

Weiterentwicklung der Primärenergiefaktoren im neuen Energiesparrecht für Gebäude

Endbericht

07.04.2016

Auftraggeber: DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
Josef-Wirmer-Straße 1-3, 53123 Bonn

Zukunft ERDGAS Projekt GmbH
Neustädtische Kirchstr. 8, 10117 Berlin

Auftragnehmer:

ITG Institut für Technische
Gebäudeausrüstung Dresden
Forschung und Anwendung GmbH
Bayreuther Straße 29, 01187 Dresden
Prof. Dr.-Ing. Bert Oschatz

ifeu - Institut für Energie- und
Umweltforschung Heidelberg GmbH
Wilckensstraße 3, 69120 Heidelberg
Dr. Martin Pehnt



ITG Institut für Technische
Gebäudeausrüstung
Dresden GmbH



INSTITUT FÜR ENERGIE-
UND UMWELTFORSCHUNG
HEIDELBERG

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt,
Energie gGmbH
Döppersberg 19, 42103 Wuppertal
Herr Dietmar Schüwer



Inhalt

1	Bedeutung von Primärenergiefaktoren	2
2	Problemaufriss	5
3	Optionen zur Weiterentwicklung der Primärenergiefaktoren im Rahmen der EnEV	9
3.1	Variante 1: Einführung einer neuen Anforderungsgröße „Klimaschutz“	9
3.2	Variante 2: Erweiterung der f_p -Formel um Nachhaltigkeitselemente	10
3.2.1	Klimaschutzfaktor für brennstoffbezogene PEF	11
3.2.2	Klimaschutzfaktor für wärmenetzgebundene Wärme.....	14
3.2.3	Einbeziehung des erneuerbaren Primärenergieanteils	16
3.3	Variante 3: Einführung von Sockelwerten.....	17
3.4	Variante 4: Dynamisierter Budgetansatz	18
3.5	Diskussion.....	20
4	Auswirkungen des Vorschlags auf den Gebäudebereich.....	22
5	Literaturverzeichnis	25

1 Bedeutung von Primärenergiefaktoren

Der Primärenergiebedarf ist im Rahmen des weiterhin gültigen Energiekonzeptes der Bundesregierung vom 28. September 2010 [1] eine entscheidende Zielgröße. Demnach soll der Primärenergieverbrauch über alle Sektoren gegenüber 2008 bis 2050 um 50% sinken.

Der Gebäudesektor hat dazu seinen Anteil beizutragen. Hinsichtlich des Primärenergiebedarfs Q_p des Gebäudesektors wird diese sektorale Zielstellung der Bundesregierung im alljährlichen Monitoring-Bericht formuliert. Da lautete das Ziel ursprünglich: Wir „streben ... bis 2050 eine Minderung des Primärenergiebedarfs in der Größenordnung von 80 Prozent an.“ [2]. Mit diesem Ziel hat die Bundesregierung zugleich formuliert, was sie unter der Anforderung eines „nahezu klimaneutralen Gebäudebestands im Jahr 2050“ versteht: „der verbleibende Energiebedarf < soll > überwiegend durch erneuerbare Energien gedeckt“ werden. (ebd.)

Der in der allgemeinen Zielstellung verwendete Begriff „Primärenergie“, in seiner energiestatistischen Fassung, ist gegenwärtig nicht derjenige, der in der Umsetzung der politischen Anforderungen an den Gebäudebereich leitend ist. Zentrale Anforderungsgröße der gegenwärtigen Energieeinsparverordnung (EnEV) [3] ist vielmehr der „nichterneuerbare Primärenergiebedarf“. Dieser eingeschränkte Primärenergie-Begriff wird mit Hilfe von energieträgerspezifischen nichterneuerbaren Primärenergiefaktoren (PEF) (oder synonym f_p) aus dem Endenergiebedarf errechnet. Eine analoge Berechnung erfolgt für den Primärenergieverbrauch von Bestandsgebäuden.

Diese Inkonsistenz hat die Politik erkannt. Im Monitoring-Bericht der Bundesregierung 2015 wurde Konsistenz dadurch herzustellen versucht, dass das quantitative Minderungsziel unverändert gelassen, aber mit einem veränderten Primärenergie-Begriff formuliert wurde: „Der nichterneuerbare Primärenergiebedarf im Gebäudebereich soll bis zum Jahr 2050 in der Größenordnung von 80 Prozent gesenkt werden (jeweils gegenüber dem Ausgangsjahr 2008).

Die Energieeinsparverordnung (EnEV) dient der Umsetzung der Gebäude Richtlinie der EU [4]. 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 Erneuerbare-Energien-Wärme gesetz (EEWärmeG) [5] verfolgt. Die EnEV adressiert die Energieeffizienz sowohl der Gebäudehülle als auch der Anlagentechnik – die Anlagen ihrerseits werden mit Energieträgern betrieben, die mittels nichterneuerbaren Primärenergiefaktoren untereinander vergleichbar gemacht werden. Die Festlegung der PEF in dem Planungstool „EnEV“

verändert die Relationen bzw. die relative Wertigkeit von Beiträgen zur Energieeffizienz (a) zwischen Gebäudehülltechniken und Anlagentechniken generell und (b) unterschiedlicher Anlagentechniken untereinander. Sie ist wettbewerbserheblich, da sie einen erheblichen Einfluss hat (a) auf die Wahl von Heizungstechnologien und deren Energieträger bzw. (b) auf das Binnenverhältnis von Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz bei Gebäudehülle und Anlagentechnik.

Mit energetischen Anforderungen an Gebäude allgemein werden mehrere Ziele verfolgt:

- Einschränkung des Verbrauchs an nicht erneuerbaren bzw. nicht unbegrenzt verfügbaren erneuerbaren Ressourcen
- Verringerung negativer Umweltauswirkungen und Klimaschutz
- Sicherstellung einer wirtschaftlichen Gebäudenutzung.

Die Primärenergiefaktoren PEF dürfen daher einerseits nicht verhindern, dass Energieträger eingesetzt werden, die mit dem langfristigen Klimaschutzziel kompatibel sind. Sie müssen andererseits aber verhindern, dass Gebäude errichtet werden, die zwar kurzfristig anforderungsgerecht sind, langfristig aber nicht mit dem Ziel, einem „nahezu klimaneutralen Gebäudebestand in 2050“, vereinbar sind („Lock-in-Effekte“).

Eine vorrangige Bedeutung haben PEF heute daher als Steuerungsgröße für die Definition der **Qualität von Neubauten**. Aber die Bedeutung von PEF weist darüber hinaus: Da der Primärenergiebedarf auch zur Definition der KfW-Effizienzhäuser herangezogen wird, geht er auch in die **Bewertung von Bestandsgebäuden** im Zusammenhang umfassender Sanierungen ein. In der EnEV wird und wurde das Produkt aus Erzeugeraufwandszahl e_g und Primärenergiefaktor zudem zur **Bewertung von Heizungssystemen** eingesetzt (§13 EnEV in Verbindung mit Anlage 4a).

Darüber hinaus würde sich Primärenergie grundsätzlich auch für weitere Einsatzgebiete eignen. Die **Effizienzklassen der Anlage 10** der EnEV beispielsweise sind derzeit auf Endenergie bezogen. Dies hat den Nachteil, dass verschiedene Heizungstechnologien nicht angemessen verglichen werden können. Ein Gebäude mit $110 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ Heizwärmebedarf hätte im Fall einer Wärmepumpen-Heizung die Effizienzklasse A, mit einer Biomasseheizung hingegen die Effizienzklasse E, trotz gleichen Wärmeschutzes. Würde man allerdings umgekehrt die Effizienzklassen auf Primärenergie umstellen, würde sich die Bewertung umdrehen: das Wärmepumpenhaus hätte Klasse C, das Biomasse-Haus A+. Damit eine sinnvolle, technologieoffene Bewertung stattfinden kann, müssen die PEF weiterentwickelt werden. Gelingt dies, könnten die Effizienzklassen nach Anlage 10 ohne weitere Veränderungen einfach auf Primärenergie umgestellt werden.

Dann würde sich diese Effizienz-Bewertung auch sehr gut für die Entwicklung einer Sanierungsstrategie bei schrittweisen Sanierungen im Rahmen eines **Sanierungsfahrplans** eignen – aber erst nach entsprechenden Anpassungen, denn sonst könnte man bereits mit dem Einbau einer geeigneten Heizung die beste Effizienzklasse erreichen; die Effizienzbewertung würde dann keinen Anreiz mehr für weitere Sanierungsschritte enthalten.

2 Problemaufriss

Die europäische Vorgabe (in der Gebäude Richtlinie EPBD [4]) 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}). Angesichts sich **dynamisch verändernder Anteile erneuerbarer Energien**, insbesondere in der Stromerzeugung (vgl. Abb. 2-1), ist mit der Methodik der EnEV gleichsam programmiert, dass diese Dynamik auf den (sinkenden) PEF_{ne} bei Stromanwendungen im Wärmebereich übertragen wird. Im Rahmen der EnEV 2014 wurden zwar einerseits die Grenzwerte für den Primärenergieverbrauch um 25% abgesenkt. Gleichzeitig wurde jedoch der PEF_{ne} für Strom von 2,6 (2009) auf 1,8 (2016) um 31% reduziert. De facto bedeutet dies ab 2016 eine Herabsetzung der primärenergetischen Anforderungen für Stromheizungssysteme. Dies betrifft im Neubau etwa jedes dritte Heizungssystem.

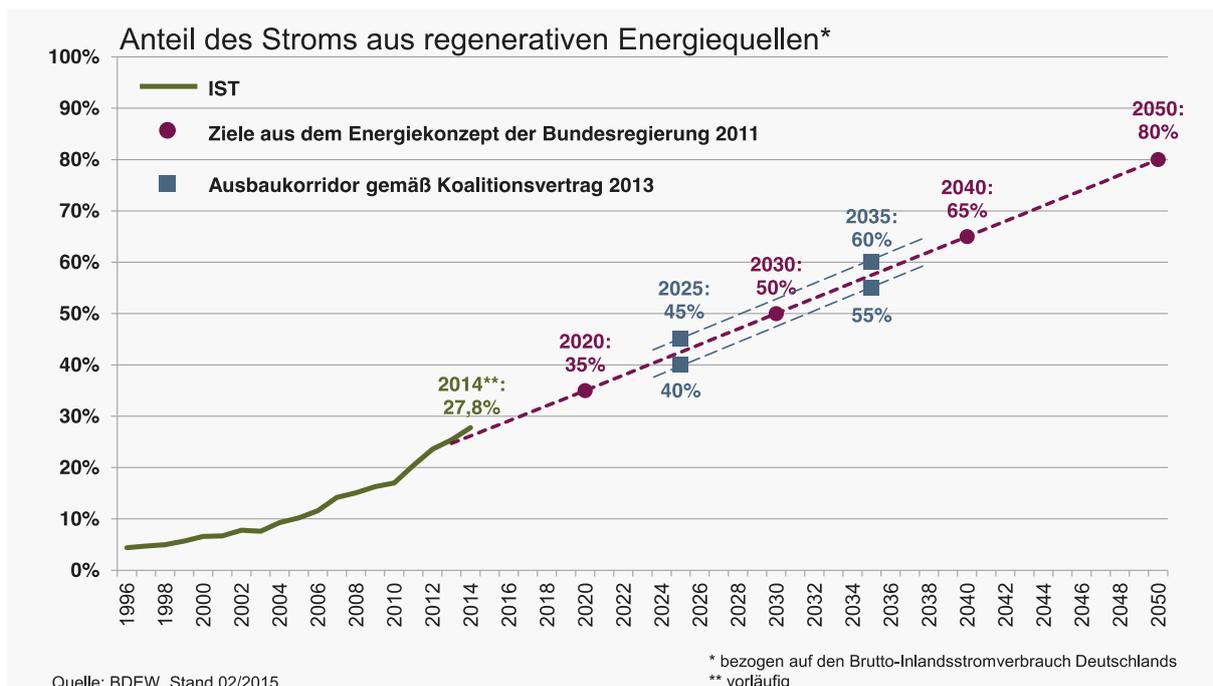


Abb. 2-1: Historische Anteile des Strom aus regenerativen Energiequellen bis 2014 und Ziele bis 2050 der Bundesregierung (nach Energiekonzept 2011 bzw. Koalitionsvertrag 2013) [6]

Zudem ist die methodische Ungleichbehandlung von Stromerzeugung (KWK) und Stromverbrauch (z.B. Wärmepumpe) diskussionswürdig (**logische Inkonsistenz des Verdrängungsmixes**): Eine zusätzlich durch Stromheizungssysteme nachgefragte Strommenge wird mit dem Strommix-Faktor ($PEF_{ne} = 1,8$), eine zusätzlich durch gebäudeintegrierte KWK-Anlagen erzeugte Strommenge hingegen mit dem Verdrängungsmix-Faktor ($PEF = 2,8$) bewertet.

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. Wie verschiedene Analysen zeigen [7, 8], erscheint 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.

Zu 1) Unzureichende Korrelation Primärenergie und Kohlenstoffintensität

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 bzw. nicht konsequent 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.

Relevant ist die Diskrepanz auch 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.

Bei der Fernwärme führt die Wahl der (in der EnEV und im AGFW-Arbeitsblatt FW 309 [9] zugelassenen) **Stromgutschriftmethode** dazu, dass rechnerisch sehr niedrige bis negative¹ Primärenergiefaktoren erzielt werden. Dieses Verfahren führt zu mitunter sehr niedrigen PEF_{ne}. Rechnet man beispielsweise ein konkretes Wärmenetz mit einem Steinkohle-Kraftwerk als wesentlicher Wärmequelle, so erhält man einen PEF_{ne} von 0,65. Dies liegt etwa

¹ Negative Werte werden nach der Methodik auf Null gesetzt.

bei der Hälfte des Bewertungsfaktors von Erdgas, der bei $1,1*1,1$ liegt (Produkt aus PEF_{ne} und Aufwandszahl des Erzeugers).

Beim **Strom** ist insbesondere in einem Übergangszeitraum der nächsten zwei bis drei Dekaden ein Auseinanderdriften von Treibhausgasemissionen und PEF_{ne} zu beobachten. Dieses hängt insbesondere damit zusammen, dass durch den Ausstieg aus der Atomenergie, die definitionsgemäß einen sehr hohen PEF_{ne} , aber zugleich sehr niedrige CO_2 -Emissionen hat, u. a. durch Kohlestrom mit einem hohen CO_2 -Faktor und einem mittleren PEF_{ne} substituiert wird.

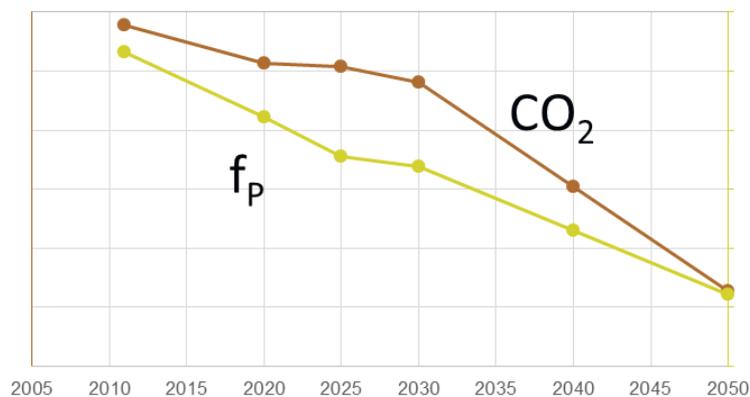


Abb. 2-2: Schematischer Verlauf der Entwicklung von CO_2 und PEF_{ne} im Szenario gemäß [10]

Zu 2) Fehlende Steuerungswirkung bei Primärenergiefaktoren, die gegen Null laufen

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 einhergehen, ist nicht zutreffend. 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 sind ein entsprechend ansteigender Flächenverbrauch, Ressourcenaufwand 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. **Holz** ($PEF_{ne} = 0,2$) oder **Fernwärme** (PEF_{ne} nahe oder gleich Null) anstellen. Bei Biomasse handelt es sich um einen erneuerbaren und klimafreundlichen, aber dennoch um einen endlich verfügbaren Rohstoff, der zudem noch einer 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.

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. Dies führt insbesondere dann zu Problemen, wenn die Primärenergie auch für die Gebäudebewertung herangezogen wird – was abgesehen von solchen Berechnungsartefakten eigentlich ein guter Ansatz wäre (siehe Kapitel 1).

3 Optionen zur Weiterentwicklung der Primärenergiefaktoren im Rahmen der EnEV

Die PEF im Rahmen der EnEV sollten sowohl kurzfristig als auch mittel- und langfristig weiterentwickelt werden. Es ist klar, dass langfristig - zumindest für den Energieträger Strom - ein anderer Ansatz der Primärenergiebewertung erforderlich ist. Die Herausforderungen einer auf erneuerbaren Energien beruhenden Energiewirtschaft sind andere: hier müssen Aspekte der Systemdienlichkeit und Systemkompatibilität, der Ressourcennutzung, der verfügbaren Potenziale, des Speicher- und Integrationsaufwandes usw. berücksichtigt werden.

So wichtig eine langfristige Bewertung ist, so muss sie nicht unmittelbar umgesetzt werden, sondern sollte sorgfältig wissenschaftlich-methodisch vorbereitet werden. Im Folgenden wird daher **auf kurzfristige Überarbeitungsoptionen fokussiert**. Kurzfristig sollte insbesondere die Klimaschutzwirkung der eingesetzten Endenergieträger und somit der Heizsysteme (CO₂- bzw. Treibhausgas-Kennwerte) und die Energieeffizienz der Gebäudehülle besser adressiert werden. Es wird vorgeschlagen, den PEF_{ne} dynamisch weiterzuentwickeln, jedoch Fehlsteuerungen durch die Berücksichtigung von Anforderungen an Klimaschutz, Ressourcenschutz und Nachhaltigkeit zu vermindern. Im Folgenden werden einige Varianten vorgestellt, die grundsätzlich zur Diskussion stehen.

3.1 Variante 1: Einführung einer neuen Anforderungsgröße „Klimaschutz“

Eine Variante wäre es, zusätzlich zur oder anstelle von Primärenergie eine weitere Kenngröße, die Treibhausgas-Emissionen, einzuführen.² Diese Kenngröße ist grundsätzlich leicht verständlich („Mein Haus verursacht 5 Tonnen Klimagasemissionen“), auf Basis etablierter, wissenschaftlich fundierter Faktoren zu berechnen und könnte für die Bewertung herangezogen werden. Sie wäre auch deshalb zielführend, weil sie das Ziel eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestandes unmittelbar – ohne die Hilfskonstruktion über den PEF_{ne} – abbilden würde.

Allerdings müssten auch hier Definitionen für Rechenverfahren getroffen werden. Insbesondere werden derzeit die CO₂-Emissionen der Fernwärme nach einem anderen Verfahren gemäß FW 309 Teil 6 berechnet, nämlich der Stromverlust- bzw. Carnot-Methode, als die Primärenergiefaktoren. Daher müssten entweder zwei unterschiedliche

² Das 2050-Gebäudeziel ist allerdings in Bezug auf nicht-erneuerbare Primärenergie definiert.

Rechenverfahren in Kauf genommen werden oder ein teilweiser Methodenwechsel stattfinden.

Eine solche Einführung einer zusätzlichen Kenngröße in die EnEV ist daher insbesondere in Bezug auf prozedurale Aspekte kritisch zu beleuchten: Für einen solchen Umstieg müssten die Kostenoptimalitätsberechnungen für die Festlegung des Niedrigstenergiestandards überprüft und bis zur nächsten EnEV-Novelle die methodischen Festlegungen für die CO₂-Berechnungen definiert werden. Zudem muss ein Kenngrößenschwenk in der Fachwelt, bei Planern und Beratern angekündigt und schrittweise vollzogen werden, um die notwendigen Voraussetzungen auch in den Normen, der Berechnungssoftware sowie der Planungspraxis zu schaffen. Andererseits sind die spezifischen CO₂-Emissionen als informative Kenngröße - z.B. als freiwillige Angabe im Energieausweis - auch heute bereits eingeführt.

Nachteilig wäre im Falle einer zusätzlichen Anforderung an die CO₂- bzw. THG-Emissionen die steigende Komplexität der Nachweisverfahren. Die europarechtliche Zulässigkeit einer allein auf die CO₂- bzw. THG-Emissionen bezogenen Hauptanforderung wird von Fachjuristen unterschiedlich bewertet.

3.2 Variante 2: Erweiterung der f_p -Formel um Nachhaltigkeitselemente

Eine Variante einer Ausgestaltung der Primärenergiefaktoren ist es, die Formel für die Berechnung der Primärenergiefaktoren durch eine gewichtete Berücksichtigung weiterer Bewertungselemente zu erweitern. Während es zunächst ungewöhnlich erscheint, Primärenergie in der Bewertung beispielsweise mit Treibhausgasemissionen oder anderen Nachhaltigkeitsaspekten zu gewichten, ist dies ein Vorgehen, das in anderen Bereichen durchaus üblich ist.³

Diesem Verfahren liegt die Erkenntnis zu Grunde, dass jedes Verfahren, auch das derzeitige Primärenergieverfahren, ohne Gewichtung nicht auskommt. Im derzeitigen Verfahren beispielsweise wird u. a. politisch festgelegt, dass

- Heizöl, Erdgas und Kohle die gleichen Primärenergiefaktoren haben, obwohl sich runderungstechnisch andere Werte ergeben würden;

³ Beispielsweise werden in Ausschreibungen oftmals Kosten, Qualität und weitere Aspekte prozentual über ein Punktsystem gewichtet. Auch in Umweltbewertungsverfahren finden solche Gewichtungen statt, beispielsweise im Ecoindicator, wo verschiedenen Umwelteffekte gewichtet werden. Analogien gibt es ebenfalls zum nachhaltigen Bauen (BNB, DGNB). Es handelt sich also nicht um eine naturwissenschaftliche Addition von Kenngrößen gleicher Dimension, sondern um eine normierte Gewichtung verschiedener Schutzgüter.

- eingespeister Strom aus KWK anders gewichtet wird als zusätzlich nachgefragter Strom;
- das Stromgutschriftverfahren herangezogen wird, das zu deutlich anderen Ergebnissen für KWK-Wärme kommt als andere Bewertungsverfahren;
- räumliche Nähe für Biogas und Bioöl ein Bewertungsfaktor sind;
- fossile Stützfeuerungen bei KWK-Anlagen von der Stromgutschrift profitieren dürfen;

usw.

3.2.1 Klimaschutzfaktor für brennstoffbezogene PEF

Der Vorschlag in dieser Variante geht den Weg, dass die Gewichtung zwischen Primärenergie und Klimagasen und ggf. weiteren Nachhaltigkeitsanforderungen sehr explizit in Form eines Klimaschutzfaktors $X_{CO_2\ddot{a}q}$ gemacht wird. Der Vorschlag sieht im Kern die Verwendung folgender Formel für die brennstoffbezogenen Primärenergiefaktoren für den Brennstoff i vor:

$$f_{P,erweitert,i} = (1 - X_{CO_2\ddot{a}q}) \cdot f_{P,ne,i} + X_{CO_2\ddot{a}q} \cdot f_{P,ne,Erdgas} \cdot \frac{e_{CO_2\ddot{a}q,i}}{e_{CO_2\ddot{a}q,Erdgas}}$$

Dabei ist $X_{CO_2\ddot{a}q}$ der Klima- oder Gewichtungsfaktor, welcher bestimmt, mit welchem Gewicht die auf Erdgas normierten Treibhausgasemissionen (inkl. Vorkette) in die Berechnung einfließen. Dass auf Erdgas normiert wird, ist zunächst beliebig und in der Tatsache begründet, dass Erdgas-Brennwertkessel die am meisten verbreitete Heizungstechnologie sind. In der Sache ist es aber nicht entscheidend, da es nur auf die relative Beziehung der THG-Emissionen der Brennstoffe untereinander ankommt.

Mit dieser Formel kann politisch entschieden werden, welches Gewicht die THG-Emissionen in der zukünftigen EnEV bekommen sollen. Im Extremfall $X_{CO_2\ddot{a}q} = 1$ wäre man bei Variante 1 angelangt, also einer Umstellung auf eine reine Klimabewertung. Diese Formel kann die oben beschriebene zunehmende Diskrepanz zwischen Primärenergie und Klimawirkung von Brennstoffen abdämpfen.

Berechnet man die sich ergebenden erweiterten Primärenergiefaktoren für verschiedene Werte von $X_{CO_2\ddot{a}q}$, zwischen 0,1 und 0,5 so ergeben sich folgende Werte:

Tabelle 1 Erweiterte Primärenergiefaktoren $PEF_{\text{erweitert}}$ für verschiedene Mischfaktoren der Energieträger⁴,
Quelle: iTG, ifeu, Wuppertal Institut

Energieträger	PEF (nicht erneuerbar)	CO ₂ - Äquivalent g/kWh	CO ₂ - Äquivalent normiert auf Erdgas PEF	PEF _{ne,erweitert} für Mischfaktor $X_{CO_2aq} =$				
				0,1	0,2	0,3	0,4	0,5
Erdgas	1,13	242	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13
Heizöl	1,15	310	1,45	1,18	1,21	1,24	1,27	1,30
Flüssiggas	1,09	258	1,20	1,10	1,11	1,12	1,14	1,15
Steinkohle StK-Brik	1,06	419	1,96	1,15	1,24	1,33	1,42	1,51
Braunkohle Mix: Brik-Lau/Brik-rhei	1,14	417	1,95	1,22	1,30	1,38	1,46	1,54
Holz Pellets	0,05	12	0,06	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05

Zu beobachten ist, dass auf Grund der zunehmenden Bedeutung der Treibhausgase die Faktoren von Heizöl und Kohle ansteigen und die CO₂-Differenz der Brennstoffe widerspiegeln.

Der Faktor X_{CO_2aq} könnte zeitlich gestaffelt festgesetzt werden. Dies verfolgt das Ziel, den Weiterentwicklungsprozess der Primärenergiefaktoren für die nächsten Jahre **planbar** und **evolutionär** zu gestalten, um unangekündigte Entwicklungsschritte zu vermeiden, die Marktanpassungsprozesse verhindern.

Eine Besonderheit ergibt sich für **Strom**. Im Strommarkt zeichnet sich eine besondere Dynamik der Entwicklung ab (vgl. Abb. 2-1). Durch die steigenden Anteile erneuerbarer Energien sinkt der PEF_{ne}-Anteil stark ab. Die Klimagase sinken jedoch nicht im gleichen Maß. Die Prognosen zur Entwicklung der spezifischen Treibhausgasemissionen für Strom in IINAS (2015) [10] gehen nach Einschätzung der Autoren von eher optimistischen Annahmen aus, so wurden bereits die prognostizierten Werte für das Jahr 2014 in der Realität nicht erreicht. Insbesondere nach 2020 ist bedingt durch die Abschaltung der Atomkraftwerke, aber auch die hohen Exportstrommengen eher von einem höheren Kohlestromanteil auszugehen, so dass die Werte in Tabelle 2 als optimistisch anzusehen sind. Dies auch vor dem Hintergrund, dass andere Ökobilanzmodelle bereits für den heutigen Strommix zu höheren Primärenergiefaktoren kommen.⁵

Würde man beispielsweise den Wert X für das Jahr 2016 auf 10 % setzen und dann jährlich bis 2020 um 10 %-Punkte erhöhen, so würde sich ein nur noch leicht (oder, bei genauerer Analyse der energiewirtschaftlichen Randbedingungen ggf. auch nicht mehr) absinkender Faktor ergeben.

⁴ Primärenergiefaktoren und THG-Emissionen nach Gemis 4.94 [17]

⁵ So ergeben sich nach den Berechnungen des ifeu Werte zwischen 2,0 und 2,1 für den PEF_{ne} des Strommixes 2014.

Viel würde dann dafür sprechen, den Stromfaktor beim heutigen Wert von 1,8 konstant zu halten.

Der **Verdrängungsmix** wurde basierend auf Abschätzungen in [11] berechnet. Auch der Verdrängungsmix verändert sich im Lauf der Zeit; zwar sind die Veränderungen beim Grenzkraftwerkspark langsamer; aber auch dieser wird sich durch Effizienzsteigerungen und Kraftwerksstilllegungen zu niedrigeren THG-Emissionen entwickeln. Dies konnte aber im Rahmen dieser Kurzstudie nicht berücksichtigt werden. Auf die grundsätzlichen methodischen Probleme des Verdrängungsmixes wurde weiter oben hingewiesen.

Tabelle 2 Erweiterte Primärenergiefaktoren $PEF_{erweitert}$ für verschiedene Mischfaktoren für allgemeinen Strommix⁶ und Verdrängungsstrommix, Quelle: iTG, ifeu, Wuppertal Institut⁷

Energieträger	PEF (nicht erneuerbar)	CO ₂ - Äquivalent g/kWh	CO ₂ - Äquivalent normiert auf Erdgas mit PEF	Mischfaktor $X_{CO_2\ddot{a}q} =$				
				0,1	0,2	0,3	0,4	0,5
allg. Strommix 2014	2,07	598	2,79	2,14	2,21	2,29	2,36	2,43
allg. Strommix 2015	1,98	558	2,61					
allg. Strommix 2016	1,89	526	2,46	1,95				
allg. Strommix 2017	1,80	494	2,31		1,90			
allg. Strommix 2018	1,72	462	2,16			1,85		
allg. Strommix 2019	1,63	430	2,01				1,78	
allg. Strommix 2020	1,54	398	1,86					1,70
Verdrängungsstrommix 2014	2,71	840	3,92	2,83	2,95	3,07	3,19	3,32
Verdrängungsstrommix 2020				Noch nicht berechnet				

In der Gesamtschau könnte aus dieser Analyse eine Tabelle von erweiterten Primärenergiefaktoren abgeleitet werden, die folgende Grundstruktur hätte, wenn man davon ausgeht, dass der Faktor $X_{CO_2\ddot{a}q}$ sukzessive im Jahr 2018 und im Jahr 2020 auf 0,5 angepasst wird:

Tabelle 3 Resultierende erweiterte Primärenergiefaktoren aus o. g. Analyse, Quelle: iTG, ifeu, Wuppertal Institut

Energieträger	$PEF_{ne,erweitert}$				
	2017	2018	2019	2020	2021
$X_{CO_2\ddot{a}q}$	0	0,1	0,1	0,5	0,5
Erdgas	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Heizöl	1,1	1,2	1,2	1,3	1,3
Flüssiggas	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2
Steinkohle StK-Brik	1,1	1,2	1,2	1,5	1,5
Braunkohle Mix: Brik-Lau/Brik-rhei	1,2	1,3	1,3	1,5	1,5
Strom	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
Verdrängungsstrom*	2,8	2,8	2,8	**	**
Holz Pellets	siehe unten, Sockelwert				

* Wenn methodisch überhaupt noch erforderlich wegen Umstellung auf Stromverlust- bzw. Carnotmethode
 ** Muss noch berechnet werden.

⁶ Werte 2014, 2015 und 2020 nach IINAS 2015 [10], Werte der Zwischenjahre interpoliert.

⁷ Der Verdrängungsstrommix basiert auf einer angepassten Rechnung der FFE München für den verdrängten Kraftwerkspark.

Für die Berechnung der PEF für Fernwärme (vgl. Abschnitt 3.2.2) sollten in Zukunft nur die Faktoren der Tabelle 3 zugelassen sein.

Wenn solche um einen Klimafaktor erweiterten Primärenergiefaktoren verwendet würden, wäre die Voraussetzung für ein solches Vorgehen, dass im **Referenzgebäude** die Heizungstechnik auf eine „zeitlich stabile“ Referenztechnologie umgestellt würde, etwa Gas-Brennwertkessel oder eine „feste“, technologieoffene Referenzanlage mit einem gegebenen $e_g \cdot f_p$. Würde man nämlich beim Heizöl-Kessel bleiben, würden sich sinkende Q_p -Anforderungen (also ein steigender Q_p -Wert) ergeben, weil der PEF_{ne} für Heizöl ansteigt.

Bei einem sich (zwei-)jährlich verändernden Faktor (der aber langfristig bekannt ist) ist zu beachten, dass sich dadurch auch jährlich Änderungen am Energieausweis und an den Effizienzhausberechnungen ergeben (nicht aber an der Methodik). Es könnte daher auch erwogen werden, die Veränderung im PEF_{ne} (die aber ohnehin im Wesentlichen Heizöl und Kohle betrifft) nicht jährlich, sondern in größeren Zeitschritten durchzuführen.

3.2.2 Klimaschutzfaktor für wärmenetzgebundene Wärme

Grundsätzlich lässt sich der o. g. Vorschlag ohne weiteres auch für Wärmenetze anwenden. Wärme aus Wärmenetzen wird derzeit i. d. R. (wenn nicht die Pauschalfaktoren angewendet werden) mit dem Verfahren der FW 309 Teil 1 bewertet. Hierzu werden die eingesetzten Brennstoffmengen mit dem PEF_{ne} der Brennstoffe bewertet; allfällig erzeugter Strom wird mit einer Stromgutschrift versehen, wobei die Nettostromeinspeisung (abzüglich Hilfsstrombedarf) mit dem Verdrängungsstrommix (derzeit $PEF = 2,8$) bewertet wird.

Wenn man nun die in Kapitel 3.2.1 abgeleiteten erweiterten PEF_{ne} heranzieht und für die Bewertung verwendet, ergibt sich allerdings für kohlebasierte KWK das Problem, dass bei höherem $X_{CO_2äq}$ ein höherer PEF_{ne} resultiert; dies ist von der Steuerungswirkung zu dekarbonisierten Wärmesystemen durchaus intendiert und verdeutlicht die Bewertungsproblematik, die sich aus den sehr unterschiedlichen KWK-Bewertungsmethoden ergibt. Zugleich ist es aber für die Fernwärmewirtschaft auch wichtig, dass dieser Prozess vorhersehbar und evolutionär verläuft.

Die Berechnungssituation soll an Beispiel eines Steinkohlekraftwerks ohne Kondensationsteil erläutert werden: Dargestellt sind in Abb. 3-1 die sich ergebenden Aufteilungen der Allokationslast (Primärenergie) auf die Koppelprodukte Strom und Wärme sowie der sich ergebende PEF_{ne} für Wärme aus Wärmenetzen (vereinfachende Annahmen: 80 % Gesamtnutzungsgrad, 15 % Wärmenetzverluste) als Funktion des elektrischen Nutzungsgrades.

Mit dem Stromgutschriftverfahren ergeben sich für den heutigen PEF_{ne} für Steinkohle innerhalb der Bandbreite typischer Nutzungsgrade von Steinkohleverfahren Werte zwischen 0 und 1. Zieht man als eine alternative Allokationsmethode das Carnot-Verfahren heran⁸, das keine Gutschrift erteilt, sondern auf Grund thermodynamischer Gesetzmäßigkeiten die Produkte Strom und Wärme hinsichtlich ihrer Arbeitsfähigkeit (Exergie) bewertet, so liegt die Spannbreite der Faktoren zwischen 0,6 und 0,9.

Überschlägige Berechnungen mit der sogenannten Finnischen Allokationsmethode gemäß EU-KWK-Richtlinie 2004/8/EG [12], die gleichmäßig auf die Koppelprodukte Wärme und Strom verteilt, ergeben Faktoren zwischen 0,8 für Erdgas-KWK, 1,1 für Steinkohle-KWK und 1,3 für Braunkohle-KWK. Betrachtet man die überschlägige Berechnung in Abb. 3-1, so zeigt sich zudem, dass die Stromgutschriftmethode äußerst sensibel auf den Brennstofffaktor reagiert. Bei einem Kraftwerk mit einem elektrischen Nutzungsgrad von 30 % steigt der PEF_{ne} für die ausgekoppelte Wärme von ca. 0,6 auf fast 1,5 an, wenn entsprechend der Annahmen aus Tabelle 3 der Brennstofffaktor für Steinkohle von 1,1 auf 1,5 angehoben wird (linke Seite Abb. 3-1). Das Exergieverfahren hingegen hat einen flacheren Kurvenverlauf und verändert sich bezüglich des gleichen PEF_{ne} lediglich von 0,7 auf 0,9 (rechte Seite Abb. 3-1).

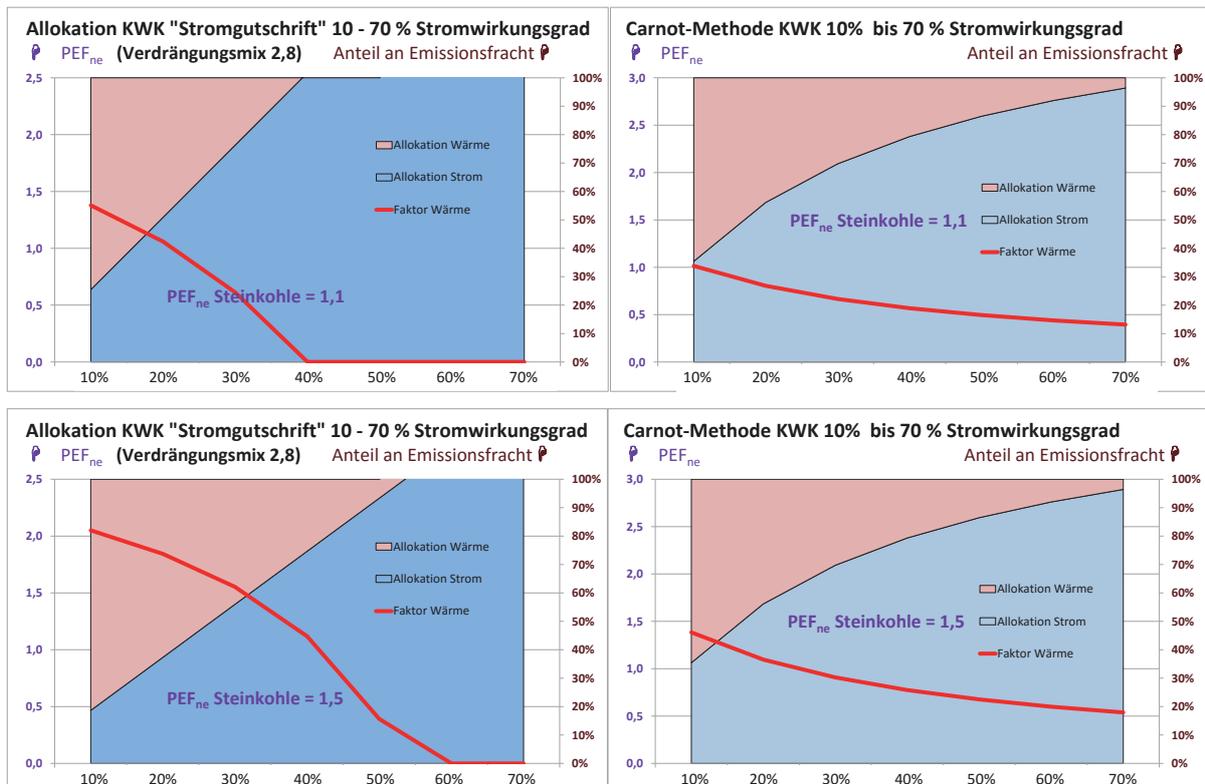


Abb. 3-1: Verlauf des PEF_{ne} für Wärme aus einem Steinkohlekraftwerk bei einem Brennstofffaktor von 1,1 (oben) und 1,5 (unten) in Abhängigkeit vom elektrischen Nutzungsgrad des Kraftwerks für zwei unterschiedliche Berechnungsverfahren: Stromgutschrift in Anlehnung an FW 309 Teil 1 (links) und Carnot-Methode in Anlehnung an FW 309 Teil 6 (rechts). Quelle: ifeu

⁸ Das Carnot-Verfahren wird hier im Vergleich zu FW 309 Teil 6 leicht vereinfachend angewendet.

Für die Anwendbarkeit des Vorschlags auf die netzgebundene Wärme folgt daraus:

- Die Einführung einer erweiterten Formel für den PEF_{ne} sollte auf Basis einer schrittweisen Anhebung des Faktors $X_{CO2\ddot{a}q}$ erfolgen, um zu rasche Veränderungen beim PEF zu vermeiden und eine Reaktion der Wärmenetzbetreiber zu erlauben.
- Denkbar wäre es, im Zuge der Anhebung von $X_{CO2\ddot{a}q}$ zu einem bestimmten Zeitpunkt auf das **Stromverlust-/Carnot-Verfahren** der FW 309 Teil 6 zu wechseln. Dies könnte eine freiwillige Entscheidung der Wärmebranche sein, aber auch in der EnEV vorgegeben werden. Hierfür ist ein ausreichender Zeitraum zu definieren, um die FW 309-Gutachter entsprechend zu schulen.
- Denkbar wäre es darüber hinaus auch, **Pauschalwerte** auf Basis der angepassten Brennstofffaktoren und des Exergieverfahrens einzuführen, die für **typische Wärmeeinspeiser in Wärmenetze** verwendet werden dürfen. Der PEF würde dann aus den mit dem Anteil der Wärmeeinspeisung gewichteten Einzel-PEF bestimmt. Die zu erhebenden Faktoren müssten in einem separaten Gutachten noch quantifiziert werden und könnten beispielsweise mit dem Carnotverfahren errechnet werden. Hierdurch könnte sich auch ein zusätzlicher Impuls für Wärmeeinspeisung aus erneuerbaren Energien ergeben. Alternativ wäre aber immer auch ein detailliertes Rechenverfahren zulässig. Für die Brennstoffe sollten grundsätzlich die Faktoren nach Abschnitt 3.2.1 (Tabelle 3) vorgegeben sein.

3.2.3 Einbeziehung des erneuerbaren Primärenergieanteils

Neben der Einbeziehung des Klimafaktors ist ein weitere Vorschlag, der in [13] gemacht wurde, die Einbeziehung eines (handelbaren) erneuerbaren Energieanteils in den nach Energieeinsparverordnung anzusetzenden Primärenergiefaktor. Die im folgendem beschriebene Vorgehensweise basiert auf diesen Untersuchungen. Nach gültiger EnEV erfolgt die primärenergetische Bewertung für den *nicht erneuerbaren* Primärenergieanteil. Für die anteilige Berücksichtigung des handelbaren erneuerbaren Energieanteils sprechen vor allem die Begrenztheit einiger erneuerbarer Energieträger und Kostenaspekte. Zur rechnerischen Einbeziehung könnte ein Anrechnungsfaktor X_{EE} eingeführt werden:

$$Q_{P,neu} = Q_E \cdot f_{P,nicht\ erneuerbar} + Q_E \cdot X_{EE} \cdot f_{P,erneuerbar}$$

Der Faktor X liegt zwischen 0 und 1 und sollte so gewählt werden, dass er dem Status quo gegenüber keine signifikanten Änderungen der Anforderungen an den Baustandard stellt.

Der handelbare erneuerbare Anteil der Energieträger wird in Tabelle 4 für die Primärenergiefaktoren nach EnEV 2014 ausgewiesen.

Tabelle 4 Primärenergiefaktor erneuerbar und handelbar

Energieträger		Primärenergiefaktor		
		insgesamt	nicht erneuerbarer Anteil	erneuerbar und handelbar
fossile Brennstoffe	Heizöl EL	1,1	1,1	0,0
	Erdgas	1,1	1,1	0,0
biogene Brennstoffe	Biogas / Bioöl	1,5	0,5	1,0
	Holz	1,2	0,2	1,0
Nah-/Fernwärme	aus KWK	fossiler Brennstoff	0,7	0,0
		erneuerbarer Brennstoff	0,7	0,7
	aus Heizwerken	fossiler Brennstoff	1,3	1,3
		erneuerbarer Brennstoff	1,3	0,1
Strom	allgemeiner	ab 01.05.2014	2,8	2,4
	Strommix	ab 01.01.2016	2,8	1,8
	Verdrängungsstrommix		2,8	2,8
Umweltenergie ¹	Solarenergie	1,0	0,0	0,0
	Erdwärme	1,0	0,0	0,0
	Umgebungswärme	1,0	0,0	0,0

¹ Der erneuerbare und handelbare Primärenergiefaktor beträgt 0, wenn Bereitstellung und Nutzung innerhalb des Gebäudes erfolgt und damit für die Umweltenergie keine Energiekosten in Rechnung gestellt werden. Wird die Umweltenergie in ein Nah-/Fernwärmenetz eingespeist und damit handelbar, beträgt der erneuerbare handelbare Primärenergiefaktor 1,0.

Die sich ergebenden Primärenergiefaktoren der Energieträger mit einem erneuerbaren Anteil X_{EE} sind in Tabelle 5 angegeben. Welcher Wert für X_{EE} angesetzt wird und ob dieser ggf. Brennstoffspezifisch zu definieren ist, müsste letztendlich politisch festgelegt werden. In [13] wird ein X_{EE} in der Größenordnung von 0,4 vorgeschlagen.

Tabelle 5 Primärenergiefaktoren mit Anteil erneuerbarer Energie X_{EE} der Energieträger

Energieträger	PEF $X_{EE} = 0$	Primärenergiefaktor mit Anteil erneuerbarer Energie $X_{EE} =$					
		0,1	0,2	0,25	0,3	0,4	0,5
Erdgas	1,1	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10
Heizöl	1,1	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10
Pellets	0,2	0,30	0,40	0,45	0,50	0,60	0,70
Strom	1,8	1,90	2,00	2,05	2,10	2,20	2,30
Fernwärme aus Heizwerk erneuerbarer Brennstoff	0,1	0,22	0,34	0,40	0,46	0,58	0,70
Fernwärme aus KWK erneuerbarer Brennstoff	0,0	0,07	0,14	0,18	0,21	0,28	0,35

3.3 Variante 3: Einführung von Sockelwerten

Das Problem der nachlassenden Steuerungswirkung der PEF bei Annäherung an sehr niedrige Werte kann alternativ zu der in Kapitel 3.2.3 beschriebenen Lösung eines „handelbaren“ EE-Anteils auch über Sockelwerte adressiert werden.

Für solche handelbaren Energieträger, die nicht - wie beispielsweise Wärme aus dachintegrierter Solarthermie - als Teil des errichteten Gebäudes und seiner Haustechnik zu betrachten sind, ist es denkbar, einen Sockelwert für den PEF einzuführen. Dieser Sockelwert soll vermeiden, dass durch einen „Nullwert“ Gebäude ohne Primärenergiebedarf

möglich werden (was u. a. auch für den unbedarften Endkunden suggeriert, es gäbe keine Energiekosten).

Biomasse verfügt über niedrige PEF_{ne} und weist oftmals auch sehr niedrige THG-Emissionen auf. Letztere sind allerdings u.a. davon abhängig, ob es sich um Reststoffe oder Anbaubiomasse handelt, siehe [14].

Die Bewertung von Biomasse mit einem sehr niedrigen Primärenergiefaktor ist daher einerseits plausibel; andererseits ist die Verwendung der Kennzahl „nicht-erneuerbare Primärenergie“ z.B. im Fall von Biomasse für die energetische Bewertung von Gebäuden ungeeignet. Es würde dann der Eindruck erweckt, ein mit Biomasse versorgtes Haus würde „keine Energie“ mehr benötigen. In energiewirtschaftlichen Szenariostudien wird zudem darauf hingewiesen, dass Biomasse auch und gerade in anderen Einsatzbereichen erforderlich ist, in denen nicht-fossile Brennstoffe kaum oder nur sehr aufwändig zur Verfügung stehen (etwa industrielle Prozesswärme oder Kraftstoffe für den Luft- und Güterverkehr). Daher ist es denkbar, für Biomasse einen Sockelwert ungleich Null zu setzen und damit einen Anreiz zu schaffen, auch mit Biomasse versorgte Gebäude möglichst effizient zu bauen. Beispielsweise könnte dieser Wert bei 0,4 oder 0,5 liegen. Damit würde den o. g. genannten Vorteilen der Biomasse Rechnung getragen und trotzdem die Verwendung von Primärenergie als Bewertungsgröße von Gebäuden erlaubt.

Auch für Fernwärme könnten Sockelwerte definiert werden, abhängig davon, ob es sich um ein Wärmenetz auf Basis erneuerbarer oder nicht-erneuerbarer Energieträger handelt. Diese Sockelwerte könnten zum Beispiel auf Basis der Carnot-Methode konservativ bestimmt werden. Sockelwerte sind für Fernwärme nur so lange erforderlich, wie diese mit dem Stromgutschriftverfahren bewertet wird.

3.4 Variante 4: Dynamisierter Budgetansatz

Eine letzte hier vorgestellte Variante ist der Budgetansatz: Der Budgetansatz denkt vom Ziel her, einer langfristig nachhaltigen und dekarbonisierten Energiewelt im Jahr 2050⁹. Der Ansatz wurde ursprünglich für (begrenzte) Biomasse-Potenziale entwickelt („Biomasse-Budget“) [14, 15]. Nach diesem Ansatz ist der *nicht-erneuerbare* Primärenergiefaktor PEF_{ne} (z.B. 0,2 für Holz) nur noch anwendbar bis zum Erreichen eines gesamt-systemisch nachhaltigen spezifischen Endenergiebudgets pro Quadratmeter Wohnfläche. Der darüber hinausgehende Endenergiebedarf wird mit dem höheren *gesamten* Primärenergiefaktor PEF_{ges} (Holz: 1,2) bewertet. Die Höhe des Budget-Grenzwertes wird mit Hilfe von

⁹ Ähnliche zielorientierte Budgetansätze finden sich beispielsweise beim „CO₂-Budgetansatz“ (WBGU 2009) oder in der Schweiz unter dem Begriff der „2.000-Watt-Gesellschaft“ (www.2000watt.ch).

Potenzialabschätzungen festgesetzt, z.B. auf Basis einer Division des nachhaltig bereitstellbaren Biomasse-Potenzials (Wind-, PV-Potenzials...) in Deutschland durch die Gesamtwohnfläche. Das Verfahren könnte 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 1. sektoral und 2. innerhalb des Gebäudesektors auf Anzahl der **Gebäude** (bzw. Wohnfläche, Wohneinheiten, Einwohner...) in Deutschland
- 3) Freigabe eines (dynamisch ausgestalteten) **Endenergiebudgets**, auf den der niedrigere **PEF_{ne}** angewendet werden darf, z.B.:
 Zielbudget¹⁰ 2050: 40 kWh/m²a für Bestand und 15 kWh/m²a für Neubau
 Startbudget 2020: 100 kWh/m²a für Sanierung und 40 kWh/m²a für Neubau
 dazwischen schrittweise Absenkung (z.B. in 5-Jahres-Schritten)
- 4) Alle Endenergiebedarfe, die über das Budget hinausgehen, werden mit dem höheren **PEF_{ges}** bewertet.

Im Ergebnis erhält man für ein Gebäude mit einem bestimmten Heizungssystem und Energieträger Primärenergiebedarfe Q_P , die - abhängig vom zu setzenden Budgetgrenzwert und von der Qualität der Gebäudehülle - zwischen den in Abb. 3-2 dargestellten maximalen (blaue Balken für ausschließliche Berechnung mit PEF_{ges}) und minimalen (rote Balken für ausschließliche Berechnung mit PEF_{ne}) PE-Bedarfen liegen.

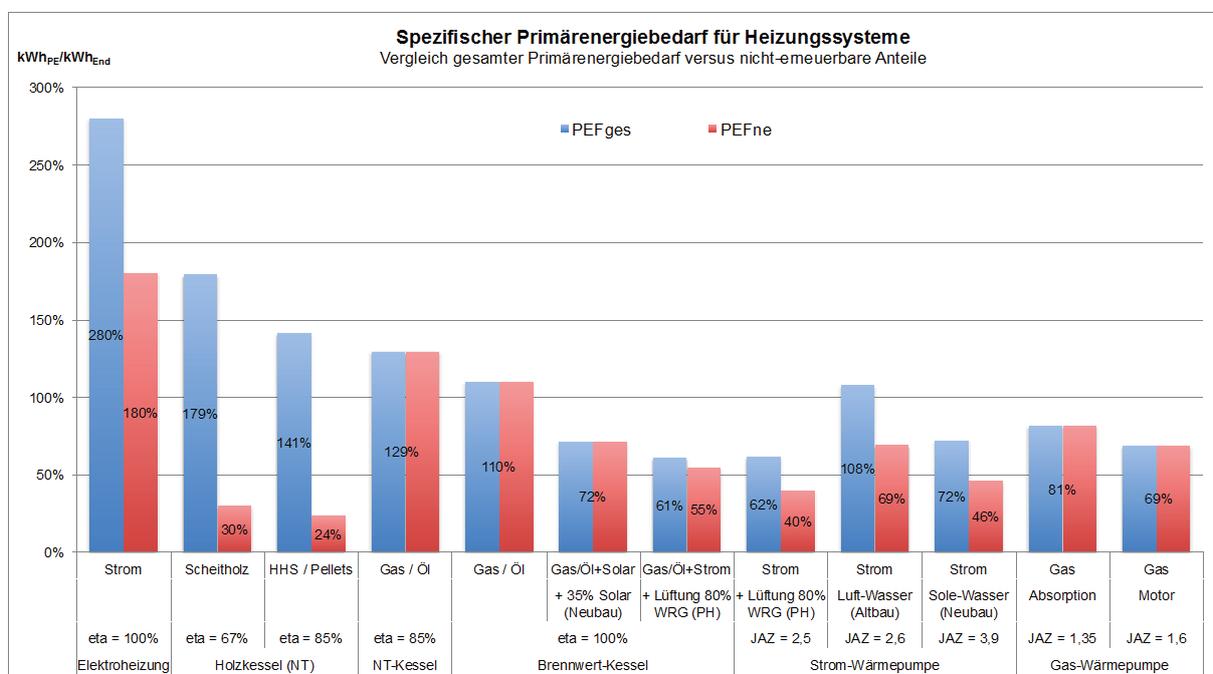


Abb. 3-2: Gegenüberstellung der PE-Bedarfe für verschiedene Heizsysteme nach EnEV 2016:

a) Berechnung mit PEF_{ges} und b) Berechnung mit PEF_{ne} [7]

¹⁰ Die hier beispielhaft vorgeschlagenen Werte für Neubau und Bestandssanierung sind als grobe Schätzung zur Einhaltung der Langfristziele zu verstehen und müssten noch wissenschaftlich evaluiert werden.

Durch die Erweiterung des Budgetansatzes auf andere im Gebäude eingesetzte Energieträger wird gewährleistet, dass die endlich verfügbaren Flächen- und Ressourcenpotenziale z.B. bei erneuerbarem Strom (für strombasierte Heizungssysteme) oder bei Wärmelieferungen aus KWK- bzw. Fernwärme-Systemen Berücksichtigung finden. Des Weiteren wird ein starker Impuls in Richtung energieeffiziente Gebäudehülle gesetzt und die Verzahnung von erneuerbaren Energien und Energieeffizienz angeregt.

Durch eine geschickte Wahl des Startbudgets (z.B. im Startjahr 2020) und anschließende, schrittweise Herabsetzung der Grenzwerte (in kWh/m²a) für den Übergang von PEF_{ne} auf PEF_{ges} ließe sich das Konzept so gestalten, dass es nicht zu Brüchen kommt, sondern kompatibel zur derzeitigen Ausgestaltung der EnEV ist. In Anlehnung an die Vorgehensweise in der 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.

Während das Budgetverfahren bezogen auf Biomasse aus einer Diskussion über begrenzte nationale Verfügbarkeit bzw. Nutzungskonkurrenz begründet liegt, kann allerdings die Frage aufgeworfen werden, ob ein Budget in gleicher Weise für (potenziell deutlich weniger begrenzte) Solarenergie und Windenergie übertragen werden sollte; Kosten-Potenzial-Kurven für diese erneuerbaren Energien verlaufen deutlich weniger eindeutig; beispielsweise können außerdeutsche Potenziale die verfügbaren Budgets deutlich anheben. Auch die Frage der gegenseitigen Verrechnung der verfügbaren Budgets für unterschiedliche Energieträger ist mit gewissen Unsicherheiten behaftet.

Der Ansatz eines diskreten Wertes, ab dem sich die Gebäudebewertung stufenartig verändert, erschwert zudem eine Vergleichbarkeit der Gebäude. Die unterschiedliche Behandlung eines Energieträgers in Abhängigkeit vom Gebäude, in dem er eingesetzt wird, würde einen erheblichen Erläuterungsbedarf nach sich ziehen.

3.5 Diskussion

Die oben dargestellten Varianten sind z. T. alternativ zueinander. Bei einer Abwägung der Vor- und Nachteile sind zum einen Aspekte der Zielkompatibilität und Übereinstimmung mit der Gebäudestrategie zu berücksichtigen, andererseits sind Planbarkeit, Richtungssicherheit und Machbarkeit einer Umsetzung in der EnEV mitzudenken.

Vor dem Hintergrund einer kurzfristigen Änderung könnten folgende Vorschläge sinnvoll miteinander kombiniert werden:

- Einführung des erweiterten PEF_{ne} , mit einem (z. B. in zweijährigem Rhythmus angepassten) X_{CO_2aq} ; dadurch bleiben die Faktoren für Strom und Erdgas etwa konstant.
- Anwendung des erweiterten PEF_{ne} auch auf Wärme aus Wärmenetzen
- Ggf. Umstellung des Berechnungsverfahrens für Wärmenetze von FW 309 Teil 1 auf Teil 6
- Ggf. Erarbeitung von Pauschalfaktoren für Energieträger, die in Wärmenetze einspeisen
- Definition eines Sockelwertes für den PEF_{ne} insgesamt.

Nach Integration der beschriebenen kurzfristigen Änderungen sollte in einem nächsten Schritt, spätestens nach Erreichen der 40-45 %-EE-Stromausbauziele das System der Primärenergiefaktoren weiter entwickelt und auf eine von erneuerbaren Energien geprägte Energiematrix abgestimmt werden. Dabei sind der nicht erneuerbare und der handelbare erneuerbare Anteil der Primärenergie, die Klimarelevanz, die Kosten, die Nachhaltigkeit sowie Aspekte der Systemdienlichkeit und Systemkompatibilität zu berücksichtigen.

4 Auswirkungen des Vorschlags auf den Gebäudebereich

Die Auswirkungen der vorgeschlagenen Bewertung auf die Kennwerte werden beispielhaft für verschiedene Anlagensysteme anhand eines Mustergebäudes Neubau aufgezeigt. Die Betrachtungen erfolgen für die Anlagenvarianten jeweils bei einheitlichem baulichem Wärmeschutz unter aktuellem und einem möglichen zukünftigen Anforderungsniveau.

Tabelle 6 Baulicher Wärmeschutz und primärenergetische Anforderung der Varianten

Variante	Baulicher Wärmeschutz	Anforderung an Primärenergiebedarf
a) Einhaltung der baulichen Mindestanforderungen der EnEV ab 01.01.2016	$H'_T = H'_{T,Referenz}$	$q_{p,zulässig} = 0,75 \cdot q_{p,Referenz}$
b) typischer baulicher Wärmeschutz	$H'_T = 0,85 \cdot H'_{T,Referenz}$	$q_{p,zulässig} = 0,75 \cdot q_{p,Referenz}$
c) mögliches Anforderungsniveau bei Fortschreibung der EnEV	$H'_T = 0,70 \cdot H'_{T,Referenz}$	$q_{p,zulässig} = 0,55 \cdot q_{p,Referenz}$

Die jeweiligen Endenergie- und Hilfsenergiebedarfe basieren auf den Berechnungen im Neubaukompass [16]. Die Ergebnisse bei einer schrittweisen Erhöhung des Gewichtungsfaktors für CO₂-Äquivalente enthält Tabelle 7. Für Strom ist jeweils der jährliche Mischfaktor für die Jahre 2016 bis 2020 (entsprechend $X_{CO_2\ddot{a}q} = 0,1$ bis $X_{CO_2\ddot{a}q} = 0,5$), vgl. Tabelle 2, unterstellt.

Die Farbschattierungen in der Tabelle geben an, ob die jeweiligen Primärenergie-Grenzwerte für das „Referenzgebäude Energieträger Erdgas“ von den Heizungstechnologien eingehalten werden können (grün) oder nicht (rot).

Für den Pelletkessel wird der Kennwert jeweils zusätzlich unter Ansatz eines Sockelwertes von $X_{CO_2\ddot{a}q}=0,40$ angegeben. Mit einem Sockelwert für Biomasse von 0,40 wäre ein verschärftes Anforderungsniveau entsprechend Variante c) noch eingehalten.

Tabelle 7 Primärenergiebedarf nach EnEV (Bauvorhaben ab 01.01.2016) und Mischwert bei schrittweiser Erhöhung der Gewichtungsfaktoren $X_{CO_2\ddot{a}q}$

Anlage	End- energie- bedarf kWh/m ² a	Hilfs- energie- bedarf kWh/m ² a	Primärenergiebedarf					
			EnEV ab 01.01.2016	gewichteter Mittelwert PE/CO ₂ -Äquivalent bei schrittweiser Einführung $X_{CO_2\ddot{a}q} =$				
			0,0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5
	kWh/m ² a	kWh/m ² a	kWh/m ² a	kWh/m ² a	kWh/m ² a	kWh/m ² a	kWh/m ² a	kWh/m ² a
a) Einhaltung der baulichen Mindestanforderungen der EnEV: $H_T' = H_{T,Referenz}'$								
Referenzgebäude: Energieträger Erdgas x 0,75	53,4	3,4	48,6	50,2	50,1	49,9	49,8	49,6
Gas-BW-Gerät / solare HeizU + solare TWE	48,2	2,1	56,9	58,7	58,6	58,5	58,3	58,2
Öl-BW-Gerät / solare HeizU + solare TWE	48,2	2,1	56,9	61,1	62,4	63,8	65,1	66,4
Luft-Wasser-EWP + Speicher	20,2	2,4	40,7	44,1	43,0	41,8	40,3	38,4
Pelletkessel + Speicher	86,4	3,6	23,7	11,3	11,1	10,9	10,7	10,4
Pelletkessel mit Sockelwert $X_{CO_2\ddot{a}q} = 0,40$	86,4	3,6	23,7	41,5	41,3	41,2	40,9	40,6
b) typischer baulicher Wärmeschutz: $H_T' = 0,85 \cdot H_{T,Referenz}'$								
Referenzgebäude: Energieträger Erdgas x 0,75	53,4	3,4	48,6	50,2	50,1	49,9	49,8	49,6
Gas-BW-Gerät / solare HeizU + solare TWE	40,6	2,1	48,3	49,9	49,8	49,7	49,5	49,4
Öl-BW-Gerät / solare HeizU + solare TWE	40,6	2,1	48,3	51,9	53,0	54,1	55,2	56,2
Luft-Wasser-EWP + Speicher	17,5	2,4	35,9	38,9	37,9	36,9	35,5	33,9
Pelletkessel + Speicher	75,0	3,6	21,4	10,7	10,5	10,4	10,1	9,8
Pelletkessel mit Sockelwert $X_{CO_2\ddot{a}q} = 0,40$	75,0	3,6	21,4	37,0	36,8	36,6	36,4	36,1
c) mögliches Anforderungsniveau bei Fortschreibung der EnEV: $H_T' = 0,70 \cdot H_{T,Referenz}'$								
Referenzgebäude: Energieträger Erdgas x 0,55	53,4	3,4	35,6	36,8	36,7	36,6	36,5	36,3
Gas-BW-Gerät / solare HeizU + solare TWE	35,0	2,0	42,1	43,5	43,4	43,3	43,1	43,0
Öl-BW-Gerät / solare HeizU + solare TWE	35,0	2,0	42,1	45,2	46,2	47,1	48,0	48,9
Luft-Wasser-EWP + Speicher	15,5	2,4	32,4	35,1	34,2	33,3	32,0	30,6
Pelletkessel + Speicher	66,8	3,6	19,8	10,3	10,1	9,9	9,7	9,4
Pelletkessel mit Sockelwert $X_{CO_2\ddot{a}q} = 0,40$	66,8	3,6	19,8	33,7	33,5	33,3	33,1	32,8

Bei der Einführung eines Gewichtungsfaktors von $X_{CO_2aq} = 0,5$ und unter Verwendung der Kennwerte für Strom 2014¹¹ (Mischfaktor Strom: $X_{CO_2aq} = 2,43$) ergeben sich die in Tabelle 8 angegebenen Kennwerte der Anlagenvarianten.

Tabelle 8 Primärenergiebedarf aktuell und mit Gewichtungsfaktor $X = 0,5$ mit allg. Strommix 2014

Anlage	Endenergiebedarf kWh/m ² a	Hilfsenergiebedarf kWh/m ² a	Primärenergiebedarf EnEV ab 01.01.2016 kWh/m ² a	gewichteter Mittelwert mit Strom Basis 2014 $X_{CO_2aq} = 0,5$ kWh/m ² a
a) Einhaltung der baulichen Mindestanforderungen der EnEV: $H'_T = H'_{T,Referenz}$				
Referenzgebäude: Energieträger Erdgas x 0,75	53,4	3,4	48,6	51,4
Gas-BW-Gerät / solare HeizU + solare TWE	48,2	2,1	56,9	59,7
Öl-BW-Gerät / solare HeizU + solare TWE	48,2	2,1	56,9	67,9
Luft-Wasser-EWP + Speicher	20,2	2,4	40,7	55,0
Pelletkessel + Speicher	86,4	3,6	23,7	13,0
Pelletkessel mit Sockelwert $X_{CO_2aq} = 0,40$	86,4	3,6	23,7	43,2
b) typischer baulicher Wärmeschutz: $H'_T = 0,85 \cdot H'_{T,Referenz}$				
Referenzgebäude: Energieträger Erdgas x 0,75	53,4	3,4	48,6	51,4
Gas-BW-Gerät / solare HeizU + solare TWE	40,6	2,1	48,3	50,9
Öl-BW-Gerät / solare HeizU + solare TWE	40,6	2,1	48,3	57,8
Luft-Wasser-EWP + Speicher	17,5	2,4	35,9	48,4
Pelletkessel + Speicher	75,0	3,6	21,4	12,4
Pelletkessel mit Sockelwert $X_{CO_2aq} = 0,40$	75,0	3,6	21,4	38,7
c) mögliches Anforderungsniveau bei Fortschreibung der EnEV: $H'_T = 0,70 \cdot H'_{T,Referenz}$				
Referenzgebäude: Energieträger Erdgas x 0,55	53,4	3,4	35,6	37,7
Gas-BW-Gerät / solare HeizU + solare TWE	35,0	2,0	42,1	44,5
Öl-BW-Gerät / solare HeizU + solare TWE	35,0	2,0	42,1	50,4
Luft-Wasser-EWP + Speicher	15,5	2,4	32,4	43,7
Pelletkessel + Speicher	66,8	3,6	19,8	12,0
Pelletkessel mit Sockelwert $X_{CO_2aq} = 0,40$	66,8	3,6	19,8	35,4

¹¹ Die Werte für 2014 sind nach IINAS 2015 [8] die letzten gesicherten Werte, welche auf realen Daten basieren. Die Werte für 2015 und 2020 sind prognostiziert.

5 Literaturverzeichnis

- [1] *Bundesregierung (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. 28. September 2010;*
https://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?__blob=publicationFile&v=5.
- [2] *Bundesregierung (2014): 2. Monitoring-Bericht. März 2014,*
<https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/zweiter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.
- [3] *EnEV 2014, Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden, zuletzt geändert durch: Verordnung zur Änderung der Energieeinsparverordnung vom 1. Mai 2014.*
- [4] *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.
- [5] *Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz - EEWärmeG) in der seit 1. Mai 2011 geltenden Fassung.*
- [6] *BDEW (2015): 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.*
- [7] *Schüwer, D.; Hanke, T.; Luhmann, H.-J. (2015): Konsistenz und Aussagefähigkeit der Primärenergie-Faktoren für Endenergieträger im Rahmen der EnEV : Diskussionspapier. Wuppertal: Wuppertal Inst. für Klima, Umwelt, Energie., <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:wup4-opus-62673>.*
- [8] *ifeu (2015): Primärenergiefaktoren. Methodische Aspekte. Vortrag auf dem dena-Expertenworkshop, M. Pehnt, Heidelberg, August 2015.*

- [9] *AGFW-Arbeitsblatt FW 309 Teil 1: Energetische Bewertung von Fernwärme, Mai 2010.*
- [10] *IINAS: Der nichterneuerbare kumulierte Energieverbrauch des deutschen Strommix im Jahr 2014 sowie Ausblicke auf 2015 und 2020, September 2015.*
- [11] *Carr, Luis: The Replacement Mix - Introduction of a Method for the Assessment of District Heat from CHP in the European Union Regarding Primary Energy. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2012.*
- [12] *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.,*
ex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2004:052:0050:0060:DE:PDF. Last access: 14 June 2012.
- [13] *Primärenergetische Bewertung im Rahmen der Energieeinsparverordnung – Sicherstellung einer effizienten Nutzung erneuerbarer Brennstoffe ohne Einschränkung der Technologieneutralität durch Nebenanforderungen, ITG Dresden im Auftrag IWO Institut für Wärme, und Oeltechnik e.V., Oktober 2011.*
- [14] *ifeu, ETA, Econsult (2010): Primärenergiefaktoren von biogenen Energieträgern, Abwärmequellen und Müllverbrennungsanlagen, BMVBS (Hrsg.), Online-Publikation 12/12, Heidelberg, Pfaffenhofen, Rottenburg, Download*
<http://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Veroeffentlichungen/BMVBS/Online/2012/ON122012.html>.
- [15] *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
f. Last access: 29 October 2015.
- [16] *Neubaukompass - Auswirkungen der EnEV 2014/2016, ITG Dresden im Auftrag der Zukunft Erdgas Projekt GmbH, März 2015.*
- [17] *GEMIS (Globales Emissions-Modell integrierter Systeme) Version 4.9,*
<http://www.iinas.org/gemis-de.html>.

- [18] *Bundesregierung (2015): 4. Monitoring-Bericht. November 2015,*
<https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/V/vierter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.
- [19] *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.pd.
- [20] *WBGU (2009): Kassensturz für den Weltklimavertrag - der Budgetansatz : Sondergutachten 2009. Berlin: Wissenschaftlicher Beirat Globale Umweltveränderungen. www.wbgu.de/wbgu_sn2009.html. Last access: 09 March 2010, Wissenschaftlicher Beirat Globale Umweltveränderungen.*
www.wbgu.de/wbgu_sn2009.html. Last access: 09 March 2010..