgraden der elektrischen und thermischen Komponenten wird die Brennstoffaufteilung bestimmt. Somit stellt die Finnische Methode kein Abbild realer Prozesse, sondern nur eine vergleichende Betrachtung der ausgewählten Referenzsysteme dar (BDEW 2015a S. 35). Die Empfehlung zur Verwendung der finnischen Methode steht im Gegensatz zur Anwendung anderer Berechnungsmethoden, die im Deutschland zum Einsatz kommen (Arbeitswertmethode, Stromgutschriftmethode) (BDEW 2015a S. 35).

3.5.2 Schweiz

In Art. 89 Abs. 4 der schweizerischen Bundesverfassung wurde festgelegt, dass die Begrenzung des Energieverbrauchs in Gebäuden dem Zuständigkeitsbereich der Kantone unterliegt. Dies wird auch durch den Artikel 9 des schweizerische Energiegesetzes (EnG) bekräftigt, in welchem den Kantonen die Kompetenz zur Schaffung günstiger Rahmenbedingungen für die sparsame und rationelle Energienutzung in Gebäuden zugesprochen wurde. In der Schweiz finden zur Zeit zwei Standards zur energetischen Bewertung von Gebäuden Anwendung (Brux 2010 S. 291). Parallel zu dem SIA-Merkblatt 2031 „Energieausweis für Gebäude“, erstellt vom Schweizerischen Ingenieur- und Architektenvereins (SIA), wurde gemäß eines Beschlusses der Kantonalen Energiedirektoren (ENDK) der Gebäude-Energieausweis der Kantone (GEAK) erarbeitet. Es besteht für Gebäudeeigentümer derzeit jedoch keine Pflicht, einen Gebäudeenergieausweis anfertigen zu lassen.

Das **Merkblatt 2031 „Energieausweis für Gebäude“** des Schweizerischen Ingenieur- und Architekten- Vereins (**SIA**) beruht auf den Schweizer Normen SN EN 15217 und SN EN 15063 (Brux 2010 S. 291). Die nach diesem Merkblatt anzuwendenden Primärenergiefaktoren sind in Tab. 3-5 dokumentiert. Da das SIA-Merkblatt nicht frei zugänglich ist, können in

dieser Studie keine Aussagen über den Primärenergiefaktoren zu Grunde liegenden Berechnungsmethoden gemacht werden.

Tab. 3-5: Primärenergie- und CO_2-Faktoren nach SIA-Merkblatt 2031 „Energieausweis für Gebäude“

Energieträger	Dichte	Brennwert	Primärenergiefaktoren			CO_2-Faktor
	ρ	H_s	$f_{PE,tot}$	$\mathbf{f_{PE,n,ern.}}$	$f_{PE,ern}$	f_{CO2}
	[kg/m³]	[MJ/kg]	[kWh/kWh]	[kWh/kWh]	[kWh/kWh]	[g/kWh]
Flüssig						
Heizöl EL	840	44,8	1,24	**1,23**	0,01	295,2
Propan	510	50,0	1,15	**1,14**	0,01	241,2
Butan	580	49,5	1,15	**1,14**	0,01	241,2
Fest						
Kohle Koks	760	28,8	1,66	**1,65**	0,01	432,0
Kohle Brikett	700-1000	21,2	1,19	**1,18**	0,01	385,2
Stückholz [1)]		19,9	1,06	**0,05**	1,01	10,8
Holzschnitzel		19,9	1,14	**0,06**	1,08	10,8
Pellets [1)]		20,2	1,22	**0,21**	1,01	36,0
Gasförmig [2)]		[MJ/m³]				
Erdgas	0,8	41,0	1,15	**1,14**	0,01	241,2
Propan	2,01	100,9	1,15	**1,14**	0,01	241,2
Butan	2,7	133,9	1,15	**1,14**	0,01	241,2
Biogas (mit Erdgasqualität) [3)]	0,8	41,0	0,48	**0,44**	0,04	136,8
Elektrizität CH-Verbrauchsmix			2,97	**2,53**	0,44	154,8

[1)] Brennwert pro kg Trockensubstanz

Stückholz:	1 Ster Hartholz	= 400 kg Trockensubstanz
	1 Ster Weichholz	= 280 kg Trockensubstanz
Holzschnitzel:	1 Schnitzel-Kubikmeter Hartholz	= 200 kg (175 kg - 230 kg) Trockensubstanz
	1 Schnitzel-Kubikmeter Weichholz	= 140 kg (110 kg - 160 kg) Trockensubstanz
Pellets:	1 Schütt-Kubikmeter	= 660 kg Trockensubstanz

[2)] Werte im Norm-Zustand (0°C, 101300 Pa)

[3)] Nach SVGW G 13, Richtlinien für die Einspeisung von Biogas

Quelle: Eigene Darstellung nach SIA-Merkblatt 2031 - Energieausweis für Gebäude (Korrigenda) (SIA 2010)

Der **Gebäude-Energieausweis der Kantone (GEAK)** wurde im August 2009 auf Initiative der Konferenz Kantonaler Energiedirektoren (EnDK) gemeinsam mit dem Hauseigentümerverband Schweiz (HEV) ins Leben gerufen. Trotz eines starken kantonalen Bezuges gelten hierbei für die energetische Bewertung von Gebäuden für die gesamte Schweiz die gleichen Kriterien und Berechnungswerte. Der Primärenergiebedarf von Gebäuden wird in dem Gebäudeenergieausweis der Kantone mittels Primärenergiefaktoren, die als Gewichtungsfaktoren bezeichnet werden, berechnet. Diese sollen nach Angaben der Schlusserklärung der Konferenz Kantonaler Energiedirektoren die nationale und kantonale Energiepolitik wiederspiegeln und dabei insbesondere die erneuerbaren Energien bevorzugen. Auf dieser im Mai 2009 stattgefundenen Konferenz wurden die bis heute gültigen Primärenergiefaktoren definiert. Die diesen Zahlenwerten zu Grunde liegende Methodik wurde transparent dargestellt.

Der Gebäude-Energieausweis der Kantone (GEAK) wurde im August 2009 auf Initiative der Konferenz Kantonaler Energiedirektoren (EnDK) gemeinsam mit dem Hauseigentümerverband Schweiz (HEV) ins Leben gerufen. Trotz eines starken kantonalen Bezuges gelten hierbei für die energetische Bewertung von Gebäuden für die gesamte Schweiz die gleichen Kriterien und Berechnungswerte. Neben den gebäudespezifischen Messdaten basiert der GEAK auf einem Modell von Referenzgebäuden. Somit weist der GEAK zum einen aus, wie energieeffizient die Gebäudehülle ist und zum anderen, wie viel Energie ein Gebäude bei einer Standardnutzung an Hand von Referenzwerten benötigt. Um die Gesamtenergieeffizienz zu beurteilen, wird die benötigte Endenergie mit nationalen Energiegewichtungsfaktoren verrechnet.
Die Energiegewichtungsfaktoren sollen nach Angaben der Schlusserklärung der Konferenz Kantonaler Energiedirektoren die nationale und kantonale Energiepolitik wiederspiegeln und dabei insbesondere die erneuerbaren Energien bevorzugen (ENDK 2009). Auf dieser im Mai 2009 stattgefundenen Konferenz wurden die bis heute gültigen Gewichtungsfaktoren definiert und sie sind dieselben Faktoren, wie sie auch die schweizerische Agentur MINERGIE® bei Ihren Baustandards verwendet. Die in dem Gebäude-Energieausweis der Kantone (GEAK) verwendeten nationalen Gewichtungsfaktoren sind nicht als Primärenergiefaktoren im herkömmlichen Sinne (einer Ökobilanz zur Ermittlung der Verluste in den vor- und nachgelagerten Ketten) zu verstehen sind, sondern sollen eine Lenkungswirkung besitzen.

Tab. 3-6: Primärenergiefaktoren („Gewichtungsfaktoren“) nach Gebäude-Energieausweis der Kantone (GEAK)

Gewichtungsfaktoren	Heizöl, Gas, Kohle	Biomasse (Holz, Biogas, Klärgas)	Abwärme (inkl. Fernwärme aus KVA, RVA, Industrie)	Strommix (CH)	Sonne, Umweltwärme, Geothermie
f_{PE} [kWh_{PE}/kWh_{EE}]	1,0	0,7	0,7	2,0	0,0

KVA: Kehrichtverbrennungsanlagen

Quelle: Gebäude-Energieausweis der Kantone (GEAK)/Konferenz Kantonaler Energiedirektoren (ENDK 2009)

4 PE-Faktoren für verschiedene Energieträger

Die prinzipielle Bedeutung und Definition von Primärenergiefaktoren wurde in Kap. 3 behandelt. Nachfolgend werden die im Rahmen der derzeit geltenden EnEV 2014 verbindlich vorgeschriebenen Faktoren in der Übersicht wiedergegeben (Kap. 4.1) und anschließend für einzelne Energieträger analysiert und bewertet (Kap. 4.2 bis 4.5).

4.1 PE-Faktoren im Rahmen der EnEV 2014 (Übersicht)

Die im Rahmen der EnEV festgesetzten Primärenergiefaktoren für Energieträger haben einen großen Einfluss auf die Einhaltung der maximalen Primärenergiebedarfe Q_P in Gebäuden (vgl. Abb. 2-3 in Kap. 2.2.2). Gemäß EnEV sind als **Primärenergiefaktoren** die Werte für den **nicht erneuerbaren Anteil** nach **Anhang A** der **DIN V 18599-1: 2011-12** (DIN Deutsches Institut für Normung e.V. 2011 S. ff.) zu verwenden[14].

[14] Der vollständige Titel der DIN lautet: „Energetische Bewertung von Gebäuden - Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung. Teil 1: Allgemeine Bilanzierungsverfahren, Begriffe, Zonierung und Bewertung der Energieträger.“

Tab. 4-1: Tabellierte Primärenergiefaktoren aus DIN V 18599-1 (bezogen auf den Heizwert der Nutzenergie)

Energieträger [a)]		**Primärenergiefaktoren PEF**	
		gesamt	**nicht erneuerbar**
Fossile Brennstoffe	Heizöl EL	1,1	1,1
	Erdgas H	1,1	1,1
	Flüssiggas	1,1	1,1
	Steinkohle	1,1	1,1
	Braunkohle	1,2	1,2
Biogene Brennstoffe	Biogas	1,5	0,5
	Bioöl	1,5	0,5
	Holz	1,2	0,2
Nah-/Fernwärme aus KWK [b)]	fossiler Brennstoff	0,7	0,7
	erneuerbarer Brennstoff	0,7	0
Nah-/Fernwärme aus Heizwerken	fossiler Brennstoff	1,3	1,3
	erneuerbarer Brennstoff	1,3	0,1
Strom	allgemeiner Strommix	2,8	2,4 *(ab 2016: 1,8)* [c)]
	Verdrängungsstrommix	2,8	2,8
Umweltenergie	Solarenergie	1	0
	Erdwärme, Geothermie	1	0
	Umgebungswärme	1	0
	Umgebungskälte	1	0
Abwärme innerhalb des Gebäudes	aus Prozessen [d)]	1	0

a) Bezugsgröße Endenergie: Heizwert Hi
b) Angaben sind typisch für durchschnittliche Nah-/Fernwärme mit einem Anteil der KWK von 70 %.
c) Klammerwert für 2016 ist nicht Bestandteil der DIN V 18599, sondern abweichend davon in der EnEV 2014 definiert.
d) definiert in DIN V 18599 Abschnitt 3.1.32 (S. 15)

Quellen: Tabelle A.1 der DIN V 18599-1 vom Dez. 2011; EnEV 2014; eigene Ergänzungen

4.2 PEF für Strom

Die Primärenergiefaktoren für Strom wurden seit Einführung der EnEV im Jahr 2002 (PEF_{ne} = 3,0) in vier Schritten um insgesamt 40 % auf 1,8 (in 2016) abgesenkt. Die absolut (0,6) und relativ (-25%) stärkste Absenkung findet im letzten Schritt von 2014 auf 2016 statt (vgl. Abb. 4-1).

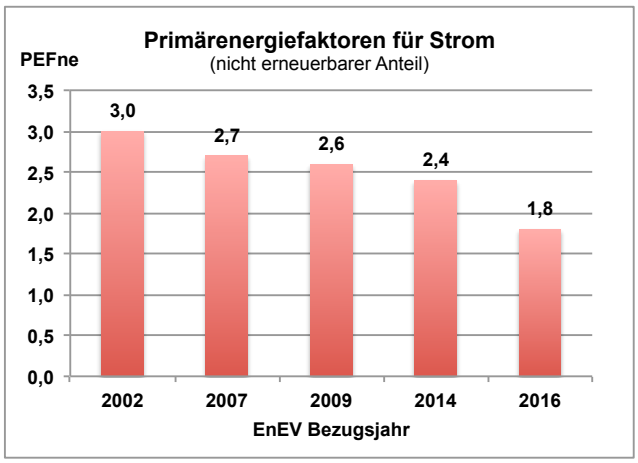


Abb. 4-1: Entwicklung der im Rahmen der EnEV festgesetzten Primärenergiefaktoren für Strom

Bei dem PEF_{ne}-Wert für Strom von 1,8 ab dem Jahr 2016 weicht die EnEV von dem in der DIN V 18599 dokumentierten Wert von 2,4 (vgl. Tab. 4-1) ab (BMVBS 2013 S. 44). Zur Herleitung von Primärenergiefaktoren verweist die DIN V 18599-1 allgemein auf das frei verfügbare Softwareprogramm GEMIS[15] (DIN Deutsches Institut für Normung e.V. 2011 S. 66). Das Öko-Institut hat in 2011 eine Bestimmung der PEF für Storm mit GEMIS vorgenommen und veröffentlicht (Fritsche und Rausch 2011). Im Ergebnis weisen sie für den Strommix 2010 (lokal auf Gebäudeebene, d.h. inklusive Verteilverluste) einen PEF_{ne} von 2,35 aus.

Im Ausblick der Kurzstudie stellen die Autoren fest, dass dieser Wert auf Basis des BMU-Leitszenarios im Jahr 2020 auf 1,78 sinken wird (THG-Emissionen: 360 g $CO_{2Äq}$/ kWh_{el}). Durch den plötzlich eingeleiteten Kernenergieausstieg in 2011 erwarteten sie aber einen Umbau des Stromsystems in Richtung Erneuerbare und – übergangsweise – Steinkohle-Kraftwerke sowie Erdgas-GuD-Anlagen. Auf dieser veränderten Basis schätzen sie einen niedrigeren Wert für den PEF von **1,4 in 2020** ab (THG-Emissionen: 380 g $CO_{2Äq}$/ kWh_{el}). Bei linearer Entwicklung zwischen 2010 und 2020 würde dies im Jahr **2015** einem PEF_{ne} von **1,8** entsprechen (480 $gCO_{2Äq}$/ kWh_{el}). (Fritsche und Rausch 2011 S. 3) Genau jener Wert findet sich in der EnEV 2014 für Bilanzierungen ab 2016 wieder.

Fritsche hat (unter IINAS, Darmstadt) für die Fachgemeinschaft für effiziente Energieanwendungen e.V. (HEA) alljährlich Aktualisierungen vorgenommen. Der jüngste Bericht von 2014 (Fritsche und Greß 2014) weist im Ergebnis auf lokaler Ebene einen PEF_{ne} von **1,90** (530 g $CO_{2Äq}$/kWh_{el}) für **2015** und **1,55** (407 g $CO_{2Äq}$/kWh_{el}) für **2020** aus (vgl. Tab. 4-2). Dies bedeutet, dass der erwartete PEF_{ne} für 2015 (2020) um 0,1 (0,15) und die erwarteten

[15] Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS), Aktuelle Version: 4.94, Darmstadt, IINAS, 2015

THG-Emissionen um 50 g $CO_{2Äq}/kWh_{el}$ (27 g $CO_{2Äq}/kWh_{el}$) jeweils nach oben hin korrigiert wurden.

Tab. 4-2: Kumulierte Energieverbräuche (KEV, hier als Synonym für PEF) und Treibhausgasemissionen für Strom verschiedener Basisjahre 2010 bis 2020 (berechnet mit GEMIS 4.93)

		KEV in $kWh_{primär}/kWh_{el}$ nicht-erneuerbar	KEV in $kWh_{primär}/kWh_{el}$ gesamt	CO_2-Äq g/kWh	CO_2 g/kWh
Strom lokal	2010	2,36	2,77	606	578
	2011	2,22	2,70	614	584
	2012	2,16	2,68	619	589
	2013	2,12	2,67	617	587
	2015	*1,90*	*2,53*	*530*	*504*
	2020	*1,55*	*2,31*	*407*	*384*
Kraftwerkspark	2010	2,29	2,69	588	560
	2011	2,16	2,62	596	566
	2012	2,09	2,60	600	571
	2013	2,06	2,59	598	569
	2015	*1,85*	*2,45*	*513*	*488*
	2020	*1,50*	*2,24*	*394*	*372*

Quelle: Eigene Darstellung der Ergebnisse von (Fritsche und Greß 2014)

In Abb. 4-2 sind die PEF (gesamter und nicht-erneuerbare Anteile) und die THG-Emissionen des lokalen Strommixes für die Bestandsjahre 2010 bis 2013 und die erwartete Fortschreibung für 2015 und 2020 aufgetragen. Zu sehen ist, dass nicht notwendigerweise eine Korrelation zwischen sinkendem PEF_{ne} und den CO_2-Emissionen vorliegt. Im Gegenteil steigen zwischen 2010 und 2013 die Emissionen um 2% an, obwohl der PEF_{ne} um 10% sinkt. Dies hängt zum einen mit dem Kernenergieausstieg ab 2011 zusammen. Dieser lässt rechnerisch den PEF_{ne} sinken, da Kernkraftwerke per Definition einen relativ schlechten elektrischen Wirkungsgrad von 33% (entspricht einem $PEF_{ges} = PEF_{ne} = 3{,}0$) aufweisen. Im Gegensatz dazu werden nach dem sog. Wirkungsgradprinzip (gemäß internationalem und nationalem Vorgehen) erneuerbare Stromerzeugungsanlagen, denen kein Heizwert zugeordnet werden kann (Wasser, Wind, Photovoltaik), mit 100% Wirkungsgrad ($PEF_{ges} = 1 / PEF_{ne} = 0$) bilanziert (Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) e.V. 2010 S. 9). Zum anderen gab es aufgrund brachliegender CO_2-Preise in dem Zeitraum eine Tendenz zur vermehrten Stromproduktion in klimaschädlichen Kohle- und insbesondere Braunkohlekraftwerken auf Kosten relativ klimafreundlicher Erdgaskraftwerke.

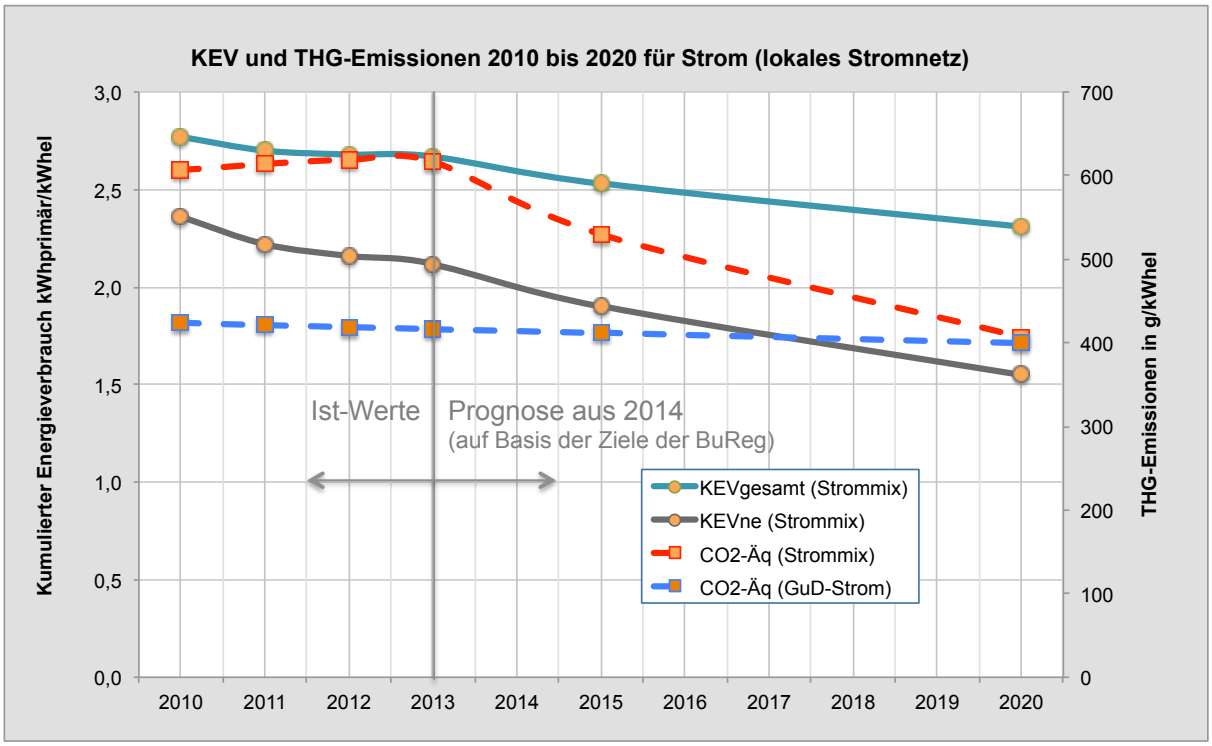


Abb. 4-2: Historische (bis 2013) und perspektivische (bis 2020) Entwicklung der PEF und THG-Emissionen für den Bezug von Strom auf Gebäudeebene

Quelle: Eigene Darstellung, Daten für Strommix aus (Fritsche und Greß 2014); Daten für GuD-Mix aus eigenen Berechnungen mit GEMIS (Version 4.94, Okt. 2015, Prozess „EL-KW-Park-DE-2010 Basis-renewbility“, eta_{GuD} = 57,0% für 2010 und 59,5% für 2020)

Zum Vergleich wurden in Abb. 4-2 noch die THG-Emissionen von Erdgas-GuD-Anlagen eingezeichnet, welche unter den fossilen Kraftwerken diejenigen sind, welche die höchste Effizienz (Wirkungsgrade bis zu 60%) und die niedrigsten spezifischen THG-Emissionen aufweisen. Im Jahr 2020 erreichen sowohl Strommix (407 g $CO_{2Äq}/kWh_{el}$) als auch GuD-Anlagenmix (400 g $CO_{2Äq}/kWh_{el}$) nahezu den gleichen Wert.

Ob die erwarteten Absenkungen von PEF_{ne} und THG-Emissionen des Strommixes tatsächlich so eintreten werden, hängt insbesondere vom weiteren Ausbautempo der erneuerbaren Energien ab sowie vom Verhältnis des Einsatzes der Brennstoffe Kohle und Erdgas im fossilen Kraftwerkspark.

In Abb. 4-3 sind die spezifischen THG-Emissionen pro Kilowattstunde für den Strommix und den GuD-Mix (hier: Bilanzgrenze Kraftwerk) im zeitlichen Verlauf gegen den PEF_{ne} aufgetragen. Hier wird noch mal deutlich, welch dynamische Prozesse beim Strommix in Richtung niedrige nicht erneuerbare PEF und niedrige THG-Emissionen auf Basis des GEMIS-Prozesses „EL-KW-Park-DE-2010“ erwartet werden. Aus heutiger Sicht wird das Ausbautempo für erneuerbaren Strom (vgl. Abb. 6-1) in dem hier verwendeten Szenario sogar noch unterschätzt[16]. Andererseits ist es in der Realität bisher nicht zu der erwarteten Energieträger-

[16] Die REG-Anteile im GEMIS-Prozess „EL-KW-Park-DE-2010“ basieren auf den im Energiekonzept der Bundesregierung aus dem Jahr 2010 beschriebenen Zielen bzw. Maßnahmen und betragen 16,1 % im Jahr 2010, 28,2 % im Jahr 2020

verschiebung von Kohle zu Erdgas im fossilen Kraftwerkspark gekommen, so dass die Reduktion der Treibhausgasemissionen im Gesamtstromsystem - zumindest zum gegenwärtigen Zwischenstand im Jahr 2015 - überschätzt wird.

Im Vergleich zum gesamten Kraftwerkspark ist die Entwicklung beim emissionsärmsten fossilen Kraftwerkstyp (GuD) sehr viel geringer ausgeprägt. Ab dem Jahr 2020 werden im Strommix mit 388 g $CO_{2Äq}/kWh_{el}$ geringere Emissionen erwartet als im GuD-Mix. Der Schnittpunkt eines identischen PEF_{ne} = 1,89 von Strommix und GuD-Mix wird bereits im Jahr 2015 erreicht. Bei angenommener linearer Interpolation zwischen 2020 und 2030, träfe der PEF_{ne} des Strommixes im Jahr 2024 den PEF_{ne} von Erdgas bzw. Heizöl (1,1), und bei weiterer Extrapolation im Jahr 2032 den von Biogas (0,5) und im Jahr 2037 den von Holz (0,2).

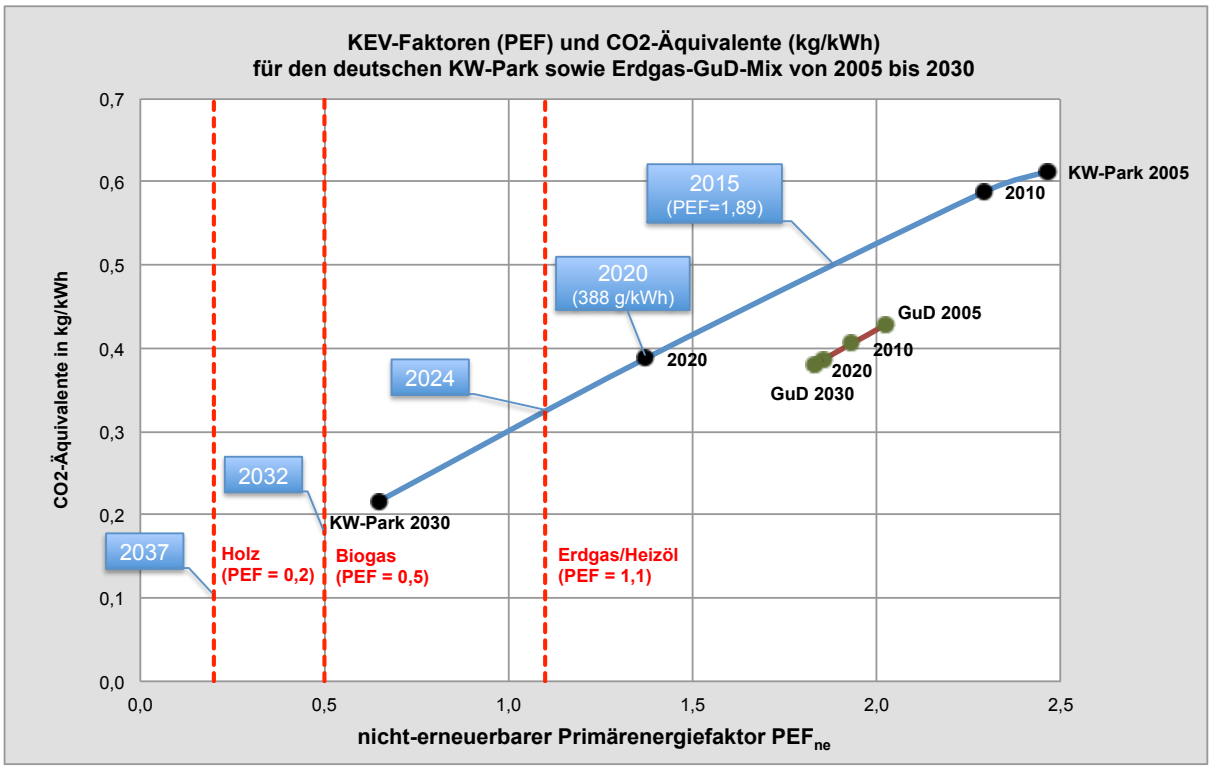


Abb. 4-3: Zeitliche Entwicklung der THG-Emissionen und der PEF_{ne} für den Strommix bzw. GuD-Mix der Jahre 2005 bis 2030

Quelle: Eigene Berechnungen mit GEMIS (Version 4.94), auf Basis des Prozesses „EL-KW-Park-DE-2010 Basis-renewbility“ (Nach IINAS/Öko-Institut e.V 2015, Joachim Nitsch 2008 und Öko-Institut/DLR/IFEU/DFZ/TU-DD 2009) eta_{GuD} = 57,0% für 2010, 59,5% für 2020 und 60,5% für 2030

Insgesamt bleibt festzuhalten, dass in der Vergangenheit der Primärenergiefaktor (nicht-erneuerbarer Anteil) für Strom sehr stark abgesenkt wurde und - und bei fortgeschriebener Methodik - in der Zukunft dieser Trend sich fortsetzen wird. Von dieser Entwicklung profitieren strombasierte Heizungssysteme wie Wärmepumpen, Nachtspeicherheizungen, Elektro-Direktheizungen oder auch mechanische Belüftungssysteme mit Wärmerückgewinnung. Im

und 43,9% im Jahr 2030 (IINAS/Öko-Institut e.V 2015). Zum Vergleich: Der reale REG-Strom-Ausbau im Jahr 2015 wird vermutlich die 30%-Marke überschreiten und liegt somit bereits oberhalb des für 2020 anvisierten Wertes.

Rahmen der EnEV 2014 wurden zwar einerseits die Grenzwerte für den Primärenergieverbrauch um 25% abgesenkt. Gleichzeitig wird jedoch PEF_{ne} für Strom von 2,6 (2009) auf 1,8 (2016) um 30,8% reduziert. De facto bedeutet dies ab 2016 eine Herabsetzung der primärenergetischen Anforderungen für Stromheizungssysteme[17]. Dies betrifft im Neubau mehr als jedes dritte Heizungssystem. Perspektivisch würde bei einer vollständig dekarbonisierten Stromerzeugung unter Beibehaltung des gegenwärtigen Ansatzes der PEF_{ne} gegen Null konvergieren. Auch wenn die Stromerzeugung dann nahezu CO_2-frei wäre, so wären dennoch andere Umwelteinwirkungen wie z.B. Flächeninanspruchnahme durch Windkraftanlagen und Ausbau von Stromtrassen gegeben, vgl. auch (BUND 2012 S. 11 f.). Die Steuerungswirkung des Indikators „PEF“ in Richtung energieeffiziente Gebäude ginge dann verloren.

Zudem stellt sich die Frage, ob nicht eine Ungleichbehandlung bei der Strom*erzeugung* (durch KWK-Anlagen in Gebäuden) und Strom*verbrauch* (durch Wärmepumpen etc.) vorliegt. Im Rahmen der EnEV wird davon ausgegangen, dass KWK-Anlagen fossile (Groß-)Kraftwerke verdrängen. Daher wird mit einem geänderten PEF_{KWK} = 2,8 für den verdrängten Strom bilanziert (vgl. Kap. 4.5).

Für den Fall, dass große Mengen an zusätzlich von elektrischen Heizungssystemen bezogenem Strom nicht durch den normalen Strommix (PEF_{ne} = 1,6) gedeckt werden können, sondern umgekehrt der Einsatz von fossilen zusätzlichen Kraftwerkskapazitäten benötigt wird, müsste auch hier mit einem PEF von z.B. 2,8 gerechnet werden. Diese Diskussion sollte geführt werden insbesondere auch vor dem Hintergrund, dass elektrische Heizlasten insbesondere im Winter, also zur Zeiten der höchsten Netzlasten, auftreten. Für diesen Effekt wird auch der Begriff der „Thermosensibilität“ (Steigerung der elektrischen Last pro Grad Kelvin sinkender Außentemperatur) verwendet. Sie ist insbesondere in Ländern mit hohen Anteilen von strombasierten Heizungssystemen wie beispielsweise Frankreich relevant, vgl. (Hauser und Schmidt 2012; Schmidt et al. 2014 S. 18 ff.).

4.3 PEF für flüssige und gasförmige Brennstoffe (Heizöl, Bioöl, Erdgas, Biogas, Biomethan, PtG)

Die Primärenergiefaktoren für die fossilen Brennstoffe **Heizöl** (EL), **Erdgas** (H) und **Flüssiggas** sind gemäß EnEV bzw. DIN V 18599-1 mit PEF_{ges} = $\mathbf{PEF_{ne} = 1{,}1}$ identisch. Für flüssige oder gasförmige Biomasse[18] (**Bioöl** und **Biogas**) darf abweichend davon ein $\mathbf{PEF_{ne} = 0{,}5}$ verwendet werden, allerdings nur, sofern sie im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit dem Gebäude erzeugt wird. Andernfalls gelten die gleichen Werte wie bei den fossilen Energieträgern (BMVBS 2013 S. 44). Wissenschaftlich detailliertere Werte für gasförmige (Biomethan und Biogas) und flüssige (Biodiesel RME und Palmöl) Biomasse-Energieträger sind in Tab. 4-5 in Kap. 4.4 wiedergegeben.

---

[17] Ungeachtet dessen gelten jedoch nach wie vor die Nebenanforderungen für den Transmissionswärmeverlust H'_T sowie für Neubauten zusätzlich einzuhaltende Grenzen für die U-Werte der Bauteile, vgl. Abb. 2-3 in Kap. 2.2.2.

[18] im Sinne des § 2 Absatz 1 Nummer 4 des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes 2009

Der inländische Erdgasabsatz betrug im Jahr 2013 - abzüglich des nicht-energetischen Verbrauchs (z.B. zur Rohstoffherstellung in der Chemie) - ca. 1.834 PJ (vgl. Tab. 4-3). Derzeit wird für Gas aus dem nationalen Gasnetz pauschal der PEF_{ne} (= PEF_{ges}) von Erdgas mit 1,1 angesetzt. Dies unterscheidet sich vom Ansatz beim Stromnetz, wo die erneuerbaren Stromquellen den PEF_{ges} = 2,8 in erheblichem Maße auf PEF_{ne} = 1,8 (ab 2016) herabsetzen. Nachfolgend wird untersucht, welcher PEF_{ne} sich für Gas ergeben würde, wenn man a) alle biogenen Quellen bzw. b) nur die ins Gasnetz eingespeisten Quellen mit einbezieht.

Werden **alle erneuerbaren Gaserzeugungsmengen** aus Klärgas, Biogas, Müll- und Deponiegas sowie Biomethan voll angerechnet, erhält man einen theoretischen Primärenergiefaktor **PEF_{ne} von 0,91** (vgl. Tab. 4-3). In der Praxis werden jedoch weder Klärgas und Biogas (285 PJ) noch Müll- und Deponiegas (120 PJ) in das Erdgasnetz eingespeist, sondern in der Regel direkt vor Ort verstromt. Lediglich auf Erdgasqualität aufgearbeitetes Biogas, also **Biomethan** (24 PJ) landet tatsächlich im Gasnetz und ist somit anrechenbar. Damit ergibt sich ein Primärenergiefaktor $PEF_{ges,real}$ von 1,12 mit einem nicht-erneuerbaren Anteil **$PEF_{ne,real}$ von 1,09**. Dies entspricht auf eine Nachkommastelle gerundet dem in der EnEV festgesetzten Primärenergiefaktor von Erdgas von 1,1.

Tab. 4-3: Berechnung des PEF_{ne} für einen Gasmix: Vergleich des theoretischen Gasmixes (energetisch genutztes Erdgas plus alle biogenen Gase) mit der realen Einspeisung (Erdgas plus Biomethan) im deutschen Gasnetz (Bilanzjahr 2013)

Gasart	Endenergie		PEF_{ne}	nicht-erneuerbare Primärenergie		PEF_{ges} / PEF_{ne}	
	alle Gase	eingespeiste Gase	alle Gase	alle Gase	eingespeiste Gase	eingespeiste Gase	
	PJ	PJ	-	-	-	-	-
Erdgas (Inlandsabgabe Endabnehmer)	2.038	2.038	1,1	2.242	2.242		
davon Erdgas für Energienutzung (abzüglich ca. 10% nicht-energetisch)	1.834	1.834	1,1	2.017	2.017		
Klärgas einschl. Biogas	285	0	0,15	43	0		
Müll, Deponiegas	120	0	0	0	0		
Biomethan	24	24	0,36	9	9		
Gasmix (alle / eingespeist)	2.263	1.858	**0,91**	2.069	2.026	**1,12**	**1,09**

Quellen:

Energiemengen:	BMWi Energiedaten[19] vom 21.10.2014
PEF für Biogas und Biomethan:	(BMVBS (Hrsg.) 2012 S. 38f)
Berechnungsansatz (alle Gase):	persönliche Mitteilungen von Prof. Dr.-Ing. Klaus Heikrodt von der Hochschule Ostwestfalen-Lippe vom 14.09.2015
Ansatz (eingespeiste Gase):	eigene Berechnungen

In der nachfolgenden Tabelle sind nachrichtlich die jeweiligen Anteile in Prozent der Gasbezüge für das Jahr 2013 aufgezeigt, wobei der Anteil für das Biomethan (24 PJ ≈ 1,29 %) aus obiger Bilanz übernommen wurde. Diese Anteile wurden in GEMIS[20] übertragen und der KEV für den nicht-erneuerbaren und erneuerbaren Anteil berechnet. Nach dieser eigenen Be-

[19] www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/Energiedaten/gesamtausgabe

[20] *GEMIS* - Globales Emissions-Modell integrierter Systeme ; Version 4.94, IINAS; Darmstadt, 2015

rechnung mit GEMIS ergibt sich gegenüber der überschlägigen Rechnung oben ein leicht höherer PEF_{ges} von 1,122 und ein **PEF_{ne} von 1,098**. Das bedeutet, dass der derzeit geringe Anteil an aufbereitetem und eingespeistem Biogas (Biomethan) den PEF_{ne} im Vergleich zum PEF von Erdgas nur um 0,2% verbessert.

Tab. 4-4: Gasmix der GEMIS-Input-Daten für die eigene Berechnung der Primärenergiefaktoren

Übertragung auf Gas-Mix (incl. Biomethan 2013)		
OHNE Klärgas, Müll, Deponiegas		**Anteile% an Gas-Mix (2013)**
Lieferant	Produkt	**incl. Biomethan**
Aufbereitung\Gas-DE-2020	Erdgas-DE	8,9
Pipeline\Gas-RU-2020	Erdgas-RU	41,5
Pipeline\Gas-NL-2020	Erdgas-NL	16,8
Pipeline\Gas-NO-2020	Erdgas-NO	30,6
Umschlag-DZ->DE\LNG-2020	LNG	1,0
Biomethan-mix-DE-2020	Biogas-aufbereitet-für-Gasnetz	**1,29**
Summe		**100,0**

Die derzeitige Bedeutung, aber auch die Potenziale bzw. Entwicklungsmöglichkeiten des heimischen Biogases bzw. Biomethans[21] sind begrenzt. Mit synthetischem Wasserstoff (H_2) und Methan (CH_4) aus erneuerbaren Stromquellen (Power-to-Gas) stehen perspektivisch noch weitere Optionen zur Bereitstellung erneuerbarer Gase zur Verfügung. In der DVGW-Studie „Bewertung der Energieversorgung mit leitungsgebundenen gasförmigen Brennstoffen im Vergleich zu anderen Energieträgern“ (Krause et al. 2011) werden drei verschiedene Szenarien zur Entwicklung der erneuerbaren Anteile im deutschen Gasnetz bis zum Jahr 2050 (2030) analysiert: Im Trendszenario werden 5,9% (3,1%), im Energiekonzept-Szenario der Bundesregierung 32,8% (13,2%) und im Innovationsszenario der DVGW 46,7% (18,1%) erreicht. Bei entsprechend hohen EE-Anteilen im Erdgasnetz wären demnach relevante Minderungen des PEF_{ne} zu erwarten. Beim gegenwärtigen Entwicklungsstand, den gegenwärtigen Kosten von PtG-Anlagen und unter den energiepolitischen Rahmenbedingungen ist jedoch derzeit nicht absehbar, ob EE-Gase sich im Gasnetz in nennenswerten Mengen etablieren werden. Die EEG-Novelle 2014 brachte zudem den Ausbau der Biogas- und Biomethananlagen faktisch zum Stillstand.

4.4 PEF für feste Biomasse (Holz)

Holz als Brennstoff hat unter den erneuerbaren Energieträgern eine relativ große Relevanz bei der Beheizung von Gebäuden und erfreut sich in den letzten Jahren steigender Beliebtheit. In den Vorketten für Erzeugung, Verarbeitung und Transport hat Holz lt. EnEV mit **PEF_{ges} = 1,2** einen höheren Primärenergieaufwand als die fossilen Energieträger Erdgas oder Heizöl mit $PEF_{ges} = PEF_{ne} = 1{,}1$ (vgl. Tab. 4-1 und das Beispiel in Abb. 3-1). Der nicht-erneuerbare Anteil liegt jedoch mit $PEF_{ne} = 0{,}2$ bei Holz sehr viel niedriger.

In der BMVBS-Online-Publikation „Primärenergiefaktoren von biogenen Energieträgern, Abwärmequellen und Müllverbrennungsanlagen“ werden detailliertere Primärenergiefaktoren

[21] auch Bio-SNG genannt (= Synthetic Natural Gas)

für biogene Brennstoffketten zur direkten Verfeuerung hergeleitet (BMVBS (Hrsg.) 2012 S. 28ff). Die Ergebnisse weisen beim Holz eine relativ große Bandbreite an PEF_{ne} von 0,07 für Hackschnitzel aus Waldrestholz bis hin zu 0,52 für aus Kanada importierte Holzpellets (s. Tab. 4-5). Dies ist ein deutlicher Hinweis darauf, dass die Produktions- und insbesondere die Transportbedingungen bzw. -entfernungen nicht außer Acht gelassen werden dürfen.

Tab. 4-5: Zusammenfassung der Primärenergiefaktoren für feste, gasförmige und flüssige Biomasse zur direkten Verfeuerung

Primärenergiefaktoren	**f_P (MJ/MJ H_i)**		
-	erneuerbar	**nicht-erneuerbar**	gesamt
Brennstoffe zur direkten Verfeuerung			
Feste Biomasse			
Scheitholz	1,00	**0,10**	1,10
Hackschnitzel Altholz	1,00	**0,02**	1,02
Hackschnitzel Industrieholz	1,00	**0,06**	1,06
Hackschnitzel Waldrestholz	1,00	**0,07**	1,07
Hackschnitzel KUP	1,00	**0,11**	1,11
Holzpellets Waldrestholz	1,00	**0,14**	1,14
aus Kanada	*1,00*	***0,52***	*1,52*
Holzpellets KUP	1,00	**0,17**	1,17
Stroh	1,00	**0,03**	1,03
Gasförmige Biomasse			
Biomethan (Mais)	1,00	**0,36**	*1,36*
Biogas für KWK (kein Endenergieträger)			
Gülle	*1,00*	***0,15***	*1,15*
Mais	*1,00*	***0,19***	*1,19*
Flüssige Biomasse			
Rapsöl	1,00	**0,33**	1,33
Biodiesel (Raps)	1,00	**0,48**	1,48
Palmöl	1,00	**0,21**	1,21

Quelle: (BMVBS (Hrsg.) 2012 S. 8)

Aufgrund des niedrigen PEF_{ne}-Wertes für Holz lässt sich durch einen Austausch von Kessel und Brennstoff relativ einfach bilanztechnisch aus einem Gebäude mit schlechter (primärenergetischer) Performance eines mit sehr guter Performance machen. Aus Sicht des Bauherren bzw. Gebäudebesitzers mag dies ein Vorteil sein, aus energie- und klimapolitischer Sicht kann dies mittel- und langfristig jedoch problematisch sein, wenn der (energetisch) schlechte Zustand eines Gebäudes allein durch die Wahl eines anderen Energieträgers kompensiert werden kann. Diese Problematik tritt in ähnlicher Weise im Zusammenhang mit KWK bei dem Energieträger „Fernwärme“ auf bei ebenfalls sehr niedrigen PEF bis hin zu „Null“. In Kap. 4.5.2 wird näher darauf eingegangen.

Bei Biomasse handelt es sich zwar um einen erneuerbaren, aber dennoch um einen endlich verfügbaren Rohstoff, der zudem noch einer starken energetischen und nicht-energetischen Nutzungskonkurrenz unterliegt. Daher gibt ein sehr niedriger PEF_{ne} nur unzureichend wieder, dass es sich dabei um ein knappes Gut handelt, welches u.a. durch Inanspruchnahme von Flächen oder durch Transport auch Auswirkungen auf die Umwelt hat, vgl. auch (BUND 2012 S. 8). Das Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) hat 2012 eine Studie zu „Primärenergiefaktoren von biogenen Energieträgern, Abwärmequellen und Müllverbrennungsanlagen“ herausgegeben. Darin werden u.a. verschiedene Konzepte für eine

langfristig sinnvolle Einbindung abgeleiteter Primärenergiefaktoren in die EnEV untersucht. Neben den Konzepten auf Basis „Handelbarer Energien“, auf Basis des „Wärmeenergiebedarfs“ und auf „CO_2-Emissionsbasis“ wird der „Biomasse-Budgetansatz“ diskutiert (BMVBS (Hrsg.) 2012 S. 80f). Dieser Ansatz wurde bereits 2002 vom IWU vorgeschlagen und begrenzt für ein Gebäude die Anrechenbarkeit des nicht-erneuerbaren Anteils PEF_{ne} von 0,2 auf eine bestimmte Zielmarke von z.B. 30 kWh/m^{2}a. Der über dieses Budget hinausgehende Endenergiebedarf wird dann mit dem PEF_{ges} von 1,2 gerechnet. Die Höhe des Budget-Grenzwertes könnte politisch festgesetzt werden, z.B. auf Basis einer Division des nachhaltig bereitstellbaren Biomasse-Potenzials in Deutschland durch die Gesamtwohnfläche (Diefenbach 2002 S. 8). Auch wenn der Budget-Ansatz die Energiebilanz eines Gebäudes komplexer machen würde, so würde er doch gut den oben beschriebenen Konflikt adressieren. Zudem wäre der Ansatz auf andere Energieträger wie erneuerbarer Strom für strombasierte Heizungssysteme - mit ebenfalls nur endlich verfügbaren Flächenpotenzialen für beispielsweise Windkraftanlagen - oder auf Wärmelieferungen aus KWK- bzw. Fernwärme-Systemen erweiterbar (vgl. den Ausblick in Kap. 6).

4.5 PEF für KWK-Strom, Nah- und Fernwärme

4.5.1 PEF für dezentral eingespeisten KWK-Strom (Objektversorgung)

Wird ein Gebäude mit Wärme aus einer dezentralen Kraft-Wärme-Kopplungsanlage (KWK) versorgt, so erhält es bei der Bilanzierung eine Gutschrift für den überschüssigen, in das öffentliche Netz eingespeisten Strom (Stromgutschrift-Methode, vgl. auch Abb. 5-3 und Tab. 5-2 in Kap. 5.2). In der EnEV 2014 ist geregelt, dass „für den durch Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung erzeugten und nach Abzug des Eigenbedarfs in das Verbundnetz eingespeisten Strom ... der dafür in DIN V 18599-1: 2011-12 angegebene Wert von 2,8“ anzusetzen ist (BMVBS 2013 S. 44). Es wird also - anders als beim Strom*bezug* - nicht mit einem PEF_{ne} von 1,8 (ab 2016) gerechnet, sondern mit einem höheren Verdrängungsmix-Faktor, der in diesem Fall identisch ist mit dem Gesamtfaktor des allgemeinen Stromerzeugungsmixes (vgl. Tab. 4-1).

Grundgedanke dieses Ansatzes ist, dass wegen des Einspeisevorrangs erneuerbarer Kraftwerke davon ausgegangen wird, dass die eingesetzte dezentrale KWK-Anlage keinen regenerativen Strom verdrängt, sondern lediglich Strom aus dem fossilen Kraftwerkspark. Würde nicht mit einem solchen Verdrängungsmix gerechnet, sondern mit dem immer weitere sinkenden PEF_{ne} des Strommixes, so würde der primärenergetische Vorteil der KWK in der Bilanz immer weiter schwinden.

Die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE) hat bereits 2009 im Auftrag der AGFW e.V. einen solchen Verdrängungsmix berechnet. Abb. 4-4 zeigt zum einen den historischen Verlauf der PEF für den Strommix zwischen 1991 und 2007. Nach Berechnungsverfahren der EnEV 2002 (grüne Linie) war der PEF_{ges} maßgeblich bei der Bestimmung des Strommixes. Mit der EnEV 2007 wurde das Berechnungsverfahren umgestellt und fortan nur noch der nicht-erneuerbare Anteil PEF_{ne} berücksichtigt (rote Linie). In Abb. 4-4 sind ferner

die Ergebnisse zweier Berechnungsvarianten C1 und C2 für den KWK-Verdrängungsmix dargestellt. Für Variante C1 wurden als PE-Faktoren für die fossilen Brennstoffe eigene berechnete Werte des FfE verwendet, für Variante C2 Werte aus der DIN 4701, welche identisch sind mit den Werten der heute gültigen DIN V 18599 bzw. EnEV 2014 (vgl. Tab. 4-6). Unter der Annahme, dass zusätzliche KWK-Erzeugung (bis 10 TWh/a) zunächst Mittellast- und Spitzenlastkraftwerke verdrängt, hat die FfE auf Basis des stundenscharfen Kraftwerkseinsatzes im Jahr 2005 analysiert, welche Kraftwerkstypen durch Erzeugung aus neu zugebauten KWK-Anlagen substituiert werden. Im Ergebnis besteht der Verdrängungsmix aus rund 87% Steinkohle, rund 11% Erdgas und jeweils rund 1% Heizöl und Braunkohle. In Variante C1 ergibt sich damit ein PEF für den Verdrängungsmix von 2,81 und für Variante C2 von 2,92 (vgl. Tab. 4-6). Der Wert der Variante C1 entspricht somit - gerundet - dem seit der EnEV 2014 anzuwendendem PEF für den Verdrängungsstrommix von 2,8.

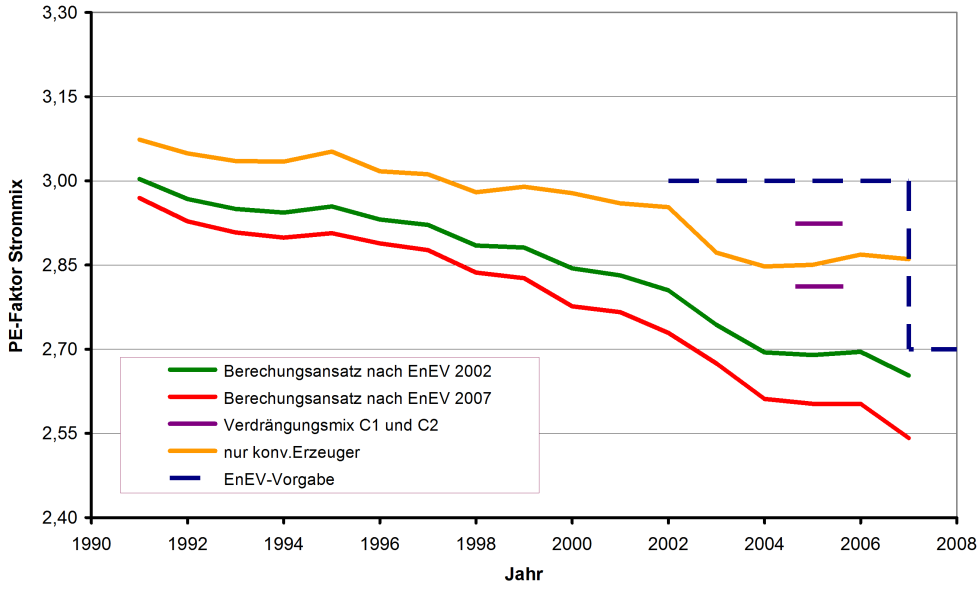


Abb. 4-4: Entwicklung des PE-Faktors des deutschen Strommixes und Vorgaben der EnEV

Quelle: (Pfeifroth und Beer 2009 S. 25)

Tab. 4-6: Parameter für die Berechnung des PE-Faktors für die Verdrängungsmix-Varianten C1 (Vorkettenfaktoren nach (Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) 2007)) und C2 (Vorkettenfaktoren nach DIN 4701-10/A1)

Energieträger	KWK-Verdrängungsmix Anteil	PE-Faktor für Vorkette C1 (C2)	Mittelwert Netto-Nutzungsgrade	PEF Verdrängungsmix C1 (C2)
Steinkohle	86,5%	1,05 (1,1)	37,76%	2,78 (2,91)
Erdgas	11,4%	1,12 (1,1)	37,84%	2,96 (2,91)
Heizöl	0,7%	1,11 (1,1)	35,45%	3,13 (3,10)
Braunkohle	1,4%	1,03 (1,2)	34,23%	3,01 (3,51)
Gesamt	**100%**	**1,06 (1,10)**	**37,70%**	**2,81 (2,92)**

Quelle: eigene Darstellung, Daten aus (Pfeifroth und Beer 2009 S. 22f)

4.5.2 PEF für Nah- und Fernwärme aus KWK

Für den PEF_{ges} bzw. PEF_{ne} von Nah- und Fernwärme aus fossilen KWK-Anlagen mit einem KWK-Anteil von **mind. 70%** kann ein **Pauschalfaktor** aus der DIN V 185999-1 (Tabelle A.1) von **0,7** angewandt werden (vgl. Tab. 4-1). Für KWK aus erneuerbaren Energieträgern gilt ein PEF_{ne} von Null. Wärmesysteme mit höheren KWK-Anteilen bzw. Prozesse der Fern- und Nahwärme bzw. Fernkälte von „nicht in Tabelle A.1 enthaltenen Anlagen" werden gesondert nach Abschnitt A.4 „Ermittlung des Primärenergiefaktors bei externer Wärme/Kältelieferung" errechnet (DIN Deutsches Institut für Normung e.V. 2011 S. 68). Zudem verweist die DIN V 18599-1 für Anlagenkonfigurationen oder Energieträger, die nicht nach den im Abschnitt A.4 festgelegten Gleichungen berechnet werden können, auf das AGFW-Arbeitsblatt FW 309-1:2010-05 als Anwendungs- und Auslegungshilfe[22].

Auch wenn die in DIN V 18599-1 und AGFW-FW 309-1 abgebildeten Bilanzierungsansätze grundsätzlich geeignet scheinen, die Relation zwischen unterschiedlich effizienten FW-Systemen qualitativ bewerten zu können, stößt die Methode jedoch in mancherlei Hinsicht an ihre Grenzen, s.a. (Manderfeld et al. 2008):

1) Da der unterschiedliche Kohlenstoffgehalt der verschiedenen Brennstoffe (Erdgas, Heizöl, Steinkohle, Braunkohle, Biomasse, Abfälle...) nicht berücksichtigt wird, kann der PEF nicht eins zu eins als ein Maß für den spezifischen Treibhausgasausstoß angesehen werden.

2) Da für die Produktion der KWK-Wärme eine Stromgutschrift vorgenommen wird, sind teilweise sehr geringe oder gar bilanztechnisch negative PEF möglich. Negative PEF werden nach FW 309-1 zu null gesetzt (AGFW 2014 S. 8).

Der erstgenannte Punkt bedeutet, dass die Ausweisung eines geringen PEF nicht zwangsläufig auch eine Einsparung von CO_2-Emissionen (gegenüber einem ungekoppelten Referenzsystem) bedeutet. Dieser Punkt wird in Kap. 5.2 (CO_2-Emissionen von Heizungssysteme) ausführlicher diskutiert (vgl. dort auch Abb. 5-4).

Um die Relevanz des zweiten Punktes einschätzen zu können, wurden die derzeit (Stand: Okt. 2015) bei der AGFW gelisteten PEF-Bescheinigungen nach FW 309-1 ausgewertet. Es zeigt sich, dass die 507 bundesweit registrierten FW-Systeme[23] bei einer Bandbreite von 0,0 bis 1,25 im (ungewichteten) **Mittel** einen PEF von **0,36** aufweisen. Der Mittelwert liegt somit fast 50% unter dem Pauschalwert von 0,7 nach EnEV bzw. DIN V 18599. Immerhin 145 FW-Systeme oder 29% weisen einen PEF von „Null" aus. Solche Werte treten auf bei KWK-Anlagen mit hohen elektrischen Wirkungsgraden (bzw. hohen Stromkennzahlen) und / oder bei KWK-Anlagen, die mit erneuerbaren Brennstoffen versorgt werden.

Diese bilanztechnisch sehr niedrigen PEF für ausgekoppelte Fernwärme (bis hin zu Null) können sich aber aus folgendem Grunde mittel- und langfristig als klimapolitisch problematisch erweisen: Ein PEF nahe oder gleich Null bedeutet in der Praxis, dass bei der Anwen-

[22] Download unter: www.agfw.de/erzeugung/energetische-bewertung/enev-und-fernwaerme

[23] Download unter: www.agfw.de/service/primaerenergiefaktoren

dung der EnEV auf eine energetisch anspruchsvolle Gebäudehülle verzichtet werden kann[24]. Architekten, Bauträger und FW-Versorger werben z.T. eben mit diesem Umstand. Der Effekt mag für den Nutzer bzw. Bauherrn finanziell (zumindest kurzfristig) von Vorteil sein, da er Kapitalkosten für zusätzliche Dämmung einspart. Der Endenergiebedarf - und damit die aufzuwendenden Kosten für den Energieträger Fernwärme - sinkt jedoch nicht, vgl. (NABU 2012 S. 5). Zudem zementiert der Verzicht auf eine Wärmedämmung möglicherweise auf Jahrzehnte einen im Sinne der Klimaschutzanforderungen unzureichenden Wärmeschutz im Gebäudebestand. Dies betrifft sowohl den Neubau als auch die energetische Sanierung.

Auf falsche Schlussfolgerungen bezüglich des Sanierungsbedarfs der angeschlossenen Gebäude sowie zur Förderung falscher (ungewollter) Konzepte wurde bereits in einer BMVBS-Online-Publikation aus dem Jahr 2012 hingewiesen: „Bei Bestandsgebäuden besteht die Gefahr, dass bei extrem niedrigen Primärenergiefaktoren die tatsächliche energetische Qualität des Gebäudes komplett überdeckt wird. So ist bei einem Primärenergiefaktor von 0,0 für ein Fernwärmenetz mit KWK aus regenerativen Energieträgern beim Primärenergiebedarf kein Unterschied zwischen einem Neubau und dem schlecht gedämmten Bestandsgebäude erkennbar.“ (BMVBS (Hrsg.) 2012 S. 18).

[24] Beim Neubau oder bei Sanierung muss jedoch zusätzlich noch die Nebenanforderung an den Wärmedämmstandard des Gebäudes H'_T eingehalten werden, vgl. Kap. 2.2.2.

5 PE-Bedarfe und CO_2-Emissionen für verschiedene Heizungssysteme

In diesem Kapitel werden zunächst in Kap. 5.1 die PEF_{ges} und die PEF_{ne} im Sinne der EnEV 2014 für die wichtigsten Heizungssysteme (Kessel, Wärmepumpe, Solarthermie, Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung) in Kombination mit fossilen sowie regenerativen Energieträgern (Erdgas, Heizöl, Holz, Solarstrahlung, geothermische bzw. Umgebungswärme, Strom) bestimmt. Anschließend werden in Kap. 5.2 die spezifischen CO_2-Emissionen nach GEMIS berechnet.

5.1 PE-Bedarfe von Heizungssystemen

Die nachfolgenden Flussdiagramme in Abb. 5-1 werden von rechts nach links gelesen. Ausgangspunkt sind jeweils 100 Energieeinheiten Nutzenergie zur Wärmeversorgung im Gebäude. Durch Verluste im Wärmeerzeuger (graue Kästchen) sind bei Wirkungsgraden $\eta < 100\%$ zur Bereitstellung dieser Menge an Nutzenergie eine größere Menge an Endenergie (> 100) erforderlich. Durch die Einspeisung regenerativer Energiequellen (Solarstrahlung, geothermische oder Umgebungswärme) oder durch Effizienztechnologien (Wärmerückgewinnung) - jeweils angedeutet durch grüne Kästchen - kann andererseits der Aufwand für den Endenergieeinsatz reduziert werden (< 100). Der Schritt vom Endenergieeinsatz zum Primärenergieeinsatz wird durch die Effizienz - oder anders ausgedrückt durch die Verluste (graue Kästchen) - in der Vorkette bestimmt (Verluste im Kraftwerk, bei der Holzproduktion, in der Raffinerie, bei Transport und Verteilung etc.). Bei Heizungssystemen mit erneuerbaren Anteilen wird zusätzlich zum Gesamt-Primärenergieaufwand (in blau) der fossile (= nicht-erneuerbare) Anteil (in rot) ausgewiesen. Ganz rechts im Bild ist jeweils der gesamte und - sofern davon abweichend - der nicht-erneuerbare Primärenergieaufwand normiert auf den PE-Aufwand von 110% der Referenztechnologie „Erdgas Brennwertkessel“ dargestellt.

UNGEKOPPELTE WÄRMEERZEUGUNG	Primär-energie	Verluste in der Vorkette*	End-energie	Verluste im Wärmeerzeuger**	Nutz-energie	normiert auf BWK
Elektroheizung	280%	180% Strommix η = 0,36		0% Elektroheizung η = 1,00		255%
fossiler Anteil:	180%		100%		100%	164%
Holz (Scheitholz) Niedertemperatur (NT)	179%	30% Produktion η = 0,83		49% Kessel η = 0,67		163%
fossiler Anteil:	30%		149%		100%	27%
Holz (Hackschnitzel/Pellets) NT	141%	24% Produktion η = 0,83		18% Kessel η = 0,85		128%
fossiler Anteil:	24%		118%		100%	21%
Gas / Öl Niedertemperatur	129%	12% Raff. / Gasvers. η = 0,91	118%	18% Kessel η = 0,85	100%	118%
Gas / Öl Brennwertkessel (BWK)	110%	10% Raff. / Gasvers. η = 0,91	100%	0% Kessel η = 1,00	100%	**100%**
Gas / Öl BWK + 35% Solar (Neubau)	72%	7% Raff. / Gasvers. η = 0,91	65%	0% System (Kessel + Solar) η = 1,54; 35% Solarstrahlung	100%	65%
Passivhaus mit Gas / Öl BWK	44%	4% Raff. / Gasvers. η = 0,91	40%	0% Kessel η = 1,00	40%	
+ Lüftung mit 80% WRG	17%					
fossiler Anteil (Lüftung):	11%	11% Strommix η = 0,36	6%	WRG*** ε = 10,0; 80% Wärmerückgewinnung	60%	55%
fossiler Anteil (gesamt):	55%					50%
PH mit Abluft-Wärmepumpe (JAZ = 2,5)	45%	29%				
fossiler Anteil (WP):	29%	11% Strommix η = 0,36	16%	Heat pump JAZ = 2,50	40%	
+ Lüftung mit 80% WRG	17%					
fossiler Anteil (Lüftung):	11%		6%	WRG*** ε = 10,0; 80% Wärmerückgewinnung	60%	56%
Passivhaus mit Kompakt-WP:	40%					36%
Elektro-WP (JAZ = 3,9)	72%	46% Strommix η = 0,36		Wärmepumpe JAZ = 3,90; 74% Geothermiewärme		65%
fossiler Anteil:	46%		26%		100%	42%
(Sole-Wasser-WP, Neubau)						
Elektro-WP (JAZ = 2,6)	108%	69% Strommix η = 0,36		Wärmepumpe JAZ = 2,60; 62% Umgebungswärme		98%
fossiler Anteil:	69%		38%		100%	63%
(Luft-Wasser-WP, Altbau)						
Gas-WP Absorption (JAZ = 1,35)	81%	7% Gasversorgung η = 0,91	74%	Wärmepumpe JAZ = 1,35; 26% Umgebungswärme	100%	74%
Gas-WP Motor (JAZ = 1,6)	69%	6% Gasversorgung η = 0,91	63%	10% Wärmepumpe JAZ = 1,60; 48% Umgebungswärme	100%	63%

Abb. 5-1: Berechnung der Endenergie und Primärenergie (gesamter und nicht-erneuerbaren Anteil) für die Bereitstellung von 100 Energieeinheiten Nutzenergie für verschiedene Heizungssysteme und Energieträger (PE-Faktoren für die Endenergieträger auf Basis der EnEV 2016)

*	Verluste (Treibstoffe oder Strom) bei Förderung, Umwandlung, Verteilung und Transport
**	alle Wirkungsgrade η bezogen auf den Heizwert (H_i)
	ohne Bilanzierung des PE-Aufwandes zur Herstellung und Entsorgung der Heizungssysteme
***	Angenommenes Verhältnis für Transmissions- zu Lüftungsverlusten: 50/50
JAZ	Jahresarbeitszahl
ε_{el}	Elektrisches Wirkverhältnis (= Effizienz der WRG) in kWh_{th}/kWh_{el}
größer	Verhältnis zwischen elektrischer Leistungsaufnahme des Gerätes zu bereitgestellter thermischer Leistung (je der Wert, desto effektiver die Wärmerückgewinnung)
WRG	Wärmerückgewinnung

Im Ergebnis weisen die unterschiedlichen Heizungssysteme **PEF_{ges}** in der Bandbreite von **61 %** bzw. 62 % für die beiden Passivhaus-Systeme „Gas/Öl BWK + Lüftung mit WRG“ sowie „Abluft-Wärmepumpe + Lüftung mit WRG“ **bis** hin zu **280 %** für die Stromdirektheizung auf. Die im Sinne der EnEV relevanten nicht-erneuerbaren Anteile **PEF_{ne}** liegen zwischen **24 %** für die Holzhackschnitzel- bzw. Holzpelletheizung und **180 %** für die Stromdirektheizung. Diese Ergebnisse sind zusätzlich im Kapitel 6 in Abb. 6-3 als blaue (PEF_{ges}) und rote Balken (PEF_{ne}) dargestellt.

Die der Berechnung zugrunde liegenden Primärenergiefaktoren für die Endenergieträger wurden im Einklang mit der EnEV 2016 gewählt und sind in Tab. 5-1 dokumentiert. Alle übrigen Annahmen zu Wirkungsgraden etc. sind der Grafik selbst zu entnehmen.

Tab. 5-1: Annahmen zu Wirkungsgraden bzw. PE-Faktoren für Endenergieträger in den Vorketten

	Reziproker PEF ("Effizienz")		**PEF**
	gewählt	nach EnEV 2014	
Strommix (insgesamt / KWK-Verdr.)	0,357	0,357	2,80
(nicht erneuerbar)	0,556	0,556	1,80
		fossiler Anteil:	64%
Raffinerie (Öl / Gas)	0,909	0,909	1,10
Holzproduktion (insgesamt)	0,833	0,833	1,20
(nicht erneuerbar)	5,000	5,000	0,20
		fossiler Anteil:	17%

5.2 CO_2-Emissionen von Heizungssystemen

Abb. 5-2 vergleicht verschiedene moderne Heizungssysteme in Bezug auf die mit der Bereitstellung einer Kilowattstunde Nutzwärme verbundenen Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen). Demnach können bereits mit **Erdgas-Brennwertgeräten** die Treibhausgasemissionen gegenüber einem Erdgas-Niedertemperatur-Kessel um 13 % und gegenüber einem Heizöl-NT-Kessel um 34 % vermindert werden. Diese Einsparungen alleine sind jedoch nicht ausreichend, um zukünftiger Ressourcenverknappung entgegenzuwirken und die ambitionierten Klimaschutzziele zu erreichen. Daher ist die Entwicklung und Anwendung innovativer, energieeffizienter und treibhausgas-emissionsarmer Heizungstechnologien erforderlich.

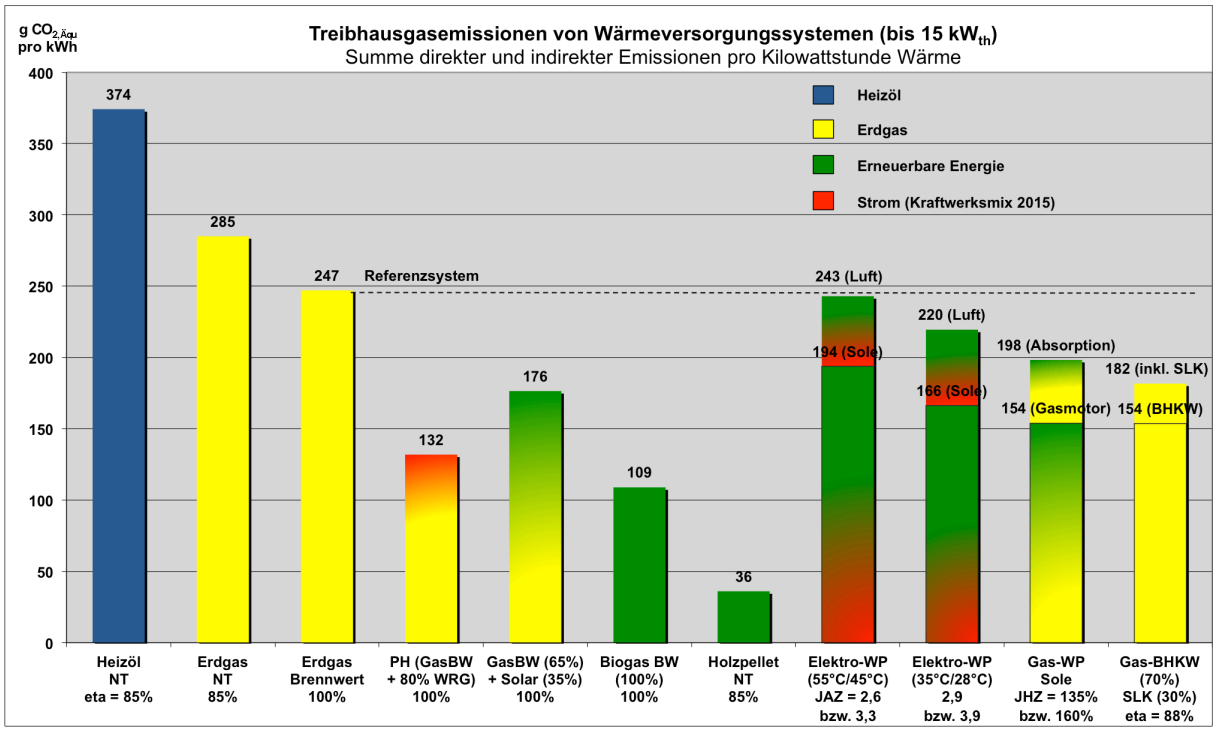


Abb. 5-2: Vergleich der spezifischen THG-Emissionen für verschiedene Heizungssysteme und Energieträger[25]

NT: Niedertemperaturkessel	BW: Brennwertkessel	eta: thermischer Wirkungsgrad
PH: Passivhaus	WRG: Wärmerückgewinnung	WP: Wärmepumpe
JAZ: Jahresarbeitszahl	JHZ: Jahresheizzahl	BHKW: Blockheizkraftwerk
SLK: Spitzenlastkessel		

Quelle: Eigene Berechnungen mit GEMIS 4.81

Eine mechanische **Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung (WRG)** ist - in Verbindung mit einem hocheffizientem Gebäude - eine sehr effektive Option, um die CO_2-Emissionen zu reduzieren. Das Beispiel in Abb. 5-2 zeigt ein Passivhaus mit einem Lüftungssystem mit 80% Wärmerückgewinnungsgrad. Ein Erdgas-Brennwertkessel deckt den verbleibenden Nutzenergiebedarf von 15 kWh/m^{2}a. Die elektrische Effizienz des WRG-Systems wurde mit ε_{el} = 8,3 kWh_{el}/kWh_{th} angenommen. Um eine Kilowattstunde Nutzenergie bereitzustellen, benötigt das komplette System 17% Strom (rote Fläche) und 83% Erdgas (gelbe Fläche). Im Vergleich zu einem System ohne Wärmerückgewinnung reduzieren sich die THG-Emissionen um 47%. Eine Alternative zum Gasboiler als Backup-System stellt eine kleine Luft-Luft-Wärmepumpe dar. Wird diese in ein mechanisches Lüftungssystem mit WRG integriert, spricht man auch von einer „Kompaktwärmepumpe“. Sie reduziert die Emissionen bei einer angenommenen JAZ von 2,5 in ähnlicher Größenordnung wie der Gasboiler, nämlich um 44% auf 139 g/kWh_{th} (nicht dargestellt in Abb. 5-2).

[25] Einige der gezeigten Gas-Technologien sind prinzipiell auch als Heizölvarianten (z.B. Öl-Brennwertkessel bzw. Öl-BHKW) verfügbar. Da deren Emissionsbilanz aber ungefähr konstant zum Verhältnis Öl- zu Gas-NT-Kessel schlechter ist, wurde auf die Darstellung weiterer Heizöl-Technologien hier verzichtet.

Wie Abb. 5-2 zeigt, können die größten THG-Emissionsminderungen durch vollständig erneuerbare Versorgungsvarianten wie **Biogas** in Brennwertgeräten (- 56 % vs. Referenztechnologie) sowie **Holzpelletheizungen** (- 85 %) erzielt werden. **Solarkollektoren** zur Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung können – je nach energetischem Gebäudestandard – zwischen ca. 10 % (Altbau) und 70 % (Passivhaus) des Wärmebedarfs solar decken; dabei sind sie prinzipiell mit jedem Heizungssystem außer KWK sinnvoll kombinierbar. In Kombination mit einem Erdgas-Brennwertgerät kann eine Solaranlage in einem Neubau (gemäß EnEV 2009) typischerweise rund ein Drittel (35%) der Wärme für Heizung und Warmwasser liefern. Dies ermöglicht eine Verringerung der THG-Emissionen um rund 29 %.

Eine andere Möglichkeit, regenerative Wärme einzubinden, ermöglichen Elektro- oder Gas-**Wärmepumpen (WP)**. In Systemen mit höheren Vor- und Rücklauftemperaturen von 55/45°C können WP 62% (Luft-WP mit einer JAZ von 2,6) bis 70% (Erd-WP mit JAZ = 3,3) erneuerbare Energie in Form von Umwelt- oder geothermischer Energie einkoppeln. WP in Niedertemperatur-Systemen mit Fußboden- oder Wandheizung (35/28°C) erreichen höhere erneuerbare Anteile von 66% (Luft-WP, JAZ = 2,9) bis 74% (Erd-WP, JAZ = 3,9). Diese Anteile beziehen sich auf den benötigten *Endenergie*bedarf und fallen - abhängig vom Strommix - entsprechend niedriger aus, wenn sie sich auf den *Primärenergie*bedarf beziehen. Unterstellt man eine Kohlenstoffintensität von 536 g $CO2_{Äqu}/kWh_{el}$ im deutschen Strommix 2015, dann reduzieren - im Vergleich zum Erdgas-Brennwertkessel - Luft-WP mit 35°C Vorlauftemperatur die THG-Emissionen um 11% und solche mit 55°C Vorlauftemperatur nur marginal um rund 2%. Die Erdreich-WP sparen deutlich mehr Emissionen ein, zwischen 18% für die Hochtemperaturvariante (55°C) und 29% für das Niedertemperatur-System (35°C). Die THG-Einsparungen für die Gas-WP liegen ungefähr bei 20% bei der kleinen Absorptions- oder Adsorptions-WP (JAZ = 1,35) bis hin zu 38% bei der gasmotorbetriebenen Variante (JAZ = 1,60).

Mit einem **Gas-BHKW** ist in Abb. 5-2 ein Beispiel für eine sog. Mikro-Kraft-Wärme-Kopplungsanlage (Mikro-KWK) gegeben. Eine solche Anlage im Kleinstleistungsbereich wird auch als „stromerzeugende Heizung“ bezeichnet. Sie erreicht über eine Gutschrift für den zusätzlich zur Wärme produzierten Strom (Bezug: heutiger deutscher Strommix) eine THG-Minderung von ca. 38 % gegenüber einem Brennwertgerät. Um die Investitionskosten geringer zu halten, werden KWK-Systeme üblicherweise durch einen Spitzenlastkessel unterstützt, welcher in dem Beispiel hier 30% der produzierten Nutzwärme abdeckt. KWK-Anlage und Spitzenlastkessel als System reduzieren die THG-Emissionen noch um 26%.

Für die primärenergetische Bewertung von **Fern- oder Nahwärme** kann im Rahmen der EnEV - wie in Kap. 4.5.2 beschrieben - die Stromgutschriftmethode nach DIN V 18599-1 bzw. AGFW-Arbeitsblatt FW 309-1:2010-05 angewandt werden. Die mit der Anwendung dieser Methode einhergehende Problematik wurde ebenfalls in dem oben genannten Kapitel eingehend diskutiert. Ein Vergleich verschiedener Allokationsmethoden für die Verteilung der CO_2-Emissionen einer KWK-Anlage auf die beiden Koppelprodukte Strom und Wärme zeigt, wie extrem unterschiedlich je nach Wahl der Methode die Ergebnisse ausfallen können. Abb. 5-3 verdeutlicht am Beispiel einer GuD-KWK-Anlage, dass insbesondere die Stromgutschriftmethode im Sinne der KWK-Wärme extrem vorteilhafte Ergebnisse produziert. Diese Methode weist im Fall der GuD-Anlage negative Emissionen (-141 g/kWh$_{th}$) aus, woraus man fälschlicherweise schließen könnte, dass ein schlecht gedämmtes Gebäude (mit hohem FW-Verbrauch) in der Klimabilanz besser sei als ein gut gedämmtes Gebäude (mit niedrigem FW-Verbrauch). Zu plausibleren Ergebnissen kommt die Allokationsmethode gemäß EU-KWK-Richtlinie 2004/8/EG (EU 2004), welche auch als „Finnische Methode“ bezeichnet wird und gleichmäßiger auf die Koppelprodukte verteilt. Im Falle der GuD-KWK-Anlage liegen bei der Wärme die CO_2-Emissionen mit 176 g/kWh$_{th}$ 22% unter dem Referenzwert für Wärme aus einem Erdgaskessel (237 g/kWh$_{th}$) und beim Strom mit 297 g/kWh$_{el}$ 48% unter dem Referenzwert für Strom aus dem deutschen Strommix (569 g/kWh$_{el}$).

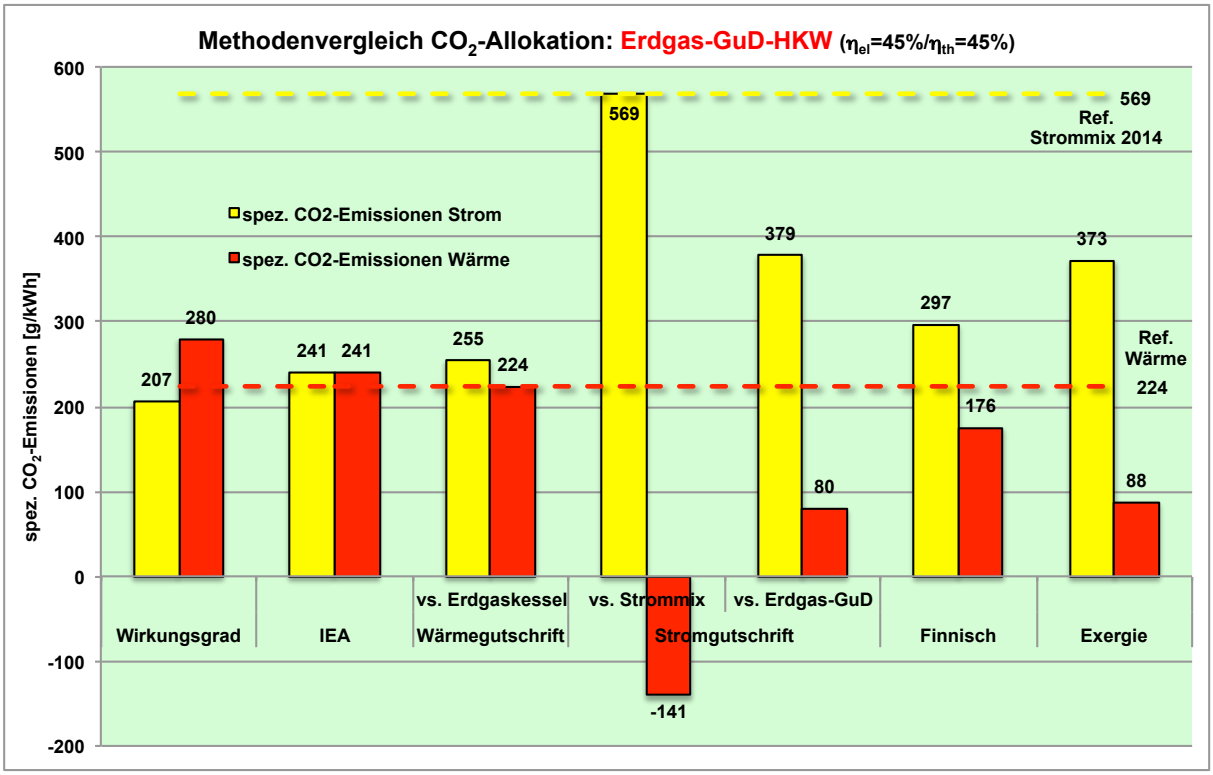


Abb. 5-3: CO_2-Vergleich verschiedener Allokationsmethoden anhand einer Erdgas-GuD-KWK-Anlage

In Abb. 5-4 sind die Ergebnisse für die Berechnung der spezifischen CO_2-Emissionen mit Hilfe der finnischen Allokationsmethode für verschieden KWK-Anlagentypen und Brennstoffe grafisch dargestellt. Da die Methode vorschreibt, immer mit einer Referenzanlage gleichen Brennstoffs zu vergleichen, sind für Erdgas, Steinkohle und Braunkohle unterschiedliche Referenzwerte angegeben. Als Nebenprodukt weist die finnische Methode die Primärenergieein-

sparung gegenüber der ungekoppelten Referenzerzeugung aus (s. „PEE“ in Abb. 5-4 unten). Spätestens hier wird deutlich, dass eine Primärenergieeinsparung von beispielsweise 24% bei Steinkohle-KWK oder 21% bei Braunkohle-KWK nicht notwendigerweise mit einer CO_2-Einsparung korreliert. Im Gegenteil: Nimmt man realistischerweise für die Energieversorgung im Gebäude einen Erdgaskessel und den deutschen Strommix als Referenz (vgl. Vorgehensweise in Abb. 5-3), so produziert KWK-Fernwärme aus Steinkohle mit 294 g/kWh$_{th}$ (Braunkohle: 371 g/kWh$_{th}$) trotz Einsparung von Primärenergie faktisch 31% (66%) höhere CO_2-Emissionen. Nur bei Erdgas-KWK-Anlagen resultieren aus den Primärenergieeinsparungen auch CO_2-Einsparungen.

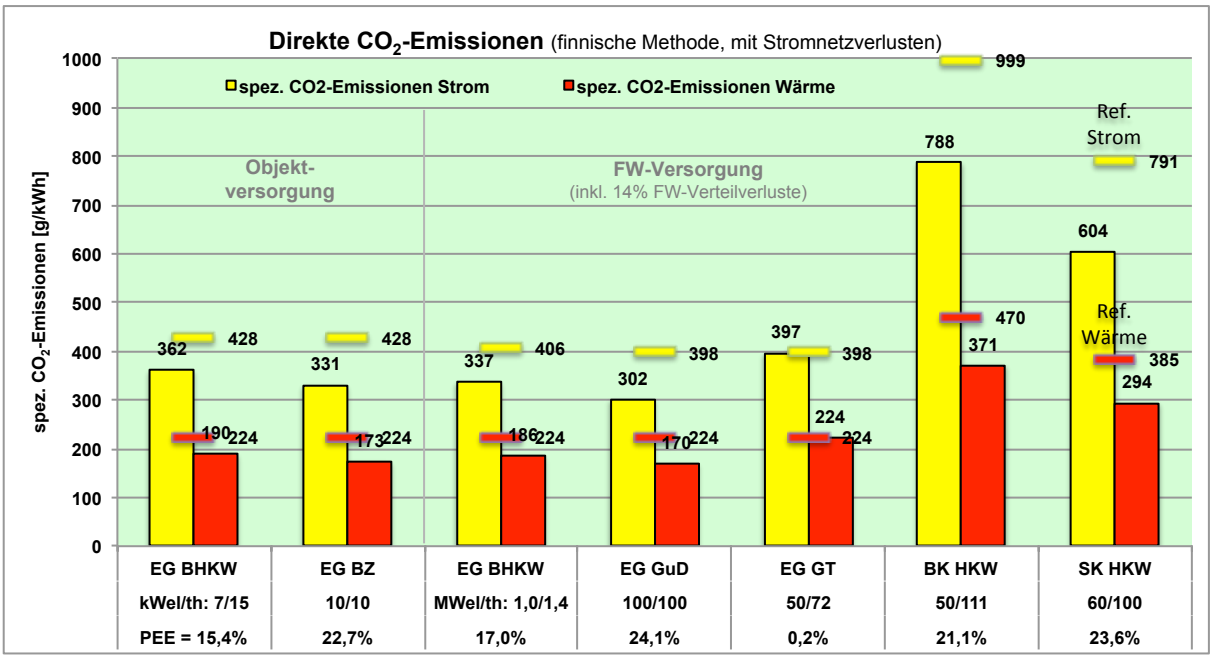


Abb. 5-4: CO_2-Vergleich verschiedener zentraler und dezentraler KWK-Technologien und Energieträger nach finnischer Allokationsmethode

Weitere Informationen zu CO_2-Bilanzierungs- und Allokations-Methoden für KWK-Anlagen und deren Vor- und Nachteile können Tab. 5-2 sowie der Literatur z.B. aus (BDEW 2015a S. 33 ff.), (Merten et al. 2014 S. 133 ff.) und (Ebert et al. 2010 S. 96ff.) entnommen werden.

Tab. 5-2: Vergleich verschiedener Allokationsmethoden zur Bewertung der Koppelprodukte von KWK-Anlagen

METHODE	+	-	Eignung
Wirkungsgrad	- Internationale Konvention	- keine Berücksichtigung von Referenzsystemen möglich - bei sehr großen und bei sehr kleinen SKZ extrem ungleiche Allokation - Qualität der erzeugten Energieform bleibt unberücksichtigt (Überbewertung der Wärme)	- Für KWK ungeeignet
IEA	- ?	- keine Berücksichtigung von Referenzsystemen möglich - begrenzte Aussagekraft, da immer identisch große Allokation (50/50) - Qualität der erzeugten Energieform bleibt unberücksichtigt	- Für KWK ungeeignet
Gutschrift **a) Stromgutschrift** **b) Wärmegutschrift**	- Substitutionsprozesse für verschiedene Energieträger darstellbar - Referenzsysteme berücksichtigt - Anpassung an reale Situation möglich: a) Verdrängung Stromerzeuger (z.B. bei GuD-Anlage) b) Verdrängung Wärmeerzeuger (z.B. bei Mikro-KWK) - Verbreitete Methode (z.B. GEMIS, FW-PEF)	- Bevorzugung eines Koppelproduktes - bilanztechnisch negative Emissionen möglich - Wahl des Referenzsystems und -Brennstoffs hat erheblichen Einfluss auf Ergebnisse	- Gute Eignung für individuelle Systemvergleiche (theoretischer Ansatz) - Für territorialen Vergleich weniger geeignet
Finnisch	- kompatibel zur EU-KWK-Richtlinie 2004/8/EG - keine Bevorzugung eines Koppelproduktes - Referenzsysteme berücksichtigt	- keine Anpassung an reale Situation vorgesehen, da Referenzsystem (Technologie, Wirkungsgrade und Brennstoffe) jeweils vorgegeben	- Gute Eignung für territorialen Vergleich
Exergie	- Thermodynamisch begründbare Herangehensweise - Berücksichtigung unterschiedliche Energie-Qualitäten (Strom/Wärme) bzw. -Niveaus (Dampf/Heißwasser)	- keine Berücksichtigung von Referenzsystemen möglich	- Gute Eignung für territorialen Vergleich

6 Neuorientierung und Ausblick

Nachfolgend wird ein Ausblick gegeben zum Änderungsbedarf der primärenergetischen Bewertungsmethodik von Anlagen zur Heizung und Kühlung von Gebäuden im Rahmen der deutschen EnEV. Die europäische Vorgabe (in der EPBD) für den Zielwert „Gesamtenergieeffizienz“ ist in Deutschland bestimmt worden als Primärenergiebedarf und operationalisiert als Summe der Produkte von (energieträgerspezifischem) Endenergiebedarf und (jeweiligem) „nicht-erneuerbaren“ Primärenergiefaktor (PEF_{ne})[26]. Angesichts sich dynamisch verändernder Anteile erneuerbarer Energien, insbesondere in der Stromerzeugung (vgl. Abb. 6-1), ist mit der Methodik der EnEV gleichsam programmiert, dass diese Dynamik auf den PEF_{ne} bei Stromanwendungen im Wärmebereich übertragen wird.

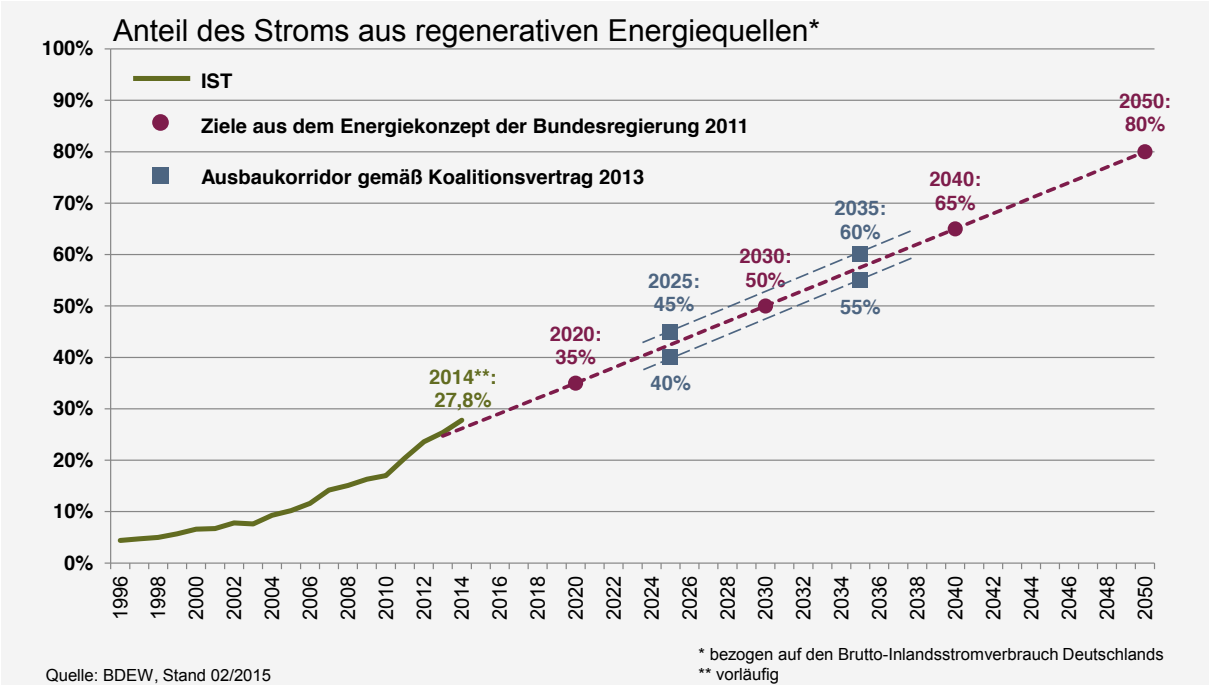


Abb. 6-1: Historische Anteile des Strom aus regenerativen Energiequellen bis 2014 und Ziele bis 2050 der Bundesregierung (nach Energiekonzept 2011 bzw. Koalitionsvertrag 2013)

Quelle: (BDEW 2015b S. 7)

Auch wenn der Jahres-Primärenergiebedarf sich als Hauptanforderungs- und Steuerungsgröße seit Einführung mit der EnEV 2002 etabliert hat, so ergeben sich bei seiner praktischen Anwendung zunehmend Probleme, auf die bereits in einer Veröffentlichung vom Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung aus dem Jahr 2012 hingewiesen wurde (BMVBS

[26] Diese spezielle Interpretation der europäischen Vorgabe des Leitindikators „Gesamtenergieeffizienz“ ist möglich, weil in der EPBD für die nähere Auslegung des Leitbegriffs in Art. 3 EPBD zwar eine Vorgabe zur Berechnung der Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden gemacht ist, eine sog. „Methode“ (in Anhang I). In Wahrheit jedoch legt sie lediglich einen gemeinsamen allgemeinen Rahmen fest, mit dem die je nationalen Berechnungsweisen „*im Einklang*“ zu stehen haben. Die Präzisierung dieses Rahmens zu einer wirklichen Berechnungs-Methode ist den Mitgliedstaaten überlassen. Ob die speziellen Festlegungen in der deutschen EnEV, insbesondere die Verengung auf den *nicht-erneuerbaren* Primärenergiebedarf, mit den Vorgaben „Methode“ in Anhang I EPBD kompatibel sind, wurde u.W. bislang nicht geprüft.

2012 S. 12 f.). Wie in der vorliegenden Studie gezeigt wird, ist insbesondere aus den folgenden Gründen eine Neujustierung beim PEF im Rahmen der EnEV erforderlich:

1) Der Primärenergiefaktor ist in vielen Fällen **kein geeignetes Maß zur Bestimmung der THG-Emissionen** eines Heizungssystems oder eines Endenergieträgers und hat damit in Bezug auf den Klimaschutz nur eine bedingte Lenkungswirkung.
2) Primärenergiefaktoren (PEF_{ne}), die Null betragen (Beispiel Fernwärme), nahe Null liegen (Beispiel Holz) oder perspektivisch gegen Null laufen (Beispiel Strom), **verlieren** ihre **Steuerungswirkung** hin zu energieeffizienten Gebäuden und vernachlässigen andere wichtige Aspekte wie z.B. die Ressourcenverfügbarkeit von Energieträgern.

Nachfolgend werden daher erste Ansätze skizziert, wie der PEF in der EnEV methodisch sinnvollerweise weiterentwickelt werden könnte bzw. ob ggf. weitere oder andere Indikatoren zur Charakterisierung der ökologischen Performance von Gebäuden herangezogen werden sollten.

Problemstellung

Zu 1) Der Primärenergiefaktor ist in vielen Fällen kein geeignetes Maß zur Bestimmung der THG-Emissionen

Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist politisch gewollt und trägt zur Ressourcenschonung und zur Minderung der Treibhausgasemissionen bei. Aus diesem Grunde wird in der Berechnungsmethodik der EnEV nur der *nicht-erneuerbare* Anteil des Primärenergiefaktors PEF_{ne} berücksichtigt. Auch wenn dieser Ansatz nachvollziehbar ist, so berücksichtigt er doch nicht die unterschiedlichen Kohlenstoffintensitäten der (verbleibenden) fossilen Endenergieträger. Dies betrifft zum einen die Brennstoffe direkt, bei denen z.B. Erdgas, Heizöl und Steinkohle mit dem gleichen PEF_{ne} = 1,1 bewertet werden. Noch auffälliger ist die Diskrepanz bei den Sekundärenergieträgern Fernwärme und Strom, bei denen die Treibhausgasintensität in hohem Maße von den verwendeten Brennstoffen (Erdgas, Heizöl, Steinkohle, Braunkohle, Biomasse, Abfälle ...) und den damit einhergehenden Umwandlungstechnologien bestimmt wird.

Wie in Kapitel 4.2 gezeigt wurde, hat beispielsweise der Kernenergieausstieg in Kombination mit dem Brachliegen der CO_2-Zertifikatspreise im EU-Emissionshandel dazu geführt, dass die Primärenergiefaktoren für **Strom** zwar in den letzten Jahren deutlich gesunken sind, gleichzeitig der spezifische THG-Ausstoß pro Kilowattstunde Strom aber leicht angestiegen ist (vgl. Abb. 4-2).

Bei der **Fernwärme** führt die Wahl der (in der EnEV und im AGFW-Arbeitsblatt FW 309 zugelassenen) Stromgutschriftmethode dazu, dass rechnerisch sehr niedrige bis negative[27] Primärenergiefaktoren erzielt werden. In Kapitel 4.5 wurde anhand der finnischen Allokationsmethode (konform zur EU-KWK-Richtlinie 2004/8/EG) gezeigt, dass im Vergleich zwischen Erdgas- und Kohle-KWK-Technologien zwar ähnlich hohe Primärenergieeinsparungen (24,1 % versus 21,1 %) erzielt werden können, beim Einsatz von Kohle jedoch bis zu 66 % höhere CO_2-Emissionen damit verbunden sein können.

[27] Negative Werte werden nach der Methodik auf Null gesetzt.

Zu 2) Primärenergiefaktoren, die gegen Null laufen, verlieren ihre Steuerungswirkung

Die derzeitige Ausgestaltung bzw. Verwendung des PEF_{ne} im Rahmen der EnEV macht perspektivisch keinen Sinn mehr, wenn - insbesondere im Strombereich - die Werte gegen Null konvergieren. Die implizite Schlussfolgerung, dass mit der Verwendung von (beliebigen Mengen an) erneuerbarem Strom keine Umweltwirkungen einhergingen, ist nicht haltbar. Ein ungenügend gedämmtes Gebäude, welches - im schlechtesten Fall mit einer einfachen Widerstandsheizung - mit Strom beheizt wird, würde trotz eines PEF_{ne} gleich oder nahe Null die Vorhaltung von erheblichen Mengen an Windstrom (PV-Strom etc.) und an gesicherter Leistung erfordern. Damit verbunden ist ein entsprechender Flächenverbrauch, Ressourcenaufwand (für Herstellung, Betrieb und Entsorgung der WEA sowie für die Bereitstellung von gesicherter Leistung) und eine entsprechende Belastung der Anwohner in der unmittelbaren Umgebung der Windenergieanlagen. Ähnliche Überlegungen lassen sich für andere ebenfalls endlich verfügbare Energieträger mit niedrigen PEF_{ne} wie z.B. Biogas (PEF_{ne} = 0,5), Holz (PEF_{ne} = 0,2) oder Fernwärme (PEF_{ne} nahe oder gleich Null) anstellen.

Aufgrund des niedrigen PEF_{ne}-Wertes für Holz lässt sich z.B. durch einen Austausch von Kessel und Brennstoff relativ einfach bilanztechnisch aus einem Gebäude mit schlechter (primärenergetischer) Performance eines mit sehr guter Performance machen. Aus energie- und klimapolitischer Sicht kann dies mittel- und langfristig jedoch problematisch sein, wenn der (energetisch) schlechte Zustand eines Gebäudes allein durch die Wahl eines anderen Energieträgers kompensiert werden kann. Diese Problematik tritt in ähnlicher Weise im Zusammenhang mit KWK bei dem Energieträger „Fernwärme“ auf bei ebenfalls sehr niedrigen PEF bis hin zu Null. Der Verzicht auf eine Wärmedämmung, die auch zukünftig zu erwartenden hohen Klimaschutzanforderungen in 20, 30 oder 40 Jahren noch standhält, zementiert jedoch möglicherweise auf Jahrzehnte einen unzureichenden Wärmeschutz im Gebäudebestand. Dies betrifft sowohl den Neubau als auch die energetische Sanierung.

Bei Biomasse handelt es sich zwar um einen erneuerbaren, aber dennoch um einen endlich verfügbaren Rohstoff, der zudem noch einer starken energetischen und nicht-energetischen Nutzungskonkurrenz unterliegt. Daher gibt ein sehr niedriger PEF_{ne} nur unzureichend wieder, dass es sich dabei um ein knappes Gut handelt, welches u.a. durch Inanspruchnahme von Flächen oder durch Transport nicht zu vernachlässigende Auswirkungen auf die Umwelt hat.

Optionen zur Weiterentwicklung der Primärenergiefaktoren im Rahmen der EnEV

Allgemein gesprochen ergeben sich folgende Optionen zur Weiterentwicklung des PEF (oder Kombinationen daraus):

A) **Evolution PEF_{ne}:**
PEF_{ne} dynamisch weiterentwickeln wie gehabt und Fehlsteuerungen durch zusätzliche (Nachhaltigkeits-)Indikatoren (CO_2, Kosten, Umweltwirkungen...) bzw. Nebenbedingungen (U-Werte bzw. H'_T, Mindestanteile an EE...) verhindern

B) **Budgetierung (Kombination PEF_{ne} und PEF_{ges}):**
PEF_{ne} nur noch anwendbar bis zum Erreichen eines gesamt-systemisch nachhaltigen spezifischen Endenergiebudgets, danach Anwendung des PEF_{gesamt} (s.u.)

C) **Paradigmenwechsel:**
PEF ersetzen durch einen oder mehrere Nachhaltigkeitsindikator(en), auf Basis einer Ökobilanzierung („von der Wiege bis zur Bahre“) und unter Berücksichtigung der Ressourceneffizienz (vgl. beispielhaft Abb. 6-2)

Ansatz A) wäre (im Vergleich zu den anderen hier genannten Optionen) relativ kurzfristig im Rahmen einer EnEV-Novellierung umsetzbar. Hier sollte insbesondere die Klimaschutzwirkung des Heizsystems (CO_2-Kennwert) und die Energieeffizienz der Gebäudehülle adressiert werden.

Der unter B) aufgeführte Ansatz ist in mittelfristiger Perspektive ein guter Ansatz, um die oben beschriebenen Probleme zu lösen und die langfristigen Ziele in Richtung Klimaschutz sowie Energie- und Ressourceneffizienz zu erreichen. Dieser Ansatz wird weiter unten etwas näher ausgeführt.

Ansatz C) ist ggf. langfristig denkbar, allerdings von eher theoretischer Natur und daher möglicherweise nicht sinnvoll im Rahmen der praktischen Anwendung der EnEV umsetzbar.

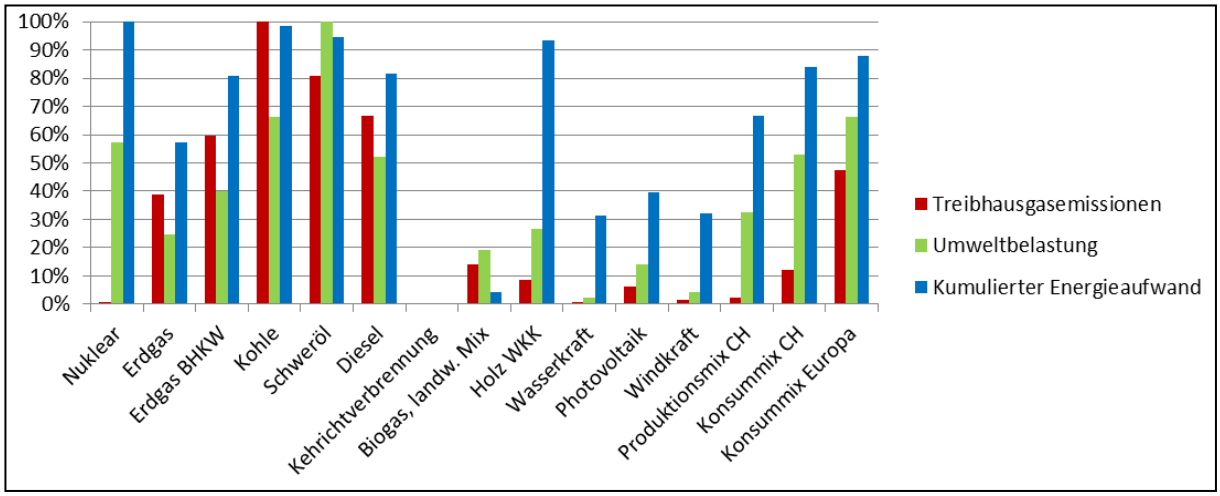


Abb. 6-2: Beispiel für einen relativen Vergleich der Bewertung von Strom-Produkten mit großen Unterschieden zwischen den Indikatoren THG-Emissionen, Umweltbelastung (Ökobilanz nach ecoinvent) und Kumulierter Energieaufwand (KEA)

Quelle: Niels Jungbluth und Karin Flury 2013

Unabhängig vom Ansatz sollten bei der Wahl bzw. Weiterentwicklung eines zukünftigen Bewertungssystems idealerweise folgende Ziele möglichst weitgehend erfüllt werden:

- CO_2- / THG-Einsparung
- Einsparung von Nutzenergie, Endenergie und Primärenergie
- Einsparung von Ressourcen (Flächenverbrauch, Rohstoffe)
- Erhöhung der Anteile Erneuerbarer Energien an der Energieversorgung
- Systemkompatibilität (Speicherbarkeit, geeignete Lastprofile, zeitliche Verfügbarkeit, Anschlussfähigkeit, Versorgungssicherheit...)
- Kosteneffizienz

- Soziale Akzeptanz

Die (Wichtungs-)Kriterien zur Einhaltung der Ziele sollten transparent und nachvollziehbar sein und dynamisch angepasst werden.

zu B) Skizzierung des Budgetierungs-Ansatzes

Es wird vorgeschlagen, vom Ziel - einer langfristig nachhaltigen dekarbonisierten Energiewelt - her zu denken. Solche Ansätze finden sich beispielsweise in der Schweiz unter dem Begriff „2.000-Watt-Gesellschaft“ (www.2000watt.ch). Das prinzipielle Vorgehen könnte dann konkret wie folgt aussehen:

1) Bestimmung der umweltverträglich zur Verfügung stehenden **REG-Potenziale** (z.B. an Anbaufläche für Holz und Biomasse, Eignungsflächen für WEA, PV...)
2) **Runterbrechen** der Potenziale auf die Anzahl der **Gebäude** (bzw. Wohneinheiten, Wohnfläche, Einwohner...) in Deutschland
3) Freigabe eines **Endenergiebudgets** (z.B. Zielwert von 15 kWh/m^{2}a für Neubauten und 40 kWh/m^{2}a für Bestandsgebäude[28]), auf den der **PEF_{ne}** angewendet werden darf (vgl. Abb. 6-3 rote Balken)
4) Alle Endenergiebedarfe, die über das Budget hinausgehen, werden mit dem **PEF_{ges}** bewertet (vgl. Abb. 6-3 blaue Balken)

In Anlehnung an die derzeitige Vorgehensweise in der deutschen EnEV und in der europäischen EPBD könnte die Nutzung von erneuerbaren Energien, die im unmittelbaren Zusammenhang mit dem Gebäude gewonnen werden (z.B. PV- oder Windstrom oder Solarthermie vom eigenen Dach) von der Budgetierung ausgenommen werden.

[28] Die hier beispielhaft vorgeschlagenen Werte für Neubau und Bestand sind als grobe Schätzung zur Einhaltung der Langfristziele zu verstehen und müssten noch wissenschaftlich evaluiert werden. Es wäre ggf. auch sinnvoll, mit höheren Grenzwerten zu starten und sie im Laufe der Zeit in Richtung Zielwert anzupassen.

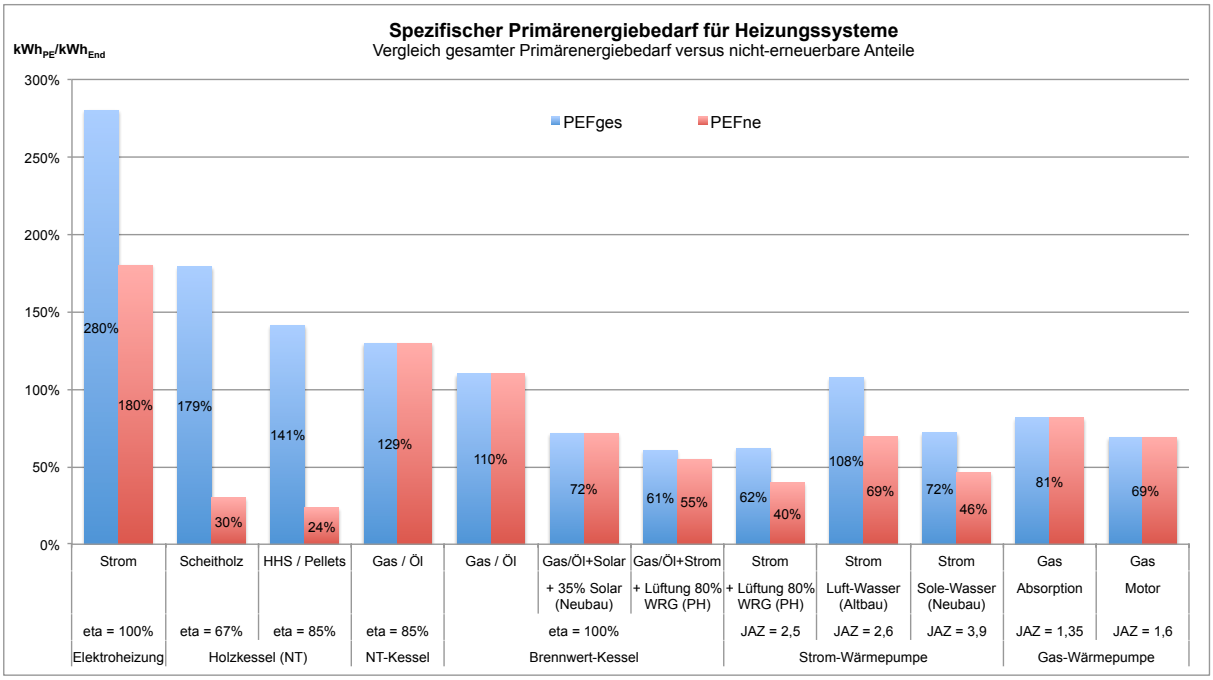


Abb. 6-3: Gegenüberstellung PEF_{ges} und PEF_{ne} für verschiedene Heizungssysteme

Quelle: Eigene Berechnungen mit PEF für Endenergieträger nach EnEV 2016 (Annahmen s. Tab. 5-1)

Weiterentwicklung des Energieausweises

Ein weiterer wichtiger Punkt ist die Transparenz bzw. Kommunikation hinsichtlich der energetischen Qualität von Gebäuden. Hier hat es zwar bei den einzelnen EnEV-Novellierungen der vergangenen Jahre Fortschritte gegeben, dennoch besteht auch hier, konkret insbesondere beim Energieausweis, noch Entwicklungsbedarf. So führt der parallele Fortbestand von Bedarfs- und Verbrauchsausweis sowie von vier verschiedenen zugelassenen Berechnungsmethoden zu uneinheitlichen Ergebnissen und zu Verwirrungen beim Verbraucher. Die Einführung von Gebäude-Effizienzklassen mit der EnEV 2014 ist grundsätzlich zu begrüßen (s. Abb. 2-4 in Kap. 2.2.2). Jedoch fixieren sich diese einseitig auf den Endenergiebedarf des Gebäudes und berücksichtigen nicht den Primärenergieaufwand von Heizungssystemen und Energieträgern. Gebäude mit Nachtspeicherheizung fallen z.B. daher in eine relativ gute Klasse, obwohl sie weder ökonomisch noch ökologisch vorteilhaft sind.

Transparenter wären neue Ansätze mit einer übersichtlichen Differenzierung nach Gebäudehülle, Anlagentechnik und Gesamtenergie-Performance des Gebäudes, wie sie beispielsweise das „Bündnis Energieausweis" vorschlägt (vgl. Abb. 6-4 links). In Österreich existiert bereits ein erweiterter Energieausweis, der auf einen Blick Angaben macht über den Primärenergiebedarf, den Referenz-Heizwärmebedarf, den Gesamtenergieeffizienz-Faktor sowie die CO_2-Emissionen (vgl. Abb. 6-4 rechts und Kap. 3.5.1).

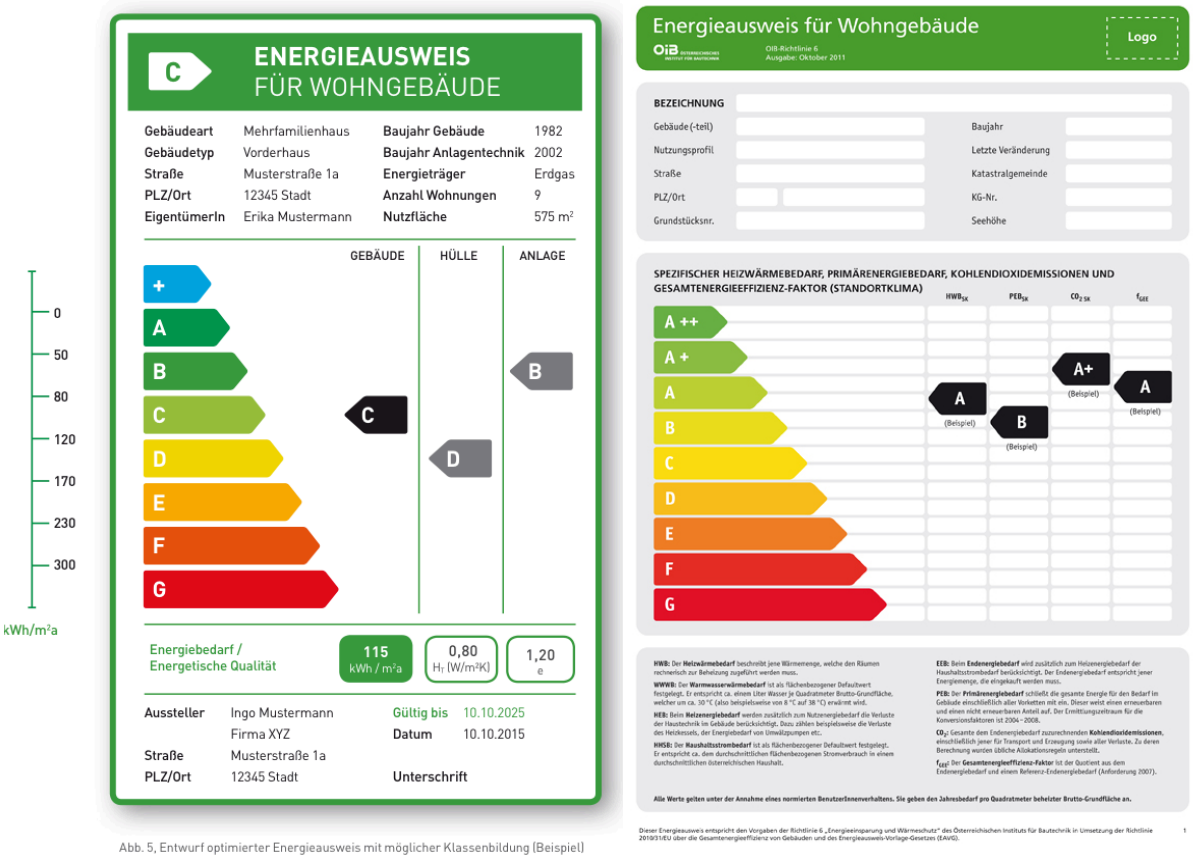


Abb. 5, Entwurf optimierter Energieausweis mit möglicher Klassenbildung (Beispiel)

Abb. 6-4: Beispiele für erweiterte Darstellungsweisen in Energieausweisen
(links: Vorschlag des „Bündnis Energieausweis“, rechts: Österreichischer Energieausweis)

Quellen: links: „Bündnis Energieausweis“ (www.vdzev.de/aktuelles/projekte/buendnis-energieausweis)
rechts: Österreichischer Verband der Immobilienwirtschaft (ÖVI)
(www.ovi.at/de/verband/Recht/Energieausweis/Energieausweis2012.php)

Zusammenfassend sollte der PEF (bzw. weitere oder alternative Indikatoren) eine Lenkungswirkung in Richtung zukunftsfähige Gebäude-Energieversorgung ausüben, ohne dabei indirekte Auswirkungen in den Vorketten der Energieerzeugung aus dem Blick zu verlieren. Ob die energiepolitischen Ziele auf europäischer und nationaler Ebene zur Primärenergieeinsparung im Gebäudesektor erreicht werden, hängt u.a. von den Erfolgen bei der Einsparung von Endenergie, von den Anteilen erneuerbarer Energien und letztendlich auch von der Festlegung der PE-Faktoren ab. Diese Festlegung hat einen großen Einfluss auf die Wahl von Heizungstechnologien und deren Energieträger bzw. auf das Binnenverhältnis von Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz bei Gebäudehülle und Anlagentechnik.

Die Aufgabe dieser Studie war es, die Probleme bei der gegenwärtigen Ausgestaltung der primärenergetischen Bewertung im Rahmen der EnEV aufzuzeigen und erste Vorschläge für eine verbesserte Herangehensweise zu skizzieren. Für eine detailliertere Ausgestaltung und einer Wirkanalyse der skizzierten oder ggf. weiterer bzw. alternativer Vorschläge (siehe z.B. (BMVBS 2012 S. 17 ff.)) besteht noch Forschungsbedarf.

7 Literaturverzeichnis

AGFW (2014): Arbeitsblatt AGFW FW 309 Teil 1: Energetische Bewertung von Fernwärme - Bestimmung der spezifischen Primärenergiefaktoren für Fernwärmeversorgungssysteme. AGFW - Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. www.agfw.de/erzeugung/energetische-bewertung/enev-und-fernwaerme. Last access: 28 Oktober 2015.

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) e.V. (2010): Vorwort zu den Energiebilanzen für die Bundesrepublik Deutschland, Stand: August 2010. www.ag-energiebilanzen.de/files/vorwort.pdf. Last access: 23 Oktober 2015.

BDEW (2015a): Primärenergiefaktoren: Der Zusammenhang von Primärenergie und Endenergie in der energetischen Bewertung. www.bdew.de/internet.nsf/id/06FBC70ECF24F3A7C1257E51003DA425/$file/705_2015-04-22_Grundlagenpapier-Primaerenergiefaktoren.pdf. Last access: 28 Oktober 2015.

BDEW (2015b): Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2015) - Foliensatz zur Energie-Info. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Erneuerbare-Energien

BMJV (2009): Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz - EEWärmeG) vom 7. August 2008. BGBl. I S. 1658; novelliert zum 20. Oktober 2015 (BGBl. I S. 1722). www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eew_rmeg/gesamt.pdf. Last access: 15 Dezember 2015.

BMJV (2014): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2014) vom 21.07.2015. BGBl. I S. 1066, novelliert am 29. Juni 2015 (BGBl. I S. 1010). www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg_2014/gesamt.pdf. Last access: 15 Dezember 2015.

BMVBS (2012): Untersuchung zur weiteren Verschärfung der energetischen Anforderungen an Gebäude mit der EnEV 2012 – Anforderungsmethodik, Regelwerk und Wirtschaftlichkeit. BMVBS-Online-Publikation, Nr. 05/2012. Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung. www.bbsr.bund.de/cln_032/nn_1174880/BBSR/DE/Veroeffentlichungen/BMVBS/Online/2012/ON052012.html. Last access: 09 November 2012.

BMVBS (Hrsg.) (2013): Energieeinsparverordnung (EnEV) 2014 - Nichtamtliche (konsolidierte) Lesefassung. www.eanok.de/fileadmin/pdf/infopunkt_Gesetze_Vorschriften/EnEV_2014/enev_2014_bmvbs_konsolidierte_nichtamtliche_fassung.pdf. Last access: 26 Oktober 2015.

BMVBS (Hrsg.) (2012): Primärenergiefaktoren von biogenen Energieträgern, Abwärmequellen und Müllverbrennungsanlagen - BMVBS-Online-Publikation 12/12. No. ISSN 1869-9324. Berlin. www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Veroeffentlichungen/BMVBS/Online/2012/DL_ON122012.pdf. Last access: 26 Oktober 2015.

BMWi; BMU (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Beschluss des Bundeskabinetts. Berlin: Bundesregierung. www.bundesregierung.de/Content/DE/StatischeSeiten/Breg/Energiekonzept/dokumente.html. Last access: 22 Juli 2014.

Brux, G. (2010): Energieausweise für Gebäude in der Schweiz. BauPortal (05/2010)291.

BUND (2012): Stellungnahme des BUND zur Novelle des Energieeinsparungsgesetzes (EnEG) und der Energieeinsparverordnung (EnEV). Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland (BUND). www.bund.net/fileadmin/bundnet/pdfs/klima_und_energie/121219_BUND_Klima_und_Energie_Stellungnahme_zur_Novelle_EnEG_und_EnEV.pdf. Last access: 18 Dezember 2015.

Bundesregierung (2013): Deutschlands Zukunft gestalten. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. 18. Legislaturperiode. Berlin: Bundesregierung (CDU, CSU, SPD). www.bundesregierung.de/Content/DE/_Anlagen/2013/2013-12-17-koalitionsvertrag.pdf?__blob=publicationFile&v=2. Last access: 22 Juli 2014.

Diefenbach, N. (2002): Bewertung der Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen und Biomasse-Heizsystemen, Institut für Wohnen und Umwelt, Darmstadt. Darmstadt: IWU. www.iwu.de/fileadmin/user_upload/dateien/energie/werkzeuge/bewertungbiomasse.pdf. Last access: 29 Oktober 2015.

DIN Deutsches Institut für Normung e.V. (2011): DIN V 18599-1:2011-12: Energetische Bewertung von Gebäuden - Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung - Teil 1: Allgemeine Bilanzierungsverfahren, Begriffe, Zonierung und Bewertung der Energieträger. Beuth Verlag, Berlin. www.beuth.de/de/vornorm/din-v-18599-1/142650957. Last access: 30 September 2015.

DIN-Normenausschuss Bauwesen (2014): FprEN 15603:2014 (D): Energetische Bewertung von Gebäuden — Rahmennorm für EPB (Gebäude-Energie-Effizienz); STD Version 2.5a.

Ebert, M.; Bohnenschäfer, W.; Schüwer, D.; Venjakob, J. (2010): Potenziale der CO2-Minderung durch Fernwärme - Fokus Neue Bundesländer (vorläufige Endfassung). vorläufiger Endbericht. Leipzig, Wuppertal, Dessau: IE Leipzig und Wuppertal Institut im Auftrag des Umweltbundesamt (UBA).

ENDK (2009): Gebäudeenergieausweis der Kantone - Nationale Gewichtungsfaktoren. http://www.endk.ch/media/archive1/energiepolitik_der_kantone/geak/Gewichtungsfaktoren_d1.pdf. Last access: 04 November 2015.

EU (2004): Richtlinie 2004/8/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Februar 2004 über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Kopplung im Energiebinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 92/42/EWG. http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2004:052:0050:0060:DE:PDF. Last access: 14 Juni 2012.

EURELECTRIC (2015): Revision of Primary Energy Factors in EU Legislation - A EURELECTRIC view. www.eurelectric.org/media/184566/pef_note_2015_final-2015-030-0373-01-e.pdf. Last access: 18 Dezember 2015.

Europäisches Parlament und Rat (2006): Richtlinie 2006/32/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. April 2006 über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen und zur Aufhebung der Richtlinie 93/76/EWG des Rates. Brüssel.

Europäische Union (2010a): Richtlinie 2010/31/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Mai 2010 über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden (Neufassung). http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32010L0031&qid=1450192636370&from=DE. Last access: 03 Mai 2012.

Europäische Union (2010b): Richtlinie 2012/27/EU des europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2012 zur Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinien 2009/125/EG und 20 (ABl. EU Nr. L 315, 1 bis 56) (EU-Energieeffizienz-Richtlinie EED). http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2012:315:0001:0056:DE:PDF. Last access: 15 Dezember 2015.

Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) (2007): Ganzheitliche dynamische Bewertung der KWK mit Brennstoffzellentechnologie - Forschungsvorhaben im Forschungsverbund EduaR&D. München. www.ffe.de/download/langberichte/DL_eduard_2007_11_21.pdf. Last access: 27 Oktober 2015.

Fritsche, U. R.; Greß, H.-W. (2014): Der nichterneuerbare kumulierte Energieverbrauch des deutschen Strommix im Jahr 2013 - Bericht für die Fachgemeinschaft für effiziente Energieanwendungen e.V. (HEA). Kurzstudie. Darmstadt: IINAS Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien. www.iinas.org/tl_files/iinas/downloads/GEMIS/2014_KEV-Strom-2013_HEA.pdf. Last access: 22 Oktober 2015.

Fritsche, U. R.; Rausch, L. (2011): Der nichterneuerbare Primärenergieverbrauch des nationalen Strommix in Deutschland im Jahr 2010 - für den Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e. V. und Fachgemeinschaft für effiziente Energieanwendungen e.V. (HEA). Kurzstudie. Darmstadt: IINAS Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien. www.iinas.org/tl_files/iinas/downloads/GEMIS/2011_KEV-Strom-2010_HEA_OEKO.pdf. Last access: 22 Oktober 2015.

Hauser, E.; Schmidt, D. (2012): Eignung von KWK und Wärmepumpen zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung (FEE): eine energiewirtschaftliche Betrachtung. Gehalten auf der FVEE - Jahrestagung 2012: Zusammenarbeit von Forschung und Wirtschaft für Erneuerbare und Energieeffizienz, Umweltforum Berlin. www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2012-2/th2012_06_04.pdf. Last access: 29 Oktober 2015.

IINAS/Öko-Institut e.V (2015): GEMIS 4.94. Emissionsmodell integrierter Systeme. Software des Öko-Instituts. Freiburg, Darmstadt. www.gemis.de; http://www.iinas.org/downloads-de.html

Joachim Nitsch (2008): Leitstudie „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“ – Aktualisierung und Neubewertung, aktualisierte Version Oktober 2008; Untersuchung im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Stuttgart: DLR.

Kalt, G. (2013): Primärenergiefaktoren von fossilen und erneuerbaren Energieträgern, Strom und Fernwärme im Zeitraum 2000 bis 2011. http://www.bmwfw.gv.at/EnergieUndBergbau/Energieeffizienz/PublishingImages/PEF_ESD%20Teilbericht%201%20-%202013-06-17.pdf. Last access: 28 Oktober 2105.

Kenkmann, T. (2015): Robuste Strategien und Pfade zur Transformation des Gebäudebereichs - Der Klimaschutzplan 2050 – Hintergründe zur Erarbeitung und zum Dialogprozess. Gehalten auf der Gebäude-Workshop zum Klimaschutzplan 2050 am 26.06.2015, Präsentation, Berlin. www.klimaschutzplan2050.de/wp-content/uploads/2015/07/Auftaktkonferenz-Tag-2-Workshop-Gebaeude.pdf. Last access: 15 Dezember 2015.

Krause, H.; Erler, F.; Köppel, W.; Fischer, M.; Hansen, P.; Markewitz, P.; Kuckshinrichs, W.; Hake, J.-F. (2011): Bewertung der Energieversorgung mit leitungsgebundenen gasförmigen Brennstoffen im Vergleich zu anderen Energieträgern. Abschlussbericht No. DVGW-Förderzeichen G 5/04/09-TP2. Bonn: DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. www.dvgw-

innovation.de/fileadmin/dvgw/angebote/forschung/innovation/pdf/g5_04_09_2.pdf. Last access: 01 Oktober 2014.

Manderfeld, M.; Jentsch, A.; Pohlig, A.; Dötsch, C.; Bohn, K.; Richter, S. (2008): Handbuch zur Entscheidungsunterstützung - Fernwärme in der Fläche: Leitungsgebundene Wärmeversorgung im ländlichen Raum. (Förderungs-Nr. 0327400C). Dinslaken / Oberhausen / Leimen. http://publica.fraunhofer.de/documents/N-113625.html. Last access: 04 Mai 2010.

Marc Großklos (2014): Kumulierter Energieaufwand und CO2-Emissionsfaktoren verschiedener Energieträger und –versorgungen. www.iwu.de/fileadmin/user_upload/dateien/energie/werkzeuge/kea.pdf

Merten, F.; Krüger, C.; Nebel, A.; Schüwer, D.; Lechtenböhmer, S.; Gailfuß, M. (2014): Klimapolitischer Beitrag kohlenstoffarmer Energieträger in der dezentralen Stromerzeugung sowie ihre Integration als Beitrag zur Stabilisierung der elektrischen Versorgungssysteme. Endbericht No. Forschungskennzahl 3710 97 114. Climate Change 08/2014. Dessau, Wuppertal: Umweltbundesamt. www.umweltbundesamt.de/publikationen/klimapolitischer-beitrag-kohlenstoffarmer. Last access: 02 Juni 2014.

NABU (2012): Hintergrund zur Novelle des Energieeinspargesetzes (EnEG) und zur Energieeinsparverordnung (EnEV) 2012. Naturschutzbund Deutschland (NABU). www.nabu.de/imperia/md/content/nabude/energie/nabu-hinter-grund_zur_novelle_des_energieeinspargesetzes__eneg__und_zur_energieeinsparverordnung__enev__2012.pdf. Last access: 18 Dezember 2015.

Niels Jungbluth; Karin Flury (2013): Primärenergiefaktoren von Energiesystemen: Herleitung, Verwendung, Diskussion. http://www.esu-services.ch/fileadmin/download/jungbluth-2013-Primaerenergiefaktoren-Swisspower.pdf

Oberhammer, A. (2009): Kälte aus Biomasse 100% CO2-freie Kälteerzeugung mit niedrigstem Primärenergiefaktor. Gehalten auf der Fernwärmetage 2009: Einsatz von Absorptionskältemaschinen im Fernwärmeverbund am 18. und 19. März 2009, Präsentation, Linz (Österreich). www.gaswaerme.at/de/pdf/09-1/Oberhammer_Vortrag_Kaelte_aus_Biomasse_Fachverbandstagung.pdf. Last access: 16 Dezember 2015.

Öko-Institut/DLR/IFEU/DBFZ/TU-DD (2009): renewbility – Stoffstromanalyse nachhaltiger Mobilität im Kontext der erneuerbaren Energien bis 2030; Abschlussbericht zum BMU-geförderten Verbundvorhaben. Darmstadt. www.renewbility.de

Österreichisches Institut für Bautechnik (2015a): OIB-Richtlinie 6: Energieeinsparung und Wärmeschutz. http://www.oib.or.at/oib-richtlinien/richtlinien/2015. Last access: 29 Oktober 2015.

Österreichisches Institut für Bautechnik (2015b): OIB-Richtlinie 6, Leitfaden: Energietechnisches Verhalten von Gebäuden. http://www.oib.or.at/oib-richtlinien/richtlinien/2015. Last access: 18 Oktober 2015.

Pfeifroth, P.; Beer, M. (2009): Primärenergetische Bewertung von Fernwärme aus KWK (im Auftrag der AGFW e.V.). München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE). www.ffe.de/download/article/294/FfE_PE-Bewertung_FW_aus_KWK.pdf. Last access: 27 Oktober 2015.

Schmidt, M.; Pregger, T.; Hoffmann, C.; Schlegl, T.; Rzepka, M. (2014): Systemanalytische Perspektive – Meilensteine einer No-Regret-Strategie (Bd. FVEE-Themen - Forschung für ein nachhal-

tiges Strom-Wärme-System, Beiträge zur FVEE-Jahrestagung 2013). Gehalten auf der FVEE-Jahrestagung 2013: Forschung für ein nachhaltiges Strom-Wärme-System, Umweltforum Berlin: FVEE. www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2013-2/th2013.pdf. Last access: 16 Dezember 2015.

SIA (2010): SIA-Merkblatt 2031 - Energieausweis für Gebäude (Korrigenda). Zürich: Schweizerischer Ingenieur- und Architektenverein. http://www.sia.ch/fileadmin/content/download/sia-norm/korrigenda_sn/2031-C1_2009_d.pdf. Last access: 04 November 2015.

VDI (2012): VDI 4600:2012-01: Kumulierter Energieaufwand (KEA) - Begriffe, Berechnungsmethoden. VDI Verein Deutscher Ingenieure, Beuth Verlag Berlin. www.beuth.de/de/technische-regel/vdi-4600/143521324. Last access: 02 Oktober 2015.

8 Anhang

In folgenden DIN-Normen wird auf Primärenergiefaktoren verwiesen (BDEW 2015a S. 32 f.):

- DIN V 4701-10, Energetische Bewertung heiz- und raumlufttechnischer Anlagen - Teil 10: Heizung, Trinkwassererwärmung, Lüftung (Ausgabedatum: 2003-08, geändert)
- DIN V 18599-1, Energetische Bewertung von Gebäuden - Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung - Teil 1: Allgemeine Bilanzierungsverfahren, Begriffe, Zonierung und Bewertung der Energieträger (Ausgabedatum: 2011-12, berichtigt)
- DIN V 18599-1 Berichtigung 1, Energetische Bewertung von Gebäuden - Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung - Teil 1: Allgemeine Bilanzierungsverfahren, Begriffe, Zonierung und Bewertung der Energieträger, Berichtigung zu DIN V 18599-1:2011-12 (Ausgabedatum: 2013-05)
- DIN V 18599-9, Energetische Bewertung von Gebäuden - Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung - Teil 9: End- und Primärenergiebedarf von stromproduzierenden Anlagen (Ausgabedatum: 2011-12, berichtigt)
- DIN SPEC 4701-10/A1, Energetische Bewertung heiz- und raumlufttechnischer Anlagen - Teil 10: Heizung, Trinkwassererwärmung, Lüftung; Änderung A1 (Ausgabedatum: 2012-07)
- DIN SPEC 15240, Lüftung von Gebäuden - Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden - Energetische Inspektion von Klimaanlagen (Ausgabedatum: 2013-10)
- DIN EN 15603, Energieeffizienz von Gebäuden - Gesamtenergiebedarf und Festlegung der Energiekennwerte; Deutsche Fassung EN 15603:2008 (Ausgabedatum: 2008-07)