

Kurzstudie:

Der nichterneuerbare kumulierte Energieverbrauch und THG- Emissionen des deutschen Strom- mix im Jahr 2021 sowie Ausblicke auf 2030 und 2050

**Bericht für die HEA - Fachgemeinschaft für
effiziente Energieanwendung e.V.**

vorgelegt von

Uwe R. Fritsche

Hans-Werner Greß

Wissenschaftliche Leitung:

Uwe R. Fritsche uf@iinas.org

Kaufmännische Leitung:

Thomas Stetz ts@iinas.org

Büro:

Heidelberger Straße 129 ½
64285 Darmstadt

t (06151) 850-6077

f (06151) 850-6080

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)
Alison Goss Eng, 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 DE5450890000005548609
BIC GENODEF1VBD

Handelsregister

HRB 90827
Amtsgericht Darmstadt

USt.-ID gem. § 27a UStG

DE 282876833

www.iinas.org

Darmstadt, Oktober 2022

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	ii
Tabellenverzeichnis.....	ii
Abkürzungsverzeichnis.....	iii
1 Einführung	1
2 Recherche der Basisdaten.....	1
3 Szenarien für 2030 und 2050	3
3.1 Die NECP-Zielszenarien.....	3
3.2 Die Szenarien für 2030 und 2050.....	4
4 Bilanzierung des KEV und der THG-Emissionen	5
4.1 Ergebnisse der Berechnungen bis zum Jahr 2021	5
4.2 Ergebnisdiskussion für die Entwicklung bis 2021	6
5 Ausblick auf 2030 und 2050	7
5.1 Ergebnisse für die Szenarien für 2030 und 2050.....	7
5.2 Überblick zu den Ergebnissen von 2000 bis 2050	8
5.3 Robustheit der Ergebnisse.....	11
5.4 Auswirkungen des 2045-Treibhausgasneutralitätsziels	12
5.5 Auswirkungen von Änderungen im Erdgas-Einsatz zur Stromerzeugung und des Erdgas-Importmixes	15
Literatur.....	17
Anhang: Methodische Hinweise zur Bilanzierung.....	18
A-1 Systemgrenzen der Bilanzierung	18
A-2 Anwendungsbereich („scope“).....	19
A-3 Allokation.....	20
A-4 KEV und KEA	20
A-5 Komponenten des KEV.....	21
A-6 KEV- und THG-Bilanzierung und Stromkennzeichnung.....	21
Literatur zum Anhang.....	22

Abbildungsverzeichnis

Bild 1	KEV und THG-Emissionen von Strom bei Abgabe aus dem lokalen Netz für 2000 bis 2021 (nach Statistik) sowie 2030 bis 2050 (Szenarien)	9
Bild 2	KEV und THG-Emissionen von Strom bei Abgabe aus dem Kraftwerkspark (ohne Netz- und Verteilverluste) für 2000 bis 2021 (nach Statistik) sowie 2030 bis 2050 (Szenarien)	10

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Entwicklung der deutschen Brutto-Stromerzeugung 2010 bis 2021 und Szenarien für 2030 und 2050	2
Tabelle 2	KEV und THG-Emissionen der lokalen Strombereitstellung in Deutschland von 2000 bis 2021	5
Tabelle 3	KEV und THG-Emissionen der Strombereitstellung frei Kraftwerkspark in Deutschland von 2000 bis 2021	6
Tabelle 4	KEV und THG-Emissionen von Strom für 2030 und 2050	7
Tabelle 5	KEV und THG-Emissionen von Stromerzeugungsoptionen in 2020	11
Tabelle 6	Übersicht zu den Kraftwerksparks nach NECP und den 2045-Szenarien	13
Tabelle 7	KEV-Werte und THG-Emissionen der Stromerzeugung (frei Netzeinspeisung) in den NECP-Projektionen und den 2045-Vergleichsszenarien	14
Tabelle 8	KEV-Werte und THG-Emissionen der Stromerzeugung aus Importkohle und Gas-GuD-Kraftwerken mit LNG aus den USA (Bandbreite) im Jahr 2030	16

Abkürzungsverzeichnis

AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen
AKW	Atomkraftwerk
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BHKW	Block-Heizkraftwerk
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
DESTATIS	Statistisches Bundesamt
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.
EC	European Commission
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbares-Energien-Gesetz
EU	Europäische Union
GEMIS	Globales Emissions-Modell integrierter Systeme
GuD	Gas- und Dampfturbine (Kombi-Kraftwerk)
H ₂	(molekularer) Wasserstoff
HEA	Fachgemeinschaft für effiziente Energieanwendung e.V.
HKW	Heizkraftwerk
IEA	Internationale Energie-Agentur
IINAS	Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und –strategien
KEV	kumulierter Energie-Verbrauch
KEV _{ges}	gesamter kumulierter Energie-Verbrauch
KEV _{NE}	nichterneuerbarer kumulierter Energie-Verbrauch
KEV _{RE}	erneuerbarer (regenerativer) kumulierter Energie-Verbrauch
KW	Kraftwerk
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MENA	Middle East and North Africa
MW	Megawatt
NECP	National Energy and Climate Plan
ORC	Organic Rankine Cycle
PV	Photovoltaik
RE	Regenerative (erneuerbare) Energien
THG	Treibhausgase
UN	United Nations (Vereinte Nationen)

1 Einführung

Die HEA - Fachgemeinschaft für effiziente Energieanwendung e.V. - beauftragte IINAS mit einer Kurzstudie zu Daten über den kumulierten Energieverbrauch (KEV) des Mix zur Stromerzeugung in Deutschland im Jahr **2021** sowie **Ausblicke auf 2030 und 2050** (Szenarien). Parallel wurden 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 5.1, das alle Basisdaten enthält². GEMIS ermittelt auf Basis von Lebenswegdaten für Energie-, Stoff- und Transportsysteme die Umwelteffekte unter Einbeziehung vorgelagerter Prozesse im In- und Ausland sowie Herstellungsaufwände für die Prozesse.

Alle Kenndaten, mit denen 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 2021 auf Basis von Statistiken recherchiert und Anteile der Kraftwerkstypen (nach Brennstoffen) sowie die Entwicklung der Nutzungsgrade sowie der Vorketten ermittelt.

Wie in früheren Berechnungen (IINAS 2021) wurden dabei aktualisierte statistische Grundlagen verwendet (u.a. AGEb 2022; BMWK 2022).

Die daraus resultierenden Stromerzeugungsmixe bis 2021 und die Szenarien für 2030 und 2050 zeigt die folgende Tabelle.

¹ Siehe dazu IINAS (2021) für die Werte von 2020 und davor.

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

Tabelle 1 Entwicklung der deutschen Brutto-Stromerzeugung 2010 bis 2021 und Szenarien für 2030 und 2050

	Statistische Daten								Szenario-Daten NECP (2020)	
Erzeugung [TWh]	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2030	2050
AKW	140,6	91,8	84,6	76,3	76,0	75,1	64,4	69,0	0	0
Braunkohle	145,9	154,5	149,5	148,4	145,6	114,0	91,7	108,3	56	0
Steinkohle	117,0	117,7	112,2	93,6	82,6	57,5	42,8	54,3	39	0
Erdgas	89,3	62,0	81,3	86,7	81,6	90,0	95,0	89,0	97	18
Öl	8,7	6,2	5,8	5,6	5,1	4,8	4,7	4,8	3	1
Wasserkraft	27,4	24,9	26,1	26,2	17,7	19,7	18,3	19,1	21	21
Windkraft onshore	37,6	71,4	67,6	87,9	90,5	101,2	104,8	92,9	137	224
Windkraft offshore	0,2	7,8	12,5	17,7	19,5	24,7	27,3	24,8	76	272
Solar-PV	11,7	38,7	38,1	39,4	45,8	46,4	48,6	49,0	94	183
Geothermie	0,0	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	3	2
Biomasse	29,6	44,6	45,0	45,0	44,7	44,4	45,0	45,0	42	35
Hausmüll ^a	4,7	5,8	5,9	6,0	6,2	5,8	5,8	5,7	6	7
andere ^b	20,4	21,5	21,9	21,0	27,6	25,7	24,8	22,4	9	2
Summe^c	633,1	647,0	650,8	653,9	642,9	609,4	573,6	584,5	582	764

^a = biogener Anteil; ^b = inkl. Gicht-/Kokereigas, nicht-biogener Hausmüll; ^c = ohne Pumpstrom; Werte gerundet

Quelle: AGEBA (2022) und BMWK (2022) für 2010-2021; für 2030 und 2050: Prognos et al. (2020a+b)

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

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

3 Szenarien für 2030 und 2050

Über die statistischen Daten für die Jahre bis 2021 hinaus wurden ergänzend Szenarien für 2030 und 2050 berechnet, die auf dem **Zielszenario** des National Energy and Climate Plan (NECP) der Bundesregierung (Prognos et al. 2020) beruhen.

3.1 Die NECP-Zielszenarien

Die EU-Vorgaben zur Transparenz im Energiesektor verlangen von Mitgliedsstaaten, regelmäßig über die nationalen Pläne zur Energie- und Klimapolitik in einem einheitlichen Format zu berichten. Deutschland hat in einem intensiven ressortübergreifenden und teilweise öffentlichen Konsultationsprozess unter Federführung des BMWi einen NECP erstellt, der die geplante Entwicklung der Energie- und Klimapolitiken darstellt (BMWi 2020).

Diesem NECP liegt eine mehrjährige Untersuchung zu Grunde, die auch die Entwicklung bis 2050 fortschreibt (Prognos et al. 2020a+b).

Das hier zugrunde gelegte Zielszenario des NECP 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.

Das NECP-Zielszenario bildet allerdings **nicht die mittlerweile erfolgte Vorziehung des Klimaneutralitätsziels auf 2045 ab**.

Es ist davon auszugehen, dass die Umsetzung dieses neuen Klimaneutralitätsziels für 2045 **bereits bis 2030** einen stärkeren Ausbau der erneuerbaren Energien insbesondere im Strombereich impliziert³ und damit die hier analysierte Entwicklung im Hinblick auf den nichterneuerbaren KEV sowie die THG-Emissionen der 2030 und 2050 **konservativ** sind.

Abschnitt 5.4 gibt eine erste grobe Quantifizierung der möglichen Auswirkungen des Klimaschutzgesetzes 2021 für die hier bestimmten Ergebnisse.

³ Lt. des BMWi wird mittlerweile ggü. dem NECP für 2030 ein Mehrbedarf von ca. 100 TWh erneuerbaren Stroms erwartet (<https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2021/07/20210713-erste-abschaetzungen-stromverbrauch-2030.html>). Dies würde den KEV_{NE} sowie die THG-Emissionen des Strommix in 2030 deutlich unter die hier ermittelten Werte senken, wenn der Strommehrbedarf durch erhöhte Erzeugung von Solar- und Windstrom gedeckt würde.

3.2 Die Szenarien für 2030 und 2050

Es handelt sich bei dem hier für 2030 bis 2050 unterlegten NECP-Zielszenario **nicht** um eine Referenzentwicklung, sondern es unterstellt die Einhaltung eines anspruchsvollen THG-Reduktionsziels bis 2050.

Der NECP enthält zwar auch ein Referenz-Szenario, das jedoch eingedenk der Beschlüsse der Bundesregierung zu Klima nur als *fiktive Vergleichsvariante* zu verstehen ist. Das Szenario mit Klimaschutzplan (Zielszenario) baut auf der Referenzentwicklung auf. Es umfasst zusätzlich zur Referenz die Wirkung der Maßnahmen des Klimaschutzprogramms 2030. Grundlage für die berücksichtigten Maßnahmen sind im Wesentlichen der Beschluss des Klimaschutzprogramms vom September 2019 sowie Folgeentscheidungen wie der Kompromiss des Vermittlungsausschusses zum Klimapaket vom 18. Dezember 2019.

Für die Entwicklung bis 2030 sind die Grunddaten in Prognos et al. (2020a) publiziert, die weitere Dynamik bis 2050 gibt der Abschlussbericht der Studie (Prognos et al. 2020b). Nach dem Jahr 2030 werden im Zielszenario zusätzliche technische Maßnahmen eingeführt, um das vorgegebene THG-Reduktionsziel für 2050 zu erreichen (rund -87,5 % ggü. 1990, d. h. die Mitte des Zielkorridors von -80 % bis -95 % Minderung ggü. 1990).

Das NECP-Zielszenario nimmt **von 2030 bis 2050** eine deutliche Ausweitung des Stromeinsatzes im Verkehrs- und Wärmesektor an, was zu einer wesentlich erhöhten Stromerzeugung führt – allerdings mit sehr hohen Anteilen an Erneuerbaren (vgl. Tabelle 1).

Im NECP-Zielszenario wird für 2030 ein Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung von rd. 65% angenommen. Die EEG-2023-Novelle, die von Bundestag und Bundesrat im Sommer 2022 beschlossen wurde, erhöht das EE-Anteilsziel **auf 80% der Stromerzeugung im Jahr 2030**, mit entsprechenden Ausbaukorridoren für Biomasse-, Solar- und Windstrom bis 2029. Damit **unterschätzt** der bisherige NECP die Ausbaudynamik von EE-Strom.

Die Annahmen des NECP wurden dessen ungeachtet hier **unverändert** übernommen.

Für die Modellierung der Stromerzeugung des NECP-Zielszenarios wurden die Daten aus Prognos (2020a+b) auf die Struktur des GEMIS-Kraftwerksparks umgerechnet und weiter untergliedert. Dies erfolgte im Rückgriff auf die Originaldaten der Prognos-Modellierung und liefert konsistente Aussagen.

Der folgende Abschnitt zeigt die entsprechenden Ergebnisse, in Abschnitt 5.4 erfolgt eine grobe Quantifizierung der möglichen Auswirkungen des Klimaschutzgesetzes 2021 für die hier bestimmten Ergebnisse für 2030 und 2050.

4 Bilanzierung des KEV und der THG-Emissionen

Die recherchierten Daten wurden in das Computermodell GEMIS (Version 5.1) eingegeben und die Lebenswege der Stromerzeugung für das Jahr **2021 neu bilanziert** und für die Jahre 2030 bis 2050 aktualisiert⁴.

4.1 Ergebnisse der Berechnungen bis zum Jahr 2021

Die Ergebnisse für die **durchschnittliche kWh Strombereitstellung** aus dem lokalen Netz (Tabelle 2) sowie aus dem **Kraftwerkspark** (d.h. ohne Netz- und Verteilverluste) zeigen die folgenden Tabellen.

Tabelle 2 KEV und THG-Emissionen der lokalen Strombereitstellung in Deutschland von 2000 bis 2021

Option	Kumulierter Energieverbrauch (KEV) [kWh _{primär} /kWh _{el}]		THG-Emissionen [g/kWh _{el}]	
	KEV _{NE}	KEV _{ges}	CO ₂ Äq	CO ₂
Strom lokal 2000	2,71	2,86	679	639
Strom lokal 2005	2,54	2,77	635	602
Strom lokal 2010	2,34	2,74	600	569
Strom lokal 2011	2,21	2,68	610	579
Strom lokal 2012	2,13	2,65	612	580
Strom lokal 2013	2,10	2,64	612	581
Strom lokal 2014	2,04	2,64	594	564
Strom lokal 2015	1,91	2,55	559	531
Strom lokal 2016	1,92	2,54	566	538
Strom lokal 2017	1,76	2,44	520	494
Strom lokal 2018	1,71	2,40	504	480
Strom lokal 2019	1,55	2,29	424	405
Strom lokal 2020	1,37	2,25	382	366
Strom lokal 2021	1,45	2,32	409	391

KEV_{ges}= gesamter KEV; KEV_{NE} = KEV nicht-erneuerbar; CO₂-Äquivalente für GWP₁₀₀ nach IPCC (2013)

Quelle: eigene Berechnung mit GEMIS 5.1

Die Daten für 2021 zeigen, dass sich die Tendenz zur Senkung von KEV- und THG-Werten für die lokale Strombereitstellung **nicht** weiter fortsetzt, allerdings ist die Erhöhung gegenüber dem Vorjahr gering und die 2021-Werte liegen unter denen der Jahre bis 2019.

⁴ Die Aktualisierung der Daten für 2030 und 2050 beruht auf der modellinternen Fortschreibung der neuen Daten für 2020 und 2021. Die Änderungen gegenüber früheren Ergebnissen für 2030 und 2050 sind allerdings sehr gering.

Die entsprechenden Werte für die Strombereitstellung aus dem deutschen Kraftwerksmix, d.h. ohne Netz- und Verteilverluste, zeigt die folgende Tabelle.

Tabelle 3 KEV und THG-Emissionen der Strombereitstellung frei Kraftwerkspark in Deutschland von 2000 bis 2021

Option	Kumulierter Energieverbrauch (KEV) [kWh _{primär} /kWh _{el}]		THG-Emissionen [g/kWh _{el}]	
	KEV _{NE}	KEV _{ges}	CO ₂ Äq	CO ₂
Kraftwerkspark 2000	2,63	2,77	659	619
Kraftwerkspark 2005	2,46	2,69	616	584
Kraftwerkspark 2010	2,27	2,66	582	552
Kraftwerkspark 2011	2,14	2,60	592	562
Kraftwerkspark 2012	2,06	2,57	593	563
Kraftwerkspark 2013	2,03	2,57	593	564
Kraftwerkspark 2014	1,98	2,56	576	547
Kraftwerkspark 2015	1,85	2,47	542	515
Kraftwerkspark 2016	1,86	2,46	549	522
Kraftwerkspark 2017	1,71	2,37	504	479
Kraftwerkspark 2018	1,66	2,33	488	465
Kraftwerkspark 2019	1,50	2,22	411	392
Kraftwerkspark 2020	1,33	2,18	370	355
Kraftwerkspark 2021	1,40	2,25	396	379

KEV_{ges} = gesamter KEV; KEV_{NE} = KEV nicht-erneuerbar; CO₂-Äquivalente für GWP₁₀₀ nach IPCC (2013)

Quelle: eigene Berechnung mit GEMIS 5.1

Die Ergebnisse zeigen, dass sich in 2021 auch beim Strom aus dem Kraftwerksmix die frühere Tendenz zur Senkung von KEV- und THG-Werten **nicht** fortsetzt, aber die Werte nur leicht über denen des Vorjahres und unter denen der Jahre bis 2019 liegen.

4.2 Ergebnisdiskussion für die Entwicklung bis 2021

Die gegenüber dem Vorjahr höheren Werte für 2021 ergeben sich durch wetterbedingt **geringere** Anteile **erneuerbaren** Stroms – insbesondere aus Windenergie - sowie den gestiegenen Anteilen an Strom aus Braun- und Steinkohle (vgl. Tabelle 1), die sich aufgrund der Preisentwicklungen ergaben.

Dies führt auch bei den THG-Emissionen zu einer leichten Erhöhung gegenüber dem Vorjahr (Tabelle 2).

Diese Dynamik erscheint allerdings den längerfristigen Trend zur Senkung der KEV- und THG-Werte nicht zu ändern, wie der Ausblick auf die nächsten Dekaden zeigt.

Der nichterneuerbare kumulierte Energieverbrauch und THG-Emissionen des deutschen Strommix im Jahr 2021 sowie Ausblicke auf 2030 und 2050

5 Ausblick auf 2030 und 2050

Nach 2021 wird sich die Umstrukturierung des deutschen Kraftwerksparks in Richtung höherer Anteile erneuerbarer und geringerer fossil/nuklearer Energien trotz der Energiepreis- und Erdgasbereitstellungskrisen weiter fortsetzen, so dass **künftig wieder von sinkenden** nichterneuerbaren KEV-Werten der Strombereitstellung auszugehen ist. Abschnitt 5.4 gibt eine grobe Quantifizierung der möglichen Auswirkungen des Klimaschutzgesetzes 2021 für die Ergebnisse.

Für **2022 könnten** sich aufgrund günstiger Wetterbedingungen wieder höhere Erzeugungsanteile aus erneuerbaren Energien ergeben, wie Daten für das 1. Halbjahr 2022 zeigen (Nickel 2022). Inwieweit dies durch energiepreis- und versorgungsbedingte Entwicklungen bei Erdgas und Kohle kompensiert wird, ist noch nicht absehbar.

Eine erste Abschätzung der Auswirkungen der Änderungen des Erdgas-Importmixes (Wegfall der Gasimporte aus Russland, Nutzung von LNG-Importen) auf den KEV_{NE} und die THG-Emissionen der Stromerzeugung gibt ein kurzer Exkurs im Abschnitt 5.5.

5.1 Ergebnisse für die Szenarien für 2030 und 2050

Die Ergebnisse der Szenarien für 2030 und 2050 zeigt die folgende Tabelle⁵.

Tabelle 4 KEV und THG-Emissionen von Strom für 2030 und 2050

Option	Kumulierter Energieverbrauch (KEV) [kWh _{primär} /kWh _{el}]		THG-Emissionen [g/kWh _{el}]	
	KEV_{NE}	KEV_{ges}	CO ₂ Äq	CO ₂
Strom lokal 2030 NECP	0,81	1,76	268	257
Strom lokal 2050 NECP	0,08	1,27	32	29
Kraftwerkspark 2030 NECP	0,78	1,71	259	249
Kraftwerkspark 2050 NECP	0,07	1,23	30	28

KEV_{NE} = KEV nicht-erneuerbar; KEV_{ges} = gesamter KEV; CO₂-Äquivalente für GWP₁₀₀ nach IPCC (2013)

Quelle: eigene Berechnung mit GEMIS 5.1; NECP-Zielszenario nach Prognos et al. (2020)

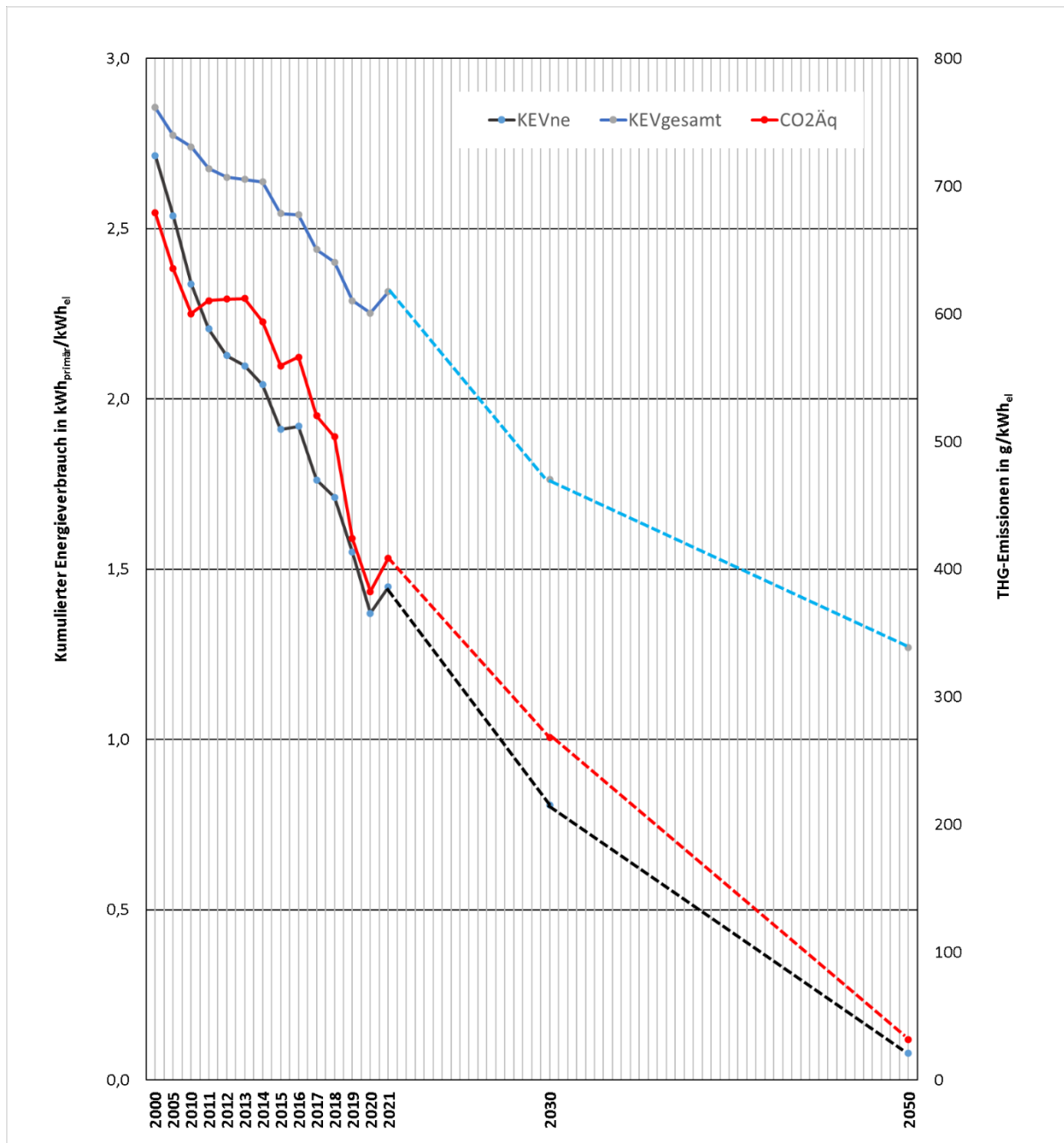
⁵ Die hier bilanzierten Werte zum KEV_{NE} und THG-Emissionen in 2030 und 2050 unterscheiden sich geringfügig von den früher ermittelten Werten durch die erfolgte Aktualisierung der Kenndaten der Stromerzeugung in 2020 und 2021 (siehe Fußnote 4) sowie die im Rahmen einer anderen Studie fortgeschriebenen Erdgas-Vorketten und Erdgas-Importmixe (vgl. IINAS 2021). Die hier bilanzierten Werte liegen sowohl beim KEV_{NE} wie auch bei den THG-Emissionen für 2030 und 2050 **jeweils rund 1% niedriger** als früher berechnet.

Für **2030** ergeben sich im NECP-Zielszenario **verbraucherseitig** (also für lokale Stromnachfrage) ein KEV_{NE} von $0,81 \text{ kWh}_{\text{primär}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ und THG-Emissionen von gerundet $268 \text{ g CO}_2\text{Äq}/\text{kWh}_{\text{el}}$, sowie **erzeugerseitig** (Kraftwerkspark) ein KEV_{NE} von $0,78 \text{ kWh}_{\text{primär}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ und THG-Emissionen von gerundet $259 \text{ g CO}_2\text{Äq}/\text{kWh}_{\text{el}}$. Für **2050** ergibt das NECP-Zielszenario **verbraucherseitig** ein KEV_{NE} von nur $0,08 \text{ kWh}_{\text{primär}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ und THG-Emissionen von $32 \text{ g CO}_2\text{Äq}/\text{kWh}_{\text{el}}$. **Erzeugerseitig** (Kraftwerkspark) ergeben sich ein KEV_{NE} von $0,07 \text{ kWh}_{\text{primär}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ und THG-Emissionen von $30 \text{ g CO}_2\text{Äq}/\text{kWh}_{\text{el}}$.

5.2 Überblick zu den Ergebnissen von 2000 bis 2050

Den Gesamtverlauf von 2000 bis 2021 (nach Statistik) sowie nach den Szenarien für 2030 und 2050 zeigen die folgenden Abbildungen.

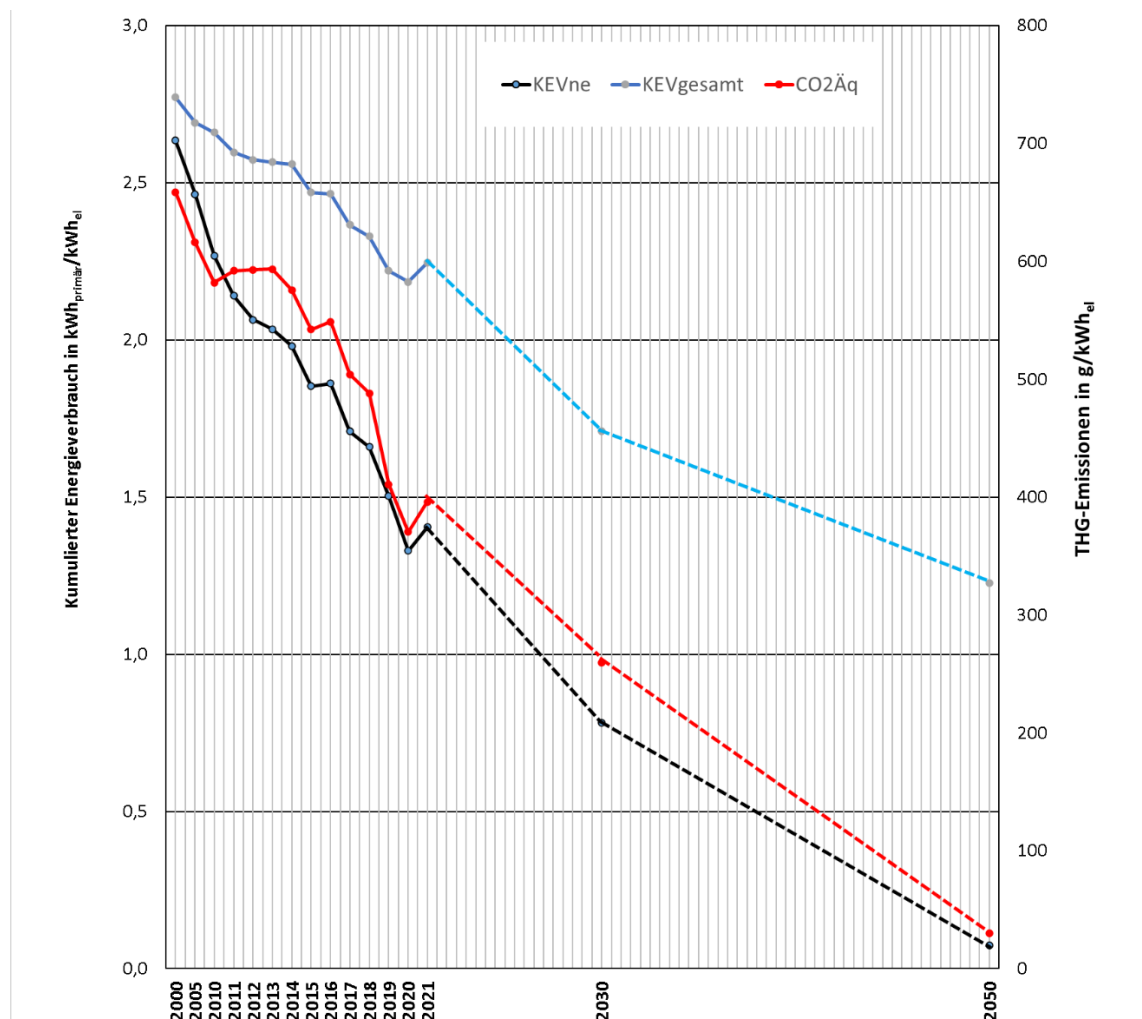
Bild 1 KEV und THG-Emissionen von Strom bei Abgabe aus dem lokalen Netz für 2000 bis 2021 (nach Statistik) sowie 2030 bis 2050 (Szenarien)



Quelle: eigene Berechnung mit GEMIS 5.1; gestrichelte Linien = interpolierte Werte

Der nichterneuerbare kumulierte Energieverbrauch und THG-Emissionen des deutschen Strommix im Jahr 2021 sowie Ausblicke auf 2030 und 2050

Bild 2 KEV und THG-Emissionen von Strom bei Abgabe aus dem Kraftwerkspark (ohne Netz- und Verteilverluste) für 2000 bis 2021 (nach Statistik) sowie 2030 bis 2050 (Szenarien)



Quelle: eigene Berechnung mit GEMIS 5.1; gestrichelte Linien = interpolierte Werte

Der Gesamttrend zu geringeren KEV-Werten seit 2000 ist gut sichtbar und wird sich in den Szenario-Jahren 2030 und 2050 signifikant fortsetzen. Entsprechend den Szenario-Annahmen würde ab etwa dem Jahr 2025 der KEV_{NE} auf Werte unter 1 kWh_{primär}/kWh_{el} sinken, und bis 2050 unter 0,1 kWh_{primär}/kWh_{el}.

Die THG-Emissionen würden nach den Szenario-Annahmen in den Jahren 2030 bis 2050 (nach NECP) weiter **stark absinken** und sowohl verbraucher- wie erzeugerseitig Werte deutlich unter 300 g CO₂Äq/kWh_{el} (2030) erreichen und bis 2050 auf Werte um **30 g CO₂Äq/kWh_{el}** sinken.

Ob - und wenn ja wie - dies real eintritt, ist offen, d.h. es bestehen die o.g. **Unsicherheiten** sowohl hinsichtlich des langfristigen Strom-Mix wie auch der Höhe

der Stromnachfrage (und entsprechender Erzeugung)⁶. Daher gibt der folgende Abschnitt eine kurze Diskussion zur „Robustheit“ der Ergebnisse.

5.3 Robustheit der Ergebnisse

Die hier dargestellten Ergebnisse sind abhängig vom Stromerzeugungsmix. Die Szenarien für 2030 und 2050 beruhen auf Annahmen, bei denen nicht nur die Wahl der erneuerbaren Erzeugungsanteile relevant ist, sondern auch die Anteile von Braun- und Steinkohle sowie Erdgas und Erdöl.

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

Tabelle 5 KEV und THG-Emissionen von Stromerzeugungsoptionen in 2020

Strom aus	kumulierter Energieverbrauch (KEV) [kWh _{primär} /kWh _{el}]		THG-Emissionen [g/kWh _{el}]	
	KEV _{NE}	KEV _{ges}	CO ₂ Äq	CO ₂
Stromnetz-lokal	1,37	2,25	382	366
Strom Kraftwerkspark	1,33	2,18	370	355
Steinkohle-Kraftwerk (Import)*	2,41	2,44	880	809
Braunkohle-Kraftwerk*	2,37	2,37	996	988
Erdgas-GuD-Kraftwerk	1,85	1,88	378	365
Erdgas-GuD-Heizkraftwerk	1,76	1,80	361	348
Atomkraftwerk (AKW)	3,21	3,26	39	38
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)	0,21	1,34	63	60
Biogas-Gülle-BHKW	0,09	2,64	41	27
Biogas-Mais-BHKW	0,21	2,76	176	53

Quelle: eigene Berechnung mit GEMIS 5.1; KWK-Prozesse mit energiebezogener Allokation zwischen gekoppelt erzeugtem Strom und Wärme; KEV_{NE} = KEV nicht-erneuerbar; KEV_{ges} = gesamter KEV; CO₂-Äquivalente für GWP₁₀₀ nach IPCC (2013); *= Werte gegenüber früheren Berechnungen aktualisiert

⁶ Vgl. BMWi-Mitteilung zum höheren Stromverbrauch für 2030 als im NECP erwartet: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2021/07/20210713-erste-abschaetzungen-stromverbrauch-2030.html>

Der KEV_{NE} von AKW-Strom liegt mit $3,2 \text{ kWh}_{\text{primär}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ am höchsten, während Strom aus Erneuerbaren mit KEV_{NE} -Werten deutlich unter $0,3 \text{ kWh}_{\text{primär}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ um mehr als den **Faktor 10 niedriger** liegt.

Für die Entwicklung des KEV_{NE} des Strommixes sind daher weniger die Anteile von Kohle und Gas relevant als vielmehr die von AKW (**erhöhender** Effekt) und Erneuerbaren (**senkender** Effekt).

Die künftig geringeren AKW-Anteile sind durch den gesetzlich geregelten Ausstieg bis zum Jahresende 2022 gut ableitbar, die Erzeugung durch Erneuerbare ist politisch gesetzt ansteigend⁷.

Die szenariogestützten Daten für den KEV_{NE} des **Strommixes** bis 2050 sind daher **als robust** anzusehen.

Bei den THG-Emissionen sind dagegen **alle** Erzeugungsanteile relevant, d.h. der angesetzte Mix fossiler und regenerative Energieträger bestimmt das Ergebnis. Durch den gesetzlich geregelten Kohleausstieg bleibt somit das Verhältnis von Erdgas und Erneuerbaren (inkl. „grünem“ H_2 und Power-to-Gas) die dominante Kenngröße.

Mit der Annahme, dass Deutschland die selbst gesetzten Klimaziele sowie die Vorgaben des Paris-Abkommens bis 2050 einhält, wird der mögliche Korridor der strombezogenen THG-Emissionen sehr eng, daher sind die hier berechneten Ergebnisse ebenfalls als robust anzusehen.

5.4 Auswirkungen des 2045-Treibhausgasneutralitätsziels

Wie schon angemerkt, impliziert das seit 2021 gesetzlich geregelte Vorziehen des Klimaneutralitätsziels auf 2045 **bereits bis 2030** einen stärkeren Ausbau der erneuerbaren Energien zu Lasten der fossilen Energieträger insbesondere im Strombereich⁸, was zu einer weiteren Absenkung des nichterneuerbaren Primärenergiebedarfs und der THG-Emissionen führen wird.

Mittlerweile liegen zwei Studien vor, die Szenarien für eine solche Entwicklung beschreiben⁹:

- dena-Leitstudie „Aufbruch Klimaneutralität“ (dena 2021)
- „Klimaneutrales Deutschland 2045“ (Prognos et al. 2021).

⁷ Die EEG-Novelle 2023 zielt auf einen Erneuerbaren Energien-Anteil an der Stromerzeugung von 80% bis 2030. Dies ist im hier berechneten NECP-Szenario unberücksichtigt, ebenso wie ein ggf. erfolgende Weiterbetrieb einiger AKW über 2022 hinaus.

⁸ vgl. Fußnote 7.

⁹ Eine entsprechend aktualisierte Projektion der Prognos AG für BMWK lag zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Kurzstudie nicht vor.

Beide stellen dar, wie Deutschland bis zum Jahr 2045 in **allen** Sektoren klimaneutral werden könnte u.a. durch verstärkte Maßnahmen zum Ausbau der Erneuerbaren Energien im **Stromsektor**.

Diese Studien wurden einer ersten Auswertung unterzogen, nach der sich die in der folgenden Tabelle dargestellte Entwicklung des künftigen Kraftwerksparks in Deutschland von 2030 bis 2045 ergibt.

Tabelle 6 Übersicht zu den Kraftwerksparks nach NECP und den 2045-Szenarien

	Szenario-Daten NECP (2020)		dena Leitstudie (2021)		KN2045 (Prognos et al. 2021)	
Erzeugung [TWh]	2030	2050	2030	2045	2030	2045
AKW	0	0	0	0	0	0
Braunkohle	56	0	5	0	3	0
Steinkohle	39	0	11	0	20	0
Erdgas	97	18	137	3	134	0
Öl	3	1	0	0	0	0
Wasserkraft	21	21	17	16	21	21
Windkraft onshore	137	224	216	303	149	293
Windkraft offshore	76	272	93	199	90	236
Solar-PV	94	183	123	235	137	339
Geothermie	3	2	-	-	-	-
Biomasse	42	35	24	21	38	10
Hausmüll ^a	6	7	5	1	-	-
andere ^b	9	2	0	65	12	62
Summe^c	582	764	631	843	604	961

^a = biogener Anteil; ^b = inkl. Gicht-/Kokereigas, nicht-biogener Hausmüll, bei dena und Prognos inkl. „grünem“ Wasserstoff; ^c = ohne Pumpstrom; Werte gerundet

Quelle: Prognos et al. (2020a+b) für NECP 2030 und 2050, dena (2021) für die Leitstudie und Prognos et al. (2021) für das KN2045-Szenario

In den Werten für die dena-Leitstudie und das KN2045-Szenario in Tabelle 6 ist anzumerken, dass Details der jeweiligen Modellierung nicht zugänglich waren, womit geringe Unschärfen bei der Abbildung der jeweiligen Kraftwerksparks in GEMIS 5.1 auftreten, die Geothermie und Hausmüll betreffen.

Weiterhin sind Daten zur Bereitstellung und Speicherung von Wasserstoff in diesen Studien nur aggregiert verfügbar.

Daher sind die aus Tabelle 6 abgeleiteten Aussagen nur als **grobe Orientierung** zu verstehen.

Um zumindest eine erste – wie gesagt: grobe - **quantitative** Einschätzung zu geben, wie sich die Strommixe der Studien auf die KEV-Werte und THG-Emissionen im Vergleich zu den für den NECP bilanzierten Daten auswirken, wurden die Werte für die dena-Leitstudie und das „Klimaneutrale Deutschland 2045“ (KN2045) mit GEMIS berechnet (vgl. Tabelle 7).

Tabelle 7 KEV-Werte und THG-Emissionen der Stromerzeugung (frei Netzeinspeisung) in den NECP-Projektionen und den 2045-Vergleichsszenarien

Option	Kumulierter Energieverbrauch (KEV) [kWh _{primär} /kWh _{el}]		THG-Emissionen [g/kWh _{el}]	
	KEV _{NE}	KEV _{ges}	CO ₂ Äq	CO ₂
Kraftwerkspark 2030 NECP	0,78	1,71	260	249
Kraftwerkspark 2030 (dena)	0,48	1,42	121	115
Kraftwerkspark 2030 (KN)	0,53	1,53	138	130
Kraftwerkspark 2045 (dena)	0,03	1,22	13	11
Kraftwerkspark 2045 (KN)	0,02	1,30	20	19
Kraftwerkspark 2050 NECP	0,07	1,23	30	28

Quelle: Eigene Berechnung mit GEMIS 5.1 auf Basis des NECP (Prognos et al. 2020a+b) sowie dena (2021) und Prognos et al. (2021); CO₂-Äquivalente für GWP₁₀₀ nach IPCC (2013); KEV_{ges}= gesamter KEV; KEV_{NE} = KEV nicht-erneuerbar; dena = (dena 2021); KN = Klimaneutrales Deutschland 2045 (Prognos et al. 2021)

Der Vergleich der Ergebnisse für das **Jahr 2030** zeigt, dass der KEV_{NE} in den beiden neueren Studien gegenüber den Werten nach NECP **deutlich geringer** wäre und die THG-Emissionen sich fast halbierten¹⁰.

Der Wertevergleich für das Jahr 2045 gegenüber den NECP-Werten für 2050 zeigt, dass sich der KEV_{NE} nach den neueren Studien bereits fünf Jahre **vorher** mehr als halbieren und die THG-Emissionen weiter drastisch sinken würden.

Damit ist die hier analysierte Entwicklung des KEV_{NE} sowie der THG-Emissionen unter der Annahme einer künftig früheren Klimaneutral-Zielerreichung für die Jahre 2030 und 2050 als **sehr konservativ** anzusehen.

Es bleibt künftigen Arbeiten vorbehalten, eine detailliertere Analyse der genannten neuen Studien und des in Arbeit befindlichen NECP-updates durchzuführen.

¹⁰ Diese deutliche Reduktion ist zudem konservativ, da die dena-Leitstudie für 2030 einen EE-Anteil an der Stromerzeugung von 76% und das KN2045-Szenario von 72% annehmen, während das EE-Anteilsziel an der Stromerzeugung bis 2030 nach dem EEG 2023 bei 80% liegt (vgl. Fußnote **Fehler! Textmarke nicht definiert.**).

5.5 Auswirkungen von Änderungen im Erdgas-Einsatz zur Stromerzeugung und des Erdgas-Importmixes

Wie Tabelle 6 zeigt, gehen auch die im vorherigen Abschnitt diskutierten neueren Studien von einem gegenüber dem NECP **höheren Erdgas-Einsatz** in der Stromerzeugung für das Jahr 2030 aus – er liegt in diesen Studien auch deutlich höher als im Jahr 2021 (siehe Tabelle 1).

Der Erdgas-Anteil an der Stromerzeugung im Jahr 2030 beträgt 17% (NECP) bzw. 22% (dena-Leitstudie und KN45) – im Jahr 2021 lag der Anteil bei 15%.

Diese Dynamik ist aus heutiger Sicht eingedenk der Preisentwicklung für Erdgas sowie des politisch gesetzten Auslaufens russischer Gasimporte **nicht mehr realistisch**:

Es erscheint wesentlich plausibler, einen (noch) stärkeren Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung – insbesondere aus Wind und Photovoltaik – anzunehmen, da diese schon heute wesentlich geringere Stromerzeugungskosten aufweisen als Erdgas-Kraftwerke.

Im NECP-Zielszenario liegt der Anteil der erneuerbaren Stromerzeugung im Jahr 2030 bei 64%, in der dena-Leitstudie bei 75% und in KN45 bei 72%. Dies ist **zu wenig** eingedenk der Zielsetzung der Bundesregierung von 80% nach dem EEG-2023.

Würde das Ausbauziel von 80% EE-Anteil für das Jahr 2030 **als erreicht** angenommen und die restliche Stromerzeugung durch nur 5% Erdgas, 10% Kohle sowie 5% andere (Hausmüll, Gichtgas usw.) angesetzt, würde der **KEV_{NE} auf rund 0,4 kWh_{primär}/kWh_{el} sinken** und die **THG-Emissionen (CO₂-Äquivalente) ca. 144 g/kWh_{el} betragen**.

Der **KEV_{NE}** läge damit **deutlich unter** den Werten, die sich für das Jahr 2030 nach NECP, dena-Leitstudie und KN45 ergeben, während die THG-Emissionen zwar unter denen des NECP, aber leicht über denen nach dena-Leitstudie und KN45 lägen (vgl. Tabelle 7).

Eine **Unsicherheit**, die sich durch die Ereignisse des Jahres 2022 ergibt, liegt in der künftigen Entwicklung des deutschen **Erdgas-Importmixes**. Durch das politisch gesetzte Auslaufen russischer Gasimporte wird sich die Lieferung von Erdgas nach Deutschland bis 2030 voraussichtlich zu einem leicht höheren Anteil aus Norwegen und einer deutlichen LNG-Komponente verändern.

EWI (2022) zeigt in einer Szenarienbetrachtung, wie diese Veränderung sich quantitativ darstellen könnte. Für Deutschland würde – allerdings zu wesentlich höheren Preisen als heute – der **LNG-Import vor allem aus den USA** relevant.

Zudem wird im Zuge der deutschen Wasserstoff-Strategie diskutiert, national erzeugten sowie importierten „grünem“ Wasserstoff (H_2 aus erneuerbaren Energien) verstärkt in das deutsche Gas-Mix aufzunehmen und auch die Menge an Biomethan zu erhöhen. Diese möglichen Entwicklungen hätten Auswirkungen auf den KEV_{NE} der Stromerzeugung sowie die strombedingten THG-Emissionen: In einer **Modellrechnung** für das Gas-Mix im Jahr 2030 **ohne** russisches Gas, aber mit **50% LNG** aus den USA (als Grenzbetrachtung) sowie 35% Erdgas aus Norwegen, 5% Erdgas aus den Niederlanden (z.T. ebenfalls aus regasifizierten LNG-Importen), 5% „grünem“ H_2 und je 2,5% heimischer Gasförderung und Biomechan würden sich KEV_{NE} -Werte von 1,04 – 1,16 $kWh_{primär}/kWh_{Gas}$ ergeben und THG-Emissionen (CO_2 -Äquivalente) von 31 – 79 g/kWh_{Gas} . Die Bandbreite ergibt sich durch Unsicherheiten der künftigen LNG-Bereitstellung aus den USA, wo Exporte vorwiegend auf „fracking“ beruhen, dessen THG-Emissionen und Verluste unterschiedlich eingeschätzt werden (vgl. IINAS 2014).

Für das o.g. künftige Modell-Strommix für das Jahr 2030 (80% EE-Anteil, 5% Erdgas, 10% Kohle sowie 5% andere) würde der KEV_{NE} **auf 0,39 – 0,40 $kWh_{primär}/kWh_{el}$ sinken** und die **THG-Emissionen (CO_2 -Äquivalente) auf 145 – 149 g/kWh_{el} .**

Die Auswirkungen eines deutlich veränderten Gas-Importmixes auf die Stromerzeugung des Jahres 2030 ist damit in Bezug auf die KEV_{NE} - und THG-Werte **sehr gering**, der Einfluss von Annahmen zum Stromerzeugungs-Mix (Anteile Erneuerbare, Gas, Kohle) ist **deutlich stärker**. Dies zeigt die folgende Einzelbetrachtung: Tabelle 8 gibt die Ergebnisse zur Stromerzeugung im Jahr 2030 nur aus Importkohle im Vergleich mit den beiden Extremfällen von Strom aus einem Gas-GuD-Kraftwerk, das mit reinem LNG-Import aus den USA betrieben wird (für mittlere und hohe THG-Emissionen aus „fracking“).

Tabelle 8 KEV-Werte und THG-Emissionen der Stromerzeugung aus Importkohle und Gas-GuD-Kraftwerken mit LNG aus den USA (Bandbreite) im Jahr 2030

Option	Kumulierter Energieverbrauch (KEV) [$kWh_{primär}/kWh_{el}$]		THG-Emissionen [g/kWh_{el}]	
	KEV_{NE}	KEV_{ges}	$CO_2\ddot{A}q$	CO_2
Importkohle-Kraftwerk	2,41	2,44	880	808
Gas-GuD-Kraftwerk, US-LNG (mittel)	2,00	2,02	427	416
Gas-GuD-Kraftwerk, US-LNG (hoch)	2,39	2,42	586	519

Quelle: Berechnung mit GEMIS 5.1; CO_2 -Äquivalente für GWP_{100} nach IPCC (2013); KEV_{ges} = gesamter KEV; KEV_{NE} = KEV nicht-erneuerbar

Literatur

- AGEB (2022) Stromerzeugung nach Energieträgern (Strommix) von 1990 bis 2021 (in TWh) Deutschland gesamt. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. Berlin https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2022/03/STRERZ_2021Feb22_web.xlsx
- BMWi (2020) Nationaler Energie- und Klima-Plan. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/I/integrierter-nationaler-energie-klimaplan.pdf>
- BMWK (2022) Energiedaten: Gesamtausgabe. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. Berlin <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Binaer/Energiedaten/energiedaten-gesamt-xls-2022.xlsx>
- dena (2021) dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Deutsche Energie-Agentur. Berlin https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf
- EWI (2022) Entwicklungen der globalen Gasmärkte bis 2030 - Szenarienbetrachtung eines beschränkten Handels mit Russland. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln i.A. von Zukunft Gas e.V. Köln <https://gas.info/fileadmin/Public/PDF-Download/studie-entwicklung-der-globalen-gasmaerkte.pdf>
- IINAS (2014) Comparison of GHG emissions from unconventional natural gas ("fracking") in key studies. Fritsche, Uwe; Fingerman, Kevin & Hunt, Suzanne. Study of the International Institute for Sustainability Analysis and Strategy for ExxonMobil Production Germany. Darmstadt & Washington, DC https://iinas.org/app/downloads_from_old_page/GEMIS/2014_Fracking_analysis_comparison.pdf
- IINAS (2021) Der nichterneuerbare kumulierte Energieverbrauch und THG-Emissionen des deutschen Strommix im Jahr 2020 sowie Ausblicke auf 2030 bis 2050. Fritsche, Uwe R. & Greß, Hans-Werner. Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und –strategien. Kurzstudie für die Fachgemeinschaft für effiziente Energieanwendungen e.V. (HEA). Darmstadt https://iinas.org/app/uploads/2021/11/2021_KEV_THG_Strom-2020_und_2030-2050.pdf
- Nickel, Michael (2022) Entwicklungen in der deutschen Stromwirtschaft – 1. Halbjahr 2022. Vortrag bei der Sitzung der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen am 29. Juli 2022 in Berlin https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2022/08/AGEB-Tagung-Juli-2022_Strom.pdf
- Prognos et al. (2020a) Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050 - Dokumentation von Referenzszenario und Szenario mit Klimaschutzprogramm 2030. Prognos AG, FhG-ISI, GWS & IINAS i.A. des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Basel etc. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/klimagutachten.pdf>
- Prognos et al. (2020b) Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050 - Abschlussbericht. Prognos AG, FhG-ISI, GWS & IINAS i.A. des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Basel etc.
- Prognos et al. (2021) Klimaneutrales Deutschland 2045 - Langfassung. Prognos AG, Öko-Institut & Wuppertal-Institut i.A. von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende & Agora Verkehrswende. Berlin https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_231_KNDE2045_Langfassung_DE_WEB_2.pdf

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** aus¹¹. 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 für Energiesysteme typische Lebensdauern von 15 bis 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.

Diese Vereinfachung führt eingedenk der bekannten Lastflüsse (Importe von Wasserkraftstrom aus Österreich und Schweiz, Kohlestrom aus Polen und der

¹¹ 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.

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 (2015) – 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 anzusehen¹².

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.

¹² 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 nach IPCC 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 den nationalen 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**¹³.

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 **energiwertbezogene** 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 Umweltgesichtspunkten eine wichtige Größe ist.

In einem Forschungsprojekt des Umweltbundesamtes wurde Ende der 1990er Jahre der sog. kumulierte **Energieverbrauch** (KEV) eingeführt (vgl. Fritsche et al. 1999 + 2003)¹⁴. 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).

¹³ Siehe A-6 für eine kurze Diskussion der Frage, welche Bilanzen für den Stromverbrauch einzelner Verbrauchergruppen (z.B. Haushalte) erstellt werden können.

¹⁴ 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 die Kompatibilität mit 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 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 et al. 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_{NE} -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_{ges} 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.

Literatur zum Anhang

- EN ISO 14041 Umweltmanagement Ökobilanz - Festlegung des Ziels und des Untersuchungsrahmens sowie Sachbilanz. Deutsche Fassung prEN ISO 14041:1997
- 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 (2015) 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
- VDI (1997) VDI Richtlinie 4600 - Kumulierter Energieaufwand - Begriffe, Definitionen, Berechnungsmethoden. Düsseldorf