

Kurzstudie:

Der nichterneuerbare kumulierte Energieverbrauch und THG- Emissionen des deutschen Strom- mix im Jahr 2016 sowie Ausblicke auf 2020 bis 2050

**Bericht für die Fachgemeinschaft für
effiziente Energieanwendung e.V. (HEA)**

vorgelegt von

Uwe R. Fritsche
Hans-Werner Greß

Wissenschaftliche Leitung:

Uwe R. Fritsche uf@iinas.org

Kaufmännische Leitung:

Thomas Stetz ts@iinas.org

Büro Darmstadt:

Heidelberger Straße 129 ½
64285 Darmstadt

t (06151) 850-6077

f (06151) 850-6080

Büro Berlin:

Marienstr.19-20
10117 Berlin

t (030) 28482-190

info@iinas.org

Wissenschaftlicher Beirat:

Joseph Alcamo, CESR (DE)
Suani Coelho, CENBIO (BR)
Teresa Pinto Correia, ICAAM (PT)
Maria Curt, UPM (ES)
Marina Fischer-Kowalski, IFF (AT)
Bundit Fungtammasan, JGSEE KMUTT (TH)
Alan Hecht, EPA (US)
Eva Heiskanen, NCRC (FI)
Alois Heißenhuber, TU München (DE)
Edgar Hertwich, NTNU (NO)
Jorge Hilbert, INTA (AR)
Tetsunari Iada, ISEP (JP)
Thomas B. Johansson, Lund Univ. (SE)
Lev Nedorezov, INENKO RAS (RU)
Martina Schäfer, ZTG TU Berlin (DE)
Udo Simonis, WZB (DE)
Ralph Sims, Massey University (NZ)
Leena Srivastava, TERI University (IN)
Helen Watson, UKZN (ZA)
Sir Robert Watson, Tyndall Centre (UK)

Bankverbindung

Volksbank eG Darmstadt
IBAN DE54508900000055548609
BIC GENODEF1VBD

Handelsregister

HRB 90827
Amtsgericht Darmstadt

USt.-ID gem. § 27a UStG

DE 282876833

www.iinas.org

Darmstadt, Januar 2018

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	ii
Tabellenverzeichnis.....	ii
Abkürzungsverzeichnis	iii
1 Einführung	1
2 Recherche der Basisdaten.....	1
3 Bilanzierung des KEV und der THG-Emissionen	4
4 Ergebnisdiskussion und Ausblick.....	5
4.1 Ergebnisdiskussion für 2016	5
4.2 Ausblick auf 2020 bis 2050	5
4.3 Sensitivität der Ergebnisse.....	9
4.4 Europäische versus nationale Bilanzierung.....	10
Literatur.....	13
Anhang: Methodische Hinweise zur Bilanzierung.....	A-1
A-1 Systemgrenzen der Bilanzierung.....	A-1
A-2 Anwendungsbereich („scope“)	A-2
A-3 Allokation.....	A-3
A-4 KEV und KEA	A-3
A-5 Komponenten des KEV.....	A-4
A-6 KEV- und THG-Bilanzierung und Stromkennzeichnung.....	A-4

Abbildungsverzeichnis

Bild 1	KEV und THG-Emissionen von Strom bei Abgabe aus dem lokalen Netz für 2010-2016 (nach Statistik) sowie 2020 bis 2050 (Szenarien)	7
Bild 2	KEV und THG-Emissionen von Strom bei Abgabe aus dem Kraftwerkspark (ohne Netz- und Verteilverluste) für 2010-2016 (nach Statistik) sowie 2020 bis 2050 (Szenarien).....	8

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Entwicklung der deutschen Brutto-Stromerzeugung 2010-2016 und Ausblick auf 2020 bis 2050	2
Tabelle 2	KEV und THG-Emissionen von Strom in 2010-2016	4
Tabelle 3	KEV und THG-Emissionen von Strom für 2020 bis 2050	5
Tabelle 4	KEV und THG-Emissionen von Stromerzeugungsoptionen in 2020	9

Abkürzungsverzeichnis

AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen
AKW	Atomkraftwerk
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BHKW	Block-Heizkraftwerk
BMU	Bundesministerium für Umwelt (jetzt: BMUB)
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
DESTATIS	Statistisches Bundesamt
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.
EC	European Commission
EEG	Erneuerbares-Energien-Gesetz
EU	Europäische Union
GEMIS	Globales Emissions-Modell integrierter Systeme
GuD	Gas- und Dampfturbine (Kombi-Kraftwerk)
HEA	Fachgemeinschaft für effiziente Energieanwendung e.V.
HKW	Heizkraftwerk
IEA	Internationale Energie-Agentur
IINAS	Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und –strategien
IWES	Fraunhofer-Institut für Windenergie-Systeme
KEV	kumulierter Energie-Verbrauch
KEV _{NE}	nichterneuerbarer kumulierter Energie-Verbrauch
KEV _{RE}	erneuerbarer (regenerativer) kumulierter Energie-Verbrauch
KW	Kraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MW	MegaWatt
ORC	Organic Rankine Cycle
PV	Photovoltaik
RE	Regenerative (erneuerbare) Energien
SK	Deutscher Steinkohle-Verband
THG	Treibhausgase
UN	United Nations (Vereinte Nationen)

1 Einführung

Die Fachgemeinschaft für effiziente Energieanwendungen e.V. (HEA) beauftragte IINAS mit einer Kurzstudie zu Daten über den kumulierten Energieverbrauch (KEV) des Mix zur Stromerzeugung in Deutschland im Jahr 2016 sowie Ausblick für 2020 bis 2050 (Szenarien). Parallel wurden jeweils auch die Emissionen an Treibhausgasen (THG) ermittelt. Der vorliegende Bericht fasst die Ergebnisse dieser Kurzstudie zusammen und aktualisiert Ergebnisse vorheriger Arbeiten¹.

Die Bilanzierungen erfolgten mit dem Computermodell GEMIS Version 5.0, das kostenlos erhältlich ist und alle Basisdaten enthält². GEMIS ermittelt auf Grundlage von Lebenswegdaten für Energie-, Stoff- und Transportsysteme die Umwelteffekte unter Einbeziehung vorgelagerter Prozessketten im In- und Ausland sowie Herstellungsaufwände für die Prozesse.

Alle Kenndaten, mit denen in diesem Papier gerechnet wurde, stehen in GEMIS für alle Nutzer vollständig transparent zur Verfügung. Damit können auch hier nicht dargestellte Umwelteffekte und Ressourcennutzungen sowie Kosten- und Beschäftigungseffekte eigenständig bilanziert und Detailanalysen zu den hier vorgestellten Ergebnissen durchgeführt werden.

2 Recherche der Basisdaten

Als Grundlage der Arbeiten wurden die zur Bilanzierung des nichterneuerbaren Energieverbrauchs notwendigen Basisdaten zum deutschen nationalen Stromerzeugungsmix des Jahres 2016 auf Basis von Statistiken recherchiert und Anteile der Kraftwerkstypen (nach Brennstoffen), die Entwicklung der Nutzungsgrade sowie der Vorketten ermittelt.

Wie in früheren Berechnungen (IINAS 2012-2016) wurden dabei aktualisierte statistische Grundlagen verwendet (u.a. AGEB 2017; BAFA 2017; BMWi 2017a+b), die daraus resultierenden Stromerzeugungsmixe der letzten Jahre sowie die gegenüber IINAS (2016) **aktualisierten** Projektionen für 2020 und 2030 sowie – neu – für 2050 (Szenarien) zeigt die folgende Tabelle.

¹ Siehe dazu IINAS (2016) für die Werte des Jahres 2015 und davor.

² GEMIS = Globales Emissions-Modell integrierter Systeme; Bezug über www.gemis.de

Tabelle 1 Entwicklung der deutschen Brutto-Stromerzeugung 2010-2016 und Ausblick auf 2020 bis 2050

	Statistische Daten							Szenario-Daten		
Erzeugung [TWh]	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2020	2030	2050
AKW	140,6	108,0	99,5	97,3	97,1	91,8	84,6	63,0	0,0	0,0
Braunkohle	145,9	150,1	160,7	160,9	155,8	154,5	150,0	72,9	5,0	0,0
Steinkohle	117,0	112,4	116,4	127,3	118,6	117,7	111,5	55,6	30,4	0,0
Erdgas	89,3	86,1	76,4	67,5	61,1	62,0	80,5	62,4	93,3	13,1
Öl	8,7	7,2	7,6	7,2	5,7	6,2	5,9	2,9	0,5	0,0
Wasserkraft	21,0	17,7	22,1	23,0	19,6	19,0	21,0	21,9	23,1	24,7
Windkraft onshore	37,6	48,3	49,9	50,8	55,9	79,3	66,3	99,7	153,9	389,8
Windkraft offshore	0,2	0,6	0,7	0,9	1,4	8,7	12,3	25,8	51,0	180,0
Solar-PV	11,7	19,6	26,4	31,0	36,1	38,7	38,2	45,3	66,1	123,4
Geothermie	0,03	0,02	0,03	0,08	0,10	0,13	0,16	1,1	4,2	12,3
Biomasse	29,6	32,8	39,7	41,2	43,3	44,6	45,6	33,3	24,2	3,8
Hausmüll*	4,7	4,8	5,0	5,4	6,07	5,8	6	6,1	5,3	3,6
andere**	20,4	19,7	19,9	20,4	21,2	21,5	22,2	9,5	6,9	0,7
Summe o. Pumpstrom	627	607	624	627	622	641	643	500	445	751

*= biogener Anteil; **= inkl. Gicht-/Kokereigas, nicht-biogener Hausmüll

Quelle: AGEb (2017) und BMWi (2017a+b) für 2010-2016; für 2020 bis 2050: ÖKO & ISI (2015) sowie eigene Abschätzung von IINAS

Die Struktur der Stromerzeugung in GEMIS hat eine **höhere Auflösung** als in Tabelle 1 dargestellt, da GEMIS für Stromerzeugungsprozesse die verschiedenen Brennstoffeinsätze (z.B. ost- und westdeutsche Braunkohle, inländische und importierte Steinkohle) bzw. Technologietypen (z.B. Gasturbinen- und GuD-Kraftwerke) abbildet und für die Brennstoff-Vorketten (Lebenswege) auch Energieträger**importmixe** berücksichtigt.

Daher wurden die Daten aus Tabelle 1 auf Grundlage von Sekundärstatistiken³ auf die zur Definition der Stromerzeugung detaillierteren Zuordnungen zu Kraftwerkstypen in GEMIS umgerechnet.

³ Vgl. BAFA (2017) und SK (2017).

Ergänzend wurden **Projektionen zur Stromerzeugung** in den Jahren 2020 bis 2050 entwickelt, die auf Grundlage des Szenarios „KS95“ zum Klimaschutzplan der Bundesregierung berechnet wurden, das ein sehr anspruchsvolle THG-Reduktion (95% bis 2050 ggü. 1990) als Zielsetzung verfolgt (ÖKO & ISI 2015).

Dabei ist zu beachten, dass die tatsächlich mögliche Entwicklung von 2020 bis 2050 durch **starke Unsicherheiten** geprägt ist:

Einerseits hat die Bundesregierung die EEG-Ausbaukorridore für erneuerbare Energien **eingengt**, andererseits kann die sog. Sektorkopplung längerfristig zu erheblich **höheren Strombedarfen** führen⁴ und ein möglicher Kohleausstieg bis 2040 erfordert **zusätzliche Ersatzkapazitäten** schon in 2030.

Das hier zugrunde gelegte Szenario KS95 bildet die langfristige Erreichung der Klimaschutz-Vorgaben (Paris, 2 °C-Ziel) und die Dekarbonisierung des Stromsektors ab, was einerseits höhere Anteile an Erneuerbaren erfordert und andererseits höhere Effizienz auf der Nachfrageseite.

Bis 2020 unterstellt das KS95-Szenario bereits erhebliche Anstrengungen zur effizienteren Stromnutzung, während von 2030 bis 2050 aufgrund der im Szenario angesetzten deutlichen Ausweitung des Stromeinsatzes im Verkehrs- und Wärmesektor zu einer wesentlich erhöhten Stromerzeugung führt – allerdings mit sehr hohen Anteilen an Erneuerbaren (vgl. Tabelle 1).

Es handelt sich beim hier angenommenen Szenario damit **nicht** um eine "Referenzentwicklung", sondern unterstellt die Einhaltung eines sehr anspruchsvollen THG-Reduktionsziels bis 2050. Ob dies und wenn ja wie dies real eintritt, ist offen – damit besteht die o.g. **Unsicherheiten** sowohl hinsichtlich des langfristigen Kraftwerksmixes wie auch der Höhe der Stromnachfrage (und entsprechender Erzeugung).

Daher gibt Abschnitt 4.2 eine kurze Diskussion zur „Robustheit“ der im Abschnitt 3 dargestellten Ergebnisse.

⁴ Unter den Stichworten „power-to-gas“ (PtG) und „power-to-liquids“ (PtL) wird zunehmend über die Nutzung von erneuerbarem „Überschussstrom“ zur Bereitstellung von erneuerbaren gasförmigen (PtG) und flüssigen (PtL) Energieträgern diskutiert (vgl. z.B. Sterner et al. 2016). Zur Sektorkopplung, bei der solche „power-to-everything“ (PtX)-Optionen im Wärmemarkt sowie im Verkehrssektor als nutzbar angesehen werden und die erheblich höhere Strombedarfe impliziert, siehe Quaschnig (2016). Bei steigendem PtX-Einsatz treten signifikante Umwandlungs- und Speicherverluste auf, die die notwendige Bruttostromerzeugung erhöhen.

3 Bilanzierung des KEV und der THG-Emissionen

Die recherchierten Daten wurden in das Computermodell GEMIS (Version 5.0) eingegeben und die Lebenswege der Stromerzeugung für die Jahre 2010-2015 **aktualisiert** sowie für 2016 und 2020-2050 neu bilanziert.

Die Ergebnisse für die **durchschnittliche kWh Strombereitstellung** aus dem lokalen Netz sowie aus dem **Kraftwerkspark** (d.h. ohne Netz- und Verteilverluste) zeigt folgende Tabelle.

Tabelle 2 KEV und THG-Emissionen von Strom in 2010-2016

Option	Kumulierter Energieverbrauch (KEV) [kWh _{primär} /kWh _{el}]		THG-Emissionen [g/kWh _{el}]	
	nichterneuerbar	gesamt	CO ₂ Äq	CO ₂
Strom lokal 2010	2,35	2,76	605	574
Strom lokal 2011	2,21	2,68	611	581
Strom lokal 2012	2,13	2,65	612	582
Strom lokal 2013	2,10	2,64	612	582
Strom lokal 2014	2,05	2,63	598	570
Strom lokal 2015	1,92	2,55	564	537
Strom lokal 2016	1,92	2,55	567	539
Kraftwerkspark 2010	2,28	2,68	587	557
Kraftwerkspark 2011	2,14	2,60	593	563
Kraftwerkspark 2012	2,07	2,58	594	564
Kraftwerkspark 2013	2,04	2,57	594	565
Kraftwerkspark 2014	1,99	2,55	580	553
Kraftwerkspark 2015	1,86	2,47	547	521
Kraftwerkspark 2016	1,86	2,47	550	523

Quelle: eigene Berechnung mit GEMIS 5.0

Die hier **aktualisierten** Daten für 2010 bis 2015 führen gegenüber den früher publizierten Ergebnissen (IINAS 2016) zu praktisch unveränderten KEV-Werten, auch bei den THG gibt es nur minimalste Änderungen (+/- 0,1%).

Die hier ermittelten **neuen** Werte für 2016 zeigen, dass sich die Tendenz zur Senkung von KEV- und THG-Werten **nicht fortsetzt**, sondern sie gegenüber 2015 **praktisch stabil** bleiben (bei THG Erhöhung um 0,4%).

4 Ergebnisdiskussion und Ausblick

4.1 Ergebnisdiskussion für 2016

Gegenüber den Daten für das Jahr 2015 zeigt sich, dass die ermittelten Daten zum **nichterneuerbaren KEV** (KEV_{NE}) von Strom aus dem bundesdeutschen **Kraftwerkspark** (erzeugerseitig) in 2016 mit $1,86 \text{ kWh}_{\text{primär}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ gleich wie in 2015 und deutlich niedriger sind als in den Jahren davor (vgl. Tabelle 2).

Für die Abgabe aus dem **lokalen Stromnetz** (verbraucherseitig) sind die Werte für den KEV_{NE} des Jahres 2016 von $1,92 \text{ kWh}_{\text{primär}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ gegenüber dem Vorjahr ebenfalls gleich geblieben.

Die stabilen bzw. geringeren Werte für 2016 gegenüber den Vorjahren ergeben sich durch steigende Anteile **erneuerbarer** Stromerzeugung, deren KEV_{NE} **erheblich unter** dem der fossilen und nuklearen Stromerzeugung liegt (vgl. Tabelle 4 in Kapitel 4.3), sowie den weiter gesunkenen Anteil an Strom aus AKW (vgl. Tabelle 1), der vergleichsweise hohe spezifische KEV_{NE} -Werte aufweist.

Bei den THG-Emissionen ergibt sich ein ähnliches Bild: Seit 2014 sinken die Emissionen und liegen in 2015 unter dem Niveau von 2010, in 2016 sind sie jedoch wieder – allerdings minimal - angestiegen (siehe Tabelle 2).

4.2 Ausblick auf 2020 bis 2050

Nach 2016 wird sich die Umstrukturierung des deutschen Kraftwerksparks in Richtung höherer Anteile erneuerbarer Energien fortsetzen, so dass auch **künftig** von **weiter sinkenden** nichterneuerbaren KEV-Werten der Strombereitstellung auszugehen ist.

Die Ergebnisse der aktualisierten Szenarien für 2020 und 2030 sowie für das neu aufgenommene Zieljahr 2050 zeigt die folgende Tabelle.

Tabelle 3 KEV und THG-Emissionen von Strom für 2020 bis 2050

Option	Kumulierter Energieverbrauch (KEV) [$\text{kWh}_{\text{primär}}/\text{kWh}_{\text{el}}$]		THG-Emissionen [$\text{g}/\text{kWh}_{\text{el}}$]	
	nichterneuerbar	gesamt	CO ₂ Äq	CO ₂
Strom lokal 2020	1,44	2,18	380	360
Strom lokal 2030	0,65	1,60	195	182
Strom lokal 2050	0,06	1,15	22	19
Kraftwerkspark 2020	1,39	2,12	368	348
Kraftwerkspark 2030	0,63	1,55	188	176
Kraftwerkspark 2050	0,05	1,11	20	18

Quelle: eigene Berechnung mit GEMIS 5.0

Der nichterneuerbare kumulierte Energieverbrauch und THG-Emissionen des deutschen Strommix im Jahr 2016 sowie Ausblicke auf 2020 bis 2050

Auf Basis des Szenarios KS95 für das **Jahr 2020** ergeben sich erzeugungsseitig ein KEV_{NE} von $1,39 \text{ kWh}_{\text{primär}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ und $368 \text{ g CO}_2\text{Äq}/\text{kWh}_{\text{el}}$ bzw. verbraucherseitig $1,44 \text{ kWh}_{\text{primär}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ sowie $380 \text{ g CO}_2\text{Äq}/\text{kWh}_{\text{el}}$.

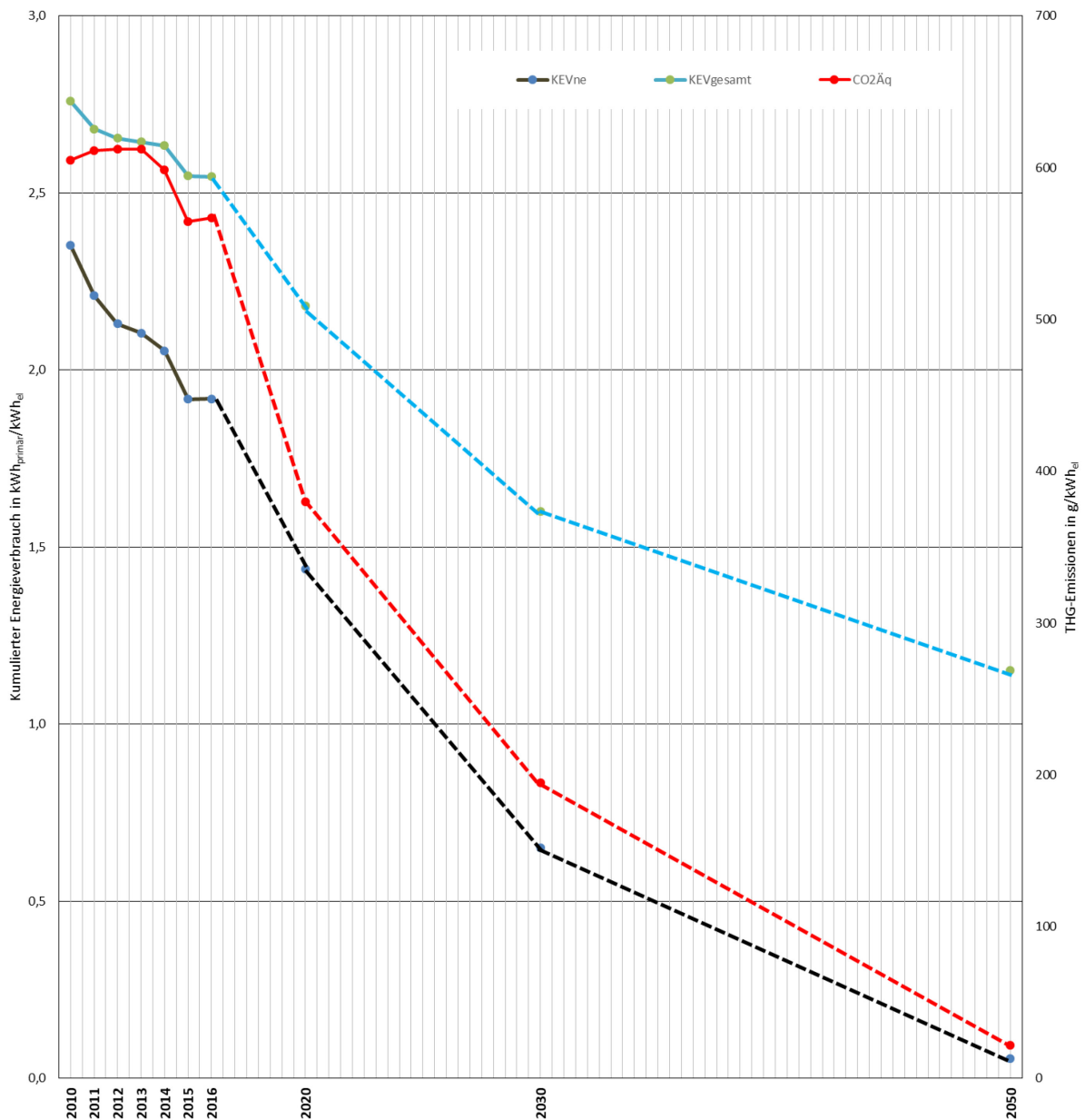
Erzeugerseitig ergibt das Szenario KS95 **für 2030** ein KEV_{NE} von $0,63 \text{ kWh}_{\text{primär}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ und THG-Emissionen von $188 \text{ g CO}_2\text{Äq}/\text{kWh}_{\text{el}}$. Verbraucherseitig ergeben sich ein KEV_{NE} von $0,65 \text{ kWh}_{\text{primär}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ und $195 \text{ g CO}_2\text{Äq}/\text{kWh}_{\text{el}}$.

Die hier **für 2020 und 2030** ermittelten Werte liegen **deutlich niedriger** als in früheren Projektionen (IINAS 2016), da nun das Szenario KS95 des Klimaschutzplans unterlegt ist, das gegenüber der früheren Projektion deutlich geringere Kohleanteile ansetzt, um die Klimaschutzziele zu erreichen.

Das **neu bilanzierte** Szenario KS95 ergibt **für 2050** erzeugerseitig ein KEV_{NE} von nur noch $0,05 \text{ kWh}_{\text{primär}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ und THG-Emissionen von $20 \text{ g CO}_2\text{Äq}/\text{kWh}_{\text{el}}$. Verbraucherseitig ergeben sich ein KEV_{NE} von $0,06 \text{ kWh}_{\text{primär}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ und $22 \text{ g CO}_2\text{Äq}/\text{kWh}_{\text{el}}$.

Den aktualisierten Gesamtverlauf von 2010-2016 (nach Statistik) sowie 2020 bis 2050 (Szenarien) zeigen die folgenden Abbildungen.

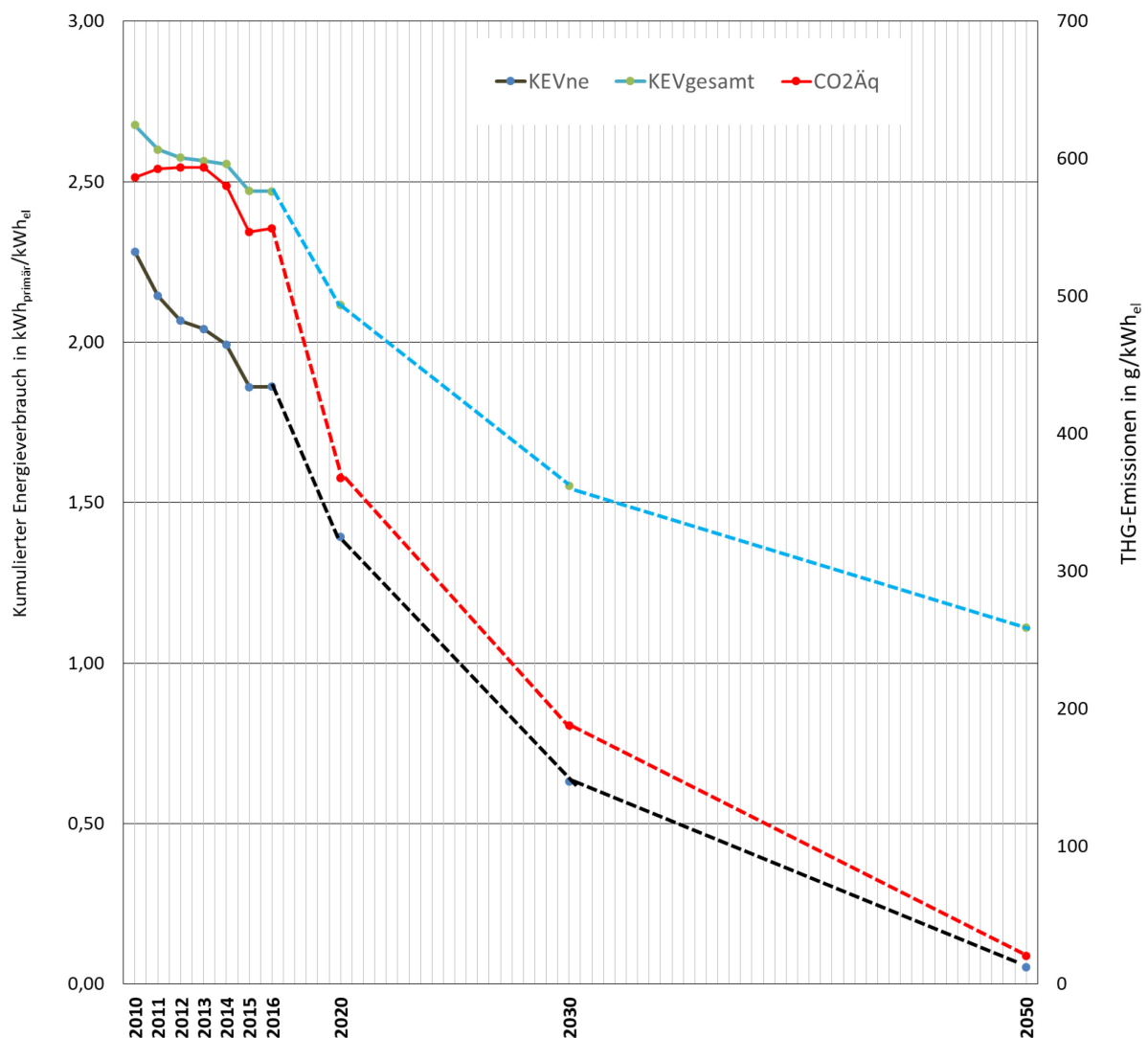
Bild 1 KEV und THG-Emissionen von Strom bei Abgabe aus dem lokalen Netz für 2010-2016 (nach Statistik) sowie 2020 bis 2050 (Szenarien)



Quelle: eigene Berechnung mit GEMIS 5.0; gestrichelte Linien = interpolierte Werte

Der nichterneuerbare kumulierte Energieverbrauch und THG-Emissionen des deutschen Strommix im Jahr 2016 sowie Ausblicke auf 2020 bis 2050

Bild 2 KEV und THG-Emissionen von Strom bei Abgabe aus dem Kraftwerkspark (ohne Netz- und Verteilverluste) für 2010-2016 (nach Statistik) sowie 2020 bis 2050 (Szenarien)



Quelle: eigene Berechnung mit GEMIS 5.0; gestrichelte Linien = interpolierte Werte

Der Gesamttrend zu geringeren KEV-Werten seit 2010 ist deutlich sichtbar und wird sich in den Szenario-Jahren 2020, 2030 und 2050 signifikant fortsetzen. Entsprechend den Annahmen des Szenarios KS95 würde ab etwa dem Jahr 2025 der KEV_{NE} auf Werte unter 1 kWh_{primär}/kWh_{el} sinken, und dies würde sich bis 2050 nochmals stark auf Werte unter 0,1 kWh_{primär}/kWh_{el} fortsetzen.

Bei den THG-Emissionen wurde der von 2010-2012 erfolgte Anstieg im Jahr 2013 gestoppt, ab 2014 und 2015 sanken die Emissionen und in 2016 waren sie leicht erhöht.

In den Szenario-Jahren 2020 bis 2050 werden entsprechend den Annahmen des Szenarios KS95 die THG-Emissionen weiter stark absinken und sowohl erzeuger-

wie auch verbraucherseitig Werte deutlich unter 300 g CO₂Äq/kWh_{el} (2020) bzw. weit unter 200 g CO₂Äq/kWh_{el} (2030) erreichen und bis 2050 weiter sinken auf Werte um 20 CO₂Äq/kWh_{el}.

Der im KS95-Szenario angenommene „Umbau“ der Stromerzeugung würde somit dazu führen, dass von 2030 bis 2050 sowohl die KEV_{NE}-Werte wie auch die THG-Emissionen fast gegen Null gehen, während die KEV_{ges}-Werte gegen 1 streben.

4.3 Sensitivität der Ergebnisse

Die o.g. Ergebnisse sind abhängig vom gewählten Kraftwerkspark – die Projektionen für 2020 bis 2050 sind Szenarien, für die nicht nur die Wahl der erneuerbaren Stromerzeugungsanteile relevant ist, sondern vor allem die Anteile von Braun- und Steinkohle sowie Erdgas.

Dies gilt insbesondere für die THG-Emissionen, während der KEV_{NE} bei den fossilen Kraftwerken in einem **relativ engen Fenster** von 1,8 (Erdgas) bis 2,3 (Braunkohle) kWh_{primär}/kWh_{el} liegt, wie folgende Tabelle für Stromerzeugungsoptionen in Deutschland in 2020 zeigt.

Tabelle 4 KEV und THG-Emissionen von Stromerzeugungsoptionen in 2020

Werte für 2020	kumulierter Energieverbrauch (KEV) in kWh _{primär} /kWh _{el}		THG-Emissionen in g/kWh _{el}	
	nichterneuerbar	gesamt	CO ₂ Äq	CO ₂
Stromnetz-lokal	1,44	2,18	380	359
Strom Kraftwerkspark	1,39	2,12	368	348
Steinkohle-Kraftwerk (heimisch)	2,22	2,22	839	748
Steinkohle-Kraftwerk (Import)	2,18	2,20	794	743
Braunkohle-Kraftwerk	2,29	2,29	962	954
Erdgas-GuD-Kraftwerk	1,83	1,84	384	363
Erdgas-GuD-HKW 100 MW	1,75	1,75	368	346
Atomkraftwerk (AKW)	3,27	3,29	55	52
Wind Park onshore	0,02	1,02	9	8
Wind Park offshore	0,01	1,01	4	4
Solar-PV (polykristallin)	0,07	1,10	26	23
Geothermie (ORC)	0,22	1,33	62	59
Biogas-Gülle-BHKW	0,09	2,64	41	26
Biogas-Mais-BHKW	0,21	2,76	176	53

Quelle: eigene Berechnung mit GEMIS 5.0

Der nichterneuerbare kumulierte Energieverbrauch und THG-Emissionen des deutschen Strommix im Jahr 2016 sowie Ausblicke auf 2020 bis 2050

Der KEV_{NE} von Atomstrom **dominiert** mit fast $3,3 \text{ kWh}_{\text{primär}}/\text{kWh}_{\text{el}}$, während Erneuerbare um mehr als **eine Größenordnung niedrigere** Werte aufweisen.

Für die Entwicklung des KEV_{NE} des Stromerzeugungsmixes sind daher weniger die Anteile von Kohle und Gas ergebnisrelevant als vielmehr die von AKW (erhöhender Effekt) und Erneuerbaren (senkender Effekt). Die AKW-Anteile sind aufgrund des gesetzlich geregelten Ausstiegs gut ableitbar und die Erzeugung durch Erneuerbare ist zumindest tendenziell ansteigend.

Die 2020-Daten für den KEV_{NE} des **Strommixes** sind als **vergleichsweise robust** anzusehen, da sich die Werte auch bei Variation des Szenarios nur relativ wenig ändern⁵.

Bei den THG-Emissionen sind dagegen alle Erzeugungsanteile ergebnisrelevant und die Sensitivität gegenüber den Szenarioannahmen ist entsprechend höher⁶.

4.4 Europäische versus nationale Bilanzierung

Ergänzend wird im Folgenden kurz dargestellt, in welchem Verhältnis der europäische Ansatz zur nationalen Berechnung steht sowie kurz pro und contra dieser Perspektiven diskutiert.

Die EU erörtert seit längerem, wie PEF-Werte methodisch vereinheitlicht und – über die Ebene der Nationalstaaten hinaus – auch für das EU-Strommix etc. ermittelt werden können (PE 2014; JEC 2016; ISI 2016).

Hierzu hat IINAS bereits eigene Analysen vorgelegt (IINAS 2015b), weitere Arbeiten führen zu vergleichbaren Werten (z.B. Adapt 2016).

Grundsätzlich ist die Methodik der PEF-Bilanzierung weitgehend unstrittig, jedoch gibt es sehr verschiedene Datenhintergründe und Abgrenzungslogiken – der „Teufel steckt im Detail“.

Es sind grundsätzlich zwei Fälle zu unterscheiden:

- Der PEF würde für ein „EU-Strommix“ bestimmt und gälte dann für und in allen Mitgliedsstaaten einheitlich (methodische Integration, aber keine nationale Differenzierung)
- Der PEF würde methodisch (und ggf. auch datenseitig) einheitlich ermittelt, aber differenziert für jeden Mitgliedsstaat.

⁵ Dies zeigt eine GEMIS-Berechnung: Im Jahr 2020 beträgt der KEV_{NE} -Wert der Stromerzeugung (kraftwerksseitig) im weniger anspruchsvollen Szenario KS80 der Studie zum Klimaschutzplan (ÖKO & ISI 2015) bei $1,46 \text{ kWh}_{\text{primär}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ (5% mehr als in KS95), während er im Szenario Basis der Langfriststudie (ISI et al. 2017) im Jahr 2020 bei $1,66 \text{ kWh}_{\text{primär}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ liegt (19% mehr als in KS95).

⁶ Die Berechnung mit GEMIS ergibt hier: Im Jahr 2020 betragen die THG-Emissionen der Stromerzeugung (kraftwerksseitig) im weniger anspruchsvollen Szenario KS80 der Studie zum Klimaschutzplan rund $419 \text{ CO}_2\text{-Äq}/\text{kWh}_{\text{el}}$ (14% mehr als in KS95), während sie im Szenario Basis der Langfriststudie im Jahr 2020 bei $506 \text{ CO}_2\text{-Äq}/\text{kWh}_{\text{el}}$ liegen (37% mehr als in KS95).

Der erste Fall stellt eingedenk der real in den EU-Mitgliedsstaaten **extrem unterschiedlichen** Strom- und Wärmebereitstellungs- und –nutzungssystemen eine wenig sinnvolle Option dar.

Zudem ist der Netto-Stromtausch zwischen den Mitgliedsstaaten insgesamt gering und auch die Vorketten für fossile Energieträger im Wärmemarkt (Förder- und Importmixe für Erdgas, Kohle, Öl) und für Fernwärme unterscheiden sich stark.

Ein „EU-Mix“ würde demnach in keiner Weise den – sowohl für die Strom- wie auch die Wärmemärkte ja durchaus relevanten – Unterschieden gerecht. #

Der zweite Fall ist dagegen nicht grundsätzlich abzulehnen. **Für** die Bilanzierung auf EU-Ebene spricht, dass damit der Logik des Energie-Binnenmarkts folgend einheitliche Daten in allen EU-Mitgliedsstaaten verwendet würden und damit sowohl die Vergleichbarkeit von Stromprodukten wie auch ihre „Disaggregation“ auf nationale Quellen hin gewährleistet wäre.

Tatsächlich ist Stromhandel zwischen EU-Staaten auf der Ebene von **Endkunden** nur sehr gering ausgeprägt und findet vorwiegend durch Unternehmen im grenznahen Raum statt. Damit ist die Frage, ob bei der PEF-Anwendung z.B. in **regulatorischen Kontexten** (EnEV bzw. künftiges GEG) EU-einheitliche Bilanzierungen erforderlich sind, weitgehend **irrelevant**⁷.

Gegen die Bilanzierung auf EU-Ebene spricht, dass eine methodische „Einigung“ noch aussteht und daher aktuell in ihrer Güte nicht bewertet werden kann.

Gegen eine „europäische“ Lösung spricht zudem, dass es schwierige und stark umstrittene methodische Probleme bei der Bewertung des Stromhandels zwischen EU-Mitgliedsstaaten gibt: Beispielsweise ist offen, wie die aktuell hohen Stromexporte von Deutschland in Nachbarländer „angerechnet“ werden, und welche Methodik für die Allokation vom Strom und Wärme bei KWK-Strom (Carnot, Gutschriften oder „finnische“ Methode) anzusetzen ist.

Nicht zuletzt spricht gegen eine EU-weite Lösung **auch**, dass die **Anwendungskontexte** für PEF in den Mitgliedsstaaten sehr unterschiedlich sind:

Länder mit hohen Anteilen leitungsgebundener Energien im Wärmemarkt (z.B. FI, FR, SE) haben deutlich andere Interessen und verwenden andere Regulierungsinstrumente wie Mitgliedsstaaten, bei denen der Raumwärme keine besondere Bedeutung zukommt (z.B. ES, GR, IT, PT).

⁷ Zudem wäre wettbewerbsrechtlich zu bewerten, ob z.B. ein gegenüber der deutschen Situation hoher PEF für Strom aus Frankreich entscheidungsrelevant sein darf – die Prüfung dieser Frage geht über die vorliegende Kurzstudie hinaus.

Eine dritte Gruppe bilden Länder, deren Energiesystem (noch) stark kohlebasiert ist und die auch nennenswerte Anteile von Kohle direkt im Wärmemarkt einsetzen (z.B. CZ, PL, RO).

Die „Ausbalancierung“ dieser z.T. diametral gegensätzlichen Interessen durch eine EU-weite verbindliche Regelung würde notwendiger Weise die – begründeten – Einzelinteressen der Länder nicht adäquat abbilden können.

Bewertung

Da es, wie oben schon ausgeführt, absehbar keinen nennenswerten EU-internen Handel mit disaggregierten Stromprodukten auf Ebene der Privatkunden gibt, überwiegen aus Sicht der Verfasser aktuell die Bedenken, da die möglichen Vorteile einer EU-weiten einheitlichen Regelung im besten Fall gering sind.

Literatur

- Adapt (2016) Determining primary energy factors for electricity. Adapt Consulting AB <https://www.energinorge.no/contentassets/b7bef8bd8ce248a0a2d52fbb776cbcc1/2016-01-19---determining-primary-energy-factors.pdf>
- AGEB (2017) Energieverbrauch in Deutschland - Daten für das 1.-4. Quartal 2016. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. Berlin http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=quartalsbericht_q4_2016_-_korrigiert.pdf
- BAFA (2017) Entwicklung des deutschen Gasmarktes (monatliche Bilanzen 1998-2016). Eschborn http://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/egas_entwicklung_1991.xls
- BMWi (2017a) Gesamtausgabe der Energiedaten – Datensammlung des BMWi. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Binaer/Energiedaten/energiedaten-gesamt-xls.xls>
- BMWi (2017b) Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland 1990-2016. Berlin <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2016-excel.xlsx>
- Ecofys (2014) Primary Energy Demand of Renewable Energy Carriers Part 2 Policy Implications. Surmeli-Anac N et al. Commissioned by the European Copper Institute. Utrecht http://www.leonardo-energy.org/sites/leonardo-energy/files/documents-and-links/ecofys_buide14268_pef_20140509_final.pdf
- EN ISO 14041 Umweltmanagement Ökobilanz - Festlegung des Ziels und des Untersuchungsrahmens sowie Sachbilanz, Deutsche Fassung prEN ISO 14041:1997
- EC (2016) EU Reference Scenario 2016. Brussels https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/REF2016_report_FINAL-web.pdf
- Fritsche, Uwe et al. (1999) KEA: mehr als eine Zahl - Basisdaten und Methoden zum Kumulierten Energieaufwand (KEA). Ergebnisse des F&E-Vorhabens "Erarbeitung von Basisdaten zum Energieaufwand und der Umweltbelastung von energieintensiven Produkten und Dienstleistungen für Ökobilanzen und Öko-Audits". Öko-Institut, IREB, IFIB, DIW, ISI. i.A. des UBA. Darmstadt usw. http://www.iinas.org/tl_files/iinas/downloads/GEMIS/1999_g3-kea-brosch.pdf
- Fritsche, Uwe et al. (2003) Anwendung und Kommunikation des Kumulierten Energieverbrauchs (KEV) als praktikabler umweltbezogener Bewertungs- und Entscheidungsindikator für energieintensive Produkte und Dienstleistungen. FfE, Ecofys, IFEU, ÖKO & TH Karlsruhe Endbericht zum F&E-Vorhaben i.A. des UBA. München usw. <http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/publikation/long/2779.pdf>
- Fritsche, Uwe & Rausch, Lothar (2008) Bestimmung spezifischer Treibhausgas-Emissionsfaktoren für Fernwärme. Endbericht zum F&E-Vorhaben FKZ 360 16 008 des Öko-Instituts i.A. des UBA. Darmstadt <http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/publikation/long/3476.pdf>
- Fritsche, Uwe & Rausch, Lothar (2009) Life Cycle Analysis of GHG and Air Pollutant Emissions from Renewable and Conventional Electricity, Heating, and Transport Fuel Options in the EU until 2030. Oeko-Institut. ETC/ACC Technical Paper 2009/18.

- Darmstadt http://acm.eionet.europa.eu/reports/docs//ETCACC_TP_2009_18_LCA_GHG_AE_2013-2030.pdf
- Fritsche, Uwe & Rausch, Lothar (2010) GEMIS-Emissionsfaktoren für Treibhausgase und KWK-Zurechnung. Öko-Institut. Kurzpapier für die Landeshauptstadt München. Darmstadt http://www.iinas.org/tl_files/iinas/downloads/GEMIS/2010_GEMIS_EF_KWK-LHM.pdf
- Fritsche, Uwe (2016) Primärenergetische Bewertung von Strom in Deutschland: Stand und Ausblick. EnEV aktuell Heft 4/2016: 14-16
- IINAS (2012) Der nichterneuerbare Primärenergieverbrauch des nationalen Strommix in Deutschland im Jahr 2011. Fritsche, Uwe R. & Greß, Hans-Werner. Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und –strategien. Kurzstudie für die Fachgemeinschaft für effiziente Energieanwendungen e.V. (HEA). Darmstadt [http://www.iinas.org/tl_files/iinas/downloads/GEMIS/IINAS_2012_KEV-Strom-2011_\(HEA\).pdf](http://www.iinas.org/tl_files/iinas/downloads/GEMIS/IINAS_2012_KEV-Strom-2011_(HEA).pdf)
- IINAS (2013) Der nichterneuerbare kumulierte Energieverbrauch des deutschen Strommix im Jahr 2012. Fritsche, Uwe R. & Greß, Hans-Werner. Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und –strategien. Kurzstudie für die Fachgemeinschaft für effiziente Energieanwendungen e.V. (HEA). Darmstadt http://www.iinas.org/tl_files/iinas/downloads/GEMIS/IINAS_2013_KEV-Strom-2012_HEA.pdf
- IINAS (2014) Der nichterneuerbare kumulierte Energieverbrauch des deutschen Strommix im Jahr 2013. Fritsche, Uwe R. & Greß, Hans-Werner. Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und –strategien. Kurzstudie für die Fachgemeinschaft für effiziente Energieanwendungen e.V. (HEA). Darmstadt http://www.iinas.org/tl_files/iinas/downloads/GEMIS/IINAS_2014_KEV-Strom-2013_HEA.pdf
- IINAS (2015) Der nichterneuerbare kumulierte Energieverbrauch und THG-Emissionen des deutschen Strommix im Jahr 2014 sowie Ausblicke auf 2015 und 2020. Fritsche, Uwe R. & Greß, Hans-Werner. Kurzstudie für die Fachgemeinschaft für effiziente Energieanwendungen e.V. (HEA). Darmstadt http://www.iinas.org/tl_files/iinas/downloads/GEMIS/IINAS_2015_KEV-Strom-2014_HEA.pdf
- IINAS (2015b) Development of the Primary Energy Factor of Electricity Generation in the EU-28 from 2010-2013. Fritsche, Uwe R. & Gress, Hans-Werner. International Institute for Sustainability Analysis and Strategy. Prepared for EHPA. Darmstadt http://www.iinas.org/tl_files/iinas/downloads/GEMIS/2015_PEF_EU-28_Electricity_2010-2013.pdf
- IINAS (2016) Der nichterneuerbare kumulierte Energieverbrauch und THG-Emissionen des deutschen Strommix im Jahr 2015 sowie Ausblicke auf 2020 und 2030. Fritsche, Uwe R. & Greß, Hans-Werner. Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und –strategien. Kurzstudie für die Fachgemeinschaft für effiziente Energieanwendungen e.V. (HEA). Darmstadt http://www.iinas.org/tl_files/iinas/downloads/GEMIS/IINAS_2016_KEV-Strom-2015_HEA.pdf
- ISI (2016) Evaluation of primary energy factor calculation options for electricity. Esser, Anke & Sensfuss, Frank. Specific Contract ENER/C3/2013 Review of the default primary energy factor (PEF) reflecting the estimated average EU generation efficiency referred to in Annex IV of Directive 2012/27/EU and possible extension of the approach to other energy carriers. Karlsruhe

- ISI et al. (2017) Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Consentec GmbH und ifeu unter Beteiligung der Unterauftragnehmer M-Five, TU Wien, TEP Energy GmbH und GEF Ingenieur AG. Studie i.A. des BMWi. Karlsruhe usw.
<http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichtsmodul-3-referenzszenario-und-basisszenario.pdf>
- Itten, R & Frischknecht, Rolf (2014) Primärenergiefaktoren von Energiesystemen, v2.2+ Stand 2014. im Auftrag des Bundesamtes für Umwelt (BAFU) und der Koordinationskonferenz der Bau- und Liegenschaftsorgane der öffentlichen Bauherren (KBOB). Uster
http://treeze.ch/fileadmin/user_upload/downloads/Publications/Case_Studies/Energy/itten-2014-PEF-Energiesysteme-v2.2plus.pdf
- JEC (2016) Discussion paper for the Review of the default primary energy factor (PEF) reflecting the estimated average EU generation efficiency referred to in Annex IV of Directive 2012/27/EU and possible extension of the approach to other energy carriers. Brussels
- ÖKO & ISI (2015) Klimaschutzszenario 2050 - 2. Endbericht. Repenning, Julia et al. Öko-Institut & Fraunhofer ISI im Auftrag des BMUB. Berlin, Karlsruhe <http://www.oeko.de/oeko-doc/2441/2015-598-de.pdf>
- PE (2014) Primary Energy Demand of Renewable Energy Carriers Part 1: Definitions, accounting methods and their applications with a focus on electricity and heat from renewable energies. Stoffregen, A & Schuller, O. Commissioned by the European Copper Institute. Leinfelden – Echterdingen http://www.leonardo-energy.org/sites/leonardo-energy/files/documents-and-links/pe_primary_energy_demand_of_renewable_energy_carriers_20140527.pdf
- Quaschnig, Volker (2016) Sektorkopplung durch die Energiewende. Anforderungen an den Ausbau erneuerbarer Energien zum Erreichen der Pariser Klimaschutzziele unter Berücksichtigung der Sektorkopplung. Hochschule für Technik und Wirtschaft. Berlin <http://www.volker-quaschnig.de/publis/studien/sektorkopplung/Sektorkopplungsstudie.pdf>
- Sterner, Michael et al. (2016) Bedeutung und Notwendigkeit von Windgas für die Energiewende in Deutschland. Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher (FENES) OTH Regensburg & Energy Brainpool. Studie im Auftrag von Greenpeace Energy. Regensburg, Hamburg, Berlin http://www.greenpeace-energy.de/fileadmin/docs/pressematerial/Windgas-Studie_2015_FENES_GPE_lang.pdf
- VDI (1997) VDI Richtlinie 4600 - Kumulierter Energieaufwand - Begriffe, Definitionen, Berechnungsmethoden. Düsseldorf

Anhang: Methodische Hinweise zur Bilanzierung

Die hier verwendete Bilanzierung von Lebenswegen folgt den Vorgaben der ISO 14040ff für Ökobilanzen, jedoch in vereinfachter Form (u.a. kein peer review).

A-1 Systemgrenzen der Bilanzierung

Die hier erfolgte Bilanzierung berücksichtigt **alle wesentlichen Stufen der Lebenswege** inklusive Herstellung von Anlagen, bei Importen auch im Ausland, sowie die entsprechenden **Transportaufwendungen**. Weiterhin werden Hilfsenergien (Strom, Wärme) und Hilfsstoffe (z.B. Schmiermittel, Kalkstein für Entschwefelung, NH_3 für DeNO_x) einbezogen, wenn diese mengenmäßig relevant sind (generelles 1%-Kriterium für den Massenstrom) oder spezifisch hohe Umwelteffekte zeigen (z.B. Edelmetalle als Katalysatoren).

Die Bilanzen klammern jedoch die **Entsorgung** aus⁸. Grund hierfür ist, dass in vielen Fällen stoffliche Komponenten wiederverwertet werden können (Aluminium, Beton, Glas, Stahl, Kupfer...) und die entsprechenden „Gewinne“ aus dem Recycling den Aufwand für Abriß und Rückbau übersteigen, insgesamt also eine Gutschrift erfolgen müsste. Da jedoch die künftigen Entsorgungssysteme sowie die künftig zu verrechnenden Gutschriften für vermiedene Primärmaterialien bei für Energiesysteme typischen Lebensdauern von 15-30 Jahren ungewiss sind, wird vereinfachend der Abriß und Rückbau **nicht** betrachtet.

Ebenfalls ausgeklammert wird die Entsorgung **kontinuierlich anfallender Reststoffe und Abfälle**, da hier ebenfalls einerseits Aufwände für deren schadlose Beseitigung entstehen (z.B. Transport und Deponierung), andererseits aber Komponenten wie z.B. Entschwefelungsprodukte und Aschen in hohem Maße recycelt werden und damit wiederum Gutschriften für vermiedene Primärmaterialien (z.B. Gips, Split) anzusetzen wären.

Sensitivitätsrechnungen mit GEMIS für Steinkohlekraftwerke haben gezeigt, dass die vernachlässigten Effekte im Bereich unter 1% für KEV und THG-Emissionen liegen und damit innerhalb der Datengüte.

Weiterhin ist zu beachten, dass sich die Berechnung auf die bundesdeutsche **Bruttostromerzeugung** bezieht, d.h. die für Exporte genutzte Stromerzeugung ist in den Werten **enthalten**. Umgekehrt werden die über Stromimporte aus dem Ausland induzierten Effekte **hier nicht** einbezogen, da Deutschland einen signifikanten Stromexport-Überschuss aufweist, der auch bis 2020 – wenn auch reduziert – andauern wird.

⁸ Dies gilt nicht für AKW, da hier eine besondere Situation vorliegt. Die Aufwände für Abriß und Rückbau sowie für die direkte Endlagerung radioaktiver Abfälle sind als Aufschlag in den Daten enthalten.

Diese Vereinfachung führt eingedenk der bekannten Lastflüsse (Importe von Wasserkraftstrom aus Österreich und Schweiz, Kohlestrom aus Polen und der Tschechischen Republik sowie Atomstrom aus Frankreich) zu keiner nennenswerten Verzerrung, da der anzusetzende Importmix zwar die deutsche Strombilanz belasten würde, aber für die Exporte entsprechende „vermiedene Erzeugung“ in – vorwiegend fossilen – Kraftwerken im Ausland gutgeschrieben werden müsste.

Zwar könnte mit einem EU-Mix für den Stromaustausch gerechnet – siehe z.B. die entsprechenden Daten in IINAS (2015b) – und damit vereinfachend die „Netto“-Bilanz für Deutschland ermittelt werden, jedoch würde dies nicht die realen Lastflüsse und Grenzkraftwerksbedingungen in den im Stromaustausch einbezogenen Ländern reflektieren.

Würde dennoch eine solche Bilanz berechnet, würde sich ob des Exportüberschusses eine – allerdings nur leichte – Reduktion der hier ermittelten Werte ergeben. Die dargestellten Ergebnisse sind daher im Hinblick auf die Variation der Ex- und Importbilanz als robuste obere Grenze anzusehen⁹.

A-2 Anwendungsbereich („scope“)

Die hier vorgelegten Bilanzierungen dienen zur Bestimmung des KEV und der THG-Emissionen des bundesdeutschen **Strommixes** in den gegebenen Jahren für die **erzeugerseitige** Bereitstellung von Strom (Kraftwerkseinspeisung in Hochspannungsnetz) bzw. für die **verbraucherseitige** Bereitstellung (d.h. inkl. Netz- und Übertragungs- sowie Umspannverlusten).

Sie reflektieren die **durchschnittlichen** Effekte, die bei der Bereitstellung von Strom aus der öffentlichen Versorgung inklusiver vertraglich gesicherter Übergabeleistung des Bergbaus und der Industrie entstehen.

Dabei wurde die erneuerbare Stromerzeugung – unabhängig von **monetären** Flüssen der EEG-Vergütung und Marktprämien – proportional auf **alle** erzeugten Strommengen „umgelegt“. Dies erfolgt ebenfalls für die (relativ geringe) KWK-Stromerzeugung, d.h. auch hier wurde **unabhängig** von der monetären Vergütung für eingespeisten KWK-Strom die erzeugten kWh auf die gesamte Stromerzeugung proportional umgerechnet.

Dies entspricht den statistischen Zurechnungen von DESTATIS und AGEB und den Vorgaben der IEA-Energiestatistik.

⁹ Beim KEV wäre diese Bilanz durchaus sinnvoll, jedoch nicht bei den THG-Emissionen, da hier das EU-Emissionshandelsystem erlaubt, im Ausland „vermiedene“ Emissionen im Rahmen der Verpflichtungsperiode durch Emissionen an anderer Stelle zu kompensieren. Das **territorial** orientierte Konzept der THG-Bilanzierung spricht daher für die hier verwendete Bruttobilanz.

A-3 Allokation

Wie in A-2 dargestellt, erfolgt in der hier vorgelegten Bilanzierung eine **rein energetische** Zurechnung von Strommengen aus bestimmten Erzeugungstypen (RE, KWK...) auf das nationale Strommix durch proportionale Anteile der jeweiligen Erzeugung im Gesamtmix. Eine „monetäre“ Allokation auf bestimmte Verbrauchergruppen, die besondere Vergütungsleistungen (nach dem EEG bzw. KWK-Gesetz) über die Strompreise erbringen, erfolgt also **nicht**¹⁰.

Es bleibt die Frage, wie die Stromerzeugung mittels Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) bilanziert wird.

Hierfür gibt es verschiedene Ansätze, die jedoch bezogen auf den KEV und die THG-Emissionen des **gesamten** Strommixes wenig ergebniswirksam sind (vgl. Fritsche & Rausch 2008).

Um kompatibel mit den EU-Regelungen zur KWK sowie den statistischen Daten zu bleiben, wurde für die Bilanzierung eine **energiewertbezogene** Allokation zwischen KWK-Strom und KWK-Wärme angesetzt, die der sog. „finnischen Methode“ der EU-KWK-Richtlinie folgt.

A-4 KEV und KEA

Der kumulierte Energieaufwand (KEA) wird schon seit den 1970er Jahren weltweit als Kennzahl für Energiesysteme verwendet. Anfang der 1990er Jahre entwarfen Experten des Vereins Deutscher Ingenieure (VDI) mit Beteiligung des Umweltbundesamts ein Regelwerk zur Bestimmung des KEA, die VDI-Richtlinie 4600 (VDI 1997). Diese Richtlinie enthält Definitionen, Rechenmethoden und Beispiele für KEA-Anwendungen. Sie ist Grundstein aller heutigen KEA-Arbeiten und präzisiert, was mit dem kumulierten Energieaufwand gemeint ist.

Die KEA-Richtlinie stellte erstmals deutlich heraus, daß der Primärenergieaufwand auch unter Gesichtspunkten eine wichtige Größe ist.

In einem Forschungsprojekt des Umweltbundesamtes wurde Ende der 1990er Jahre der sog. kumulierte **Energieverbrauch** (KEV) eingeführt (vgl. Fritsche u.a. 1999 + 2003)¹¹. Der KEV repräsentiert wie der KEA die **Summe aller Primärenergieinputs**, inklusive solcher zur Materialherstellung, klammert aber den Energieinhalt von Brennstoffen aus, die **stofflich** genutzt werden (z.B. Bauholz).

¹⁰ Siehe A-6 für eine kurze Diskussion der Frage, welche Bilanzen für den Stromverbrauch einzelner Verbrauchergruppen (z.B. Haushalte) erstellt werden können.

¹¹ Physikalisch gesehen kann Energie nicht „verbraucht“, sondern nur in andere Formen umgewandelt werden. Der Ausdruck „Verbrauch“ wurde gewählt, um eine Kompatibilität mit dem statistischen Primärenergieverbrauch herzustellen.

Weiterhin setzt der KEV **definitiv** den Nutzungsgrad **jeder** Primärenergiegewinnung auf 100% (z.B. Bergbau, Solarzelle, Wasserkraftwerk), d.h. alle „Förderverluste“ gehen zu Lasten des Lagers (bei fossilen und nuklearen Energieträgern) bzw. des Reservoirs (bei Wasserkraft) oder natürlichem Energiefluß (z.B. bei Solar- und Windenergie). Damit ist eine Kompatibilität mit den UN-, IEA-, EUROSTAT- und DESTATIS-Energiebilanzen gewährleistet.

A-5 Komponenten des KEV

Wichtig ist die Unterscheidung in KEV_{Summe} (gesamter KEV) sowie die Komponenten

- KEV_{NE} = nichterneuerbare (fossile + nukleare) Primärenergien
- KEV_{RE} = regenerative (erneuerbare) Primärenergien

Diese Unterscheidung wird auch international verwendet (vgl. Ecofys 2014; Fritsche & Rausch 2009 + 2011; Itten & Frischknecht 2014; PE 2014) und dient dazu, den KEV_{NE} als „Leitindikator“ für vereinfachte Ökobilanzen verwenden zu können (Fritsche u.a. 1999):

Der gesamte KEV ist zwar für ressourcenorientierte Fragen relevant, aber nicht „richtungssicher“ in Bezug auf Umweltaspekte wie THG-Emissionen und Versauerungspotenzial (vgl. Fritsche u.a. 2003). Wird dagegen auf den KEV_{NE} abgestellt, ergibt sich eine tendenziell gute Übereinstimmung mit den Werten für THG-Emissionen. Zudem wird die Erfüllung der **politischen Zielsetzung**, den Anteil Erneuerbarer zu steigern, notwendig mit höheren KEV_{RE} -Anteilen einhergehen, und dies würde in der alleinigen Verwendung des gesamten KEV nicht sichtbar sein. Daher wird in der hier vorgelegten Bilanzierung vorwiegend auf den KEV_{NE} abgestellt und der KEV_{Summe} nur „nachrichtlich“ ausgewiesen.

A-6 KEV- und THG-Bilanzierung und Stromkennzeichnung

Der hier ermittelte KEV für den durchschnittlichen Strom (vgl. A-1) kann nicht herangezogen werden, um belastbare Aussagen über **Teilmengen** der Stromerzeugung oder des Stromverbrauchs abzuleiten.

Verbraucherseitig ist die **Stromkennzeichnung** ein zunehmend wichtiges Instrument, um Kunden über die Umweltaspekte des bezogenen Produkts zu informieren.

Die Stromkennzeichnung verwendet jedoch **andere** Bilanzgrenzen – sie orientiert sich an den Unternehmen und deren Bezüge und kann z.B. die Anteile von Erneuerbaren gezielt auf Kundengruppen (etwa entsprechend der von ihnen gezahlten EEG-Umlage) zurechnen.