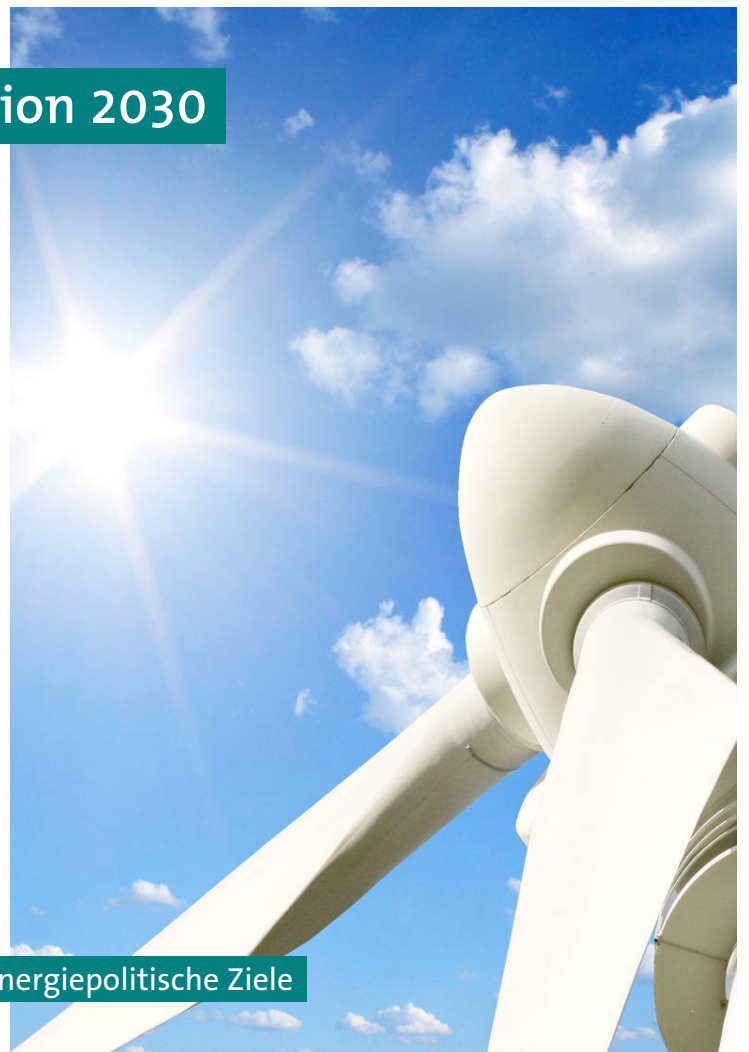


## Diskussion 2030

Klima- und energiepolitische Ziele



MINISTERIUM  
FÜR EIN  
LEBENSWERTES  
ÖSTERREICH





## DISKUSSION 2030

### Klima- und energiepolitische Ziele

Christian Heller,  
Michael Gössl,  
Nikolaus Ibesich,  
Elisabeth Kappel,  
Thomas Krutzler,  
Friedrich Pötscher,  
Wolfgang Schieder,  
Ilse Schindler,  
Alexander Storch,  
Gudrun Stranner



REPORT  
REP-0488

Wien 2014

**Projektleitung**

Christian Heller

**AutorInnen**

Christian Heller  
Michael Gössl  
Nikolaus Ibesich  
Elisabeth Kappel  
Thomas Krutzler  
Friedrich Pötscher  
Wolfgang Schieder  
Ilse Schindler  
Alexander Storch  
Gudrun Stranner

**Lektorat**

Maria Deweis

**Layout**

Manuela Kaitna

**Umschlagphoto**

© @nt – Fotolia.com

Diese Publikation wurde im Auftrag des BMLFUW erstellt.

Weitere Informationen zu Umweltbundesamt-Publikationen unter: <http://www.umweltbundesamt.at/>

**Impressum**

Medieninhaber und Herausgeber: Umweltbundesamt GmbH  
Spittelauer Lände 5, 1090 Wien/Österreich

Eigenvervielfältigung

*Gedruckt auf CO<sub>2</sub>-neutralem 100 % Recyclingpapier.*

© Umweltbundesamt GmbH, Wien, 2014  
Alle Rechte vorbehalten  
ISBN 978-3-99004-295-3

# INHALT

<b>1</b>	<b>EINLEITUNG</b> .....	5
<b>2</b>	<b>MÖGLICHE ZIELE BIS 2030</b> .....	7
<b>2.1</b>	<b>Ziele auf EU-Ebene</b> .....	7
2.1.1	Ziele für THG, RES und Energieeffizienz .....	7
2.1.2	Kernaussagen der Folgenabschätzung der EK .....	13
<b>2.2</b>	<b>Aufteilung der THG-Zielerreichung zwischen ETS und non-ETS</b> ....	15
<b>2.3</b>	<b>Indikatoren im Mitgliedstaaten-Vergleich</b> .....	18
2.3.1	Indikatoren für Wirtschaftswachstum .....	18
2.3.2	Indikatoren für gesamte THG-Emissionen.....	20
2.3.3	Indikatoren für non-ETS THG-Emissionen .....	24
2.3.4	Vergleich der Mitgliedstaaten in den non-ETS relevanten Sektoren .....	26
<b>2.4</b>	<b>Mögliche Lastenaufteilung der non-ETS-Ziele auf die Mitgliedstaaten</b> .....	36
2.4.1	Gemäß BIP/Kopf.....	39
2.4.2	Gemäß non-ETS THG/Kopf.....	40
2.4.3	Gemäß non-ETS THG/BIP.....	41
2.4.4	Gemäß 2 Stufen: non ETS flatrate (15 %) + BIP/Kopf.....	42
2.4.5	Gemäß 2 Stufen: non ETS/Kopf + BIP/Kopf.....	43
2.4.6	Gemäß 2 Stufen: non ETS/BIP + BIP/Kopf.....	44
2.4.7	2-Stufen: Flatrates & non-ETS/BIP (Typ I).....	46
2.4.8	2-Stufen: Flatrates & non-ETS/BIP .....	47
2.4.9	Mögliche Zielableitung und Szenarien im Vergleich .....	48
<b>2.5</b>	<b>Mögliche Aufteilung des Erneuerbaren-Ziels auf Mitgliedstaaten</b> .....	51
<b>2.6</b>	<b>Kohärenz der Ziele</b> .....	53
<b>3</b>	<b>REDUKTIONSPOTENZIALE UND VERBUNDENE KOSTEN</b> .....	54
<b>3.1</b>	<b>Allgemeine Aspekte</b> .....	54
<b>3.2</b>	<b>Verkehr</b> .....	56
3.2.1	Mineralölsteuer (MöSt).....	56
3.2.2	Elektromobilität.....	57
3.2.3	Tempolimit.....	60
3.2.4	Geringere Ausgaben durch geringere Importe von Kraftstoffen .....	61
<b>3.3</b>	<b>Ökostrom</b> .....	61
<b>3.4</b>	<b>Maßnahmenkosten im Sektor Gebäude</b> .....	65
<b>3.5</b>	<b>Industrie</b> .....	69
3.5.1	Geringere Ausgaben durch geringeren Energieverbrauch und Abgaben für CO <sub>2</sub> -Emissionen (CO <sub>2</sub> -Zertifikate bzw. CO <sub>2</sub> -Abgabe).....	69
<b>4</b>	<b>ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS</b> .....	71
<b>5</b>	<b>LITERATURVERZEICHNIS</b> .....	72



# 1 EINLEITUNG

Um langfristig den durch den Klimawandel bedingten Temperaturanstieg auf 2 °C zu beschränken, ist für die Europäische Union eine Reduktion der Emissionen von Treibhausgasen (THG) bis 2050 um zumindest 80 % gegenüber 1990 erforderlich. Die Europäische Kommission (EK) beschreibt in ihren Fahrplänen „Low Carbon Roadmap 2050“ (EK 2011a) und „Energy Roadmap 2050“ (EK 2011b), wie eine solche Reduktion realisiert werden könnte.

Mit dem Klima- und Energiepaket hat sich die EU verpflichtet, bis zum Jahr 2020 den THG-Ausstoß um 20 % im Vergleich zu 1990 zu reduzieren und den Anteil an erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch auf 20 % zu steigern. Auch wenn die EU auf dem Weg ist, diese Ziele zu erreichen (EEA 2013a, EK 2014a), ist nach 2020 ein steilerer Pfad erforderlich, um die langfristige Reduktion im Jahr 2050 zu erreichen. Als drittes, jedoch für die Mitgliedstaaten nicht rechtsverbindliches Ziel, hat sich die EU dazu verpflichtet, ihre Energieeffizienz um 20 % zu steigern<sup>1</sup>.

Um einen Rechtsrahmen für 2030 zu schaffen, durch welchen der erforderliche Pfad hin zu 2050 eingeschlagen wird, hat die Europäische Kommission im März 2013 das „Grünbuch 2030“ (EK 2013a) für einen klima- und energiepolitischen Rahmen veröffentlicht. Mit diesem Grünbuch wurde eine öffentliche Konsultation gestartet, welche eine breite Zustimmung für einen rechtsverbindlichen klima- und energiepolitischen Rahmen auf EU-Ebene für 2030 zeigte.

Auf Basis der Stellungnahmen der öffentlichen Konsultation und der Erfahrungen mit den Zielen für 2020 veröffentlichte die EK am 22. Jänner eine Mitteilung (EK 2014b) und eine begleitende Folgenabschätzung über Auswirkungen und mögliche Pfade klima- und energiepolitischer Zwischenziele für 2030 (EK 2014a) anhand von aktualisierten Szenarien über 2030 bis hin zu 2050. Das aktualisierte Referenz-Szenario (EK 2013b) weist für 2030 eine Reduktion der Treibhausgase von 32 % sowie einen Anteil an erneuerbarer Energie von 24 % aus. Die EK schlägt in ihrer Mitteilung folgende Ziele vor:

- Reduktion des Ausstoßes von Treibhausgasen um 40 % gegenüber 1990
- Diese Reduktion soll auf eine Reduktion im ETS-Bereich um 43 % und eine Reduktion im non-ETS Bereich um 30 % (jeweils gegenüber 2005) aufgeteilt werden
- Eine Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energie am Bruttoendenergieverbrauch auf 27 %.

Die Ziele dieser Studie sind

- die wesentlichen Ergebnisse und Aussagen der Mitteilung und der Folgeabschätzung der EK zusammenzufassen,
- die von der EK vorgeschlagene Reduktion der THG um 40 % bis 2030 gegenüber 1990 hinsichtlich ihrer Eignung zur kostengünstigen Erreichung der langfristigen Dekarbonisierung zu diskutieren,

## **Roadmaps 2050**

## **2020-Ziele**

## **bisherige Schritte zum Klima- und Energiepaket 2030**

## **Vorschläge der EK für 2030**

## **Ziele dieser Studie**

<sup>1</sup> Das Energieeffizienzziel ist definiert als eine Reduktion des Primärenergieverbrauchs um 20 % im Vergleich zu den Prognosen aus dem Jahr 2007 für 2020.

- das von der EK vorgeschlagene Ziel für einen Anteil der erneuerbaren Energien von 27 % für 2030 hinsichtlich seiner Eignung und der möglichen Konsequenz ambitionierterer Ziele sowie auch die Eignung eines zusätzlichen Ziels für die Verbesserung der Energieeffizienz zu diskutieren,
- die Auswirkungen auf die Kohärenz dieser Ziele abzuschätzen,
- mögliche Aufteilungen des THG-Reduktion-Gesamtziel 2030 auf ETS und non-ETS zu diskutieren,
- die möglichen Aufteilungen eines Ziels für die THG-Reduktion im non-ETS für 2030 auf Mitgliedstaaten anhand von verfügbaren und belastbaren Indikatoren vorzuschlagen,
- die möglichen Aufteilungen des Ziels für den erneuerbaren Anteil 2030 auf Mitgliedstaaten anhand von verfügbaren und belastbaren Indikatoren vorzuschlagen.

***Bereich möglicher non-ETS Ziele für Österreich 2030: -27 % bis -40 %***

Bei einer Gesamtreduktion im non-ETS Bereich von 30 % im Jahr 2030 im Vergleich zu 2005, ergibt sich unter Anwendung verschiedener Aufteilungsschlüssel für Österreich ein mögliches Reduktionsziel im non-ETS Bereich von 27 % (kosteneffiziente Aufteilung aus der Folgenabschätzung der EK) bis 40 % (bei Anwendung des Wohlstandsindikators BIP/Kopf). Berücksichtigt man Indikatoren, die die Effizienz (z. B. auf Basis von THG/BIP) abbilden, liegen mögliche Zielverpflichtungen für Österreich zwischen diesen beiden Werten.

***Bereich möglicher Erneuerbaren Ziele für Österreich 2030: 41 % bis 44 %***

Der EU-weite Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch liegt in den Szenarien der EK mit einer THG-Reduktion von 40 % bei 26 % bis 30 % im Jahr 2030. Für Österreich ergibt sich daraus, sowohl aus der kosteneffizienten Aufteilung in der Folgenabschätzung der EK als auch als bei Anwendung des Wohlstandsindikators BIP/Kopf, ein Anteil der Erneuerbaren Energien von 41 % bis 44 % im Jahr 2030.

***Kohärenz möglicher Ziele***

Um die Kohärenz möglicher Ziele für den non-ETS Bereich und den Anteil an Erneuerbaren in Österreich zu prüfen, können die Ergebnisse aus dem nationalen Szenario WAM plus herangezogen werden (UMWELTBUNDESAMT 2013b). In diesem Szenario wird eine Reduktion der non-ETS THG-Emissionen um 32 % im Jahr 2030 gegenüber 2005 sowie ein Anteil an Erneuerbaren Energien von 43 % erreicht. Beide Werte liegen somit im Bereich möglicher und derzeit auf nationaler und EU-Ebene diskutierter Ziele.



## 2 MÖGLICHE ZIELE BIS 2030

In diesem Kapitel werden in einem ersten Schritt die von der EK in ihrer Mitteilung (EK 2014b) vorgeschlagenen 2030-Ziele zur Reduktion der Treibhausgase (EU-weit 40 % gegenüber 1990) und für erneuerbare Energieträger (EU-weit 27 % des Bruttoendenergieverbrauchs) hinsichtlich ihrer Ambitioniertheit, Kohärenz und möglicher Auswirkungen auf den weiteren Pfad nach 2030 hin zu 2050 diskutiert (siehe Kapitel 2.1.1).

In einem zweiten Schritt wird die Aufteilung der THG-Reduktionsziele zwischen ETS und non-ETS bei verschiedenen Gesamt-THG-Reduktionszielen diskutiert (siehe Kapitel 2.2).

In einem dritten Schritt werden Vorschläge für die Aufteilung des non-ETS-Ziels auf Mitgliedstaaten diskutiert. Dafür wurden zunächst Vergleiche zwischen den Mitgliedstaaten anhand verschiedener Indikatoren erstellt (siehe Kapitel 2.3) und daraus mögliche Ziele abgeleitet, welche eine faire und umsetzbare Aufteilung erlauben (siehe Kapitel 2.4).

In einem vierten Schritt werden auch für eine Aufteilung des erneuerbare Energieträger-Ziels zwischen den Mitgliedstaaten mögliche Ziele abgeleitet und diskutiert, welche als fair und umsetzbar angesehen werden können (siehe Kapitel 2.5).

### 2.1 Ziele auf EU-Ebene

#### 2.1.1 Ziele für THG, RES und Energieeffizienz

Die EU ist mit einer 17 %igen Reduktion der gesamten Treibhausgase im Jahr 2011 (gegenüber 1990) auf dem Weg, das Ziel einer THG-Reduktion von 20 % bis 2020 zu erreichen (EEA 2013a). Die Zwischenziele für erneuerbare Energie wurden erreicht (Anteil Erneuerbare am Bruttoendenergieverbrauch 2010: 12,7 %). Weitere Anstrengungen sind jedoch erforderlich, um die 2020-Ziele auf der gesamten EU-Ebene sowie in den Mitgliedstaaten zu erreichen.

***THG-Ziel bis 2020 wird voraussichtlich übererfüllt***

Die EK geht in ihrem aktualisierten Referenz-Szenario (EK 2013b) von einer 24 %igen THG-Reduktion bis 2020 aus. Für die Jahre 2030 und 2050 zeigt das Referenz-Szenario eine Reduktion von 32 % bzw. 44 % gegenüber 1990. Der Anteil an erneuerbaren Energieträgern am Bruttoendenergieverbrauch erreicht 21 %, 24 % und 29 % in den Jahren 2020, 2030 und 2050. Das indikative Ziel der Energieeinsparung um 20 % würde im Referenz-Szenario mit 17 % im Vergleich zu den Prognosen von 2007 knapp verfehlt.

***Referenzszenario 2030: THG –32 %, RES 24 %***

In ihrer Mitteilung vom 22. Jänner 2014 (EK 2014b) schlägt die Europäische Kommission ein EU-weites THG-Reduktionsziel von 40 % bis 2030 im Vergleich zu 1990 sowie einen Anteil an Erneuerbaren von mindestens 27 % vor.

***Vorschlag EK für 2030: THG –40 %, RES 27 %***

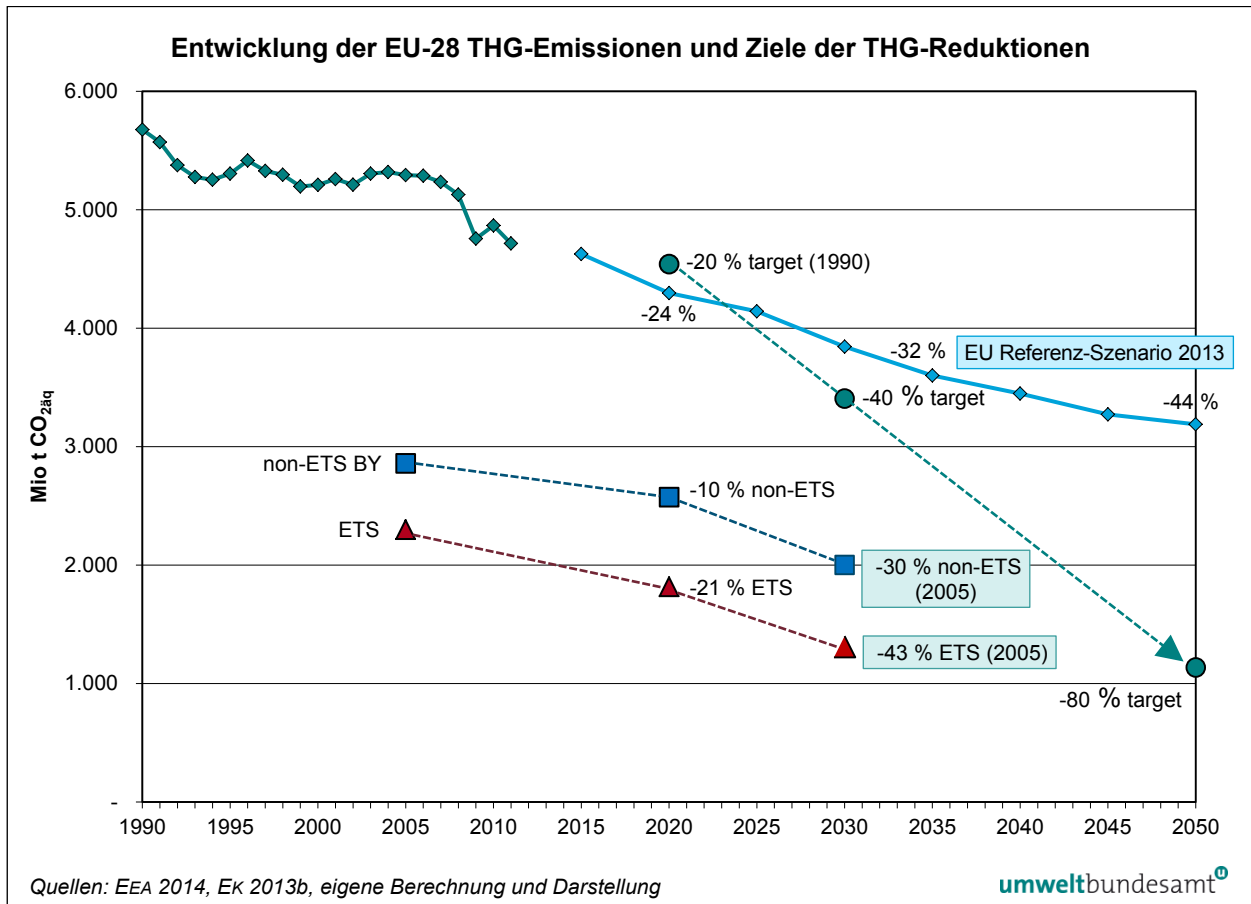


Abbildung 1: Entwicklung der THG-Emissionen seit 1990 der EU-28, sowie Ziele der THG-Reduktionen (gesamt, non-ETS, ETS) für 2020, 2030 und 2050 im Vergleich zum EU-Referenzszenario 2013.

**40 %ige Reduktion bis 2030 kosteneffizient**

Dieses Etappenziel für die THG-Reduktion bis 2030 liegt laut Low-Carbon Roadmap (EK 2011a) am oberen Ende der Reduktion bis 2030 von 40–44 %, mit welcher der kosteneffiziente Pfad zur Erreichung der langfristigen Reduktion um 80 % bis 2050 im Vergleich zu 1990 eingeschlagen wird. Die ambitioniertere Reduktion von 44 % erweist sich im Falle höherer Energiepreise laut der Low-Carbon Roadmap als der kosteneffizientere Pfad.

Eine aktuelle Untersuchung mit Hilfe des POLES-Modells zeigt ebenfalls, dass ein 40 %iges THG-Reduktionsziel im kosteneffizienten Bereich liegt. Im Hinblick auf die langfristige Dekarbonisierung zeigt die Studie auch, dass eine 50 %ige Reduktion bis 2030 eine Senkung der kumulierten Kosten bis 2050 bewirken kann (ENERDATA 2014).

**Folgen weniger ambitionierter THG-Reduktionen**

Weniger ambitionierte Reduktionsziele, wie die in der Folgenabschätzung der EK vom 22. Jänner 2014 (EK 2014a) untersuchten Szenarien mit einer Reduktion von 35 % und 37 %, weisen geringere CO<sub>2</sub>-Preise auf, was Investitionen in CO<sub>2</sub>-intensivere Technologien zur Folge haben könnte. Wenn aufgrund des niedrigen Preissignals heute getätigte Investitionen nicht in CO<sub>2</sub>-arme Technologien gelenkt werden, sind umso stärkere Reduktionsmaßnahmen zu einem späteren Zeitpunkt erforderlich. Niedrige CO<sub>2</sub>-Preise verhindern auch den Brennstoffwechsel auf CO<sub>2</sub>-ärmere Energieträger, wie beispielsweise den Wechsel der Stromerzeugung von Kohlekraftwerken auf Gaskraftwerke. Neben dem „lock-in“-Effekt tritt daher auch der „carbon lock-in“-Effekt auf (EK 2012). Dieser Effekt könnte

bei niedrigem Preisverhältnis von Kohle zu Gas eintreten, falls in Kombination mit den niedrigen CO<sub>2</sub>-Preisen Anreize für Investitionen in CO<sub>2</sub>-intensive Technologien (z. B. in neue Kohlekraftwerke) entstehen. Des Weiteren sind für die Mitgliedstaaten durch den derzeit niedrigen Zertifikatspreis verminderte Auktionserlöse im Bereich Emissionshandel zu erwarten, wodurch Handlungsspielräume für „low carbon investments“ reduziert werden können.

Die Low-Carbon Roadmap sowie auch die darauf aufbauende Energy Roadmap 2050 (EK 2011b) zeigt verschiedene Szenarien für eine langfristige Reduktion von 80 % bis 2050 auf. Die EK hat auch in ihrer Folgenabschätzung vom 22. Jänner 2014 unterschiedliche Szenarien untersucht, welche ambitionierte Maßnahmen hinterlegt haben (EK 2014a) und im Einklang mit dem langfristigen Reduktionspfad liegen:

- **GHG40 (carbon values):** Ein vorwiegend CO<sub>2</sub>-Preis-getriebenes Szenario („carbon values“) ohne ambitionierte Energieeffizienzmaßnahmen und Erneuerbaren-Ziele.
- **GHG40EE:** Ein vorwiegend durch ambitionierte Energieeffizienzmaßnahmen (EE), jedoch ebenfalls ohne Erneuerbaren-Ziele getriebenes Szenario.
- **GHG40EE RES30:** Ein Szenario ähnlich dem GHG40EE, jedoch mit einem expliziten Erneuerbaren-Ziel von 30 % auf EU-Ebene.
- **GHG45EE RES35:** Ein Szenario mit einer 45 %igen THG-Reduktion und einem Erneuerbaren-Ziel von 35 % auf EU-Ebene.

Betrachtet man die Entwicklung des Energieeinsatzes von festen Brennstoffen und der damit im Zusammenhang stehenden Entwicklung der Kohlenstoffspeicherung (CCS), so zeigt sich, dass im Jahr 2030 CCS kaum einen Beitrag zur THG-Reduktion leistet (siehe Abbildung 3). Unterschiede zeigen sich hier erst nach 2030, hin zu 2050. Im vorwiegend durch einen CO<sub>2</sub>-Preis getriebenen Szenario (GHG40 (carb. val.)) ist 2050 der CCS-Anteil in der Stromerzeugung mit knapp 22 % am höchsten aller Szenarien. Dies ist dadurch begründet, dass der hohe CO<sub>2</sub>-Preis im Jahr 2030 in diesem Szenario (40 €/t CO<sub>2</sub>e) den Einsatz von CCS wirtschaftlicher macht. Auch der Einsatz fester Brennstoffe – also jene Energieträger (z. B. Kohle) für welche CCS vorwiegend eingesetzt wird – ist 2050 in diesem Szenario am größten. Bereits 2030 ist der Einsatz von Nuklear in diesem Szenario am größten, jedoch fällt auf, dass im Szenario mit ambitionierten Energieeffizienzmaßnahmen (GHG40EE) 2030 ein höherer Einsatz an festen Brennstoffen beobachtet werden kann. Dies wird von der EK dadurch begründet, dass durch die höhere Energieeffizienz weniger Strom nachgefragt wird und als Konsequenz der CO<sub>2</sub>-Preis im Jahr 2030 geringer ist (22 €/t CO<sub>2</sub>e). Dadurch wird ein Wechsel zu emissionsärmeren Technologien (z. B. durch einen Kohle zu Gas-Wechsel) unwirtschaftlicher.

Durch ein zusätzliches Ziel für erneuerbare Energieträger von 30 % bis 2030 (Vergleich GHG40 (carb. val.): 26,5 %, GHG40EE: 26,4 %) können folgende drei Auswirkungen beobachtet werden:

- Der Einsatz an erneuerbaren Energieträgern ist 2030 und 2050 am höchsten aller 40 % THG-Reduktions-Szenarien.
- Der Einsatz von Nuklear ist am geringsten.
- Der Einsatz von festen Brennstoffen geht 2030 gegenüber dem Szenario GHG40EE, trotz eines niedrigeren CO<sub>2</sub>-Preises im Jahr 2030 (11 €/t CO<sub>2</sub>e), leicht und 2050 stärker zurück.

### **Roadmap 2050-Szenarien**

### **Bei weniger EE und RES mehr CCS nach 2030**

### **Ambitionierte Maßnahmen bei Erneuerbaren und Energieeffizienz dämpfen CO<sub>2</sub>-Preis**

**„no regret“-  
Optionen**

Das Szenario GHG40EE weist von allen Szenarien im Jahr 2050 den geringsten Einsatz an erneuerbaren Energieträgern aus. Dieser liegt jedoch immer noch über dem Einsatz an Erneuerbaren des 40 % THG-Reduktion-Szenarios mit dem ambitioniertesten Anteil an Erneuerbaren im Jahr 2030 (GHG40EE RES 30). Dies gilt auch für den Einsatz an Erneuerbaren im Jahr 2030 im Szenario mit einer 45 %igen THG-Reduktion, ambitionierten Energieeffizienzmaßnahmen und einem Erneuerbaren-Anteil von 35 % (GHG45EE RES35), in welchem die oben genannten drei Auswirkungen noch verstärkt auftreten. Neben erhöhter Energieeffizienz und weiterer Energieinfrastrukturentwicklung spricht die EK daher auch für den Ausbau Erneuerbarer von einer „no regret“-Option (EK 2014a), da auch eine ambitioniertere Entwicklung für Erneuerbare bis 2030 noch weiter forciert werden muss bis 2050, um den kosteneffizienten Übergang in eine wettbewerbsfähige, versorgungssichere und kohlenstoffarme Wirtschaft zu erreichen. Diese Resultate bestätigen im Wesentlichen jene im Vergleich der Szenarien der Low-Carbon und Energy Roadmap 2050 (EK 2011a, b).

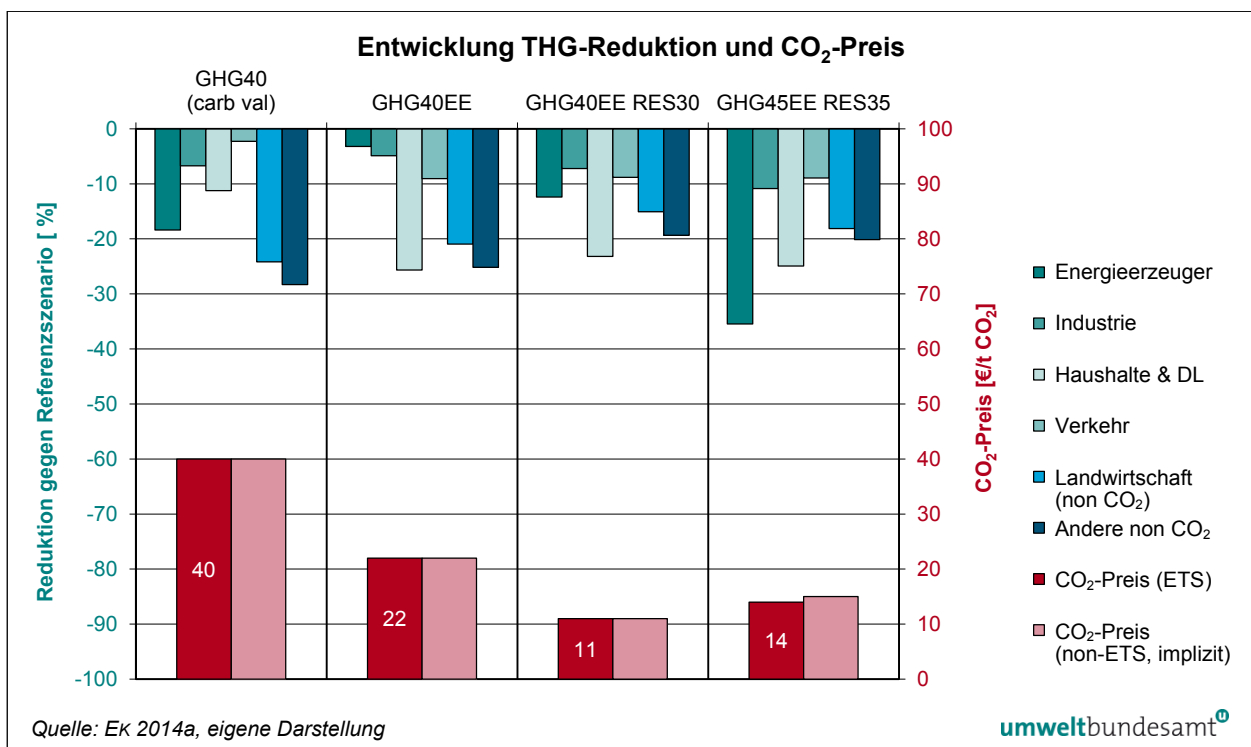


Abbildung 2: CO<sub>2</sub>-Preis und THG-Reduktion in den einzelnen Sektoren im Jahr 2030 im Vergleich zum Referenz-Szenario; Reduktion im Referenzszenario gegen 2005.

**ohne ambitionierte  
EE und RES  
möglicher  
lock-in-Effekt  
auf CCS**

In Anbetracht der genannten Auswirkungen bis 2030 in Szenarien mit verstärktem Ausbau der Erneuerbaren, lässt sich des Weiteren ableiten, dass diese für mögliche Pfade nach 2030 die größte Flexibilität erlauben. Dies könnte dadurch gewährleistet sein, dass insbesondere die Entwicklung von Vorbehalten gegen Nuklear und der damit verbundenen Entwicklung der Investitionskosten für erhöhte Sicherheit sowie die Entwicklung der Kosten, Akzeptanz und Auffindung geeigneter Lagerstätten für CCS zu einem späteren Zeitpunkt erneut evaluiert werden können, ohne bereits für zumindest eine dieser Technologien „locked-in“ zu sein.

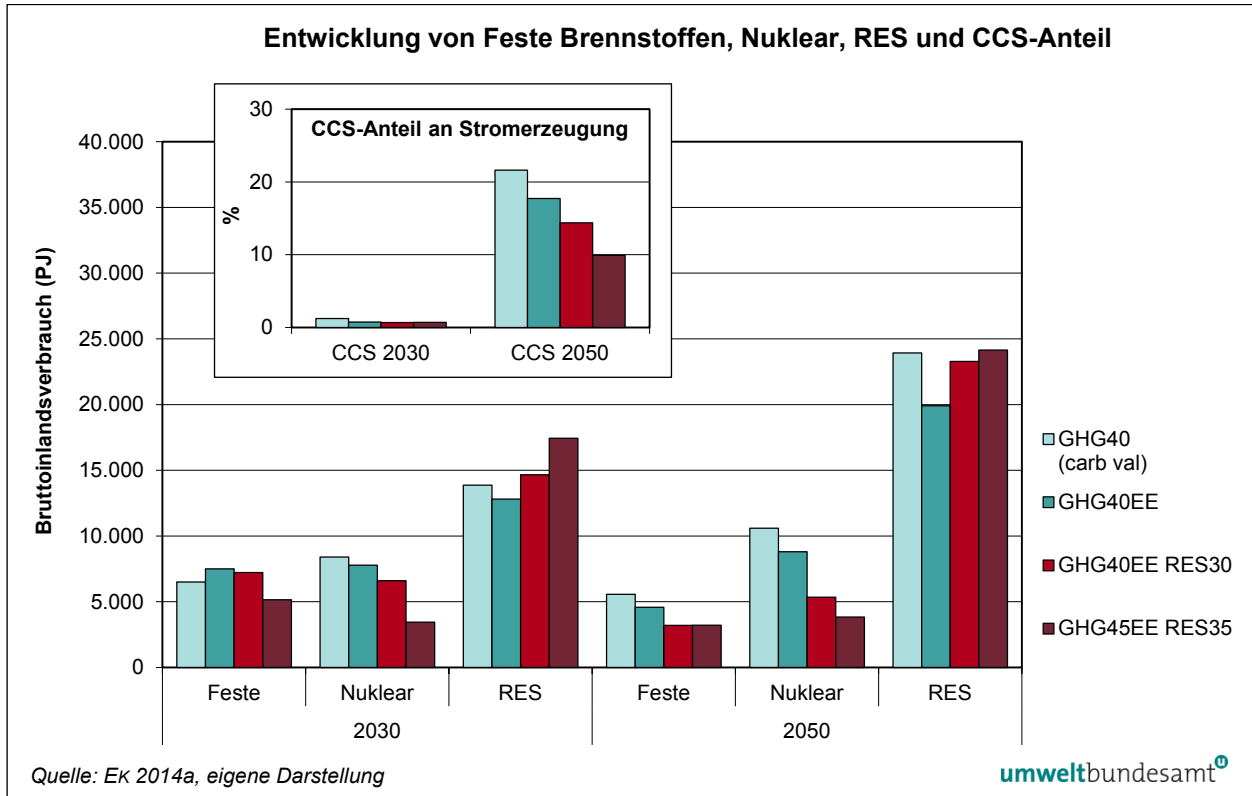


Abbildung 3: Vergleich zwischen den Szenarien der Folgenabschätzung für 2030 hinsichtlich des Energieeinsatzes von festen Brennstoffen, Nuklear, Erneuerbaren und des Einsatzes von CCS.

Wie oben bereits erwähnt, stellt laut EK auch die Erhöhung der Energieeffizienz eine „no regret“-Option dar (Ek 2014a), da in jedem Fall zur Erreichung einer Reduktion von 80 % bis 2050 eine Einsparung der Primärenergie um 15–32 % (GHG40 (carb. val.): – 15 %, GHG45EE RES35: – 32 %) im Vergleich zum Referenz-Szenario im Jahr 2050 erforderlich ist.

Das Fraunhofer-Institut weist für die EU ein kosteneffizientes Endenergieeinsparpotenzial von 41 % bis 2030 aus (FRAUNHOFER 2012, 2013). Kosteneffizienz bedeutet in diesem Zusammenhang, dass die Einsparung durch Maßnahmen zur Energieeffizienzsteigerung erfolgen, welche sich über ihren Lebenszyklus amortisieren und zusätzliche positive Auswirkungen auf makroökonomischer und sozialer Ebene aufweisen (z. B. geringere Energie(import)kosten, höhere Beschäftigung). Die Studie zeigt auch, dass aufgrund des geringeren Wirtschaftswachstums 2009 das in den PRIMES-Prognosen (2007) kohärente 20/20/20-Ziel aus dem Gleichgewicht kam. Mit dem PRIMES-Update (2009) wird in der Studie gezeigt, dass eine Endenergieeinsparung von 20 %, zuzüglich einem Anteil der Erneuerbaren von 20 %, bereits eine THG-Reduktion von 27 % bis 2020 im Vergleich zu 1990 erreicht wird.

**Kosteneffizientes  
Energieeinsparungs-  
potenzial von 41 %**

### **Zieldefinitionen zur Energieeffizienz**

Um diese kosteneffizienten Potenziale („no regret“-Option) zu nützen und den Energieverbrauch für einen mit den 2050-Zielen kompatiblen Pfad zu reduzieren, werden in der Studie die folgenden drei Zieldefinitionen zur Energieeffizienz (Primär- oder Endenergie) diskutiert:

- Ein „**Energieverbrauch**“-Ziel: Das Ziel wird in Absolutzahlen als Energieverbrauch definiert.
  - *Vorteile:* Das Ziel ist einfach zu formulieren und Fortschritte einfach zu überwachen.
  - *Nachteile:* Änderungen im Wirtschaftswachstum gegenüber den Prognosen sowie der Ausbau der Erneuerbaren (sofern Ziele am Primärenergieverbrauch gemessen werden) haben starken Einfluss auf den Energieverbrauch und können ein solches Ziel zu wenig oder zu sehr ambitioniert gestalten.
- Ein „**Energieintensität**“-Ziel: Das Ziel wird als Energieintensitäts-Indikator (Energieverbrauch pro Wirtschaftsleistung) definiert.
  - *Vorteile:* Das Ziel ist einfach zu formulieren und Fortschritte einfach zu überwachen.
  - *Nachteile:* Änderungen im Wirtschaftswachstum gegenüber den Prognosen haben einen moderaten Einfluss auf die Ambitioniertheit. Der Ausbau der Erneuerbaren hat einen starken Einfluss, sofern Ziele am Primär- und nicht z. B. am Endenergieverbrauch gemessen werden. Ein Strukturwandel, welcher nicht in den Prognosen abgebildet ist, könnte ebenfalls einen starken Einfluss zeigen.
- Ein „**Energieeinsparung**“-Ziel: Das Ziel wird als Energieeinsparung im Vergleich zu einer Projektion oder historischen Entwicklung formuliert.
  - *Vorteile:* Das Ziel ist einfach zu formulieren. Die Ambitioniertheit der Ziele ist von Wirtschaftswachstum und Strukturwandel am geringsten abhängig.
  - *Nachteile:* Fortschritte sind verhältnismäßig schwierig zu überwachen. Der Ausbau der Erneuerbaren hat einen starken Einfluss, sofern Ziele am Primär- und nicht z. B. am Endenergieverbrauch gemessen werden.

### **kosteneffiziente Energiesparpotenziale reduzieren THG um 49–61 %**

Die Studie kommt zu dem Schluss, dass ein kosteneffizientes Endenergieeinsparungspotenzial von 41 % bis 2030 vorliegt. Werden diese Einsparungen realisiert, können die THG-Emissionen bis 2030 gegenüber 1990 um 49 % (1,8 % p. a. BIP-Wachstum, 35 % RES) bis 61 % (1,5 % p. a. BIP-Wachstum, 48 % RES<sup>2</sup>) reduziert werden – unter der Annahme, dass THG-Reduktionen sowohl im nicht-energetischen Bereich als auch in allen Szenarien gleich angenommen werden.

Wird hingegen nur ein allein stehendes Ziel einer THG-Reduktion von 40 % bis 2030 im Vergleich zu 1990 verfolgt, so kann dieses erreicht werden (1,5 % p. a. Wirtschaftswachstum), ohne eine über die derzeit implementierten Maßnahmen hinaus gehende Anstrengung zur Steigerung der Energieeffizienz zu erfordern.

---

<sup>2</sup> Da ein RES-Ziel als Relativziel des Energieeinsatzes an Erneuerbaren im Verhältnis zum Bruttoendenergieverbrauch definiert wird, kann ohne Vergleich des Bruttoendenergieverbrauchs in anderen Szenarien im Jahr 2030 nicht direkt auf die eingesetzte Menge an erneuerbarer Energie rückgeschlossen werden.

In einem nächsten Schritt weist die EK in ihrer Folgenabschätzung (EK 2014a) auch die für das jeweilige Szenario kostengünstige Aufteilung der THG-Reduktion auf den ETS und den non-ETS Bereich aus (siehe Abbildung 4). In ihrer Mitteilung schlägt die EK die sich aus dem Szenario GHG40 (carbon values) ergebende Aufteilung vor:

**Vorschlag der EK für ETS/non-ETS Aufteilung**

- Reduktion um 43 % im ETS bis 2030 gegenüber 2005
- Reduktion um 30 % im non-ETS Bereich bis 2030 gegenüber 2005.

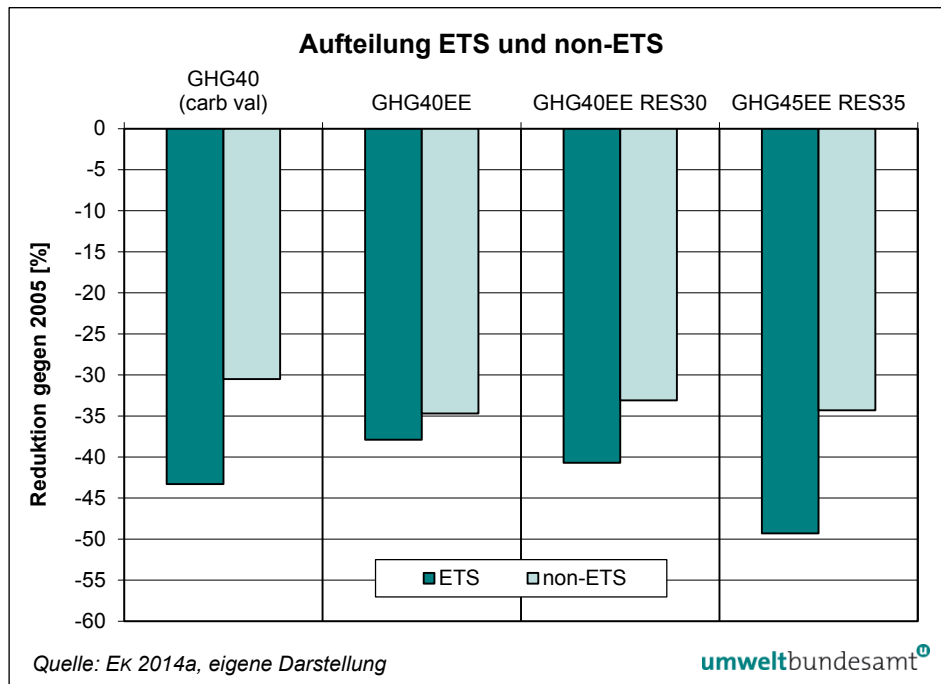


Abbildung 4: Vergleich zwischen den Szenarien der Folgenabschätzung für 2030 hinsichtlich der kosteneffizienten Aufteilung der THG-Reduktion auf den ETS und den non-ETS Bereich.

**2.1.2 Kernaussagen der Folgenabschätzung der EK**

In diesem Kapitel sind die wesentlichen Kernaussagen der Folgenabschätzung der Europäischen Kommission zum Klima- und Energierahmen 2020–2030 (EK 2014a) zusammengefasst.

Folgende Szenarien werden betrachtet:

**Referenz-Szenario**

Das Referenz-Szenario hinterlegt Maßnahmen, welche die **Erreichung der 2020-Ziele** erlauben. Die Maßnahmen zur Erfüllung der 2020-Verpflichtungen sowie konservative Annahmen über den weiteren Verlauf dieser Maßnahmen nach 2020 führen zu einer THG-Reduktion von 32 und einem Anteil an Erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch von 24 % bis 2030.

**– 32 % Gesamt-THG, RES 24 % bis 2030**

Eine Diskussion über eine THG-Reduktion von 40 % bedeutet demnach zusätzliche Reduktion von 8 % gegenüber Entwicklungen im Zuge von bereits vorhandenen Verpflichtungen.

<b>80 % THG-Reduktion bis 2050</b>	<b>Szenarien mit „enabling settings“ (allgemein)</b> Diese Szenarien erlauben eine langfristige THG-Reduktion bis 2050 (– 80 % THG gegenüber 1990), welche konsistent mit den Roadmaps 2050 ist. Die dazu hinterlegten Annahmen zielen auf für das 2050-Ziel erforderliche Innovationen, gut koordinierte Infrastrukturveränderungen, öffentliche Akzeptanz und das Vermeidung eines Marktversagens hinsichtlich einer THG-Reduktion sowie EE und RES-Erhöhung ab.
	<b>Ohne diese Maßnahmen wird das 2050-Ziel nicht erreicht.</b>
	<b>Szenario mit „enabling settings“: GHG40 (carbon values)</b> Die THG-Reduktion ist maßgeblich preisgetrieben (40 €/t CO <sub>2</sub> ) durch einheitliche „carbon values“ (= „Schattenpreise“, die das PRIMES-Modell in der Folgenabschätzung verwendet, ohne dazu konkrete Maßnahmen zu formulieren). Das Szenario erreicht bei einer 40 %igen THG-Reduktion bereits einen RES-Anteil von 27 % ohne verstärkte RES-Maßnahmen.
	<b>Szenario mit „enabling settings“: GHG40EE (energy efficiency)</b> Die THG-Reduktion ist maßgeblich durch zusätzliche Energieeffizienzmaßnahmen getrieben („energy efficiency values“) (= „Schattenpreise“, die das PRIMES-Modell in der Folgenabschätzung verwendet, ohne dazu konkrete Maßnahmen zu formulieren) THG werden hauptsächlich im non-ETS Bereich reduziert (Haushalte, Dienstleistungen, Verkehr). Der CO <sub>2</sub> -Preis 2030 wird von 40 €/t auf 22 €/t CO <sub>2</sub> gesenkt, die Importabhängigkeit wird ebenfalls reduziert.
	<b>Szenario mit „enabling settings“: GHG40EE RES30 (30 % RES Ziel)</b> Die THG-Reduktion gegenüber GHG40EE (zusätzliche Annahme durch ein RES-Ziel von 30 %) erreicht mittels „RES values“ (= „Schattenpreise“, die das PRIMES-Modell in der Folgenabschätzung verwendet, ohne dazu konkrete Maßnahmen zu formulieren). Das Szenario erreicht bei einer 40 %igen THG-Reduktion einen RES-Anteil von 30 % aufgrund von gezielten RES-Maßnahmen
<b>Erneuerbare reduzieren Importabhängigkeit und dämpfen CO<sub>2</sub>-Preis</b>	Der CO <sub>2</sub> -Preis 2030 sinkt von 22 (GHG40EE) auf 11 €/t CO <sub>2</sub> und die Importabhängigkeit sinkt ebenfalls weiter gegenüber dem Szenario GHG40EE. Durch ambitionierteren Ausbau der Erneuerbaren wird eine höhere Flexibilität der Technologiewahl (RES, EE, CCS, Nuklear, ...) nach 2030 ermöglicht. Dies ist das Szenario mit dem ambitioniertesten RES-Ausbau 2030 und erfordert in jedem Fall einen weiteren Ausbau hin zu 2050.



## 2.2 Aufteilung der THG-Zielerreichung zwischen ETS und non-ETS

Die Reduktion des Ausstoßes von Treibhausgasen teilt sich in eine Reduktionsverpflichtung um 21 % im Vergleich zu 2005, in den dem Emissionshandel (EU ETS) unterliegenden Sektoren und eine Reduktion um 10 % im Vergleich zu 2005 in den nicht dem Emissionshandel (non-ETS) unterliegenden Sektoren (Effort-Sharing Bereich).

Die EU insgesamt ist auf dem Weg, ihr Effort-Sharing Ziel bis 2020 zu erreichen. Für 13 Mitgliedstaaten sind noch zusätzliche Maßnahmen (Maßnahmen über ein Szenario „with existing measures“ (WEM) hinaus) erforderlich, um ihr Ziel zu erreichen (EK 2014a, EEA 2013a).

Wie in Kapitel 2.1.1 erläutert, schlägt die EK in ihrer Mitteilung (EK 2014b) vor das 40 %-Ziel für eine THG-Gesamtreduktion (bezogen auf 1990) auf eine 43 % Reduktion im ETS (bezogen auf 2005) und eine 30 % Reduktion im non-ETS Bereich (bezogen auf 2005) aufzuteilen. Für den ETS Bereich wird von der EK für die Erreichung dieser Reduktion eine Erhöhung des linearen Faktors von 1,74 % auf 2,2 % ab 2021 vorgeschlagen. In diesem Kapitel soll auf Basis verschiedener Aufteilungsschlüssel Reduktionen im ETS und non-ETS Bereich veranschaulicht werden.

Grundsätzlich wurde hier derselbe Zugang gewählt wie für das 2020-Klima- und Energiepaket, d. h. eine Aufteilung der Gesamtemissionen auf ETS und non-ETS (siehe Abbildung 5).

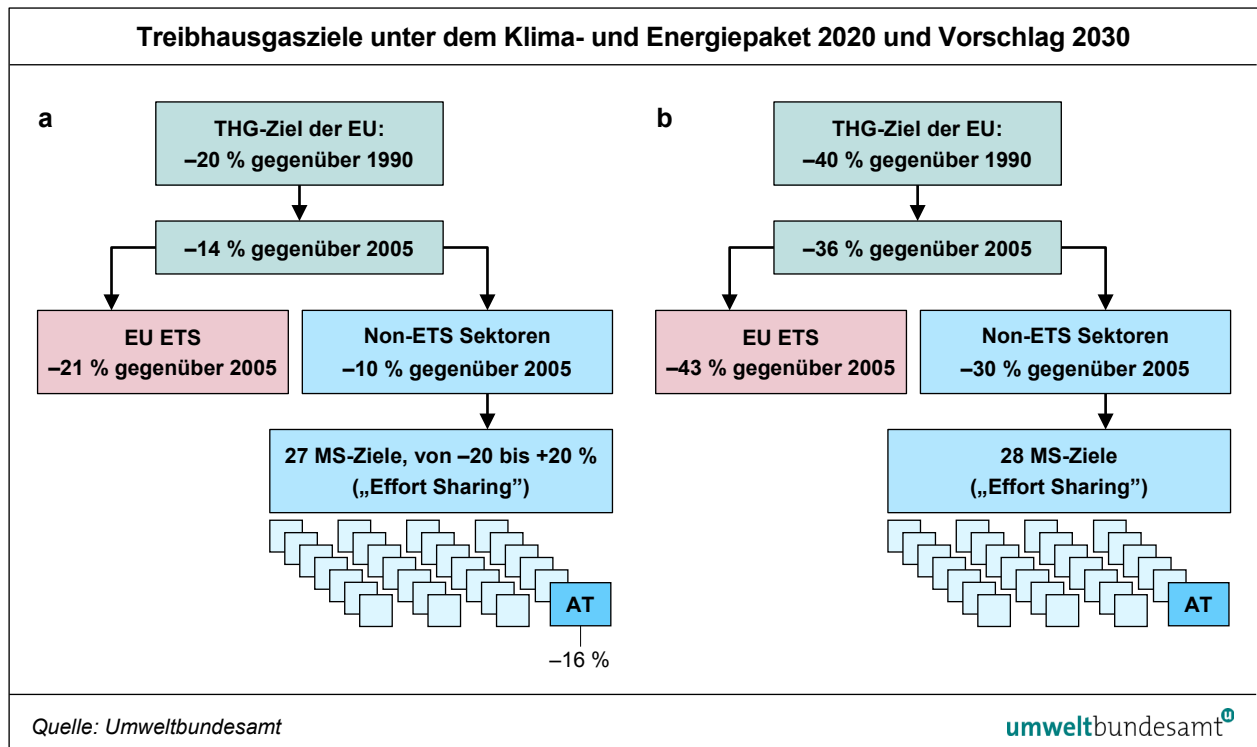


Abbildung 5: Treibhausgasziele unter dem Klima- und Energiepaket 2020 (a) und Vorschlag der EK für 2030 (b).

Die EK schlägt in ihrer Mitteilung (EK 2014b) für das Klima und Energiepaket für 2030 ein Gesamtziel von –40 % gegenüber 1990 vor. Diese Gesamtreduktion muss für Reduktionsziele im ETS und non-ETS auf einen Vergleich zu 2005 übersetzt werden, da mit 2005 das EU-weite Emissionshandelssystem in Kraft trat.

**Aufteilung  
ETS/non-ETS**

Hierzu wurden vier verschiedene Methoden gewählt, die nicht nur ein EU-weites Reduktionsziel von 40 %, sondern auch von –35 % und –45 % betrachten.

Alle Methoden basieren auf der Kenntnis der Gesamtemissionen für 1990 und 2005 und der Kenntnis der ETS-Emissionen und der non-ETS Emissionen für 2005.

● **Methode A:**

Methode A liegt eine Annahme zur Reduktion der ETS-Emissionen bis 2050 um 85 % (A1), 90 % (A2), und 90 % (A3) gegenüber 1990 zugrunde. Daraus lassen sich über Interpolation und Berücksichtigung der Zielerreichung von –21 % bis 2020 sowie der Berücksichtigung des Flugverkehrs (welcher erst seit 2012 Teil des EU-ETS ist) ETS-Zielwerte für 2030 errechnen. Der Flugverkehr wird mit 133,3 Mio. t CO<sub>2aq</sub> (2030) berücksichtigt.<sup>3</sup> Diese Vorgehensweise wurde auch in einer holländischen Studie gewählt (PBL 2013).

● **Methode B:**

Methode B basiert auf der Berücksichtigung der kontinuierlichen Reduktion der Emissionshandelszertifikate ab 2013. Die Gesamtmenge der Zertifikate, verfügbar 2013, wird jährlich um 1,74 % reduziert, dies entspricht 38.264.246 Zertifikaten (Quelle: Beschluss der Kommission (2013/448/EU)). In Methode B1 wird davon ausgegangen, dass der lineare Faktor von 1,74 % bis 2030 erhalten bleibt, und in Methode B2 wird ab 2020 bis 2030 mit einer linearen jährlichen Abnahme von 2,2 % gerechnet. Für beide Fälle können somit die EU-ETS-Emissionen für 2030 berechnet werden.

● **Methode C:**

Diese Methode basiert auf dem Verhältnis der EU-ETS-Emissionen zu den non-ETS-Emissionen zwischen 2005 und 2011. Es wurde hierbei angenommen, dass der errechnete Mittelwert von 41,79 % EU-ETS-Anteil an den Gesamtemissionen bis 2030 erhalten bleibt.

● **Methode D:**

Hierbei wurden lediglich die Ergebnisse aus der holländischen Studie verwendet, in welcher eine der Methode A ähnliche Vorgehensweise gewählt wurde, wobei lediglich Ergebnisse zu einer 40 %igen und 45 %igen Gesamtreduktion vorliegen.

Im Folgenden sind die Ergebnisse zur Bestimmung der möglichen EU-ETS- und non-ETS-Ziele für 2030 dargestellt, wobei zusätzlich auch das EU-Referenzszenario dargestellt ist.

---

<sup>3</sup> Dieser Wert ergibt sich aus linearer Interpolation der Emissionen aus dem Luftverkehr im Jahr 2020 (150 Mt CO<sub>2</sub>) und 2050 (100 Mt CO<sub>2</sub>) (PBL, EK 2011a).

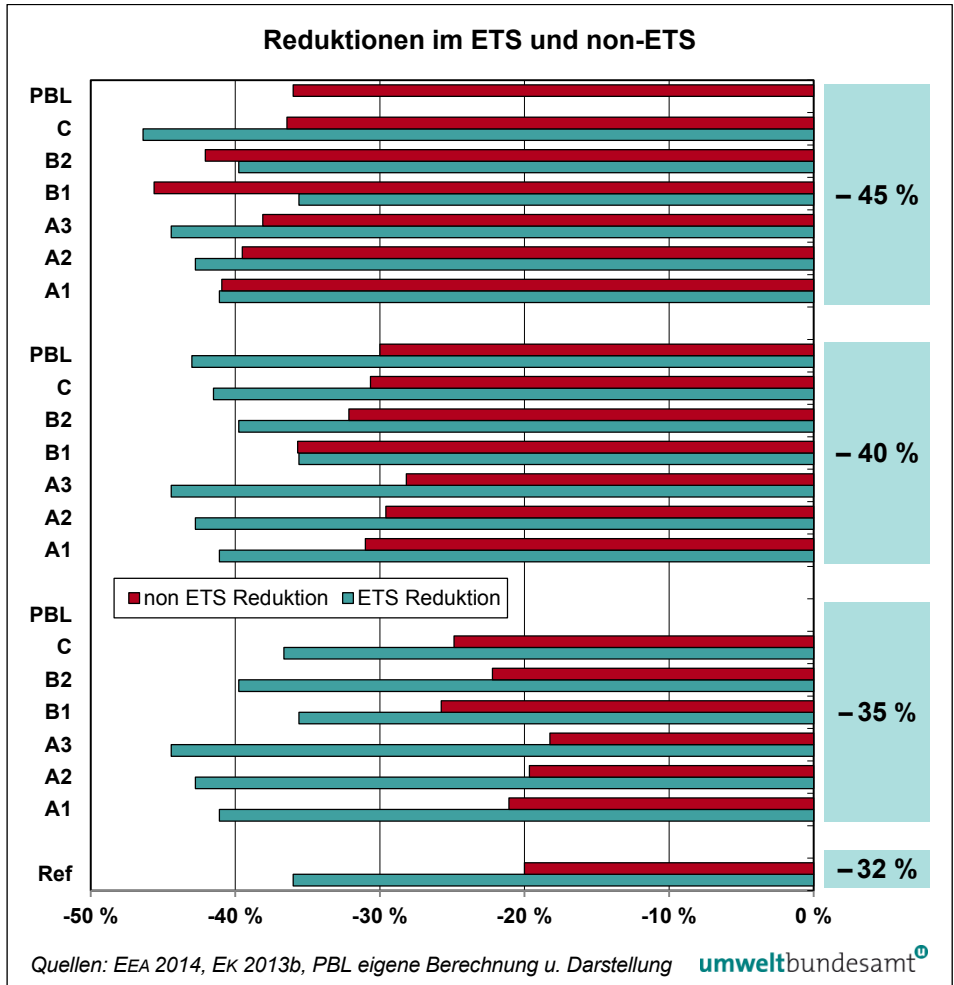


Abbildung 6: Vergleich der Ergebnisse resultierend aus den verschiedenen Methoden der Berechnung, sowie das EU Referenzszenario.

Bei einem Reduktionsziel von 40 % zeigt sich, dass die Reduktionsziele für den non-ETS-Bereich zwischen 28 % und 32 % liegen, mit der Ausnahme in Methode B1, wo ein gleichbleibender linearer Faktor für die Reduktion der Emissionszertifikate bis 2030 angenommen wurde. Dies führt dazu, dass vermehrte Reduktionen im non-ETS-Bereich erforderlich sind.

Die erforderlichen Reduktionen im non-ETS-Bereich sind wesentlich durch die Beiträge des Emissionshandels bestimmt. So zeigt sich in Szenario – 45 %, dass der gesteigerte Reduktionsbedarf durch Anstrengungen im non-ETS-Bereich ausgeglichen werden muss.

Für die weiteren Analysen auf Mitgliedstaaten-Ebene wird nur noch auf das Szenario – 40 % zurückgegriffen, welches konform mit dem Beschluss der EU-Kommission geht. Für die Analyse der Aufteilung des non-ETS-Reduktionsziels wird im Kapitel 2.4 eine Reduktion von 30 % für die EU-28 angenommen.

### 2.3 Indikatoren im Mitgliedstaaten-Vergleich

**Mögliche Parameter für eine Lastenaufteilung**

Die Betrachtung von verschiedenen Indikatoren soll verdeutlichen, welche Parameter herangezogen werden können, um eine entsprechende Lastenaufteilung zwischen Mitgliedstaaten vorzunehmen. Für das Klima- und Energiepaket für 2020 wurde die wirtschaftliche Entwicklung (BIP pro Kopf) als wegweisender Parameter herangezogen. Eine Lastenaufteilung kann jedoch auch entsprechend anderer Parameter vorgenommen werden. Zu diesem Zweck werden in diesem Kapitel jene Indikatoren, die als treibende Kräfte für THG-Emissionen gelten, vorgestellt und über alle Mitgliedstaaten miteinander verglichen.

#### 2.3.1 Indikatoren für Wirtschaftswachstum

##### 2.3.1.1 Bruttoinlandsprodukt pro Kopf

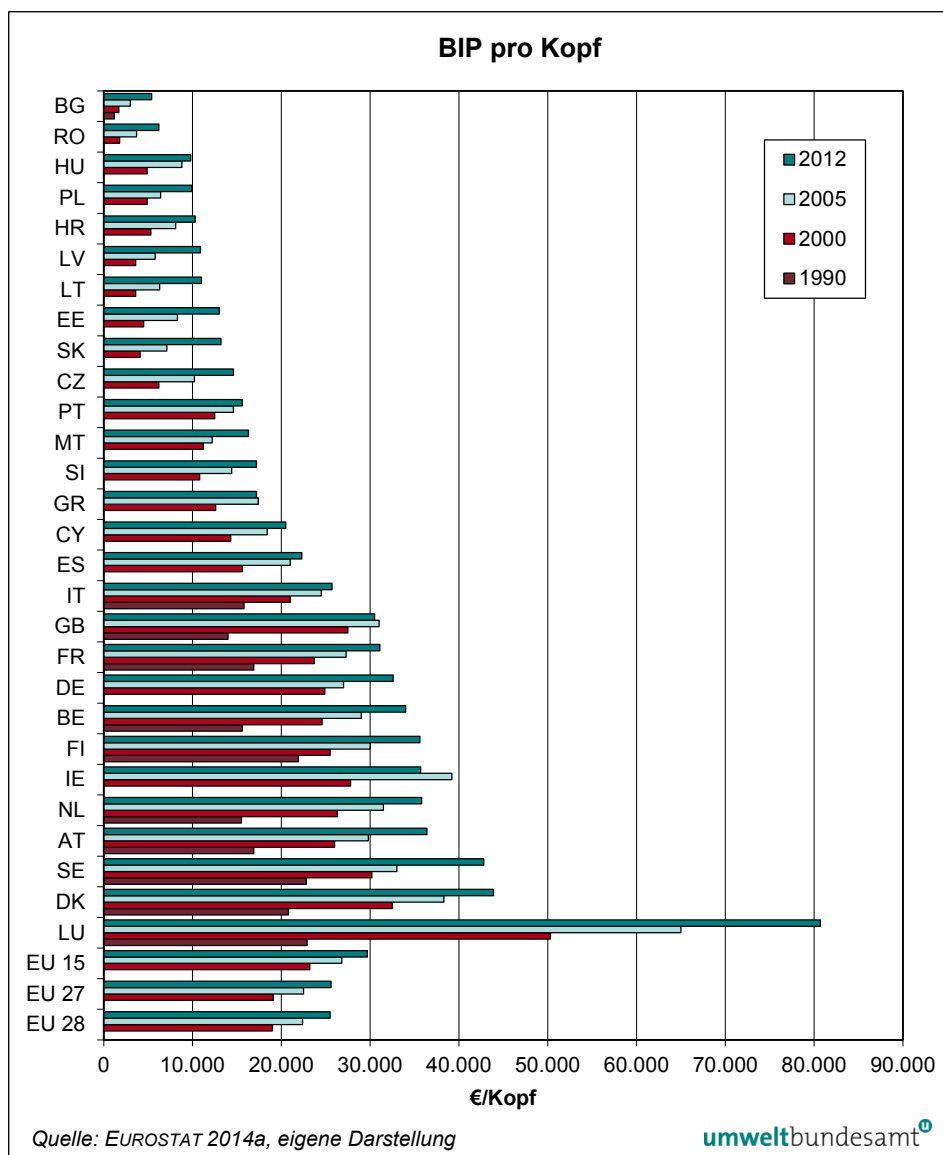


Abbildung 7: Vergleich der EU-28 Mitgliedstaaten nach Bruttoinlandsprodukt/Kopf (Österreich: Rang 4 in BIP/Kopf 2012).

BIP pro Kopf ist der klassische Wohlstandsindikator und eine Lastenaufteilung gemäß BIP pro Kopf würde für die wohlhabendsten Staaten die höchsten Reduktionsziele zur Folge haben. Dieser Indikator wurde für die Lastenaufteilung 2020 herangezogen.

**BIP pro Kopf als Wohlstandsindikator**

**2.3.1.2 Bruttoinlandsverbrauch pro Bruttoinlandsprodukt**

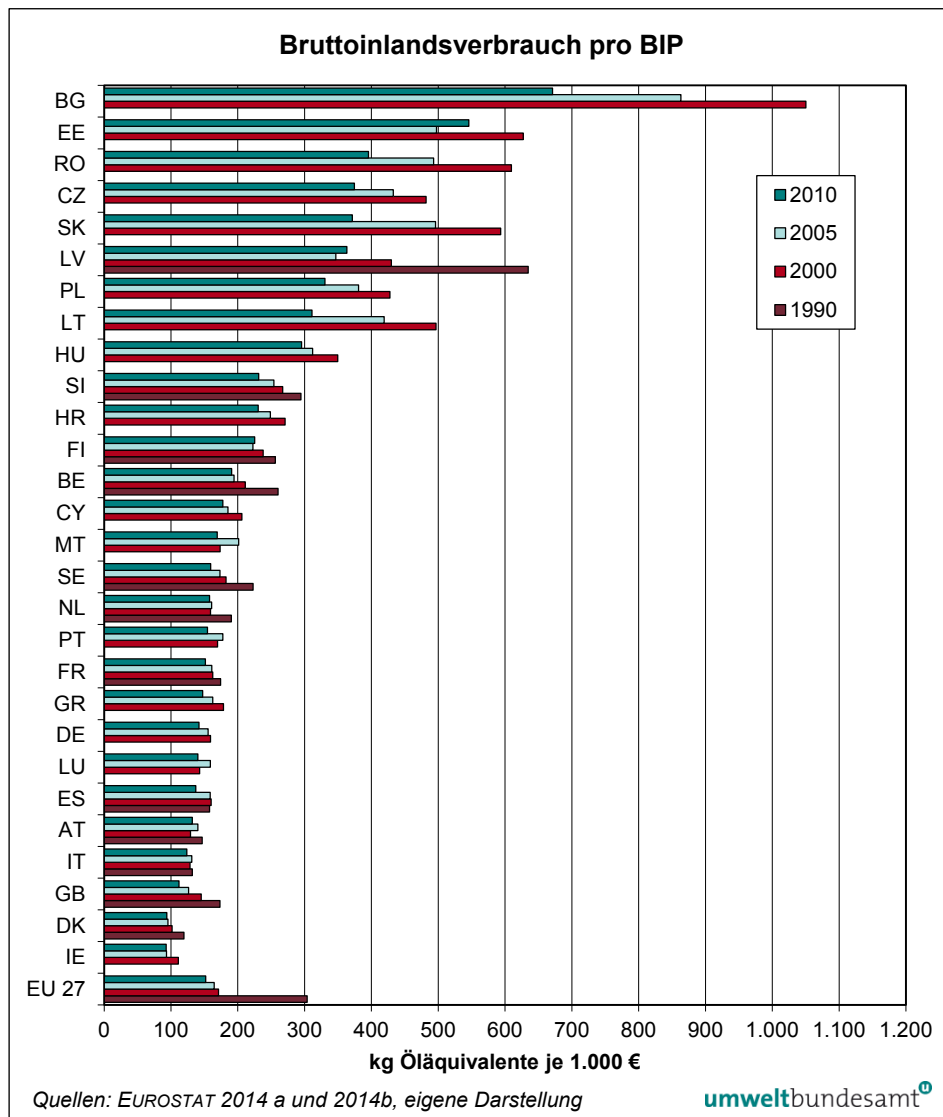


Abbildung 8: Vergleich der EU-28 Mitgliedstaaten nach Bruttoinlandsverbrauch/ Bruttoinlandsprodukt (Österreich: Rang 5 in BIV/BIP 2012).

Der Bruttoinlandsverbrauch pro BIP ermöglicht Aussagen zur Energieintensität bzw. -effizienz, da eine mögliche Entkopplung von Wirtschaftswachstum und Bruttoinlandsverbrauch nachvollzogen werden kann. In Österreich stieg der Bruttoinlandsverbrauch zwischen 2005 und 2010 um 2 %, fiel jedoch im Jahr darauf um 3 %, während das BIP zwischen 2005 und 2011 um 22 % stieg, was zu einer Verringerung der Energieintensität führte. Würde eine Lastenaufteilung auf dem Prinzip beruhen, dass Staaten mit den niedrigsten Energieintensitäten am meisten leisten müssen, würde das fast ausschließlich die neuen Mitgliedstaaten treffen.

**Energieintensität**

### 2.3.2 Indikatoren für gesamte THG-Emissionen

#### 2.3.2.1 THG/Kopf

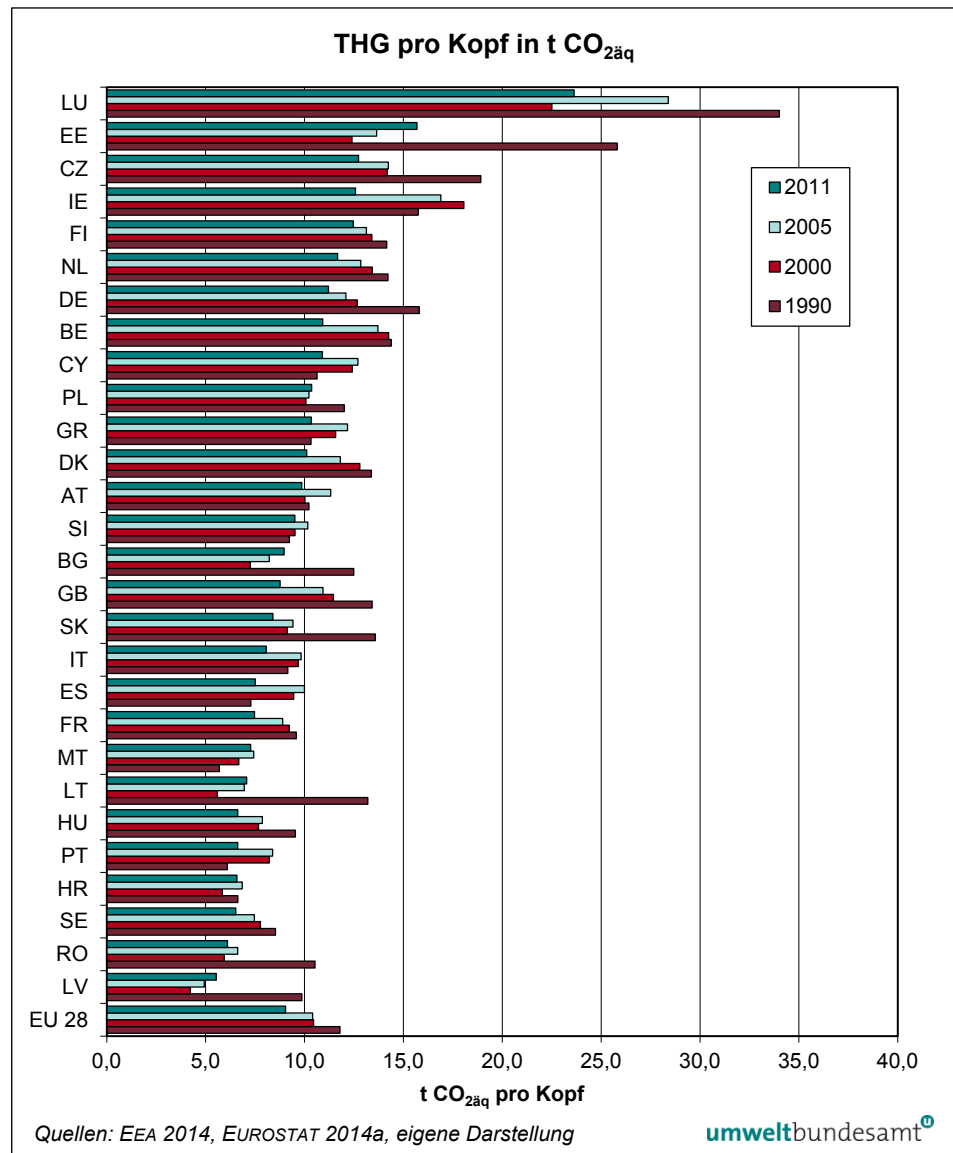


Abbildung 9: Vergleich der EU-28 Mitgliedstaaten nach Treibhausgasemissionen/Kopf (Österreich: Rang 16 in THG/Kopf 2011).

#### Ergebnisse

Betrachtet man die Emissionen pro Kopf zeigt sich, dass die meisten „alten“ Mitgliedstaaten (EU-15) im Jahr 2011 im Bereich hoher pro-Kopf-Emissionen zu finden sind. Neue Mitgliedstaaten verzeichnen vor allem zwischen 1990 und 2000 starke Rückgänge, was auf die politische Umstrukturierung und deren Auswirkung auf Industrien zurückzuführen ist. Schweden kommt in diesem Indikator die im Vergleich geringe Energiegewinnung aus fossilen Quellen zugute. Luxemburg ist vor allem aufgrund seiner hohen Verkehrsemissionen, die den Tanktourismus mitberücksichtigen, Spitzenreiter. Österreich liegt hier im Mittelfeld.

2.3.2.2 THG/BIP

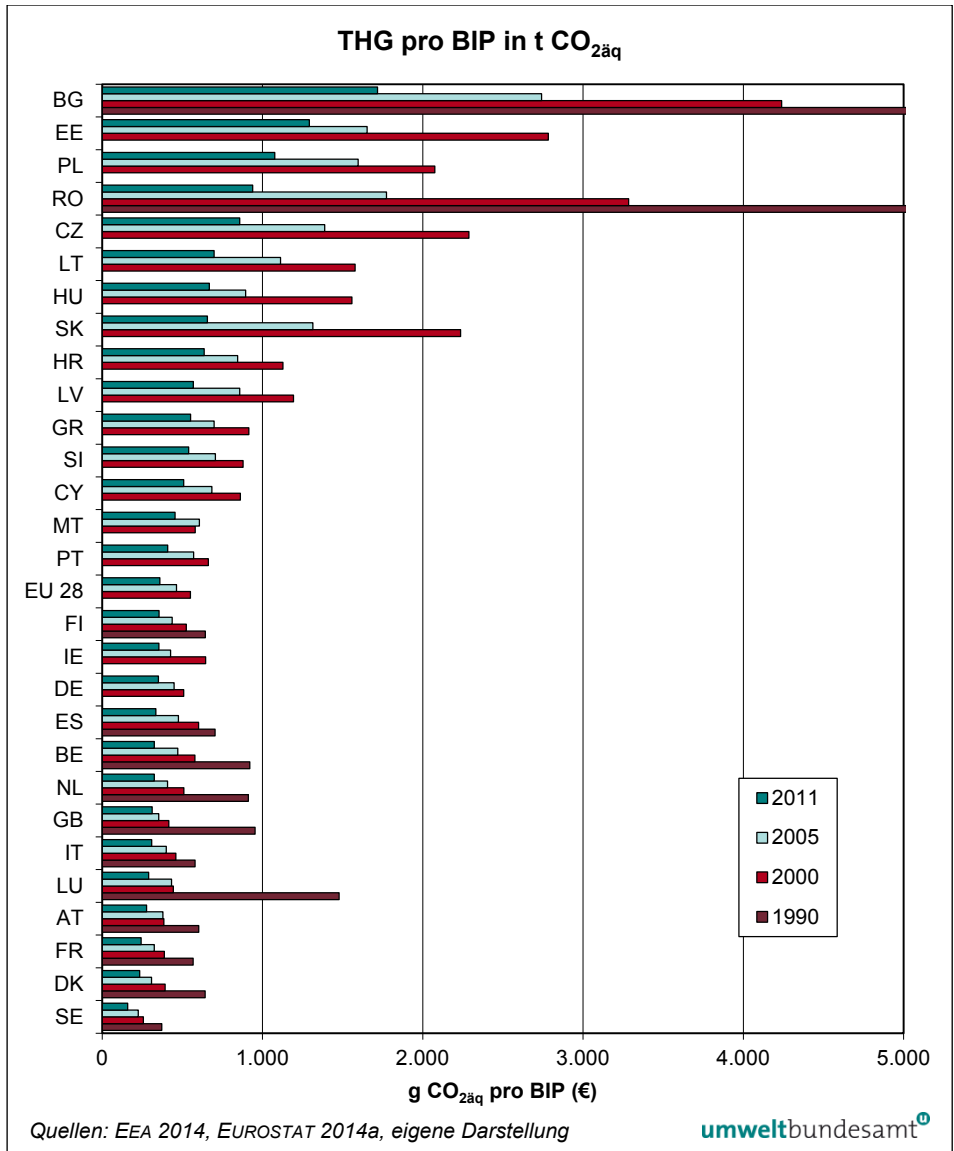


Abbildung 10: Vergleich der EU-28 Mitgliedstaaten nach Treibhausgasemissionen/ Bruttoinlandsverbrauch (Österreich: Rang 4 in THG/BIP 2011).

Die relative gute Positionierung Österreichs ist durch die wirtschaftliche Entwicklung bedingt, und nicht durch die THG, welche im Zeitraum zwischen 1990 und 2011 um 3 % stiegen. Die drei an der Spitze liegenden Staaten konnten im selben Zeitraum THG-Reduktionen um mehr als 10 % aufweisen. Für die Positionierung der neuen Mitgliedstaaten ist das im Vergleich niedrige Bruttoinlandsprodukt ausschlaggebend.

**Ergebnisse**

### 2.3.2.3 THG/BIV

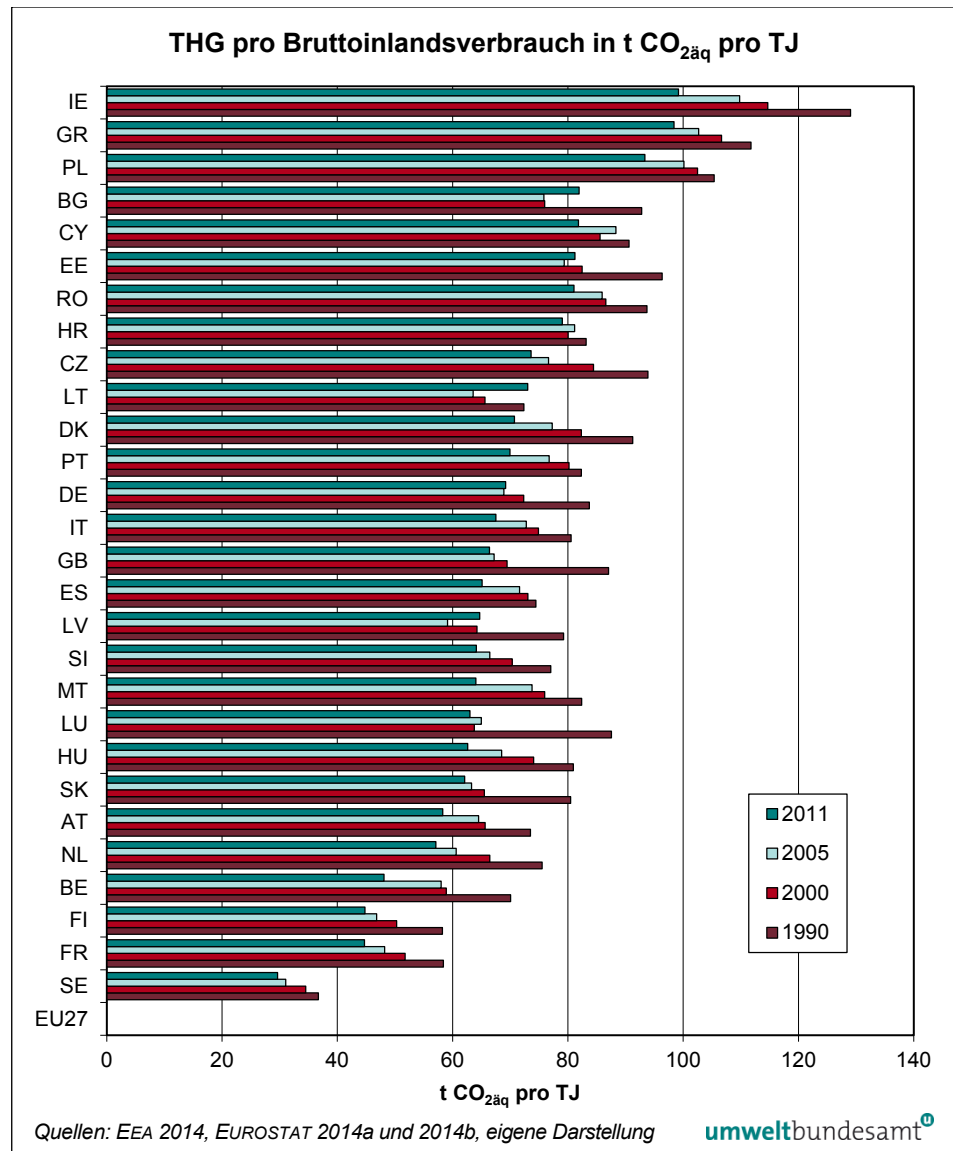


Abbildung 11: Vergleich der EU-27 Mitgliedstaaten nach Treibhausgasemissionen/ Bruttoinlandsverbrauch (Österreich: Rang 6 in THG/BIV 2011).

**Ergebnisse** Die 6 Staaten an den Spitzenpositionen bewegen sich bei BIV und THG im Mittelfeld, mit der Ausnahme von Frankreich. Frankreich weist größenordnungsmäßig einen wesentlich höheren Bruttoinlandsverbrauch auf, liegt bei den THG-Emissionen jedoch im ersten Drittel, was die gute Positionierung zur Folge hat. Irland beispielsweise weist einen relativ geringen Energieverbrauch bei relativ hohen THG-Emissionen auf. Generell zeigt dieser Indikator eine gute Durchmischung von neuen und alten Mitgliedstaaten.



2.3.2.4 THG/EEV

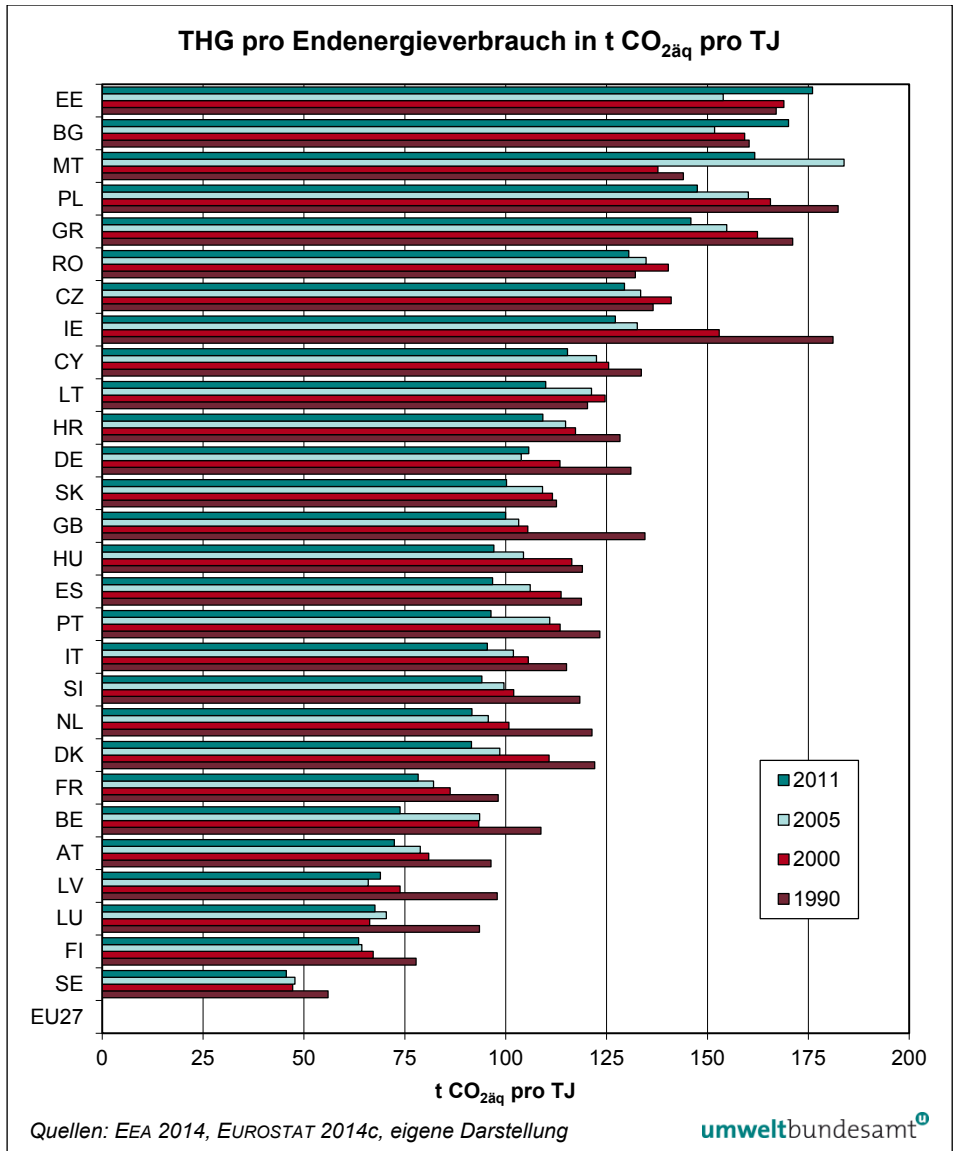


Abbildung 12: Vergleich der EU-27 Mitgliedstaaten nach Treibhausgasemissionen/ Endenergieverbrauch (Österreich: Rang 5 in THG/EEV 2011).

Dieser Indikator zeigt eine ähnlich gute Durchmischung von alten und neuen Mitgliedstaaten wie der Indikator THG pro Bruttoinlandsverbrauch. Lettland, Litauen und Luxemburg zeigen die niedrigsten Endenergieverbräuche 2011.

**Ergebnisse**

### 2.3.3 Indikatoren für non-ETS THG-Emissionen

Die folgenden zwei Indikatoren betrachten nur die non-ETS-Emissionen, was insofern von Bedeutung ist, als die Lastenaufteilung sich aller Voraussicht nach nur auf jene Emissionen beziehen wird, die nicht durch den Emissionshandel abgedeckt sind.

#### 2.3.3.1 Non-ETS THG/BIP

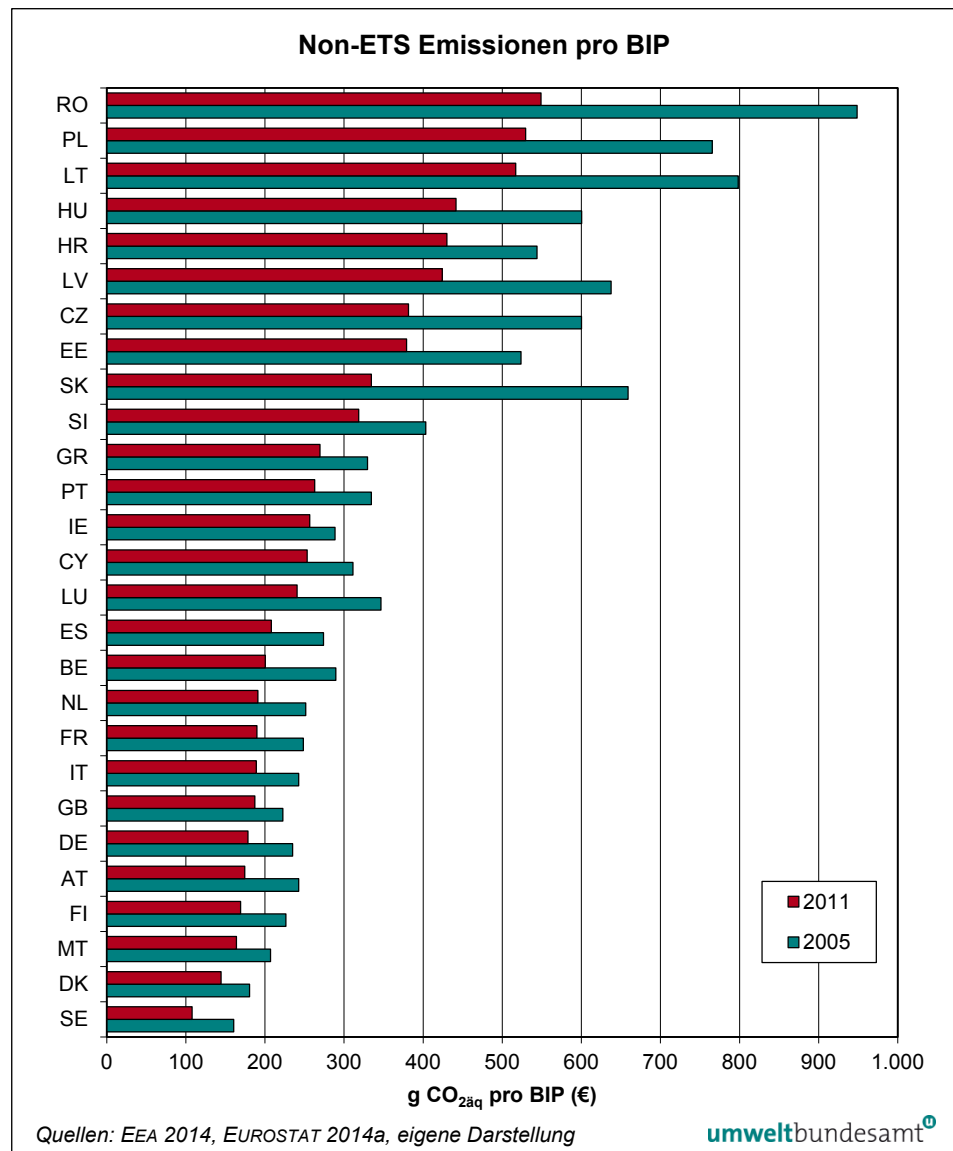


Abbildung 13: Vergleich der EU-28 Mitgliedstaaten nach Treibhausgasemissionen im non-ETS-Bereich pro Bruttoinlandsprodukt (Österreich: Rang 5 in non-ETS THG/BIP 2011).

**Ergebnisse** Auch hier zeigt sich, dass jene Länder mit geringer Wirtschaftsleistung im oberen Bereich zu finden sind. Der Einfluss durch die ausschließliche Berücksichtigung der non-ETS Emissionen ist für einige Staaten (Malta, Estland, Luxemburg, Frankreich) erheblich.

2.3.3.2 Non-ETS THG/Kopf

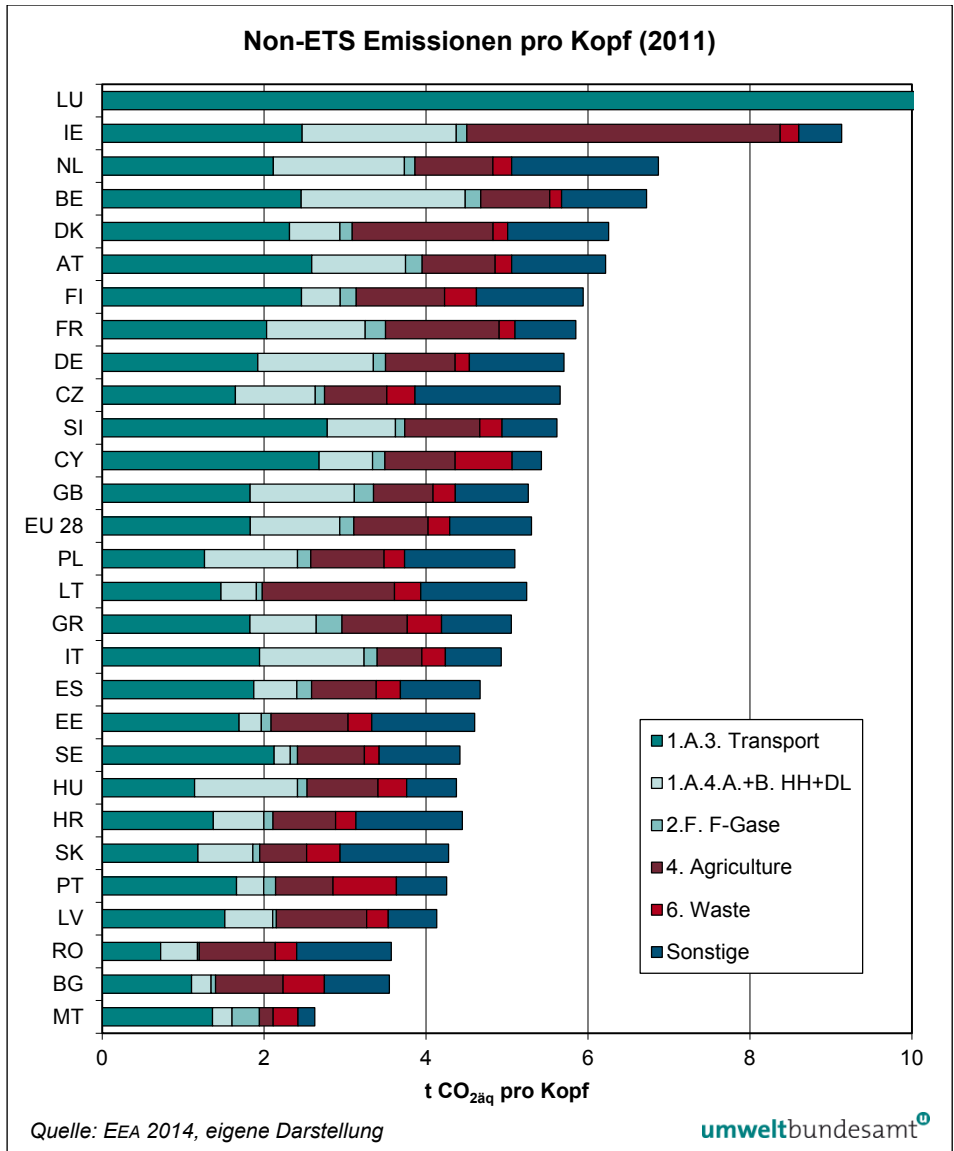


Abbildung 14: Vergleich der EU-28 Mitgliedstaaten nach Treibhausgasemissionen im non-ETS pro Kopf (Österreich: Rang 23 in non-ETS THG/Kopf 2011).

Österreich ist hier im Unterschied zu den anderen Indikatoren im letzten Drittel zu finden, was bedingt ist durch einen vergleichsmäßig hohen Anteil an non-ETS-Emissionen; dies trifft auch auf Luxemburg und die Niederlande zu. In dieser Darstellung ist auch der Beitrag der einzelnen Sektoren zu den non-ETS-Emissionen dargestellt. Für einige Länder wie Österreich, Luxemburg oder Slowenien verursacht der Verkehrssektor die höchsten Emissionen, was bedingt ist durch die Berücksichtigung der Kraftstoffexporte. Es zeigt sich, dass auch im non-ETS-Bereich die Länder mit einer höheren Wirtschaftsleistung (z. B. Österreich, Deutschland, Niederlande, Irland, Luxemburg, Finnland) im oberen Drittel zu finden ist.

**Ergebnisse**

## 2.3.4 Vergleich der Mitgliedstaaten in den non-ETS relevanten Sektoren

### 2.3.4.1 Vergleich der Mitgliedstaaten im Sektor Verkehr

#### Datenquellen und Annahmen

Aufgrund fehlender vergleichender EU-weiter Daten zu spezifischen Flottenverbräuchen in den Mitgliedstaaten<sup>4</sup>, wurden zwei Indikatoren herangezogen, die im Personen- und Güterverkehr auf den Modal Split abzielen und im Folgenden näher definiert werden:

#### *Anteil Öffentlicher Verkehr (ÖV) im Personenverkehr*

Dieser Indikator wird definiert als Prozentanteil der Personenbeförderung in öffentlichen Transportmitteln (exkl. ÖPNV<sup>5</sup>, Fuß- und Radverkehr) an der gesamten Personenverkehrsleistung zu Land (Verkehrsleistung in Personenkilometern). Der Personenverkehr zu Land schließt die Personenbeförderung in Pkw, Linien- sowie Reisebussen und Zügen ein. Alle Daten sollen anhand von Bewegungen innerhalb des Staatsgebiets – unabhängig von der Nationalität des Fahrzeugs – ermittelt werden. Die Datenerfassungsmethode ist auf EU-Ebene jedoch nicht harmonisiert (EUROSTAT 2014).

#### *Anteil ökologischer Verkehrsträger am Güterverkehr*

Dieser Indikator wird definiert als die Summe der Prozentanteile der Verkehrsträger Schiene und Binnenschiff an der gesamten Güterverkehrsleistung zu Land (Verkehrsleistung in Tonnenkilometern). Dieser Indikator umfasst den Güterverkehr auf der Straße, der Schiene und den Binnenwasserwegen (exkl. maritime Hochseeschifffahrt). Der Güterverkehr auf der Straße wird anhand der Bewegung sämtlicher im Meldeland registrierten Fahrzeuge ermittelt. Der Güterverkehr auf Schiene und Binnenwasserwegen wird anhand von Bewegungen innerhalb des Staatsgebiets – unabhängig von der Nationalität des Fahrzeugs oder Schiffs – ermittelt, aber es gibt je nach Land teilweise Abweichungen von dieser Definition (EUROSTAT 2014).

#### Ergebnisdiskussion

#### **ÖV: Österreich im Spitzenfeld**

Österreich liegt beim Anteil des ÖV im Personenverkehr im vorderen Spitzenfeld der EU und konnte diesen Anteil über die letzten 10 Jahre zumindest konstant halten. Nur Ungarn, die Tschechische Republik, die Slowakei sowie Lettland haben laut EUROSTAT (2014) einen höheren ÖV-Anteil. Dies ist nicht verwunderlich, da gerade in vielen Ländern der ehemaligen Sowjetunion das Eisenbahn- bzw. Busnetz dichter ist als in vielen Gegenden Westeuropas.

Auch im Güterverkehr liegt Österreich beim Anteil der Verkehrsträger Schiene und Binnenschiff weit vorne. Es muss jedoch angemerkt werden, dass Datenverfügbarkeit und -qualität bezüglich der Binnenschifffahrts-Güterverkehrsleistung generell weniger solide sind als in anderen Bereichen. Für zwei Länder (Estland und Lettland) wurden fehlende Daten bei der Binnenschifffahrt angepasst.

<sup>4</sup> Jährliche spezifische Verbräuche der Pkw-Neuwagenflotte wären über das EU-weite CO<sub>2</sub>-Monitoring vorhanden, dies ist jedoch für die Betrachtung der gesamten Flotte nicht zielführend.

<sup>5</sup> Öffentlicher elektrisch betriebener Personennahverkehr

Detailergebnisse und Diagramme

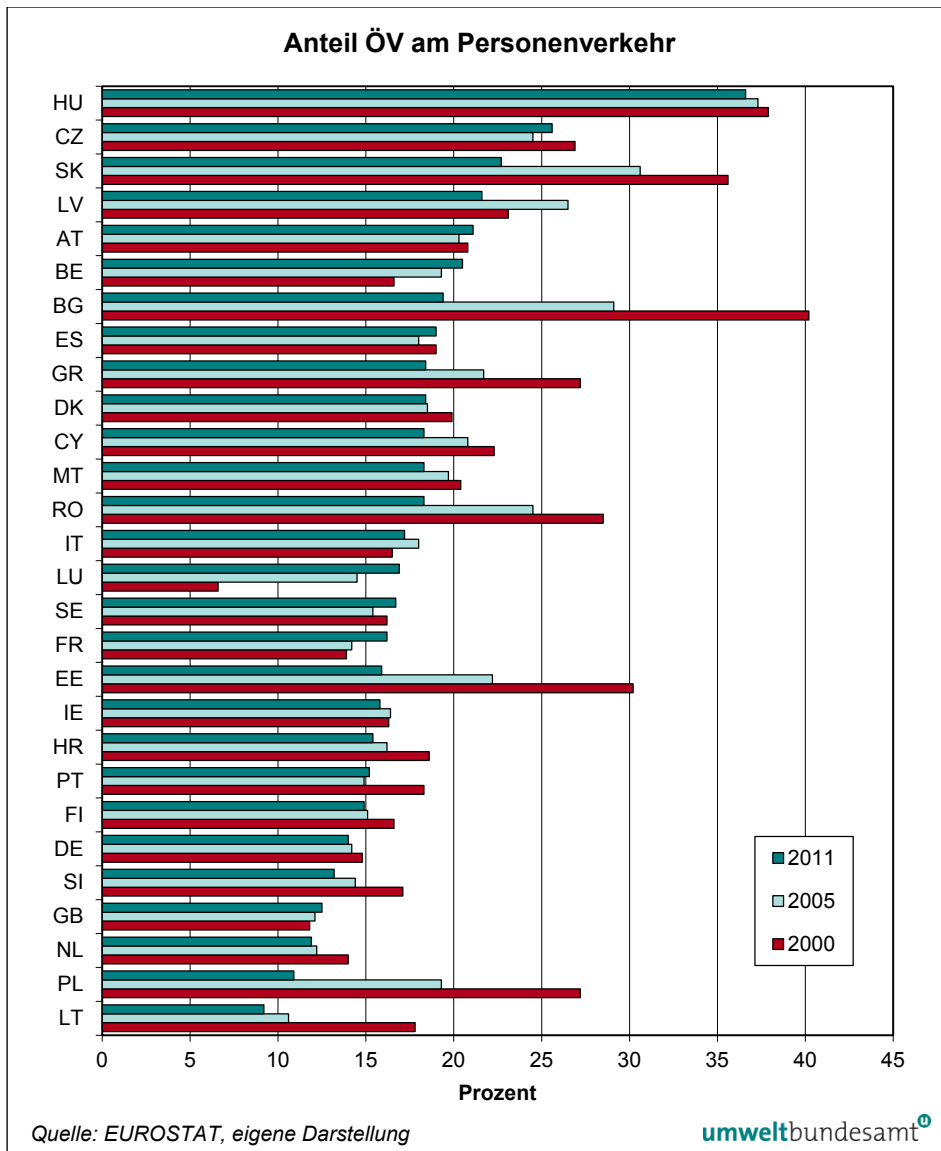


Abbildung 15: Anteil des öffentlichen Verkehrs am Personenverkehr

### Anteil Ökologischer Verkehrsträger am Güterverkehr

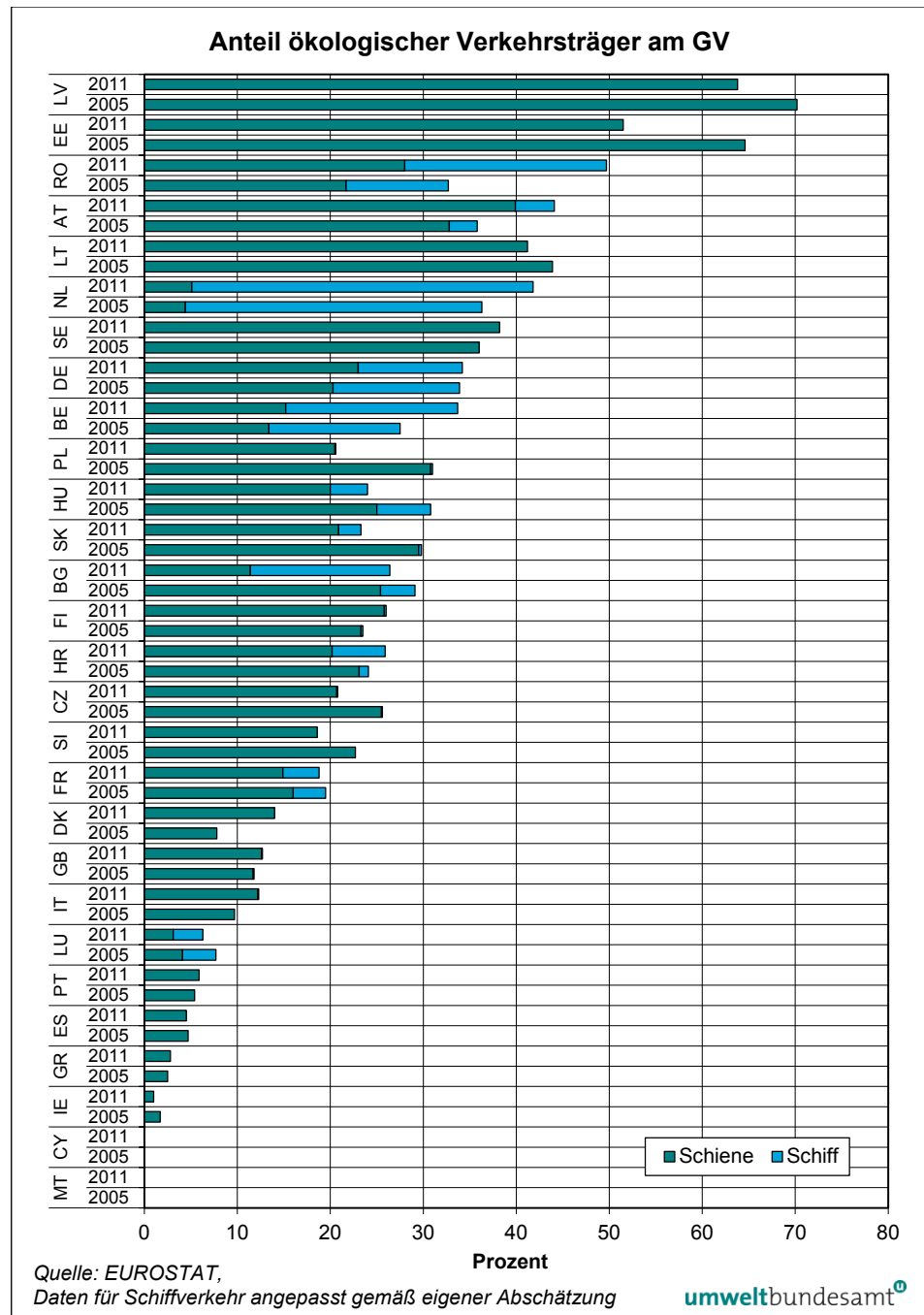


Abbildung 16: Anteil ökologischer Verkehrsträger (Schiene und Schiff) am Güterverkehr

#### 2.3.4.2 Vergleich der Mitgliedstaaten im Sektor Landwirtschaft

Für den Landwirtschaftssektor wurden die folgenden beiden Aspekte untersucht:

- Die historische Entwicklung der pro-Kopf-Emissionen der CRF-Kategorie „4. Landwirtschaft“ für die Jahre 1990, 2005 und 2011.
- Die pro-Kopf-Emissionen der Unterkategorien der CRF-Kategorie „4. Landwirtschaft“.

**Historische Entwicklung der pro-Kopf-Emissionen in der Landwirtschaft**

Auf Basis der Emissionsdaten der EEA und der Bevölkerung wurden die pro-Kopf-Emissionen für die CRF-Kategorie „4. Landwirtschaft“ ermittelt. Österreich liegt mit Emissionen aus der Landwirtschaft von rd. 0,9 t CO<sub>2äq</sub>/Kopf im Jahr 2011 im Mittelfeld im Vergleich der Mitgliedstaaten. Die höchsten pro-Kopf-Emissionen in der Landwirtschaft 2011 weisen Irland und bereits mit deutlichem Abstand, Dänemark und Litauen auf.

**Landwirtschaft:  
Österreich im  
Mittelfeld**

Für alle Mitgliedstaaten zeigt sich eine deutliche Reduktion der Emissionen von 1990 bis 2011. Dies ist maßgeblich auf den Rückgang des Düngemittleinsatzes und des Rinderbestands zurückzuführen (EEA 2013b).

**Reduktion der  
Emissionen**

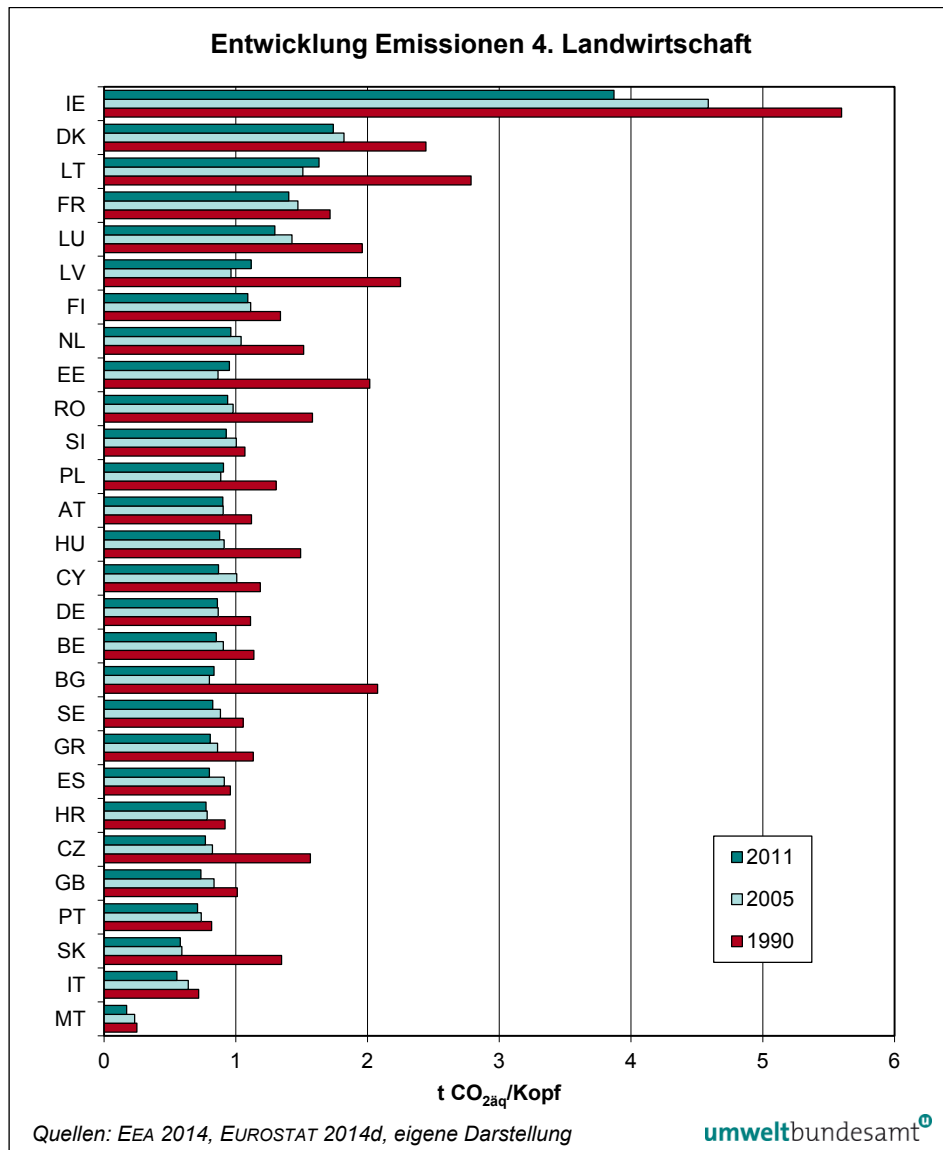


Abbildung 17: Entwicklung der Emissionen in der CRF-Kategorie 4. Landwirtschaft

**Pro-Kopf-Emissionen der Unterkategorien  
in der Landwirtschaft im Jahr 2011**

**Methan- und  
Lachgasemissionen**

Die maßgeblichen Einflussgrößen sind Methanemissionen aus dem Verdauungstrakt von Rindern (4.A.1) und Methanemissionen aus dem Güllemanagement von Rindern (4.B.1) sowie Lachgasemissionen aus dem Boden. Die dafür maßgeblich treibenden Größen für Unterschiede zwischen den Mitgliedstaaten sind der Rinderbestand und der Einsatz von Düngemitteln (z. B. durch den darin enthaltenen Stickstoff) (EEA 2013b).

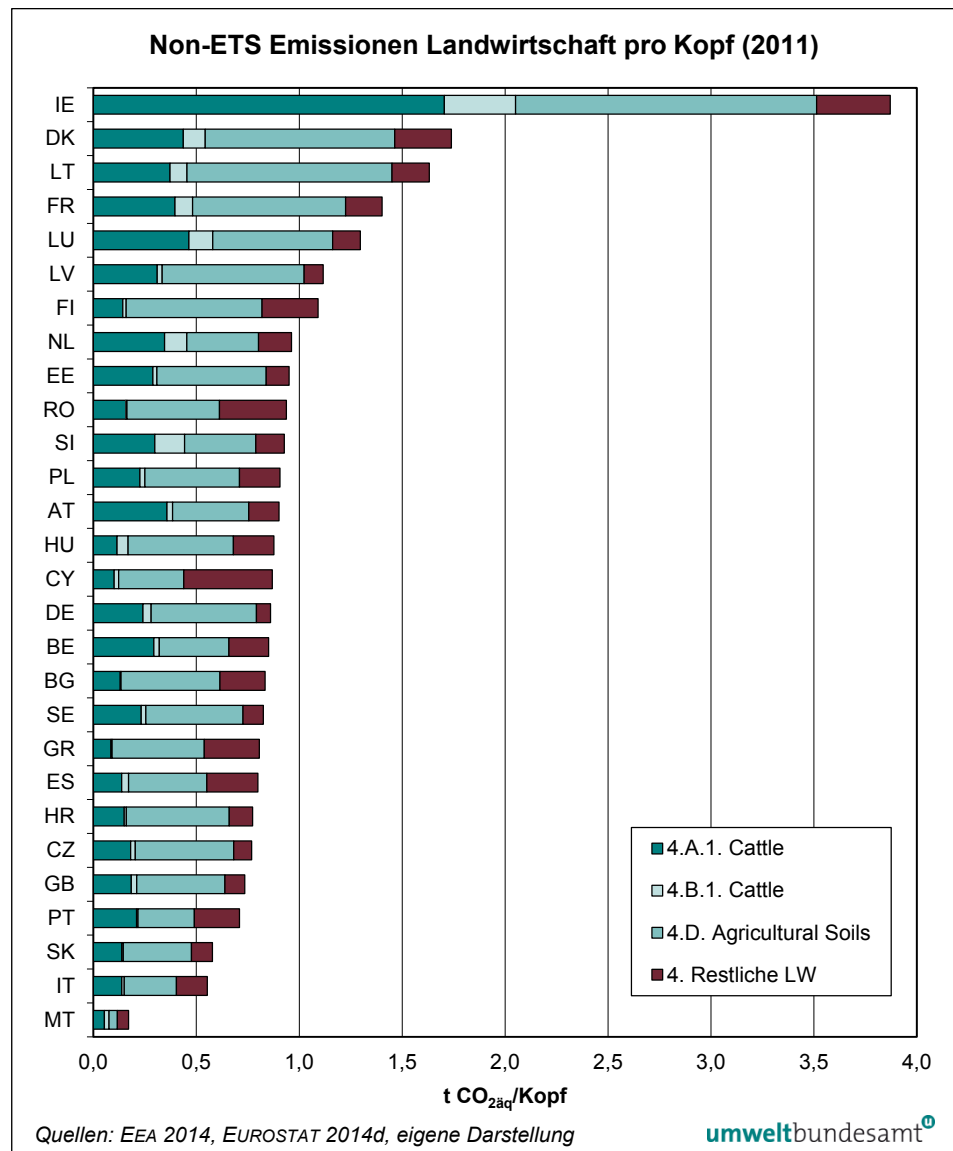


Abbildung 18: Vergleich der Emissionen der Mitgliedstaaten in der Landwirtschaft im Jahr 2011 nach Unterkategorien.



### 2.3.4.3 Vergleich der Mitgliedstaaten im Sektor Raumwärme

Für den Raumwärmesektor wurden die folgenden Aspekte der Wohngebäude untersucht:

- Nutzfläche in Wohngebäuden pro EinwohnerIn,
- Energetischer Endverbrauch im CRF-Sektor 1A4b Haushalte für Raumwärme (klimabereinigt) pro Nutzfläche der Wohngebäude in den Jahren 1990, 2005 und 2011,
- Treibhausgas-Emissionen im CRF-Sektor 1A4b Haushalte pro energetischem Endverbrauch (ohne Strom und Fernwärme) für die Jahre 1990, 2005 und 2011,
- Treibhausgas-Emissionen im CRF-Sektor 1A4b Haushalte pro energetischem Endverbrauch (mit Strom und Fernwärme) für die Jahre 1990, 2005 und 2011.

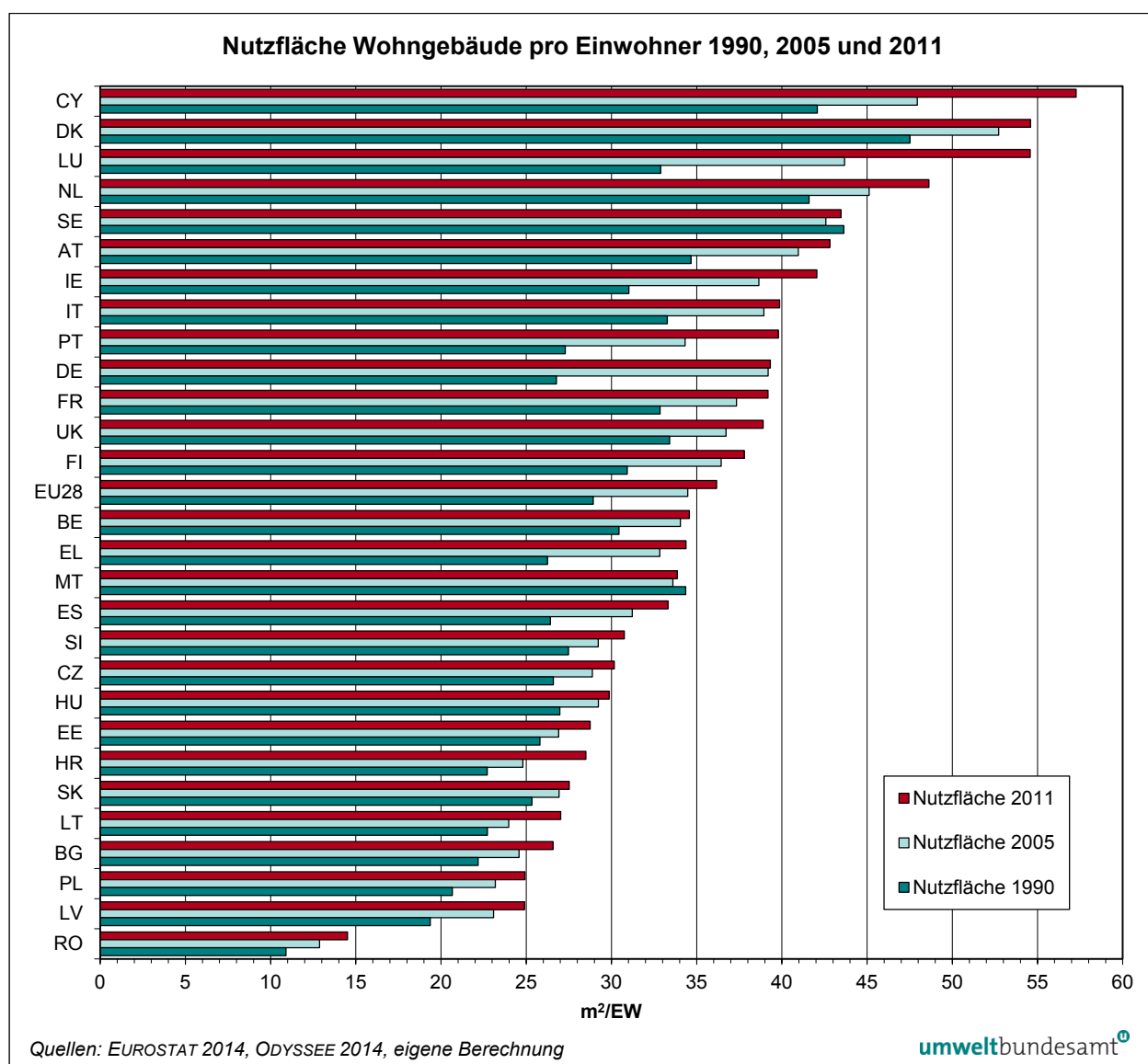


Abbildung 19: Nutzfläche pro Wohngebäude/EinwohnerIn (Österreich: Rang 21 2011).

Der Indikator wurde als Quotient der durchschnittlichen Wohnnutzfläche gemäß ODYSSEE (2014) und den EinwohnerInnen aus EUROSTAT (2014d) gebildet.

**Indikator für Wohnraumnutzung**

Die Nutzfläche pro EinwohnerIn ist als Indikator für die Wohnraumnutzung mittelbar abhängig vom Lebensstandard, dem Verstärterungsgrad, von gesellschaftlichen Trends (Single-Haushalte) und dem Verhältnis von Einfamilien- zu Mehrfamilienhäusern.

**Ergebnisse**

Österreich liegt mit Rang 21 im oberen Drittel und rund 18 % über dem Durchschnitt der EU-28. Im Vergleich dazu weisen die Top-3 Zypern, Dänemark und Luxemburg mehr als die 1,5-fache Nutzfläche pro Wohngebäude auf. Am geringsten ist die Nutzfläche pro EinwohnerIn in Rumänien, welches trotz der achthöchsten Einwohnerzahl nur Platz 17 bei der absoluten Wohnnutzfläche belegt und im Indikator um 60 % unter den EU-28-Schnitt fällt. Die neuen Mitgliedstaaten liegen – mit Ausnahme von Zypern – allesamt in der unteren Hälfte, was auf starke Abhängigkeit des Indikators von der Wirtschaftsleistung schließen lässt.

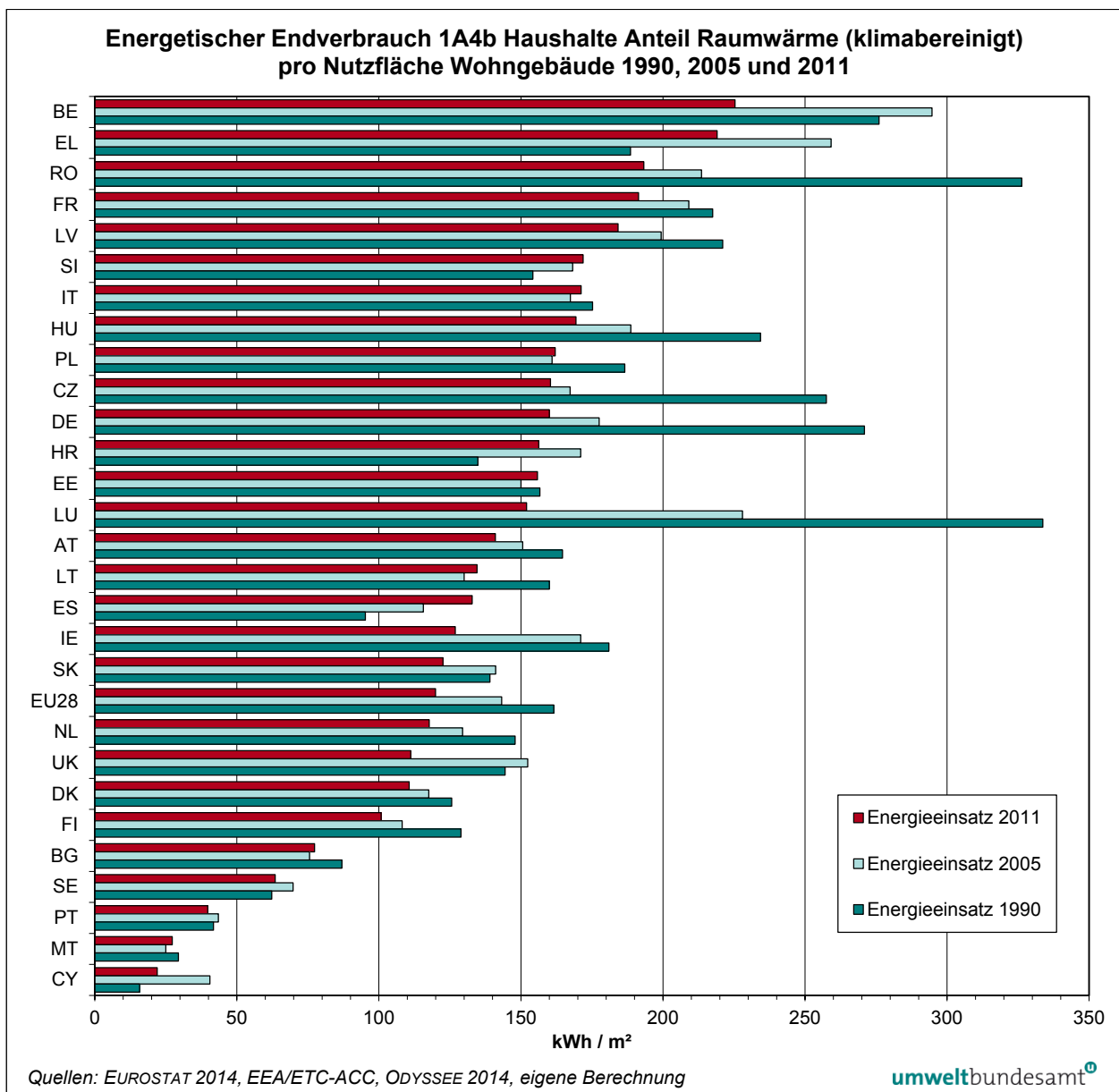


Abbildung 20: Klimabereinigter energetischer Endverbrauch der Raumwärme bezogen auf die Nutzfläche Wohngebäude (Österreich: Rang 15 2011).

**Ergebnisse**

Der Endenergieverbrauch (EEV) der Haushalte für Raumwärmebereitstellung (EUROSTAT 2014b) wurde durch Multiplikation des EEV pro Heizgradtag (HGT<sub>18/15</sub><sup>6</sup>) eines Landes mit der Jahressumme der HGT<sub>18/15</sub> der EU-28 klimabereinigt (EUROSTAT 2014e). Der Anteil der Raumwärme am EEV der Haushalte (EUROSTAT 2007) ist maßgeblich für diesen Indikator, insbesondere die Top-3 Zypern, Malta und Portugal haben mit weniger als 20 % einen deutlich geringeren Anteil als die übrigen Staaten mit 49 % bis 78 %. Bei Ländern im unteren Bereich der HGT<sub>18/15</sub> ist es wahrscheinlich, dass je nach Art der Beheizung, Komfortansprüche und Nutzerverhalten bei kurzfristigen, geringen Unterschreitungen der Grenztemperatur nicht unmittelbar Heizenergie aufgewendet wird und somit der spezifische Endenergieeinsatz pro HGT<sub>18/15</sub> vergleichsweise gering bleibt. Österreich liegt beim Indikator mit Rang 15 im Mittelfeld und rund 18 % über dem Durchschnitt der EU-28.

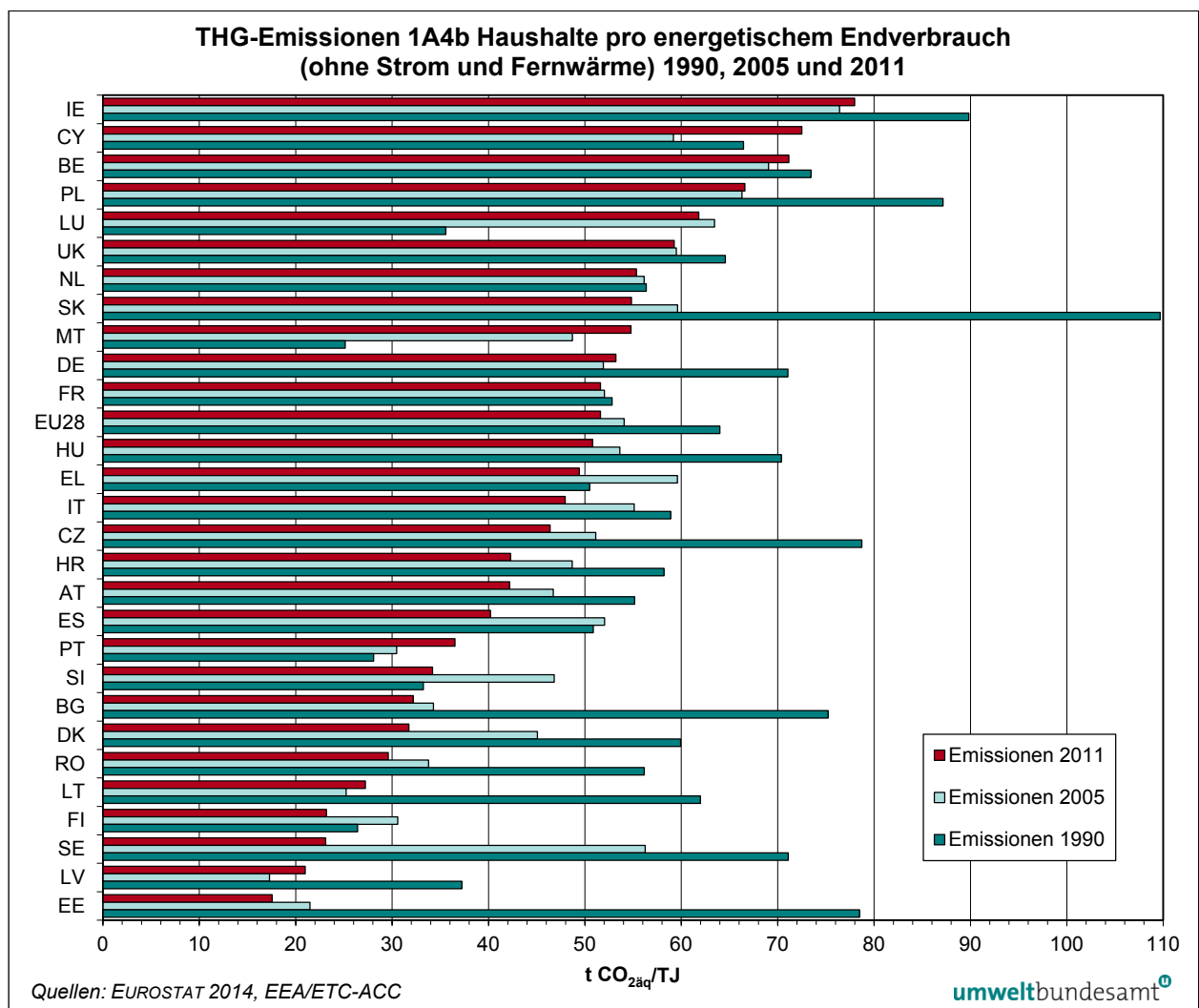


Abbildung 21: Treibhausgasemissionen bezogen auf den energetischen Endverbrauch in Haushalten exkl. Strom und Fernwärme (Österreich: Rang 12 2011).

<sup>6</sup> Der Index 18/15 ist dahingehend zu verstehen, dass erst unterhalb einer Tagesmitteltemperatur von 15 °C geheizt wird. Die Gradtagszahl ergibt sich folglich aus der Differenz dieser Tagesmitteltemperatur und 18 °C.

**C-Intensität der eingesetzten Brennstoffe**

Die direkten THG-Emissionen (EEA/ETC-ACC 2013) werden in Bezug mit dem energetischen Endverbrauch ohne Strom und Fernwärme gemäß EUROSTAT (2014c, 2014f, 2014g) gesetzt. Der Indikator THG-Emissionen pro EEV im Sektor Haushalte gibt Auskunft über die Kohlenstoffintensität der eingesetzten erneuerbaren und fossilen Brennstoffe sowie den Anteil von Umgebungswärme. Strom und Fernwärme sind nicht im CRF-Sektor Haushalte emissionswirksam und wurden deshalb beim EEV nicht berücksichtigt. Die Länder mit höherem Anteil an Erneuerbaren (Biomasse, Umgebungswärme) weisen entsprechend geringere Werte auf.

**Ergebnisse**

Österreich liegt beim Indikator mit Rang 12 im Mittelfeld und rund 18 % unter dem Durchschnitt der EU-28. Es zeigt sich eine gute Durchmischung der alten und neuen EU-Mitgliedstaaten. Für eine Gesamtbewertung sind jedoch auch die von Haushalten verursachten Emissionen für Fernwärme- und Strombereitstellung zu berücksichtigen.

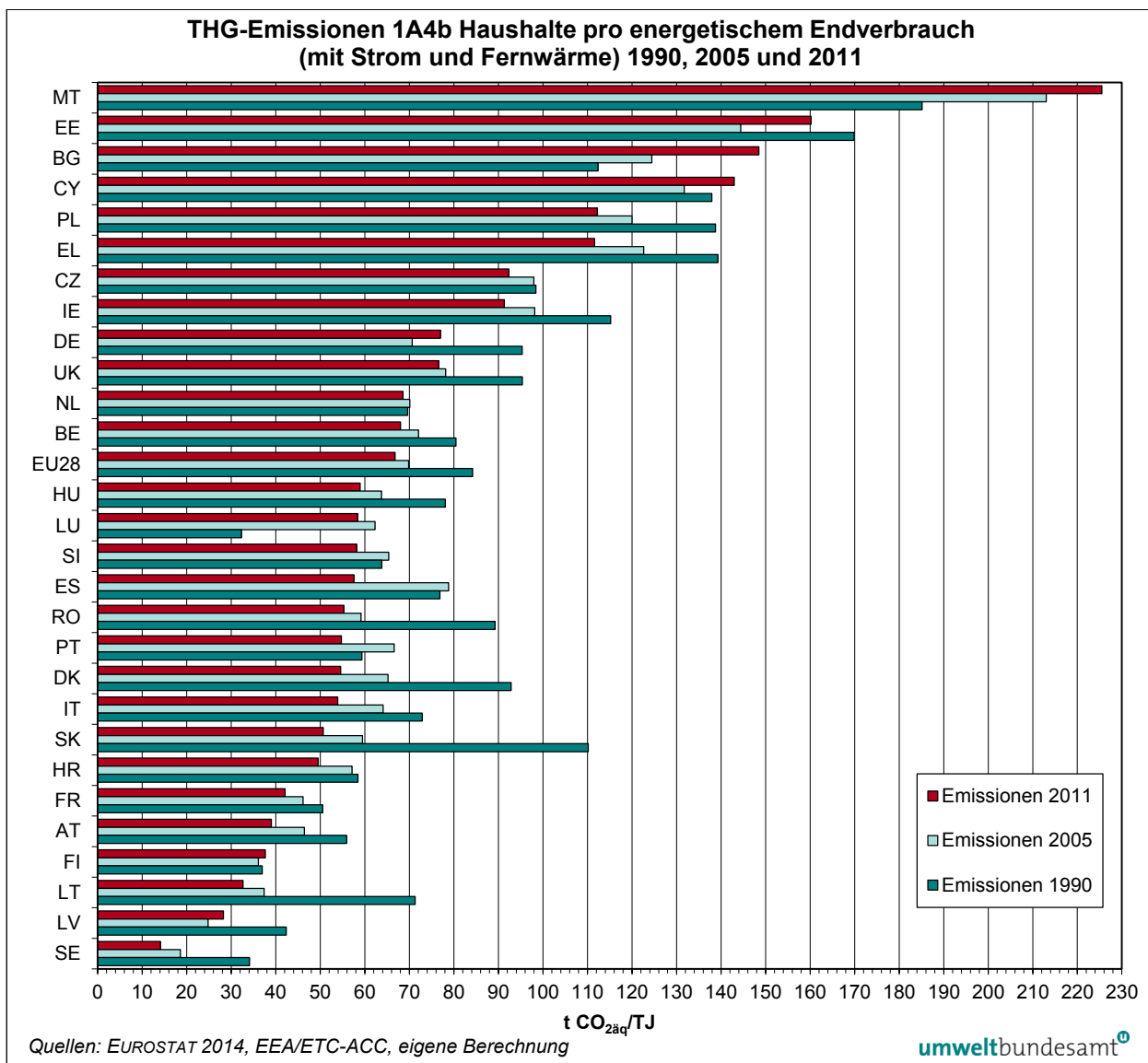


Abbildung 22: Treibhausgasemissionen bezogen auf den energetischen Endverbrauch in Haushalten inkl. Strom und Fernwärme (Österreich: Rang 5 2011).

Die direkten THG-Emissionen aus Brennstoffen im CRF-Sektor Haushalte werden um den Emissionsanteil an der Strom- und Fernwärmeaufbringung (EEA/ETC-ACC 2013, eigene Berechnung) ergänzt und in Bezug mit dem energetischen Endverbrauch gemäß EUROSTAT (2014c) gesetzt:

- Die nationalen THG-Emissionen der Energieaufbringung (EEA/ETC-ACC 2013) werden zu Fernwärme und Strom über den energetischen Endverbrauch aller CRF-Sektoren (EUROSTAT 2014f, 2014g) zugeteilt. Die Energieeinheiten werden dabei emissionsbezogen 2: 1 (Strom: Fernwärme) gewichtet.
- Die Zuordnung der Emissionsanteile für Fernwärme- und Strombereitstellung zum CRF-Sektor Haushalte erfolgt über den Anteil am gesamten energetischen Endverbrauch, getrennt nach Strom und Fernwärme (EUROSTAT 2014f, 2014g).

Der erweiterte Indikator THG-Emissionen pro EEV im Sektor Haushalte gibt Auskunft über die Kohlenstoffintensität der lokal eingesetzten erneuerbaren und fossilen Brennstoffe bzw. der Strom- und Fernwärmebereitstellung sowie über den Anteil von Umgebungswärme. Die Länder mit höherem Anteil an Erneuerbaren (Biomasse, Umgebungswärme) und emissionsarmer Strom-/Fernwärmebereitstellung (Biomasse, Wind-/Wasserkraft, Solarenergie, Kernenergie) weisen entsprechend geringere Werte auf.

Die THG-Emissionen (EEA/ETC-ACC 2013) im Sektor Energiewirtschaft für die Strom- und Fernwärmebereitstellung bilden die nationale Energieaufbringung ab und berücksichtigen keine Verschiebungen durch Exporte oder Importe von elektrischer Energie.

Die Berechnungsmethode mit globaler Gewichtung der THG-Emissionen zwischen Strom- und Fernwärmebereitstellung im Verhältnis 2:1 kann in einzelnen Staaten zu Abweichungen von tatsächlichen Emissionsanteilen führen.

Österreich liegt beim Indikator mit Rang 5 im unteren Drittel und rund 42 % unter dem Durchschnitt der EU-28. Die neuen EU-Mitgliedstaaten Malta, Estland, Bulgarien, Zypern und Polen sowie der alte EU-Mitgliedstaat Griechenland liegen um das 1,5- bis über 3,0-fache über dem Durchschnitt der EU-28. Auffällig ist die deutliche Verschlechterung im Ranking von Estland und Bulgarien im Vergleich mit dem Indikator ohne Strom und Fernwärme. Die Berücksichtigung von Strom und Fernwärme wirkt sich für die Slowakei, Frankreich und Luxemburg besonders günstig aus. Österreich steigt im Ranking um 7 Plätze aufgrund des hohen Anteils an Wasserkraft bei Strom- sowie Biomasse bei Fernwärmebereitstellung.

## **Ergebnisse**

## 2.4 Mögliche Lastenaufteilung der non-ETS-Ziele auf die Mitgliedstaaten

### **EU-weite Reduktion von 30 %**

Basierend auf den Ergebnissen zur Aufteilung der THG-Zielerreichung zwischen ETS und non-ETS (siehe Kapitel 2.2) und auf den Erfahrungen zur 2020 ESD-Lastenaufteilung werden im Folgenden mehrere Möglichkeiten einer Lastenaufteilung der non-ETS-Ziele auf die Mitgliedstaaten dargestellt. Für alle möglichen Zielableitungen wird von einer EU-weiten Reduktion der non-ETS-Emissionen von 30 % ausgegangen.

Zum allgemeinen Verständnis der Problematik werden hier die Überlegungen des Impact Assessment von 2008 (COM SEC (2008)85) zusammengefasst. Der Lastenaufteilung liegt ein kosteneffizientes Szenario zugrunde, welches gleiche marginale Vermeidungskosten für den non-ETS- und den ETS-Sektor vorsieht, d. h. alle Sektoren tragen gleichermaßen zur Zielerreichung bei. Da die Maßnahmen zur Reduktion der non-ETS-Emissionen (Verkehr ohne Luftverkehr, Raumwärme, Landwirtschaft) maßgeblich in der Kompetenz der Mitgliedstaaten liegen, galt es, mögliche Aufteilungen der Reduktionsverpflichtung zu untersuchen.

### **Varianten für die Lastenaufteilung**

Es wurden für die Lastenaufteilung im Rahmen des Klima- und Energiepakets für das Jahr 2020 folgende Möglichkeiten diskutiert (COM SEC (2008)85):

- **Kosteneffizientes Szenario, d. h. Angleichung des CO<sub>2</sub>-Preises (39 € pro Tonne CO<sub>2</sub>) über alle Sektoren (inkl. ETS)**
  - Staaten mit einer geringeren Wirtschaftsleistung als der EU-Schnitt hätten dadurch im Vergleich höhere Kosten im Energiebereich, bezogen auf ihr BIP (vgl. Spalte 2 in Abbildung 23). Betrachtet man die aus dem kosteneffizientesten Fall abgeleiteten Emissionsreduktionen (vgl. Spalte 4 in Abbildung 23), so zeigen sich sehr unterschiedlich verteilte Reduktionsverpflichtungen.
- **Szenario mit gleichen pro Kopf-Emissionen im non-ETS-Bereich**
  - Mit ca. 5,1 t CO<sub>2äq</sub>/Kopf wird der EU-Schnitt im Jahr 2020 unter Erreichung der 2020-Ziele angegeben; dies bedeutet, dass Staaten mit geringeren pro Kopf-Emissionen als der EU-Durchschnitt keine zusätzlichen Maßnahmen treffen müssten, während andere Staaten höhere Verpflichtungen eingehen müssten, deren Erreichung als unrealistisch eingestuft wurden. Dementsprechend würde der CO<sub>2</sub>-Preis sehr variieren.
- **Szenario mit gleicher relativer Reduktion der non-ETS-Emissionen im Vergleich zu 2005**
  - Die durchschnittliche Emissionsreduktion wäre hier 12 %, was für Staaten mit höheren Reduktionen – so wie im kosteneffizienten Fall vorgesehen – bedeutet, dass sie weniger reduzieren müssten. Staaten mit einer niedrigeren Wirtschaftsleistung müssten jedoch mehr als im kosteneffizienten Fall beitragen. Das würde für diese Staaten in einem CO<sub>2</sub>-Preis von 80 € oder mehr resultieren.
- **Szenario mit Differenzierung aufgrund der Wirtschaftsleistung (BIP pro Kopf)**
  - Um die unterschiedlich erhöhten Kosten beim kosteneffizienten Szenario auszugleichen, werden die erforderlichen Reduktionen zwischen den Mitgliedstaaten entsprechend ihrer Wirtschaftsleistung aufgeteilt. Mitgliedstaaten mit hohem BIP/Kopf müssen mehr als der EU-Schnitt von – 12 % reduzieren (jedoch max. –20 %), während Mitgliedstaaten mit niedrigem BIP

weniger reduzieren müssen bzw. Emissionen erhöhen dürfen (jedoch max. + 20 %). Die Differenzierung resultiert in niedrigeren Energie- und Vermeidungskosten für Staaten mit niedrigem BIP pro Kopf, und damit auch unterschiedlichen CO<sub>2</sub>-Preisen.

Vergleich des kosteneffizienten Szenarios mit dem BIP/Kopf modulierten Szenario						
	Increased cost of Energy system + cost mitigation Non CO2 proportional to GDP in 2020		Change 2020 GHG emissions non-ETS sectors compared to 2005		Carbon value Non ETS sectors in 2020	
	Non –ETS target modulated according to GDP/CAP	Cost efficient case	Non –ETS target modulated according to GDP/CAP	Cost efficient case	Non –ETS target modulated according to GDP/CAP	Cost efficient case
EU	0.61%	0.58%	-10%	-12%	37	39
AT	0.9%	0.7%	-16%	-12%	62	39
BE	0.8%	0.8%	-15%	-14%	42	39
BG	1.1%	2.2%	20%	-19%	0	39
CY	0.1%	0.1%	-5%	-7%	31	39
CZ	0.5%	1.1%	9%	-7%	0	39
DK	0.6%	0.3%	-20%	-14%	81	39
EE	1.1%	1.6%	11%	-3%	4	39
FI	0.5%	0.5%	-16%	-22%	20	39
FR	0.4%	0.4%	-14%	-15%	37	39
DE	0.5%	0.6%	-14%	-18%	25	39
EL	0.8%	1.0%	-5%	-10%	27	39
HU	0.5%	1.2%	10%	-6%	5	39
IE	0.6%	0.5%	-20%	-17%	57	39
IT	1.0%	0.5%	-13%	-4%	92	39
LV	1.7%	1.1%	15%	24%	71	39
LT	0.5%	1.0%	15%	-2%	3	39
LU	0.9%	0.5%	-20%	-7%	88	39
MT	0.2%	0.3%	5%	1%	22	39
NL	0.3%	0.3%	-16%	-14%	47	39
PL	0.5%	1.2%	14%	-2%	0	39
PT	0.5%	0.9%	1%	-10%	0	39
RO	0.4%	0.9%	19%	-1%	4	39
SK	0.8%	1.2%	13%	-1%	2	39
SI	1.4%	0.9%	1%	7%	63	39
ES	1.2%	0.7%	-10%	-4%	72	39
SE	0.7%	0.7%	-17%	-7%	87	39
UK	0.4%	0.5%	-16%	-21%	19	39

Quelle: EK 2008 umweltbundesamt<sup>®</sup>

Abbildung 23: Vergleich des kosteneffizienten Szenarios mit dem BIP/Kopf modulierten Szenario.

Letztlich wurde für die Lastenaufteilung zur Erreichung der 10 %-Reduktion im non-ETS-Sektor bis 2020 das Szenario, welches nach BIP/Kopf differenziert, herangezogen (siehe Abbildung 24), dieses wurde aufgrund der differenzierten und angepassten CO<sub>2</sub>-Preise als das fairste angesehen.

**BIP/Kopf-Szenario  
zur Lastenaufteilung**

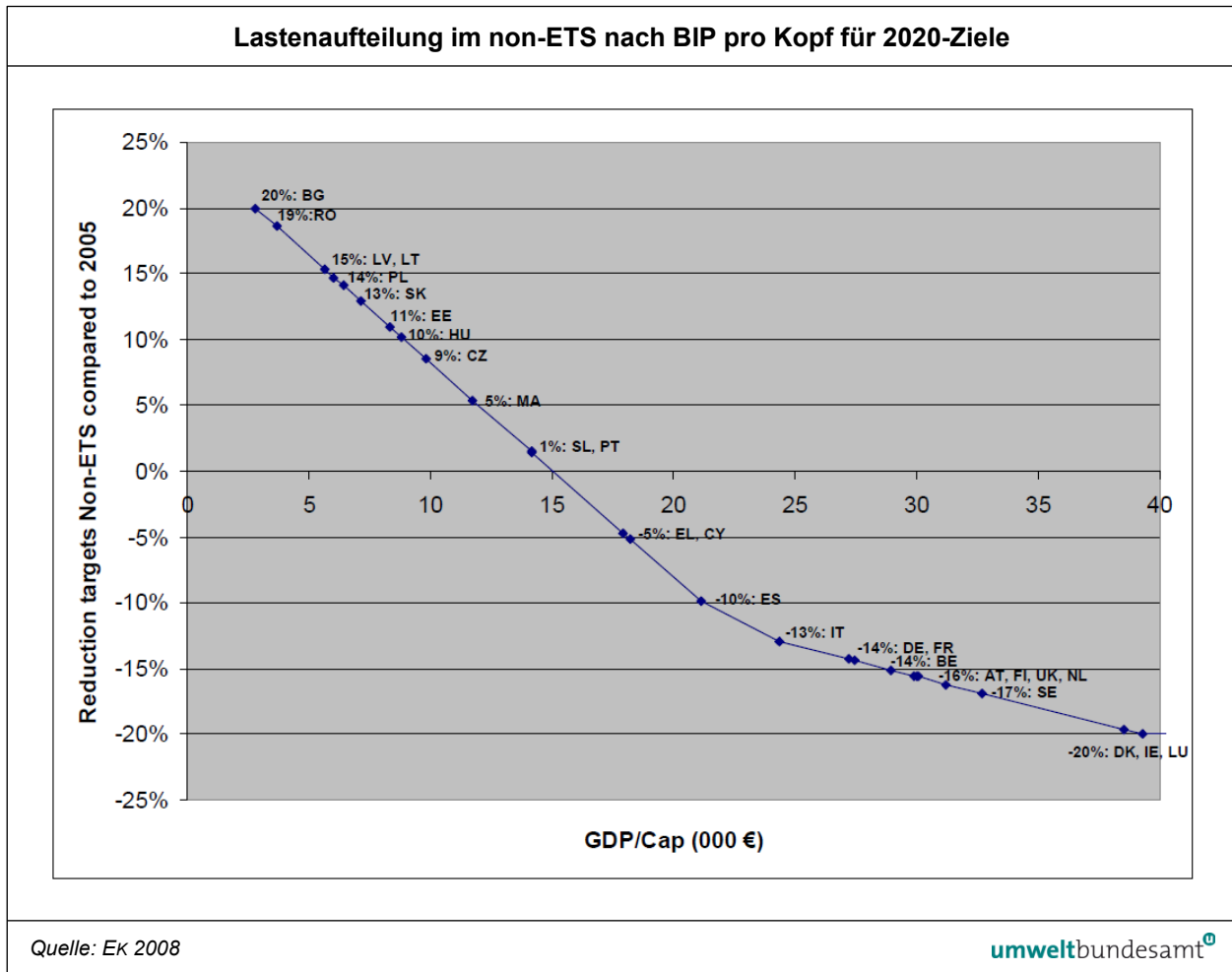


Abbildung 24: Lastenaufteilung im non-ETS nach BIP pro Kopf für 2020-Ziele.

Im Rahmen dieses Projektes wurden fünf Szenarien zur möglichen Lastenaufteilung des 2030-Zieles von – 30 % für den non-ETS-Bereich erarbeitet. Die Ergebnisse und die zugrundeliegenden methodischen Rahmenbedingungen werden in den folgenden Kapiteln beschrieben.



## 2.4.1 Gemäß BIP/Kopf

### Methodik

- EU-Zielwert 30 % Reduktion der non-ETS-Emissionen im Vergleich zu 2005
- Vorgehensweise analog zur ESD 2009
- Ausgangswerte BIP/Kopf 2012
- Maximale Reduktion gedeckelt mit 43 % gegenüber 2005
- Minimale Reduktion gedeckelt mit 0 % gegenüber 2005 (d. h. keine Emissionssteigerungen)

### Ergebnis

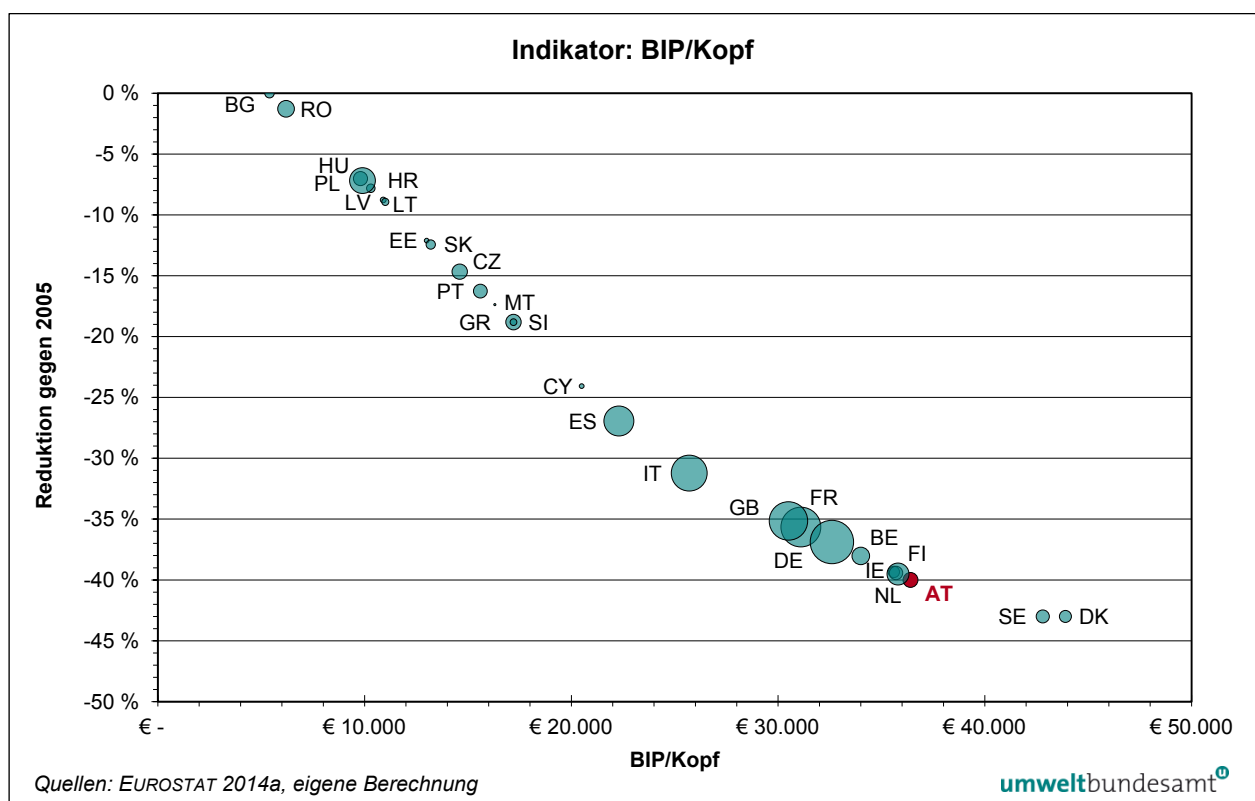


Abbildung 25: Lastenaufteilung 2030 gemäß BIP/Kopf, dargestellt in % Reduktion gegenüber 2005.

Wie auch in der ESD-Lastenaufteilung haben hier die reichsten Staaten die höchsten Reduktionsverpflichtungen. Dänemark, Luxemburg und Schweden hätten die größten Reduktionsziele (-43 %). Für Österreich und die Niederlande würden Reduktionsziele von rund 40 % gelten. In Bulgarien, jenes Land mit dem geringsten BIP pro Kopf (2012), müssten die 2030-Emissionen dem Niveau von 2005 entsprechen (d. h. 0 % Veränderung).

### 2.4.2 Gemäß non-ETS THG/Kopf

#### Methodik

- Vorgehensweise analog zu BIP/Kopf
- EU-Zielwert 30 % Reduktion der non-ETS-Emissionen im Vergleich zu 2005
- Ausgangswerte: non-ETS-Emissionen pro Kopf 2005
- Minimalreduktion gedeckelt durch niedrigste non-ETS-Emission/Kopf 2005 (hier: Malta als Minimalwert, 2,62 t CO<sub>2</sub>/Kopf)
- Minimalreduktion entspricht 2030 dem Emissionsniveau von 2005 (d. h. 0 % Reduktion)
- Je größer der Abstand zum Minimalwert, desto größer die Reduktionsverpflichtung.

#### Ergebnis

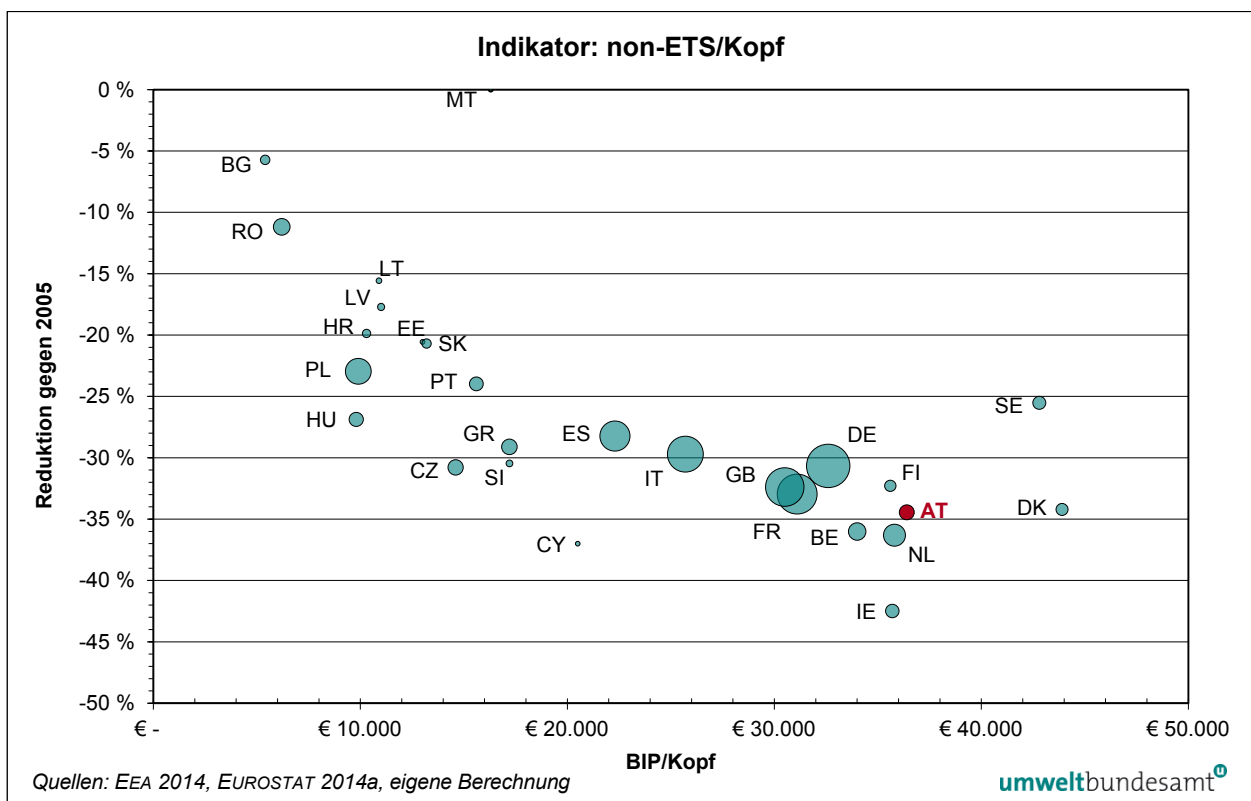


Abbildung 26: Lastenaufteilung 2030 gemäß non-ETS/Kopf, dargestellt in % Reduktion gegenüber 2005.

Von dieser Vorgehensweise würde vor allem Malta profitieren, welches 2005 die geringsten non-ETS-Emissionen pro Kopf aufweist. Österreich und Dänemark hätten beide ein Reduktionsziel von –34 %. Eine solche Vorgehensweise bedeutet aber auch für wirtschaftlich eher schwache Staaten relativ ambitionierte Ziele. Luxemburg hätte das höchste Ziel mit 49 %, gefolgt von Irland mit 42 %.

### 2.4.3 Gemäß non-ETS THG/BIP

#### Methodik

- Vorgehensweise analog zu BIP/Kopf
- EU-Zielwert 30 % Reduktion der non-ETS-Emissionen im Vergleich zu 2005
- Ausgangswerte: non-ETS-Emission/BIP 2011 für EU und alle 28 Mitgliedstaaten
- Der Mitgliedstaat mit dem niedrigsten non-ETS-Emission/BIP 2011 muss 2030 das non-ETS-Emissionsniveau von 2005 beibehalten
- Die erforderliche Reduktion der Mitgliedstaaten wird durch die Differenz zwischen ihren non-ETS-Emissionen/BIP 2011 im Vergleich zum Mitgliedstaat mit den geringsten non-ETS-Emissionen/BIP 2011 ermittelt
- Die maximale Reduktion der Mitgliedstaaten ist mit 40 % gedeckelt.

#### Ergebnis

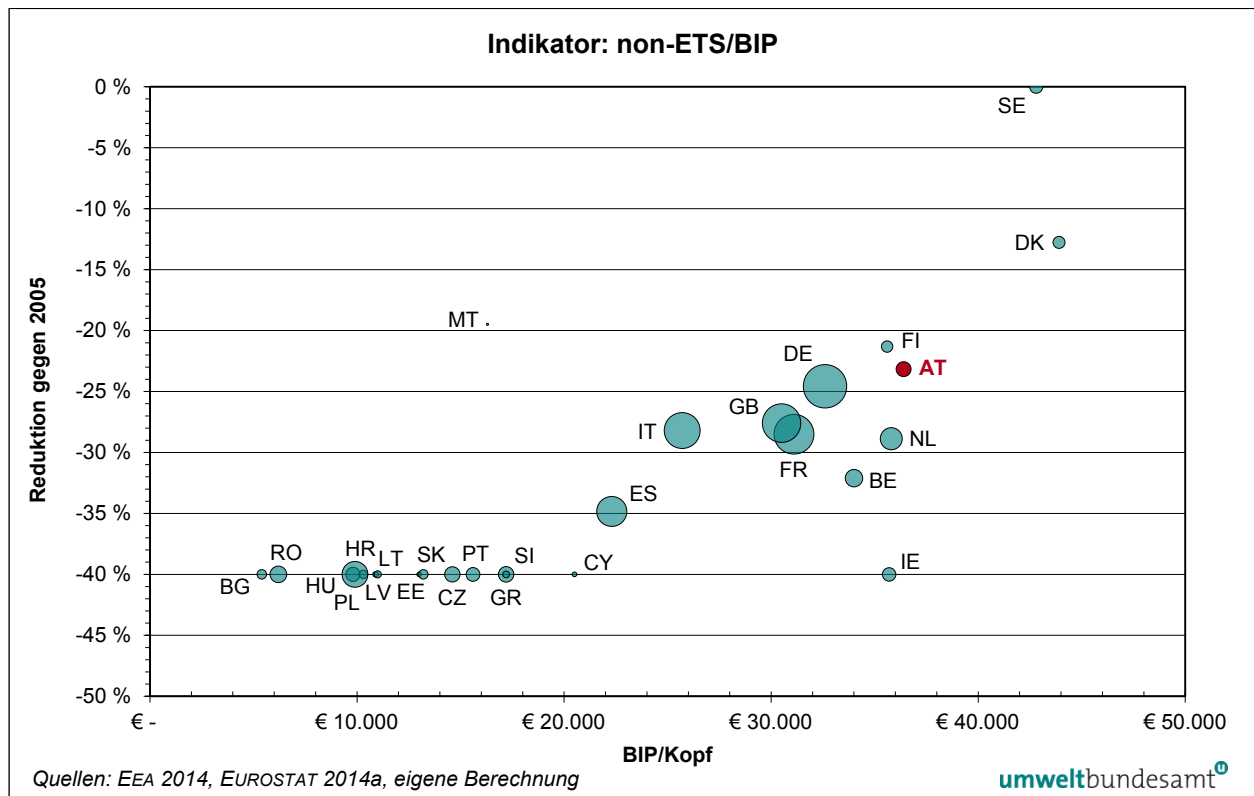


Abbildung 27: Lastenaufteilung 2030 gemäß non-ETS/BIP, dargestellt in % Reduktion gegenüber 2005.

Schweden und Dänemark hätten hier die geringsten Reduktionsverpflichtungen: 0 % bzw. 13 % (siehe Abbildung 27). Für neun Länder (Bulgarien, Tschechien, Estland, Ungarn, Kroatien, Litauen, Lettland, Polen, Rumänien) würde die Maximalreduktion von – 40 % gelten. Österreich würde eine Reduktionsverpflichtung von 23 % eingehen, ähnlich jener zu Deutschland (– 25 %).

Es zeigen sich eindeutig wesentlich höhere Reduktionsverpflichtungen für Staaten mit geringer Wirtschaftsleistung, wovon mehrheitlich die neuen Mitgliedstaaten betroffen sind.

### 2.4.4 Gemäß 2 Stufen: non ETS flatrate (15 %) + BIP/Kopf

#### Methodik

- Die EU-weite Reduktion im non-ETS-Bereich um –30 % gegenüber 2030 wird aufgeteilt. Die eine Hälfte des Beitrags wird bestimmt durch eine Flatrate für non-ETS-Emissionen, die andere Hälfte der erforderlichen Reduktion wird durch Differenzierung aufgrund der Wirtschaftsleistung (BIP pro Kopf) definiert.
- Ausgangsdaten für Reduktion 1: Flatrate von –15 % der non-ETS-Emissionen 2005.
- Ausgangsdaten für Reduktion 2: BIP/Kopf-Daten 2012, wobei für jenen Staat mit dem kleinsten BIP pro Kopf keine Reduktionsverpflichtung anfällt (d. h. 0 % Veränderung zum Emissionsniveau 2005). Entsprechen die BIP/Kopf 2012 genau dem EU-Durchschnitt, so ist eine Reduktion von 18 % vorgesehen, liegen die Werte darüber, resultiert eine entsprechend größere Reduktion.

#### Ergebnis

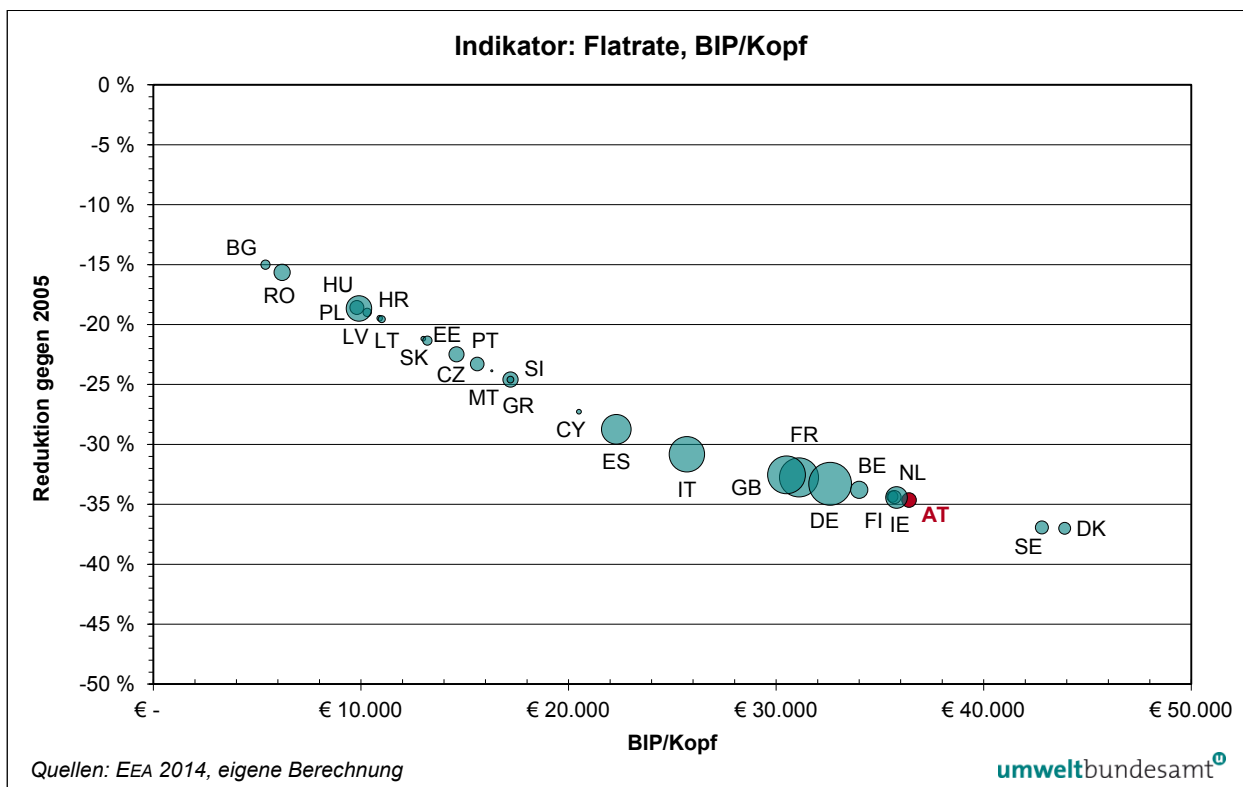


Abbildung 28: Lastenaufteilung 2030 gemäß non-ETS-Flatrate (15 %) und BIP pro Kopf, dargestellt in % Reduktion gegenüber 2005.

Diese 2-stufige Zielableitung teilt die Reduktionsverpflichtungen über alle Mitgliedstaaten gleichmäßiger auf als in den zuvor aufgezeigten möglichen Zielableitungen, da die Einführung einer Flatrate unabhängig von nationalen Umständen für alle gilt. Da alle Mitgliedstaaten einen Reduktionsbeitrag von zumindest 15 % leisten müssen, reduziert dies die Reduktionslast der wohlhabenden Staaten. Die Maximalreduktion beträgt in dieser möglichen Lastenaufteilung 37 % (zutreffend für Schweden, Dänemark und Luxemburg). Auf Österreich würde eine Reduktion von –34 % entfallen.

Um die Sensibilität der Flatrate zu untersuchen, wurden die Auswirkungen einer Flatrate von 5 %, 10 % und 15 % für Österreich bei unterschiedlichen erforderlichen EU-weiten Reduktionen (–26 % bis –34 %) analysiert. Es zeigte sich, dass der Einfluss einer geringeren bzw. höheren Flatrate zu keinen großen Veränderungen führt (siehe Abbildung 29).

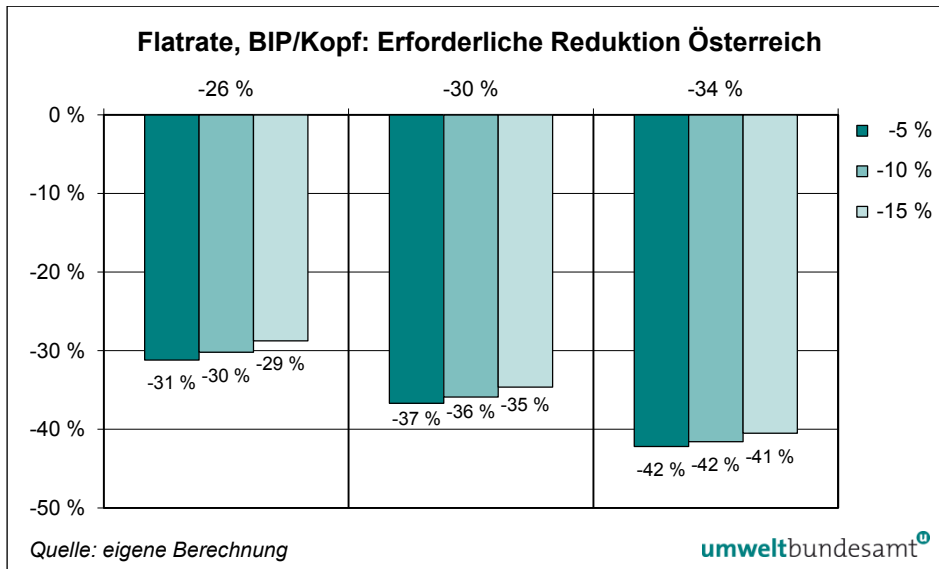


Abbildung 29: Auswirkung einer veränderten Flatrate auf die für Österreich erforderliche Reduktion 2030 im non-ETS Bereich bei verschiedenen EU Gesamtreduktionen (–26 %, –30 %, –34 %) im non-ETS Bereich.

## 2.4.5 Gemäß 2 Stufen: non ETS/Kopf + BIP/Kopf

### Methodik

- Die EU-weite Reduktion im non-ETS-Bereich um –30 % gegenüber 2030 wird aufgeteilt. Die eine Hälfte der erforderlichen Reduktion wird anhand der non-ETS-Emissionen pro Kopf 2011 abgeleitet, die andere Hälfte der erforderlichen Reduktion wird anhand der Wirtschaftsleistung (BIP pro Kopf) abgeleitet.
- Ausgangsdaten für Reduktion 1: non-ETS pro Kopf Emissionen 2005
  - Annahme zum Zielwert: alle Mitgliedstaaten müssen den non-ETS pro Kopf-Wert erreichen, der 2011 der niedrigste war. Je weiter sie von diesem entfernt sind, desto größer die erforderliche Reduktion (siehe Kapitel 2.4.2)
- Ausgangsdaten für Reduktion 2: BIP pro Kopf 2012
  - Annahmen zum Zielwert: Jener Staat mit dem kleinsten BIP pro Kopf hat keine Reduktionsverpflichtung (d. h. 0 % Veränderung zum Emissionsniveau 2005). Entsprechen die BIP/Kopf 2012 genau dem EU-Durchschnitt, so ist eine Reduktion von 19,5 % vorgesehen, liegen die Werte darüber, resultiert eine entsprechend größere Reduktion (siehe Kapitel 2.4.1).

### Ergebnis

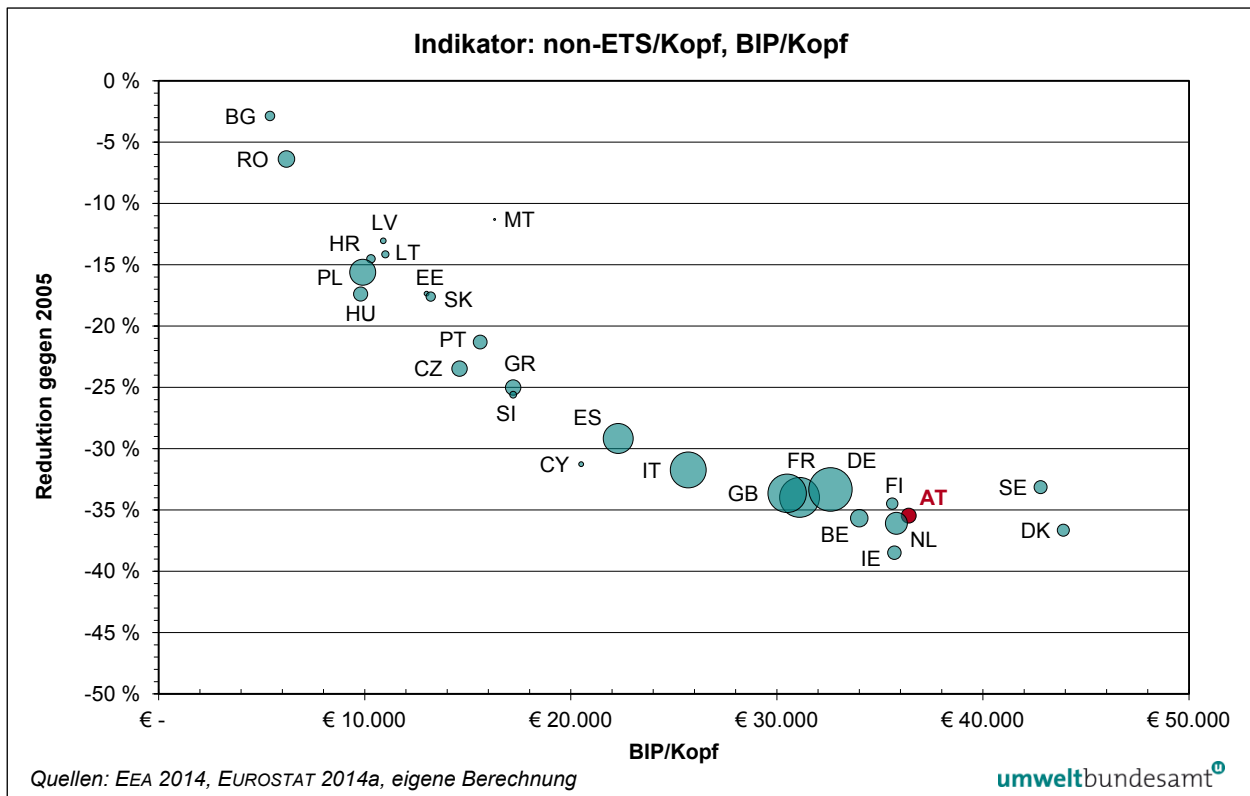


Abbildung 30: Lastenaufteilung 2030 gemäß non-ETS pro Kopf und BIP pro Kopf, dargestellt in % Reduktion gegenüber 2005.

Es zeigen sich für jede Stufe der Zielableitung unterschiedliche Werte, da für beide Stufen ein nach Mitgliedstaaten differenzierter Zugang gewählt wurde. Für viele Staaten weist der Beitrag aus beiden Stufen eine ähnliche Größe auf. Bulgariens Reduktion resultiert ausschließlich aus der non-ETS-Zielableitung, da es 2012 das geringste BIP pro Kopf aufweist. Umgekehrt verhält es sich für Malta, das 2005 die geringsten non-ETS-Emissionen pro Kopf aufweist.

#### 2.4.6 Gemäß 2 Stufen: non ETS/BIP + BIP/Kopf

##### Methodik

- Die EU-weite Reduktion im non-ETS-Bereich um –30 % gegenüber 2030 wird aufgeteilt. Die eine Hälfte der erforderlichen Reduktion wird anhand der non-ETS-Emissionen pro BIP 2011 abgeleitet, die andere Hälfte der erforderlichen Reduktion wird anhand der Wirtschaftsleistung (BIP pro Kopf) abgeleitet.
- Ausgangsdaten für Reduktion 1: non-ETS Emissionen pro BIP 2011
  - Annahme zum Zielwert: Alle Mitgliedstaaten müssen auf Basis der Differenz der non-ETS-Emissionen pro BIP im Vergleich zum Mitgliedstaat mit dem niedrigsten Wert reduzieren. Je weiter sie von diesem entfernt sind, desto größer die erforderliche Reduktion (siehe Kapitel 2.4.3).

- Ausgangsdaten für Reduktion 2: BIP pro Kopf 2012
  - Annahmen zum Zielwert: Jener Staat mit dem kleinsten BIP pro Kopf hat keine Reduktionsverpflichtung (d. h. 0 % Veränderung zum Emissionsniveau 2005). Entsprechen die BIP/Kopf 2012 genau dem EU-Durchschnitt, so ist eine Reduktion von 19,5 % vorgesehen, liegen die Werte darüber, resultiert eine entsprechend größere Reduktion (siehe Kapitel 2.4.1).

**Ergebnis**

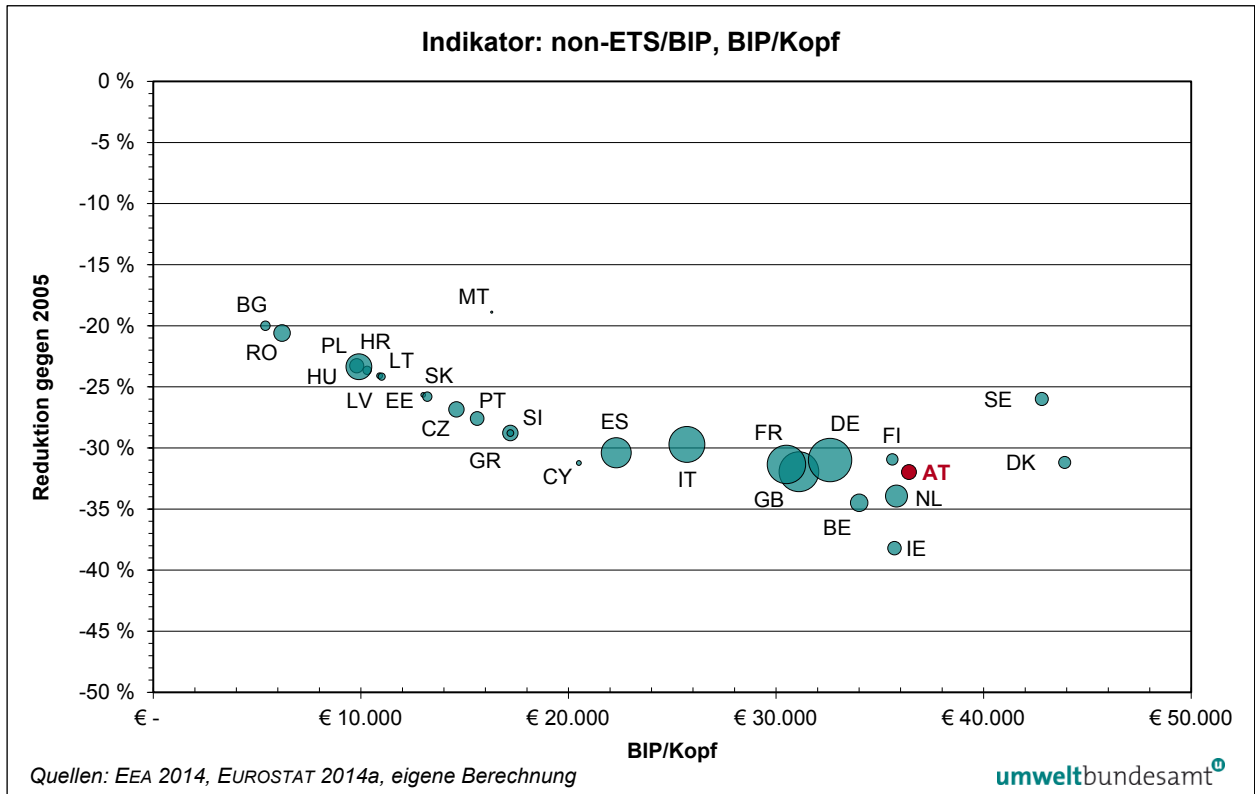


Abbildung 31: Lastenaufteilung 2030 gemäß non-ETS pro BIP und BIP pro Kopf, dargestellt in % Reduktion gegenüber 2005.

Es zeigen sich für jede Stufe der Zielableitung unterschiedliche Werte, da für beide Stufen ein nach Mitgliedstaaten differenzierter Zugang gewählt wurde. Bulgariens Reduktion resultiert ausschließlich aus der non-ETS/BIP Zielableitung, da es 2012 das geringste BIP pro Kopf aufweist. Umgekehrt verhält es sich für Schweden, das die geringsten non-ETS-Emissionen pro BIP aufweist.

### 2.4.7 2-Stufen: Flatrates & non-ETS/BIP (Typ I)

#### Methodik

- Die EU-weite Reduktion im non-ETS-Bereich um –30 % gegenüber 2030 wird aufgeteilt. Ein Teil der erforderlichen Reduktion wird anhand von Flatrates abgeleitet. Der andere Teil wird auf Basis von non-ETS-Emissionen pro BIP abgeleitet.
- Ausgangsdaten für Reduktion 1: Flatrates
  - MS mit positivem 2020 Ziel müssen um 20 % gegenüber 2020 reduzieren
  - MS mit negativem 2020 Ziel müssen um 20 % gegenüber 2005 reduzieren.
- Ausgangsdaten für Reduktion 2: non-ETS Emissionen pro BIP 2011
  - Annahmen zum Zielwert: Alle Mitgliedstaaten müssen auf Basis der Differenz der non-ETS-Emissionen pro BIP im Vergleich zum Mitgliedstaat mit dem niedrigsten Wert reduzieren. Je weiter sie von diesem entfernt sind, desto größer die erforderliche Reduktion (siehe Kapitel 2.4.3). Die Reduktion für diesen Teilschritt ist bei 20 % gedeckelt.

#### Ergebnis

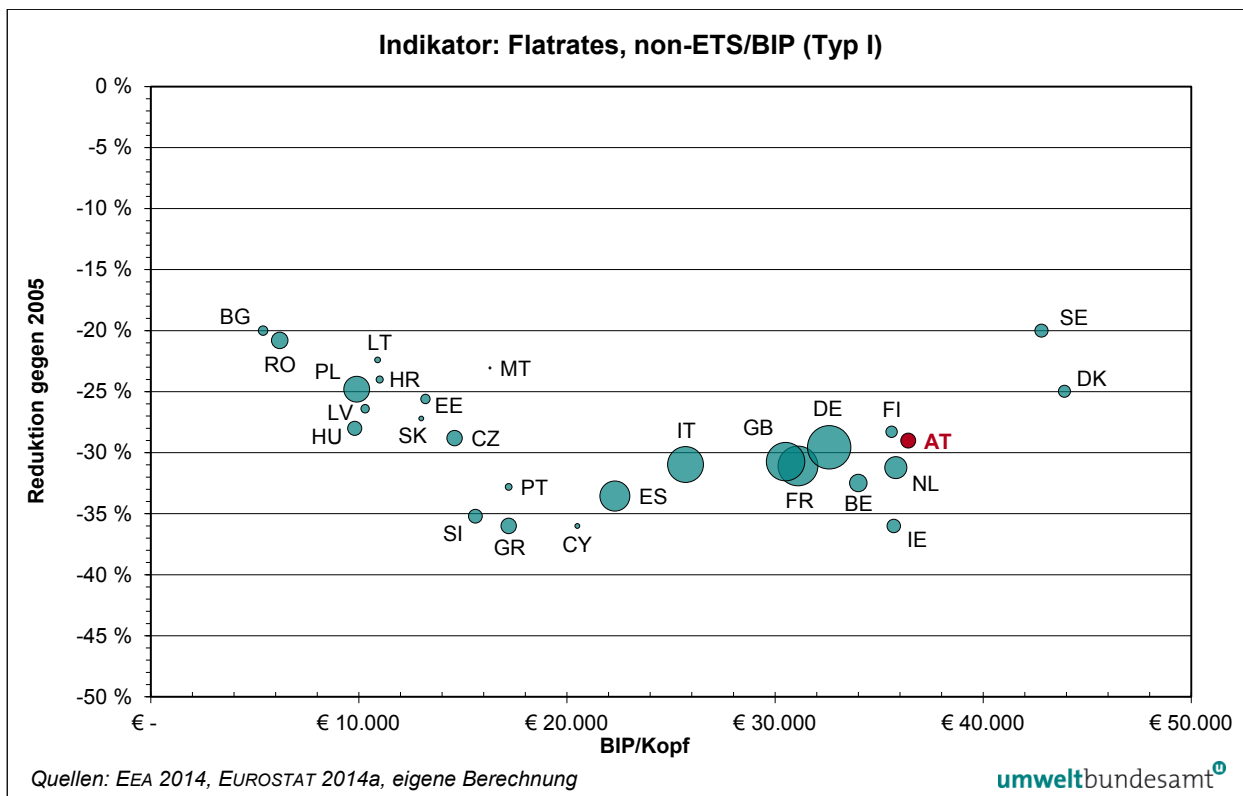


Abbildung 32: Lastenaufteilung 2030 gemäß Flatrates und non-ETS pro BIP (Typ I), dargestellt in % Reduktion gegenüber 2005.



### 2.4.8 2-Stufen: Flatrates & non-ETS/BIP

#### Methodik

- Die EU-weite Reduktion im non-ETS-Bereich um –30 % gegenüber 2030 wird aufgeteilt. Ein Teil der erforderlichen Reduktion wird anhand von Flatrates abgeleitet. Der andere Teil wird auf Basis von non-ETS-Emissionen pro BIP abgeleitet.
- Ausgangsdaten für Reduktion 1: Flatrates
  - MS mit positivem 2020 Ziel müssen um 20 % gegenüber 2020 reduzieren
  - MS mit negativem 2020 Ziel müssen um 20 % gegenüber 2005 reduzieren.
- Ausgangsdaten für Reduktion 2: non-ETS Emissionen pro BIP 2011
  - Annahmen zum Zielwert: Alle Mitgliedstaaten müssen auf Basis der Differenz der non-ETS-Emissionen pro BIP im Vergleich zum Mitgliedstaat mit dem niedrigsten Wert reduzieren. Je weiter sie von diesem entfernt sind, desto größer die erforderliche Reduktion (siehe Kapitel 2.4.3). Die Reduktion für diesen Teilschritt ist bei 30% gedeckelt.
- Kein Mitgliedsstaat muss mehr als 40% reduzieren gegen 2005.

#### Ergebnis

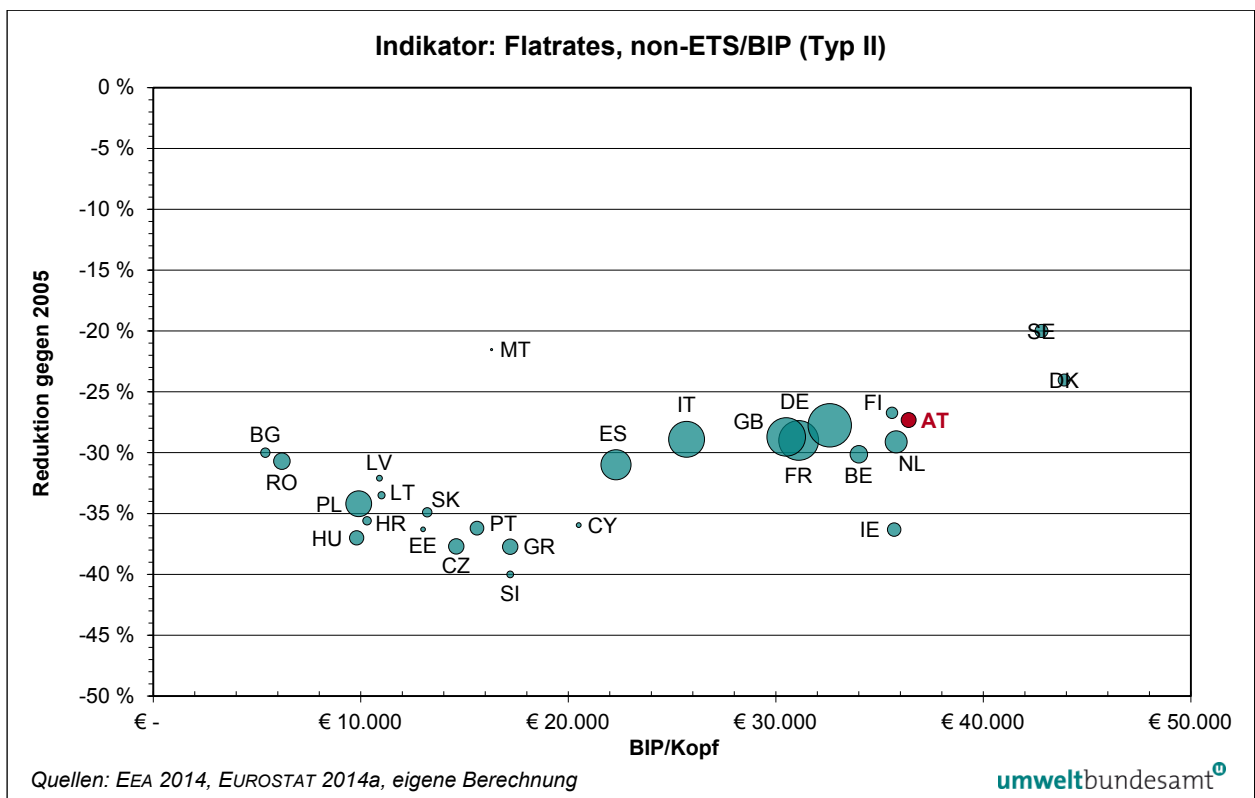


Abbildung 33: Lastenaufteilung 2030 gemäß Flatrates und non-ETS pro BIP (Typ II), dargestellt in % Reduktion gegenüber 2005.

## 2.4.9 Mögliche Zielableitung und Szenarien im Vergleich

In der Folgeabschätzung zeigt die EK bei den THG-Emissionen Gesamtreduktionen von 35–45 % im Jahr 2030 gegenüber dem Jahr 1990 und die Reduktionen im non-ETS-Bereich liegen zwischen 26–35 % in den einzelnen Szenarien. Bei der von der Kommission vorgeschlagenen THG-Gesamtreduktion von 40 % liegt die Reduktion im non-ETS-Bereich bei 30 %. Für die Szenarien mit einer 40 %-igen THG-Gesamtreduktion weist die Folgenabschätzung auch Reduktionen im non-ETS für die einzelnen Mitgliedstaaten aus. Für Österreich liegt diese Reduktion im Bereich zwischen 27 % und 32 % im Jahr 2030, im Vergleich zu 1990. Bei diesen Zahlen handelt es sich um Ergebnisse der Szenarien, jedoch noch nicht um konkrete Vorschläge für Zielaufteilungen zwischen den Mitgliedstaaten.

Grundsätzlich gilt es festzuhalten, dass das EU-weite non-ETS-Ziel großen Einfluss auf mögliche Zielableitungen hat. In den untersuchten möglichen Zielableitungen wurde von einer Reduktion von 30 % ausgegangen, welche als relativ plausibel bei einer Gesamtemissionsreduktion von 40 % bis 2030 angesehen werden kann (siehe Kapitel 2.1.1).

Mehr Spielraum für Anpassungen an nationale Gegebenheiten und Bedürfnisse bieten die 2-stufigen Zielableitungen. In den hier untersuchten Fällen wurde methodisch eine Aufteilung der gesamten erforderlichen non-ETS-Reduktion zu gleichen Teilen (d. h. halbe-halbe) vorgenommen. Dieser Ansatz ließe sich noch variieren, um beispielsweise der Wirtschaftsleistung mehr Einfluss auf die Reduktionsverpflichtungen zuzuweisen.

In der folgenden Grafik (siehe Abbildung 34) sind die Ergebnisse aus den möglichen Zielableitungen für alle Länder dargestellt, ergänzt mit den Daten aus dem EU-Referenzszenario und den Zielen für 2020. Um darzustellen, inwieweit die errechneten möglichen Zielableitungen mit den im EU-Referenzszenario angegebenen minimalen und maximalen THG-Reduktionen im non-ETS-Bereich abweichen, sind diese grafisch als Punkte ersichtlich gemacht.

Betrachtet man nur Österreich, so zeigt sich, dass durch Anwenden der 2-stufigen Indikatoren aus Abschnitt 2.4 die möglichen Zielableitungen für den non-ETS-Bereich zwischen –27 % und –35 % liegen, wobei das Szenario „non-ETS/Kopf, BIP/Kopf“ das ambitionierteste ist. Geht man davon aus, dass die Maßnahmen und Annahmen, welche im nationalen Szenario WAM plus (UMWELTBUNDESAMT 2013b) getroffen wurden (Szenario erreicht Reduktion im non-ETS von 32 % im Jahr 2030 gegenüber 2005, siehe Abschnitt 2.6 und Kapitel 3), sich in der Realität bis 2030 widerspiegeln, so rücken die möglichen Ziele in greifbare Nähe. Jenes Ziel, das auf dem Szenario „Flatrates, non-ETS/BIP“ beruht, würde sogar übererfüllt.

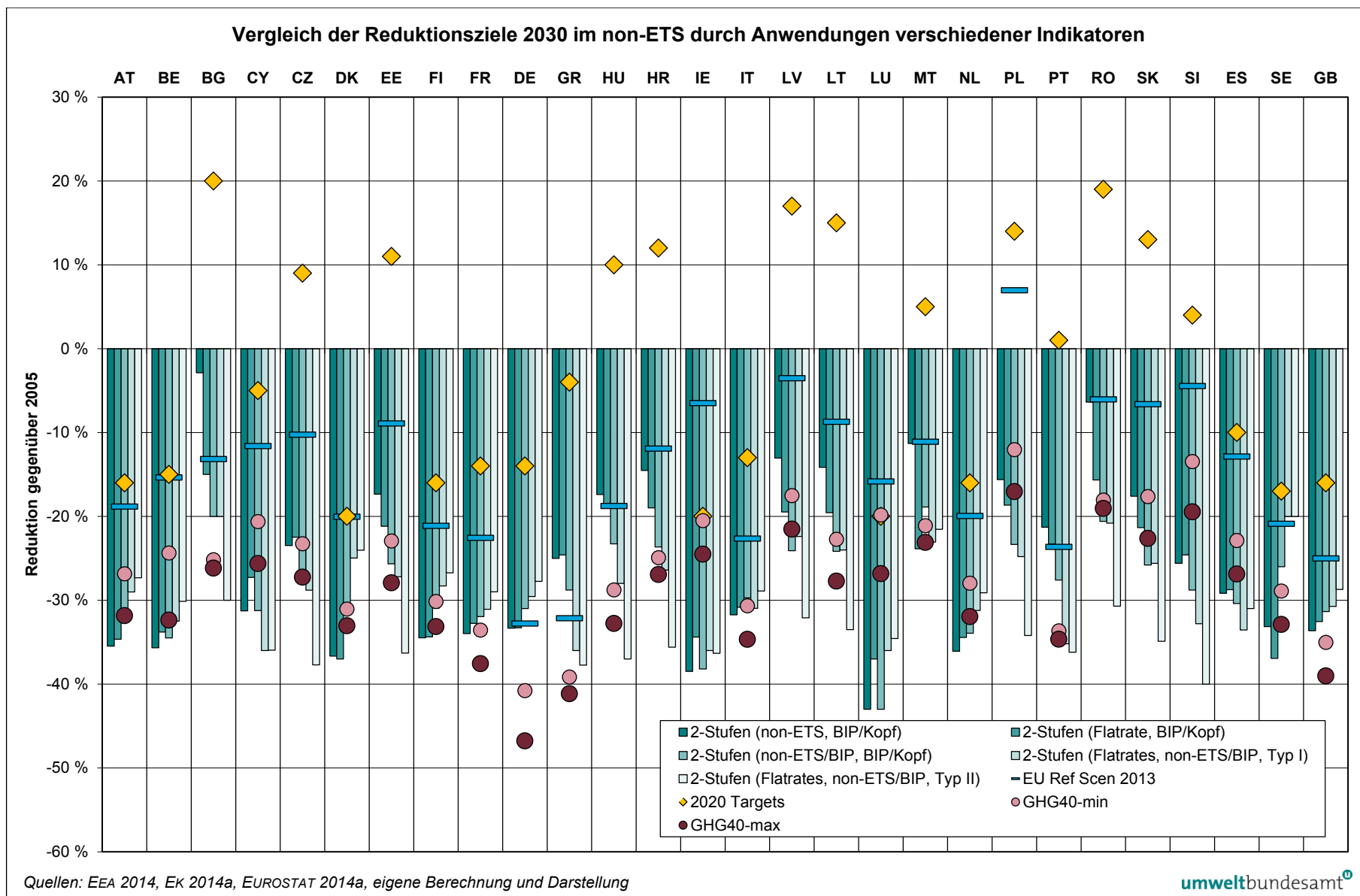


Abbildung 34: Vergleich der erforderlichen Reduktion zwischen den Mitgliedstaaten bei Anwendung der verschiedenen 2-stufigen Indikatoren als Aufteilungskriterium.

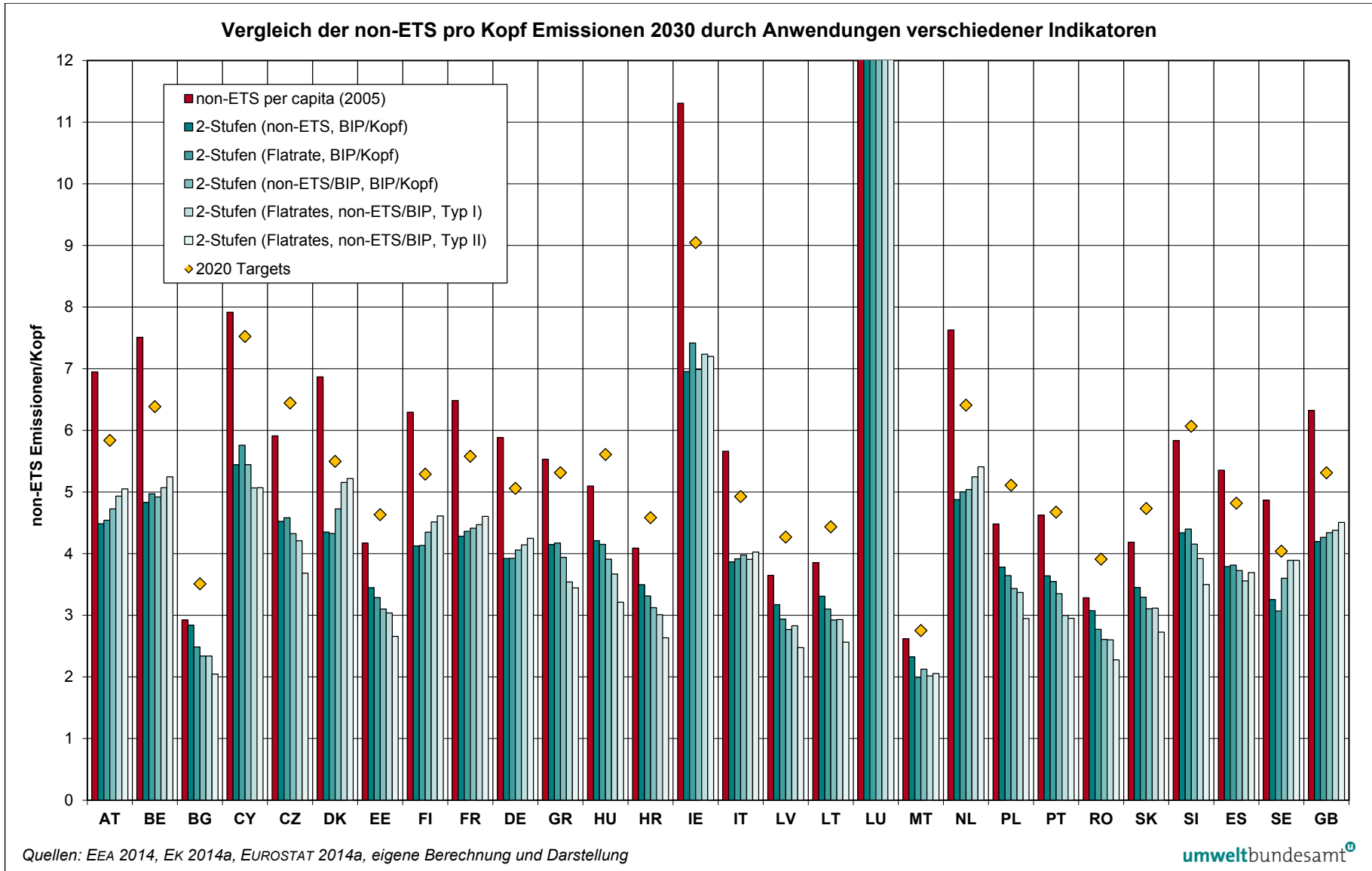


Abbildung 35: Vergleich der resultierenden non-ETS-Emissionen/Kopf im Jahr 2030 (konstante Bevölkerungszahl 2005) aufgrund der erforderlichen Reduktion zwischen den Mitgliedstaaten bei Anwendung der verschiedenen 2-stufigen Indikatoren als Aufteilungskriterium.

## 2.5 Mögliche Aufteilung des Erneuerbaren-Ziels auf Mitgliedstaaten

Um das für 2020 gesetzte Ziel, 20 % des Bruttoendenergieverbrauchs durch erneuerbare Energie zu decken, wurden im Rahmen der Erstellung des Klima- und Energiepakets 2009 (COM SEC (2008) 85) die folgenden beiden Optionen für eine Aufteilung von Zielen auf Mitgliedstaaten diskutiert:

- Aufteilung der RES-Ziele auf Basis von nationalen Ressourcenpotenzialen, welche mittels PRIMES-Modellierung unter der Vorgabe einer kosteneffizienten Erreichung der THG- und RES-Ziele bestimmt wurden, oder
- Aufteilung der RES-Ziele auf Basis einer „Flatrate“, mit welcher die Hälfte der erforderlichen Erhöhung des RES-Einsatzes erreicht werden soll, zuzüglich der Aufteilung der restlichen Erhöhung auf Basis des BIP/Kopf-Indikators.

In der Folgenabschätzung 2008 wurde die zweite Option (Flatrate+BIP/Kopf) als fairer angesehen, da für Maßnahmen, welche hohe Investitionskosten erfordern, die zwischen den Mitgliedstaaten unterschiedlichen Möglichkeiten zur Finanzierungsmittelaufbringung berücksichtigt werden sollten. Dies wird durch eine Aufteilung auf Basis von BIP/Kopf gewährleistet. Für Österreich wurde daraus ein Ziel von 34 % für 2020 abgeleitet. 2012 lag der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch bei 32,2 % (STATISTIK AUSTRIA 2013).

In ihrer Mitteilung vom 22. Jänner 2014 schlägt die EK vor (EK 2014b), für die derzeit getrennten Verfahren für die Berichterstattung über erneuerbare Energien, Energieeffizienz und die THG-Reduktion ein konsolidiertes Verfahren für die Governance mit den Mitgliedstaaten einzuführen. Dies soll für den Zeitraum nach 2020 zu einer Vereinfachung und Straffung des Systems führen. Für dessen Umsetzung sind folgende Etappen angedacht:

- **Etappe 1:** Die Kommission würde detaillierte Leitlinien zu der Funktionsweise des neuen Governance-Prozesses und insbesondere zum Inhalt nationaler Pläne ausarbeiten.
- **Etappe 2:** Erstellung der Pläne der Mitgliedstaaten mit Hilfe eines iterativen Prozesses.
- **Etappe 3:** Prüfung der Pläne und Verpflichtungen der Mitgliedstaaten.

Auch wenn die EK mit ihrem Vorschlag ein alternatives Verfahren zur Aufteilung verfolgt, so ist dennoch davon auszugehen, dass ähnliche Maßstäbe an die Definition einer „fairen“ Aufteilung gestellt werden und die Zahlungsfähigkeit bei der Aufteilung Berücksichtigung findet. Es sollen im Folgenden für verschiedene Gesamtziele auf EU-Ebene die 2030-Ziele für die einzelnen Mitgliedstaaten nach der gleichen Methode wie für das 2020-Ziel abgeleitet werden, um die erforderlichen Anstrengungen abzuschätzen. Dazu wurden folgende Schritte durchgeführt:

1. Der EU-Gesamt-Bruttoendenergieverbrauch (BEV) 2030 sowie der BEV 2030 der einzelnen Mitgliedstaaten wurde mittels der im EU-Referenz-Szenario ausgewiesenen Werte für den RES-BEV und RES-Anteil über folgende Beziehung ermittelt:

$$\text{RES-BEV}_{2030} = \text{BEV}_{2030} \times \text{RES-Anteil}_{2030}$$

2. Die bis 2030 gegenüber 2005 auf EU-Ebene zusätzlich durch RES abzudeckende Menge wurde durch Bildung folgender Differenz erhalten:

$$\text{„RES-BEV}_{2030}“ - \text{„RES-BEV}_{2005}“}$$

$$(\text{RES-BEV}_{2005} = 101,9 \text{ Mtoe; COM SEC (2008) 85})$$

### 2 Optionen für Zielaufteilung

**Ziel für Österreich:  
34 % Erneuerbare**

3. Der **RES-Anteil 2005**, korrigiert für MS mit „**early action**“ (= MS, welche 2001–2005 ihren RES-Anteil um mehr als 2 % steigerten, erhalten einen Abzug von 1/3 dieser Reduktion; COM SEC (2008) 85), bildet den Ausgangswert für jeden einzelnen Mitgliedstaat.
4. Die **erste Hälfte** der erforderlichen RES-Menge (halbe Differenz aus 2.) wird durch eine **Flatrate** von jedem einzelnen Mitgliedstaat aufgebracht.
5. Die **zweite Hälfte** der EU-weit erforderlichen zusätzlichen RES-Menge wird zunächst durch die EU-28 Bevölkerungszahl<sub>2005</sub> dividiert. Dieser Wert wird für jeden einzelnen Mitgliedstaat mit dem **BIP/Kopf<sub>2012</sub>**, der Bevölkerungszahl<sub>2005</sub> und einem für alle gleichen Proportionalitätsfaktor multipliziert. Dieser Faktor wird so gewählt, dass die Summe aller Mitgliedstaatbeiträge die erforderliche Menge ergibt.
6. Durch **Addition von 4. und 5. zu RES-BEV<sub>2005</sub>** (korrigiert um „early action“) wird für jeden Mitgliedstaat der erforderliche Einsatz an Erneuerbaren im Endverbrauch ermittelt (RES-BEV<sub>2030</sub>). Der RES-Anteil (in %) wird für jeden Mitgliedstaat durch Division durch den BEV<sub>2030</sub> erhalten.
7. Eine Deckelung wird eingeführt, damit für keinen MS mehr als **60 % RES-Anteil** erforderlich ist (Vergleich: diese Deckelung lag für das 2020-Ziel bei 50 %).

**mögliches  
Erneuerbaren-Ziel  
für Österreich 2030**

Nach dieser Methodik ergibt sich für Österreich im Jahr 2030 ein Anteil an Erneuerbaren Energien von 41 % (27 % RES EU Gesamt) bzw. 44 % (30 % RES EU-Gesamt, siehe Abbildung 36). Dieser Bereich deckt sich mit jenen Anteilen, welche in der Folgenabschätzung der EK (EK 2014a) aus den Szenarien mit einer 40 %igen THG-Reduktion erhalten werden.

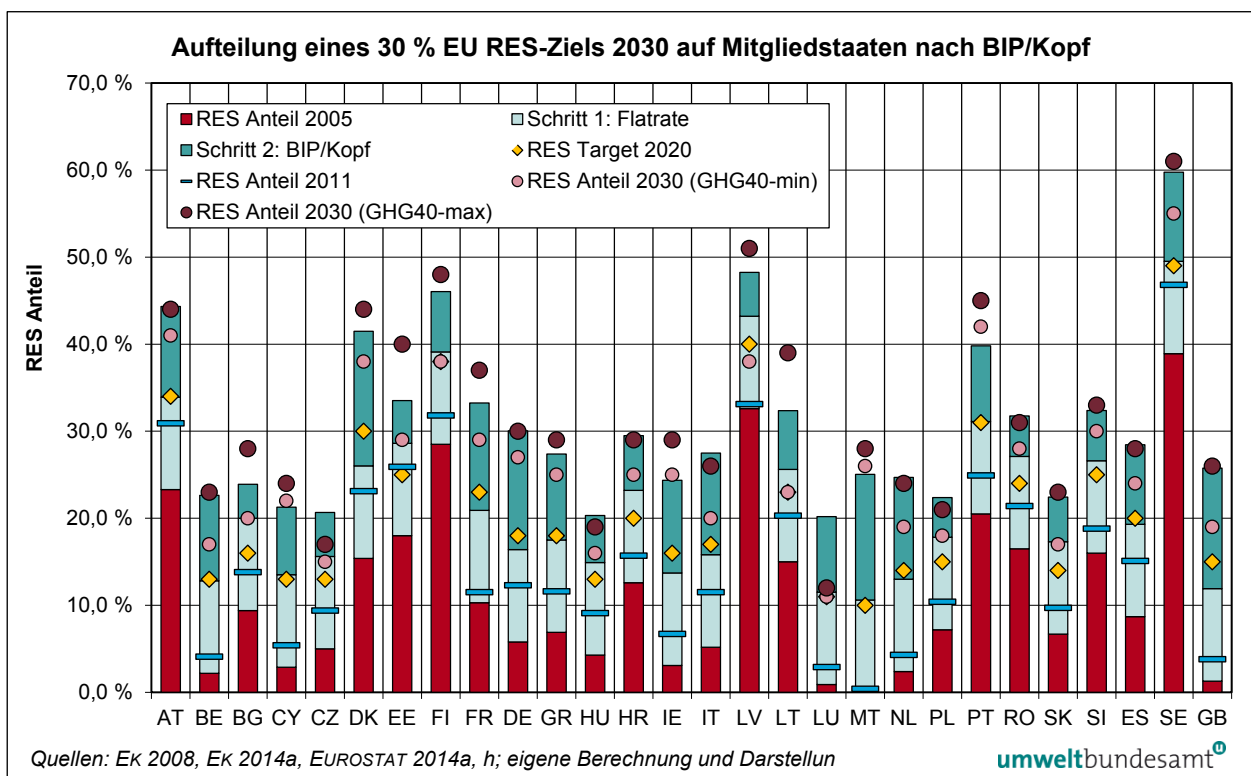


Abbildung 36 Aufteilung eines EU-weiten Ziels für den Anteil an Erneuerbaren Energieträgern am Bruttoendenergieverbrauch von 30 % auf die Mitgliedstaaten nach BIP/Kopf

## 2.6 Kohärenz der Ziele

Ein wesentlicher Aspekt bei der Beurteilung möglicher Ziele für Mitgliedstaaten z. B. hinsichtlich der THG-Reduktion im non-ETS-Bereich sowie des Anteils der Erneuerbaren, ist die Kohärenz dieser Ziele. Für Österreich wurden dazu die Ergebnisse der jeweiligen Indikatoren der Kapitel 2.4 und 2.5 mit den erreichten Reduktionen des Szenario WAM plus (UMWELTBUNDESAMT 2013b) für das Jahr 2030 verglichen.

Für die beiden Indikatoren wurden für das non-ETS THG-Ziel die erforderliche Reduktion nach dem 2-stufigen Indikator (non-ETS/Kopf, BIP/Kopf; siehe Kapitel 2.4.5) sowie für das Erneuerbaren-Ziel der erforderliche Anteil bei einem EU-weiten RES-Ziel von 27 % herangezogen (siehe Kapitel 2.5).

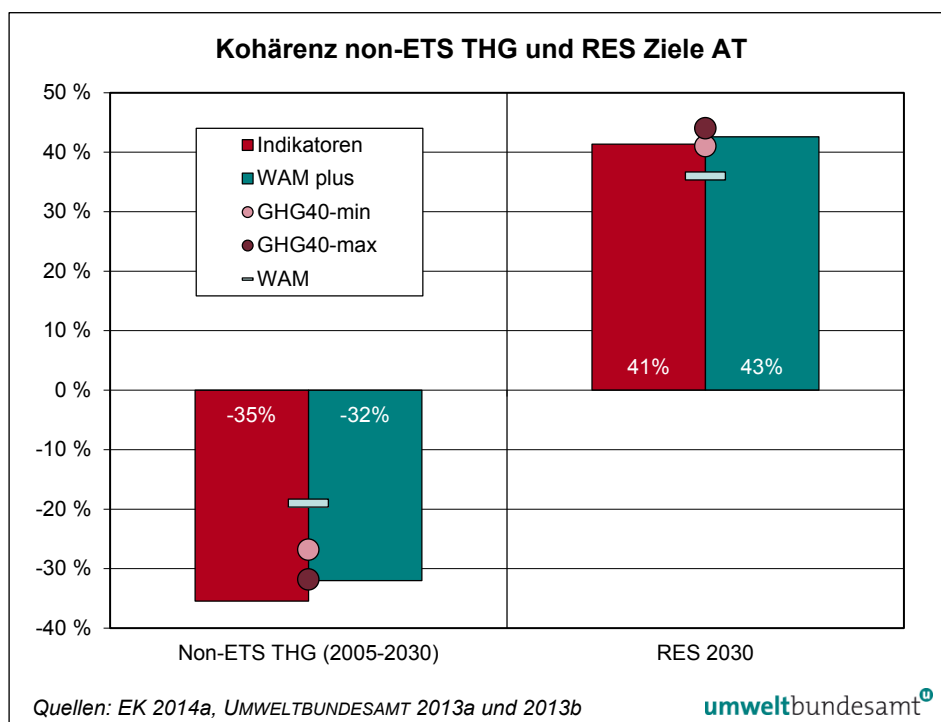


Abbildung 37: Kohärenz der Ziele für Österreich im Bereich non-ETS THG-Emissionen und Anteil Erneuerbare.

Es lässt sich der Grafik entnehmen, dass der im Szenario WAM plus erhaltene RES-Anteil von 43 % eine gute Übereinstimmung zu einem möglichen Ziel nach der Indikator-Aufteilung aufweist.

Dies gilt auch für die im Impact Assessment ermittelten Anteile in den Szenarien mit 40 %iger THG-Gesamtreduktion der EU-28 (GHG40-max und GHG40-min). Das mit dem 2-stufigen Indikator erforderliche Ziel für den non-ETS-Bereich wird mit dem Szenario WAM plus um rund 3 % nicht erreicht. Es sei an dieser Stelle jedoch darauf hingewiesen, dass für diesen Indikator noch Freiheitsgrade vorhanden sind, wodurch mittels geeigneter Wahl dieser Parameter der Abstand geringer ausfallen kann.

## 3 REDUKTIONSPOTENZIALE UND VERBUNDENE KOSTEN

### 3.1 Allgemeine Aspekte

In diesem Kapitel werden Reduktionspotenziale aufgezeigt und damit verbundene Kosten dargestellt. Basis für diese Daten sind die Projektionen der Treibhausgas-Emissionen von Österreich, welche auf Basis von energiewirtschaftlichen Inputdaten und Szenarien regelmäßig erstellt und als Grundlage zur Erfüllung der EU-Berichtspflicht im Rahmen des Monitoring Mechanisms (Entscheidung Nr. 280/2004/EG) herangezogen werden.

#### **Szenarien WEM, WAM und WAM plus**

Die zu berichtenden Szenarien umfassen ein WEM (with existing measures) und ein WAM (with additional measures) (UMWELTBUNDESAMT 2013a). Aufbauend auf diesen Szenarien wurde ein weiteres Szenario berechnet: WAM plus, welches bis zum Jahr 2020 weitestgehend die gleichen Annahmen wie das Szenario WAM umfasst (UMWELTBUNDESAMT 2013b).

Ab dem Jahr 2021 wurden über das Szenario WAM hinausgehende Maßnahmen abgebildet und deren Wirkung auf Energienachfrage und -aufbringung analysiert. Beim Szenario WAM plus handelt es sich aber nicht um ein alternatives Szenario WAM. Während das Szenario WAM durch die Richtlinien des Monitoring Mechanisms eingeschränkt ist, liegt der Fokus beim Szenario WAM plus auf ambitionierten Maßnahmen, die nach 2020 wirksam sind und im Hinblick auf längerfristige Ziele gesetzt werden.

In Abbildung 38 ist die Entwicklung der non-ETS-Emissionen aus den Szenarien WEM, WAM und WAM plus für Österreich dargestellt. Die in der Abbildung dargestellte Skala für die Reduktion gegenüber 2005 umfasst die Bandbreite folgender, im Kapitel 2.4 diskutierten möglichen Ziele:

- Die kosteneffiziente Aufteilung im Impact Assessment der EK (Reduktion um 27–32 % für Österreich in den Szenarien mit einer EU-weiten Reduktion von 30–35 % im non-ETS-Bereich).
- Das Ergebnis der Zielaufteilung aus den Aufteilungsschlüssel (z. B. Indikator 1: Flatrate, BIP/Kopf, Indikator 2: non-ETS/Kopf, BIP/Kopf; Reduktion für Österreich jeweils 35 %; Indikator 3: non-ETS/BIP, BIP/Kopf, Reduktion für Österreich 32 %).
- Die Aufteilung nach BIP/Kopf (Reduktion von Österreich von 40 %).

Die Grafik verdeutlicht, dass die Maßnahmen im Szenario WAM, mit welchem das Ziel einer 16 %-Reduktion im Jahr 2020 gegenüber 2005 erreicht wird, nicht ausreichen, um auf einen Zielpfad für mögliche 2030-Ziele zu gelangen.

**WAM plus:**  
**THG Reduktion von**  
**32 % im non-ETS**  
**WAM plus:**  
**32 % Reduktion im**  
**non-ETS bis 2030**

Mit den zusätzlichen nach 2020 wirkenden Maßnahmen im Szenario WAM plus wird eine rund 32 %ige Reduktion bis 2030 im Vergleich zu 2005 im non-ETS-Bereich erreicht. Diese Reduktion liegt in der Größenordnung möglicher Ziele. Die im WAM plus zusätzlich wirkenden Maßnahmen sind maßgeblich in den Sektoren Verkehr (2030: –4,3 Mt CO<sub>2</sub> im Vergleich zu WAM), sowie Gebäude (2030: rund –1,9 Mt CO<sub>2aq</sub> im Vergleich zu WAM) wirksam.



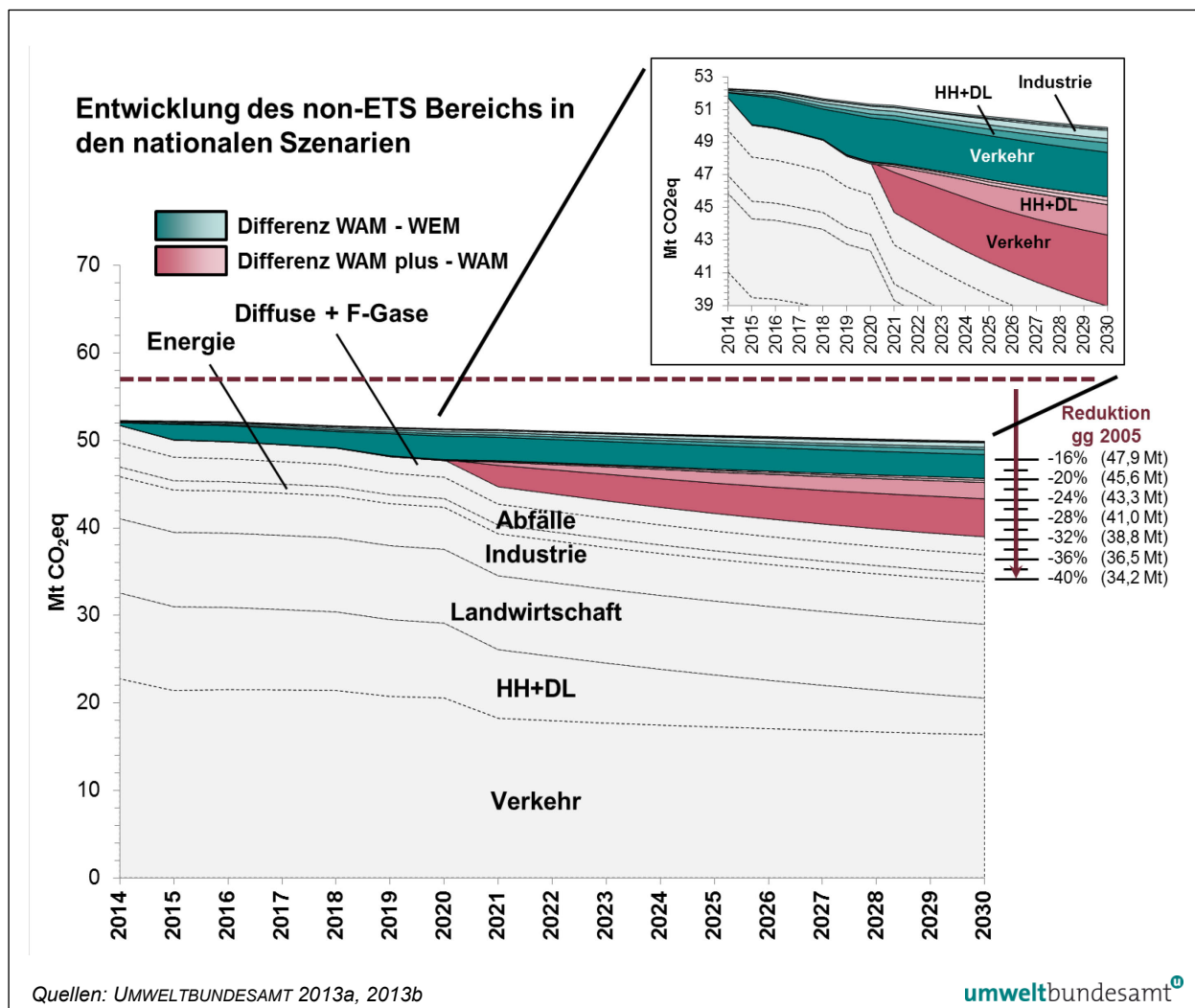


Abbildung 38: Entwicklung der THG-Emissionen im non-ETS-Bereich in den verschiedenen nationalen Szenarien.

In den nachfolgenden Abschnitten werden einzelne Maßnahmen in den Sektoren sowie deren Reduktionspotenzial und damit verbundene Kosten genannt. Der Begriff der Kosten ist in den Kapiteln nicht einheitlich verwendet. Die Ermittlung und somit die Systemgrenzen der jeweiligen Kosten ist den einzelnen Kapiteln zu entnehmen.

In jedem Fall kann aus den ausgewiesenen Kosten nicht auf eine volkswirtschaftliche Kosten-/Nutzenrechnung rückgeschlossen werden, sondern es soll ein Eindruck der in einem ersten Schritt direkt mit den Reduktionspotenzialen verbundenen Kapitalströme vermittelt werden. Kurz-, mittel- und langfristige Effekte auf Größen wie Wirtschaftswachstum, Beschäftigung oder Konsum der Haushalte lassen sich daraus ebenfalls nicht direkt ableiten.

## 3.2 Verkehr

### 3.2.1 Mineralölsteuer (MöSt)

#### Maßnahmeneffekte in Szenarien WAM und WAM plus

##### **WAM 2013 – M3**

Möst-Erhöhung 2015

WAM 2030: 24 PJ/1.841 kt CO<sub>2</sub>-Einsparung zu WEM

##### **WAM plus 2013 – M1**

Angleichung des Dieselpreises an das Auslandsniveau

WAM plus 2030: 41 PJ/3.069 kt CO<sub>2</sub>-Einsparung zusätzlich zu WAM

#### Annahmen und Berechnung

Der Kraftstoffabsatz aus den Szenarien WEM, WAM (UMWELTBUNDESAMT 2013a) und WAM plus (UMWELTBUNDESAMT 2013b) wurde mit den entsprechenden MöSt- (alle Preise real 2010-Wert) multipliziert, um so auf das Steueraufkommen schließen zu können (HERRY CONSULT 2008, KUMMER & SCHRAMM 2012, MOLITOR et al. 2008, UMWELTBUNDESAMT 2013a, WIFO 2011).

- **WEM:** MöSt-Erhöhung 2011 um 0,04 € pro Liter Benzin und 0,05 € pro Liter Diesel.
- **WAM:** Weitere MöSt-Erhöhdungen 2015 und 2019 um je 0,05 € pro Liter Benzin und Diesel.
- **WAM plus:** Ab 2020 Anpassung des Treibstoffpreises an die Preise im Ausland; dies entspricht im Mittel einer MöSt-Erhöhdung 2020 um 0,06 € pro Liter Benzin und 0,12 € pro Liter Diesel.

#### Ergebnis

Durch die Erhöhung der MöSt kommt es im Jahr 2030 zu Steuermehreinnahmen von 377 bzw. 935 Mio. € im Szenario WAM plus gegenüber WAM bzw. WEM.

**Möst-Erhöhdung führt zu Erhöhung der Steuereinnahmen**

Tabelle 1: Einfluss der MöSt auf die Steuereinnahmen im Vergleich zwischen WEM, WAM und WAM plus in Mio. €.

	WEM	Mehreinnahmen WAM zu WEM	Mehreinnahmen WAM plus zu WEM	Mehreinnahmen WAM plus zu WAM
2010	4.491	-	-	-
2011	4.249	-	-	-
2012	4.290	-	-	-
2013	4.231	-	-	-
2014	4.119	-	-	-
<b>2015</b>	<b>4.163</b>	<b>277</b>	-	-
2016	4.076	275	-	-
2017	3.995	272	-	-
2018	3.911	268	-	-
2019	3.825	588	-	-

	<b>WEM</b>	<b>Mehreinnahmen WAM zu WEM</b>	<b>Mehreinnahmen WAM plus zu WEM</b>	<b>Mehreinnahmen WAM plus zu WAM</b>
<b>2020</b>	<b>3.787</b>	<b>581</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
2021	3.699	578	887	309
2022	3.601	572	890	318
2023	3.504	568	895	327
2024	3.409	564	900	336
<b>2025</b>	<b>3.358</b>	<b>564</b>	<b>901</b>	<b>337</b>
2026	3.267	563	909	346
2027	3.178	561	916	355
2028	3.091	559	923	364
2029	3.007	557	931	374
<b>2030</b>	<b>2.955</b>	<b>558</b>	<b>935</b>	<b>377</b>

### 3.2.2 Elektromobilität

#### Maßnahmeneffekte in Szenarien WAM und WAM plus

##### *WAM 2013 – M1*

Trend Elektromobilität – Forcierung Elektromobilität gemäß Energiestrategie Österreich (BMWfJ 2010)

**WAM 2030:** 1.092 kt CO<sub>2</sub>-Einsparung zusätzlich zu WEM (ergibt in Summe 2.085 kt CO<sub>2</sub>-Einsparung in WAM)

**WAM plus 2030:** 293 kt CO<sub>2</sub>-Einsparung zusätzlich zu WAM (ergibt in Summe 2.378 kt CO<sub>2</sub>-Einsparung in WAM plus)

#### Annahmen und Berechnung

Die Berechnung basiert auf der Annahme, dass elektrisch betriebene Pkw (E-Pkw) höhere Investitionskosten als konventionell betriebene Pkw aufweisen (getrieben v. a. durch die Batteriekosten). Im Basisjahr 2010 wird für die Anschaffung eines E-Pkw von einer durchschnittlichen Preisdifferenz von 15.000 € ausgegangen, welche bis 2030 etwa linear abnimmt (ohne Differenzierung EV und PHEV). Vergleiche dazu die folgende Abbildung.

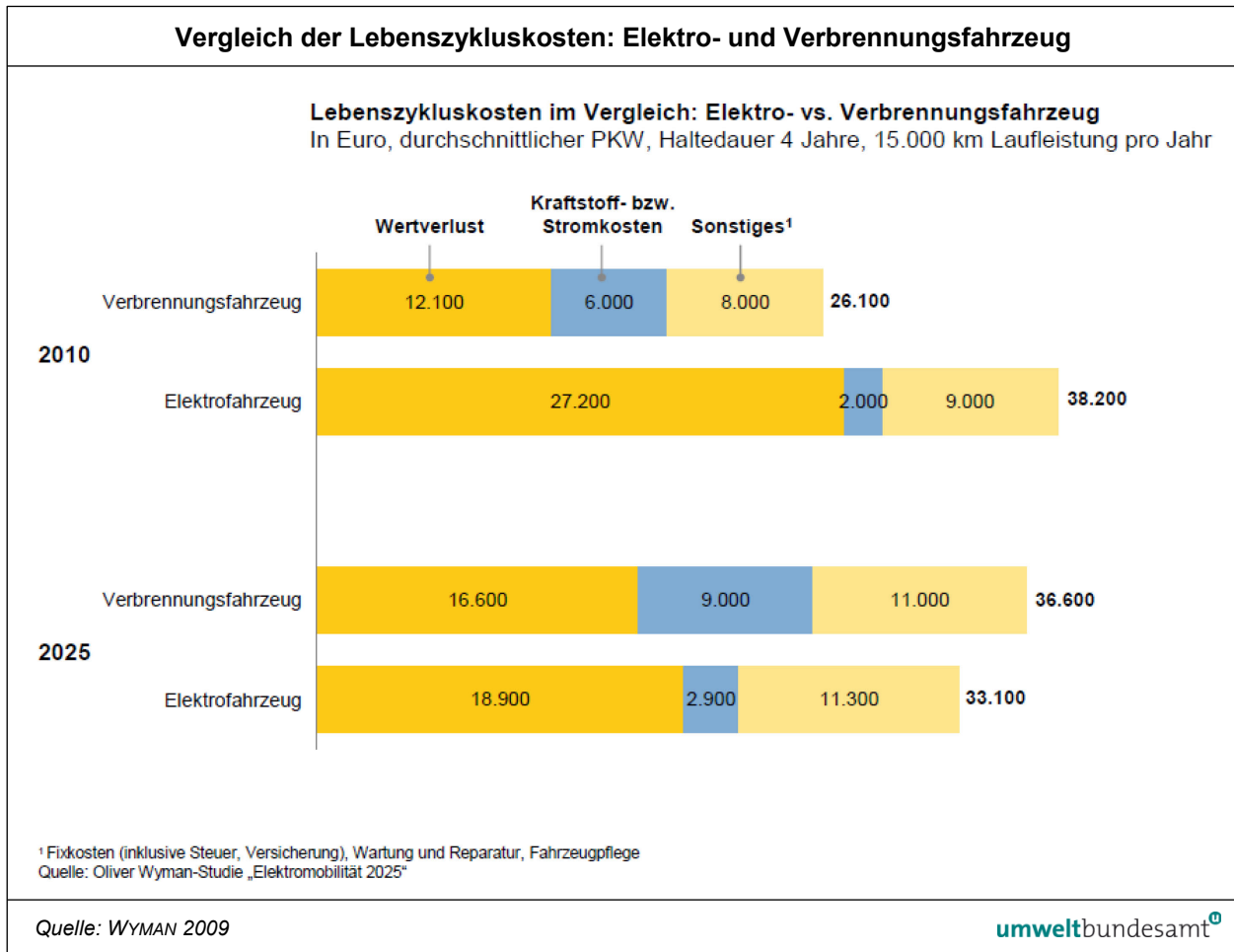


Abbildung 39: Vergleich der Lebenszykluskosten zwischen Elektro- und Verbrennungsfahrzeugen.

Über den projizierten Bestand an E-Pkw können so die Investitionskosten für die Anschaffung der E-Pkw-Flotte hochgerechnet werden. Der projizierte Bestand an E-Pkw orientiert sich an der Zielvorgabe von 250.000 E-Kfz im Jahr 2020 laut Energiestrategie (BMWFJ 2010)). Die Projektion wurde bis 2030 fortgeschrieben.

Tabelle 2: Investitionskosten im Zusammenhang mit dem Ausbau des E-Pkw Bestandes.

Jahr	WAM E-Pkw Bestand (250.000 E-Kfz lt. ESÖ 2020)	WAM plus E-Pkw Bestand (250.000 E-Kfz lt. ESÖ 2020)	Preisdiff. Anschaffung zu konventionellem Pkw [€]	Gesamtkosten Anschaffung E-Pkw WAM p.a. [Mio. €]	Gesamtkosten Anschaffung E-Pkw WAM plus p.a. [Mio. €]	Infrastrukturkosten p.a. [Mio. €] (Wifo 2011)	Gesamtkosten kumuliert WAM plus [Mio. €]
2010	426	426	15.000	6,4	6,4	1,4	
2011	1.186	1.186	14.250	10,8	10,8	2,9	
2012	3.343	3.343	13.500	29,1	29,1	4,5	
2013	6.618	6.618	12.750	41,7	41,7	6,6	
2014	10.881	10.881	12.000	51,2	51,2	8,7	
2015	28.250	28.250	11.250	195,4	195,4	26,1	
2016	49.616	49.616	10.500	224,3	224,3	39,9	
2017	88.384	88.384	9.750	378,0	378,0	63,1	
2018	133.936	133.936	9.000	410,0	410,0	86,3	
2019	187.157	187.157	8.250	439,1	439,1	110,3	
<b>2020</b>	<b>250.000</b>	<b>264.240</b>	<b>7.500</b>	<b>471,3</b>	<b>578,1</b>	<b>127,6</b>	<b>2.735</b>
2021	335.381	384.845	6.750	576,3	814,1	–*	
2022	441.688	538.607	6.000	637,8	922,6	–	
2023	568.939	716.952	5.250	668,1	936,3	–	
2024	716.351	911.062	4.500	663,4	873,5	–	
2025	882.487	1.112.325	3.750	623,0	754,7	–	
2026	1.066.724	1.320.746	3.000	552,7	625,3	–	
2027	1.265.700	1.540.688	2.250	447,7	494,9	–	
2028	1.477.060	1.770.092	1.500	317,0	344,1	–	
2029	1.698.437	2.006.841	750	166,0	177,6	–	
<b>2030</b>	<b>1.927.548</b>	<b>2.219.672</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>7.387</b>

\* Für den Zeitraum nach 2020 sind keine Kosten hinterlegt.

## Ergebnis

Bis 2020 (kumuliert) ergibt sich ein Investitionsbedarf für E-Pkw (exkl. Betriebskosten) i.d. h.v. 2,3 Mrd. € (2,7 Mrd. € inkl. Infrastrukturkosten), der bis 2030 auf Null sinkt. Kumuliert über die Zeitreihe 2010–2030 ist mit Investitionskosten i.d. h.v. 7,4 Mrd. € zu rechnen. In diesen Kosten sind Investitionskosten für Ladeinfrastruktur nach 2020 nicht enthalten, da sie in der Literatur nicht genannt werden. Es ist jedoch davon auszugehen, dass wesentliche Teile der Hauptinfrastruktur bereits 2020 ausgebaut sind, jedoch weitere Investitionskosten für den Ausbau des E-Pkw-Bestandes anfallen und Lernkurven hinsichtlich der Kostenentwicklung einen Einfluss auf die Höhe dieser Investitionskosten haben.

### 3.2.3 Tempolimit

#### Maßnahmeneffekte in Szenarien WAM und WAM plus

##### WAM 2013 – M4

Tempolimits flächendeckend

2030: 2 PJ/138 kt CO<sub>2</sub>-Einsparung zusätzlich zu WEM

#### Annahmen und Berechnung

Es wurde eine Absenkung des generellen Tempolimits auf Autobahnen und Schnellstraßen auf 100 km/h und Tempo 80 auf Bundes- und Landesstraßen (mit derzeit Tempo 100) vorgesehen.

#### Ergebnis

Unter der Annahme, dass ein generelles Tempolimit eingeführt wird, entfallen auf Bundes- und Landesstraßen alle 80 km/h Schilder sowie auch ein gewisser Anteil der 70 km/h-Beschilderung.

Auf Autobahnen und Schnellstraßen bleiben nur noch die 80 km/h-Schilder übrig.

Da es sich hier aber zum Großteil um flexible Überkopfwegweiser handelt, sind die Änderungen überschaubar.

In BERGER (2007) wurde für das Jahr 2005 eine Abschätzung der Auswirkungen durchgeführt. Basierend auf den damaligen Kostensätzen ergab sich, dass allein die Einsparungen an Unfall-, Umwelt- und Treibstoffkosten (über 110 Mio. € pro Jahr) den Wert der resultierenden Zeitverluste (rund 44 Mio. € pro Jahr) um weit mehr als das Doppelte überwiegen. Weitere zu erwartende positive Auswirkungen wurden angeführt, allerdings monetär nicht abgeschätzt. Dies sind z. B. geringere Lärmemission, weniger punktuelle Umweltbelastung durch verunfallte Fahrzeuge, ein Rückgang von Tierverlusten oder auch der Umstand, dass nach einer Reduktion des generellen Limits bei Straßenneu- und -umplanungen deren Trasse gegebenenfalls besser an vorhandene Geländeverhältnisse angepasst werden kann, was sich in geringerem Flächenverbrauch, weniger Massenbewegung und damit geringeren Kosten niederschlägt.

### 3.2.4 Geringere Ausgaben durch geringere Importe von Kraftstoffen

Laut den Energiebilanzen 1970–2012 (STATISTIK AUSTRIA 2013) wurden im Jahr 2012 in Österreich 7,8 PJ Benzin und 136 PJ Diesel importiert (netto). Auch bei Biokraftstoffen wurden 0,6 PJ Bioethanol und 8,3 PJ Biodiesel importiert (netto).

Durch die Maßnahmen in den Szenarien WAM und WAM plus kommt es zu einer Reduktion des energetischen Endverbrauchs, der sich in geringeren Importen und somit geringeren Ausgaben für die österreichische Volkswirtschaft niederschlägt.

#### Annahmen

Für die Berechnungen wurde angenommen, dass nur der Importpreis selbst, also weder die Handelsmarge noch die Steuern, für die österreichische Volkswirtschaft ausgabenrelevant sind. Für den Importpreis wurde eine Steigerung von 0,39 €/Liter im Jahr 2010, über 0,57 €/Liter im Jahr 2020 auf 0,65 €/Liter im Jahr 2030 angenommen (alle Preisangaben real gegenüber 2010). Der Preis pro Liter wurde für Diesel und Benzin gleich hoch angenommen.

Es wurde angenommen, dass der Import von tankstellenfertigen Kraftstoffen (inklusive Biokraftstoffen) reduziert wird.

#### Methode

Die Änderung des Gesamtverbrauchs im Vergleich der Szenarien WEM und WAM wurde mit dem Kraftstoffimportpreis multipliziert.

#### Ergebnis

Für das Jahr 2030 ergeben sich im WAM gegenüber WEM geringere Ausgaben in Höhe von 380 Mio. €, was einer Reduktion von ca. 1.194 kt CO<sub>2</sub> entspricht. Über die gesamte Periode von 2011–2030 betragen die Einsparungen 4,4 Mrd. €.

## 3.3 Ökostrom

In allen Szenarien (WEM, WAM, WAM plus) wird angenommen, dass die mengenmäßigen Ausbauziele des Ökostromgesetzes 2012 für den Zeitraum 2010–2020 für die Ökostromtechnologien Wasserkraft, Wind, Photovoltaik, Biomasse und Biogas erreicht werden. Für den Zeitraum 2020–2030 wird im Szenario WEM ein freier Zubau angenommen. Ein freier Zubau bedeutet jene zusätzliche Kapazität, die auf Basis der hinterlegten Parameter auch ohne Förderung nach 2020 aus dem in den Szenarien verwendeten Modell errechnet wird. Im Szenario WEM wurde angenommen, dass nach 13 Jahren 25 % der derzeit und auch zukünftig installierten Kapazitäten nicht mehr weiterbetrieben werden. Die Weiterförderung der übrigen Anlagen wurde mit 20 Jahren limitiert, sodass nach 20 Jahren nur noch 25 % der Anlagen in Betrieb bleiben.

Im Szenario WAM wird für Windkraft (+2.000 MW) und Photovoltaik (+1.200 MW) angenommen, dass der durch das Ökostromgesetz 2012 geförderte Zubau von 2010–2020 auch von 2020–2030 stattfindet. Da im Modell auch ein freier Zubau von Anlagen ermöglicht wurde, bedeutet dies im Vergleich zum Szenario WEM einen Zubau bei Wind um 2.000 MW und bei PV um ca. 1.000 MW. Für Biomasseanlagen wurde angenommen, dass die Weiterförderung zumindest bis zum Jahr 2030 aufrechterhalten wird. Nach 13 Jahren Laufzeit werden 10 % der Anlagen außer Betrieb gehen. Damit verbundene Potenziale und Kosten werden in dieser Studie jedoch nicht behandelt, da im Szenario WAM plus gegenüber dem Szenario WAM für Biomasseanlagen kein weiterer Zubau angenommen wurde.

Im Szenario WAM plus wird für Windkraft und Photovoltaik angenommen, dass weitere Förderungen nach dem bestehenden Ökostromgesetz einen verstärkten Zubau von 2020–2030 ermöglichen. Im Vergleich zum Szenario WAM ergibt sich im Jahr 2030 eine Zunahme der Kapazität von +1.500 MW bei Wind und +2.400 MW bei PV, im Vergleich zu WEM eine Zunahme der Kapazität von +3.500 MW bei Wind und +3.400 MW bei PV. Gegenüber dem Szenario WAM wurde von einer etwas längeren Lebensdauer der Biomasseanlagen ausgegangen, womit mehr ältere Anlagen bis zum Ende des Untersuchungszeitraums in Betrieb bleiben.

### **Annahmen**

Die Stromgestehungskosten für Wind und PV in den Jahren 2010–2030 wurden aus der Studie von FRAUNHOFER ISE (2013) entnommen. Dort ist jeweils ein Bereich angegeben; es wurden sowohl der Mittelwert als auch die Maxima und Minima herangezogen. Für Photovoltaik werden im Jahr 2030 Stromgestehungskosten im Bereich von 5,5–9,4 ct/kWh, für Windkraft im Bereich von 4,2–10,1 ct/kWh erwartet. Als Marktpreis wurde der Stromimportpreis aus den Szenarien WEM und WAM angenommen. Dieser steigt von 2010 bis 2030 von 4,6 ct/kWh auf 8,6 ct/kWh.

Für die Berechnung der CO<sub>2</sub>-Einsparung wurde angenommen, dass die durch Windkraft und Photovoltaik produzierte Strommenge ansonsten durch fossile Kraftwerke auf Basis von Kohle, Öl oder Gas produziert worden wäre. Die Aufteilung der ersetzten Produktion auf diese drei Brennstoffe erfolgte im Produktionsverhältnis dieser drei Brennstoffe zueinander im jeweiligen Jahr. Für die Einsparung durch die gegenüber dem Szenario WEM zusätzliche Wind- und PV-Produktion im Szenario WAM wurde das Produktionsverhältnis aus dem Szenario WEM herangezogen, für die zusätzliche Einsparung im Szenario WAM plus das Produktionsverhältnis aus dem Szenario WAM. Als Wirkungsgrade der Kraftwerke wurden die Wirkungsgrade aus den beiden Szenarien herangezogen.

### **Methode**

Der Unterschied zwischen zwei Szenarien in Bezug auf die notwendige Förderung für die Stromproduktion aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen wurde berechnet, indem die Differenz in der Stromproduktion aus diesen Technologien der beiden Szenarien mit der Differenz zwischen den Stromgestehungskosten von Windkraft und Photovoltaik und dem Marktpreis (abzüglich der aliquoten Aufwendungen für Ausgleichsenergie u. a.) multipliziert wurde. Für jedes Jahr wurde so das jährliche Fördervolumen für die neu hinzugekommenen Anlagen berechnet



und für die Förderdauer von 13 Jahren angepasst an den jeweils aktuellen Marktpreis fortgeschrieben. Durch Addition der über den gesamten Betrachtungszeitraum berechneten Fördervolumina wurde der Gesamtförderbedarf errechnet.

## Ergebnisse

In Tabelle 3 ist der Unterschied im Förderbedarf gegenüber dem Import von Strom für Windkraft- und Photovoltaikanlagen bis 2030 bei mittleren Stromgestehungskosten dieser Technologien dargestellt. Der Rückgang der jährlichen Kosten und auch die negativen Werte im Jahr 2030 ergeben sich dadurch, dass bei dem steigenden Stromimportpreis die mittleren Stromgestehungskosten sowohl bei Photovoltaik als auch bei Windkraft nach und nach unter den Stromimportpreis sinken. Bis 2020 gibt es keinen Unterschied, da in allen Szenarien von einer Erreichung der Ziele des Ökostromgesetzes 2012 ausgegangen wird. Die für die Szenarien WAM und WAM plus zusätzlich erforderlichen Fördermittel gegenüber dem Import von Strom sind im Vergleich zu dem 2012 für Windkraft und Photovoltaik notwendigen Unterstützungsvolumen von 115 Mio. Euro eher gering (E-CONTROL 2013).

*Tabelle 3: Förderbedarf für Windkraft- und Photovoltaikanlagen gegenüber Stromimporten im Vergleich zwischen WEM, WAM und WAM plus bei mittleren Stromgestehungskosten in Mio. € p.a.*

	Diff. WAM zu WEM	Diff. WAM plus zu WEM	Diff. WAM plus zu WAM
2010	0	0	0
2011	0	0	0
2012	0	0	0
2013	0	0	0
2014	0	0	0
2015	0	0	0
2016	0	0	0
2017	0	0	0
2018	0	0	0
2019	0	0	0
2020	0	0	0
2021	8,1	19,2	11,0
2022	14,4	33,5	19,1
2023	18,8	43,2	24,5
2024	21,3	48,5	27,2
2025	22,0	49,6	27,5
2026	20,9	46,4	25,5
2027	18,0	39,2	21,2
2028	13,2	28,1	14,9
2029	6,5	13,2	6,7
2030	-2,1	-5,4	-3,2

Zieht man anstelle der mittleren die minimal bzw. maximal erwarteten Stromgestehungskosten im Betrachtungszeitraum heran, ergibt sich ein deutlich niedrigerer bzw. deutlich höherer Förderbedarf gegenüber dem Stromimport (Tabelle 4). Bei niedrigen Stromgestehungskosten von Photovoltaik und Windkraft sind bei den hinterlegten Stromimportpreisen im Zeitraum 2021-2030 keine Förderungen mehr erforderlich. Ein negativer Förderbedarf zeigt, dass bei der Annahme niedriger Stromgestehungskosten der Einsatz der Erneuerbaren bereits ohne Förderung kostenneutral oder sogar günstiger als der Stromimport ist. In Abbildung 40 ist die jährliche Bandbreite des Förderbedarfs gegenüber Stromimporten für den im Szenario WAM plus hinterlegten Ausbau von Wind und PV gegenüber WAM in Abhängigkeit der Stromgestehungskosten dargestellt.

Tabelle 4: Kumulierter Förderbedarf 2010–2030 für Windkraft- und Photovoltaikanlagen bei unterschiedlichen Stromgestehungskosten im Vergleich zwischen WEM, WAM und WAM plus in Mio. €.

Stromgestehungskosten	Diff. WAM zu WEM	Diff. WAM plus zu WEM	Diff. WAM plus zu WAM
niedrig	-639,2	-1.306,9	-667,6
mittel	141,2	315,7	174,5
hoch	921,6	1.938,2	1.016,6

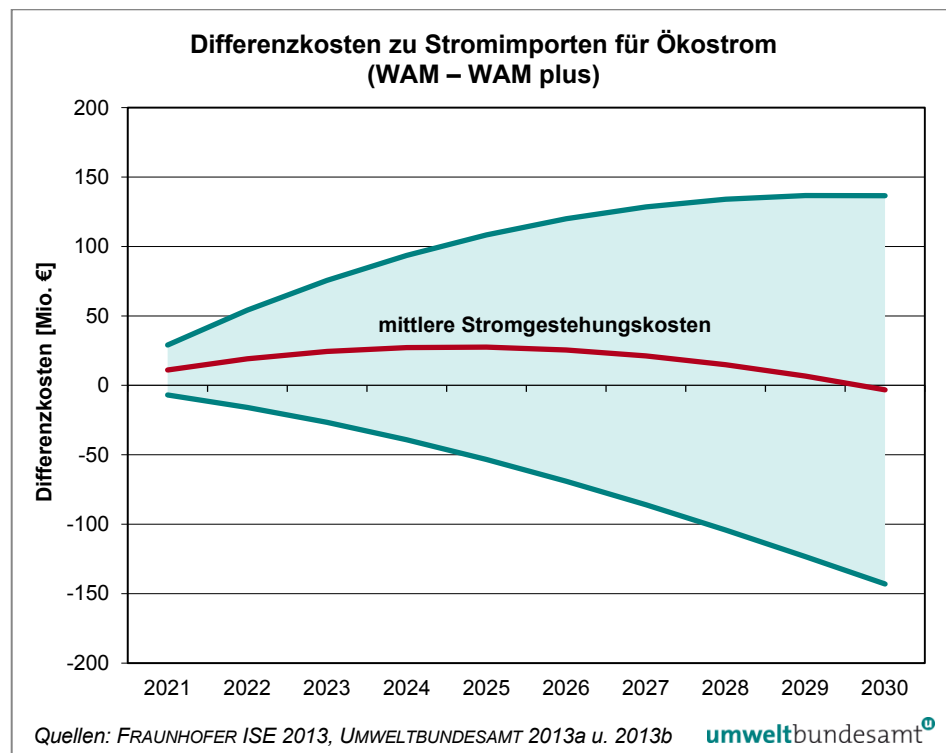


Abbildung 40: Differenzkosten zu Stromimporten durch den Ausbau von Wind und PV im Szenario WAM plus im Vergleich zum Szenario WAM

Die CO<sub>2</sub>-Einsparung durch die zusätzliche Produktion aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen ist in Tabelle 5 für das Jahr 2030 und kumuliert für den Zeitraum 2010–2030 angegeben. Die Gesamteinsparung im WAM plus gegenüber dem Szenario WEM beläuft sich auf über 27 Mio. t CO<sub>2</sub>.

Tabelle 5: CO<sub>2</sub>-Einsparung durch die Ökostromförderung.

kt CO <sub>2</sub>	Diff. WAM zu WEM	Diff. WAM plus zu WEM	Diff. WAM plus zu WAM
2030	2.223	4.677	2.454
2010 – 2030	12.392	27.097	14.705

### 3.4 Maßnahmenkosten im Sektor Gebäude

#### Annahmen

In allen Szenarien (WEM, WAM, WAM plus) werden graduell unterschiedliche, aber zunehmend schwierigere Rahmenbedingungen für die Förderung angenommen. Diese bedeuten konkret:

- Sparmaßnahmen im öffentlichen Haushalt führen teilweise zu signifikanten Budgetkürzungen bei Bund und Ländern.
- Aus politischen Gründen wird teilweise an einer starken Förderung des Neubaus zur Wohnraumschaffung festgehalten.
- Zunehmender ökonomischer Druck (Eigenkapitalquote) und gleichzeitige Zunahme des Nachweisaufwandes bei den InvestorInnen und BauherrInnen für die Finanzierung von Gebäudemaßnahmen führt zu einem verstärkten Ausstieg aus der Förderung.
- Speziell im Bereich der umfassenden Sanierung erreichen die Förderprogramme keinen erheblichen Anteil des sanierungsbedürftigen Gebäudebestands.
- Sinkende Effizienz des Fördermitteleinsatzes einerseits durch die Veränderung der potenziellen Sanierungsgebäude sowie andererseits durch Annäherung der der Mindeststandards nach Bauordnungen an die Wohnbauförderung bzw. Umweltförderung Inland.
- Die Neubautätigkeit ist aufgrund der demografischen und wirtschaftlichen Entwicklung auf eher niedrigem Niveau. Der Anteil der oft geerbten oder als Wochenendhaus erworbenen, alten Zweitwohnungen am Land, der Anteil der ungenutzten Wohnung durch berufliche und private Veränderung, sowie der Anteil der sogenannten „Vorsorgewohnungen“ in urbanen Räumen steigen jedoch. In diesen Gebäuden wird aber weniger stark in Sanierung investiert im Vergleich zu Gebäuden mit langfristigen Hauptwohnsitzen. Gleichzeitig bewirkt der demographische Trend zu älteren Bevölkerungsgruppen – immer öfter alleinstehend – ebenfalls als Sanierungshemmnis. Auch die Zuwanderung und kurzfristiger Aufenthalt erhöht eher die Nachfrage nach kleinen und günstigen Wohnungen.

## Methoden

Es wird die zeitliche Entwicklung der Unterschiede der Investitionen und Energiekosten zwischen den Szenarien WAM plus und WEM von 2010 bis 2030 dargestellt. Die Differenzen der Zahlungsströme werden für 2030 und über die Periode 2020–2030 – also über 11 Jahre – ausgewertet, um ein grobes volkswirtschaftliches Bild der Kosten zu bekommen. Die Ergebnisse sind nicht mit statistischen volkswirtschaftlichen Zahlungsflüssen abgeglichen. Die Zahlungsströme umfassen die Bereiche Wohnbau und dem Dienstleistungssektor zugeordnete Nicht-Wohngebäude. Die Daten basieren auf Szenarienrechnungen mit dem Invert/EE-Lab Modell der TU Wien, welches für die Inputszenerarien für den Monitoring Mechanismus und für die Studie mit dem ambitionierten Szenario WAM plus eingesetzt wurde. Sekundäre Einnahmen der öffentlichen Hand, wie z. B. aus Steuern und Abgaben, und sekundäre Ausgaben der öffentlichen Hand, wie z. B. Kontroll- und Verwaltungskosten der Umsetzung oder externe Kosten, sind nicht enthalten. Ob es sich bei der Differenzbildung um Mehrkosten (+) oder Einsparungen (–) handelt, ist am Vorzeichen erkennbar. Es werden die folgenden Kostengruppen unterschieden:

- **Laufende jährliche Energieausgaben**  
Diese beinhalten die jährlichen monetären Aufwendungen, die durch den Bezug von Energieträgern zur Deckung des Raumwärme- und Warmwasserbedarfes entstehen. Der Strombezug für Hilfsantriebe, Pumpen, Steuerung etc. wird nicht berücksichtigt. Es sind sowohl verbrauchsabhängige wie -unabhängige Zahlungen (z. B. jährliche flächenbezogene Kosten) inkludiert, Wartungs- und Instandhaltungskosten sind nicht berücksichtigt.
- **Investitionen Neubau, exkl. Heiztechnik**  
Diese Kostengruppe stellt einen Teil der Investitionen in den Neubau dar. Monetär wurde der Neubau mit 850–1.150 €/m<sup>2</sup> bewertet. Diese Werte liegen deutlich unter den durchschnittlichen Neubaukosten. Da aber der Bestandszuwachs einen zusätzlichen Wert darstellt, wurden Kosten unterstellt, die im Bereich einer umfassenden, energetisch sehr hochwertigen Gebäudesanierung liegen. Die Investitionen in die Heiztechnik (Wärmeerzeugung etc.) sind der vorherigen Kategorie zugeordnet.
- **Investitionen thermische Renovierung und Instandsetzung Gebäudefassade**  
Diese Kostengruppe beinhaltet die nicht-diskontierten Zahlungsströme, die durch die thermische Sanierung von bestehenden Gebäuden entstehen, bzw. Investitionen zur Instandsetzung von Gebäudefassaden, sofern am Ende der Lebensdauer keine thermische Sanierung durchgeführt wird. Die Instandsetzungskosten der Fassadekomponenten wurden mit 47–68 €/m<sup>2</sup> (81–100 €/m<sup>2</sup> bei strukturierten Fassaden) konditionierter Bruttogebäudefläche bewertet. Die thermische Sanierung berücksichtigt grundsätzlich die Komponenten: Fassade, Fenster, oberste und unterste Geschoßfläche sowie das Wärmeverteilungssystem und die Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung im Gebäude. Bei einzelnen Sanierungen können, müssen aber nicht, alle Komponenten eingesetzt bzw. erneuert werden.
- **Investitionen Heiztechnik**  
Diese Kostengruppe stellt die nicht-diskontierten Investitionen für Wärmebereitstellungssysteme zur Raumwärme und Warmwassererzeugung dar. Die Kostengruppe umfasst den Wärmeerzeuger (Kessel, Boiler, Therme etc.) und den Wärmespeicher. Im Falle von solarthermischen Anlagen und Wärmepum-

pen sind Kollektoren, Bohrungen, zusätzliche Steuerungen, Pumpen und Wärmespeicher sowie Verdampfungs-/Solekreislauf etc. berücksichtigt. Die Wärmeverteilungs- und Wärmeabgabesysteme im Gebäude sind nicht enthalten.

#### ● **Zusätzliche Investitionen OIB-Erfüllung**

Das Szenario WAM plus unterstellt, dass bei allen thermischen Sanierungen die OIB 6-Anforderungen hinsichtlich der spezifischen U-Werte bzw. Gesamtpformance des Gebäudes eingehalten werden. Dies stellt teilweise eine deutliche Verschärfung der Sanierungsqualitäten dar, welche gegenüber den Kostenannahmen, wie sie den WEM- und WAM-Szenarien hinterlegt sind, zu einer Erhöhung der spezifischen Sanierungskosten führt.

#### **CO<sub>2</sub>-Umlage**

Sie ist eine zusätzliche Annahme im Szenario WAM plus im Sektor Gebäude. Ihr liegt ein CO<sub>2</sub>-Preis von 70 €/t CO<sub>2</sub> ab 2021 zugrunde.

#### **Ergebnisse**

In Tabelle 6 ist der Unterschied der Kostengruppen absolut und bezogen auf die Kostengruppensumme dargestellt und in der Abbildung 41 als Zeitreihe abgebildet. Diesen Beträgen steht eine CO<sub>2</sub>-Einsparung von 2,43 Mt CO<sub>2</sub> im Szenario WAM plus im Vergleich zum Szenario WEM im Jahr 2030 gegenüber.

Bei Investitionen in z. B. thermische Sanierungen und effizientere Heizungstechnik, welche im Zeitraum bis 2030 getätigt werden, ist von einer technischen Lebensdauer von bis zu mehreren Jahrzehnten, und somit von Energieeinsparungen auch nach 2030 auszugehen. Die dargestellten Zahlungsströme bis 2030 umfassen daher nicht alle für die gesamte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Investitionen relevanten Größen.

*Tabelle 6: Mehrinvestitionen und Mehrausgaben für Energie des Szenarios WAM plus 2013 im Vergleich zu WEM 2013 im Jahr 2030 (TU WIEN 2013a, b).*

<b>Kosten</b>	<b>Differenz WAM plus zu WEM 2030</b>	
	Mio. €	Split, bezogen auf die Summe
Einheit		
Laufende jährliche Energieausgaben	– 1.344	– 36,2 %
Investitionen Neubau, exkl. Heiztechnik	– 379	– 10,2 %
Investitionen thermische Renovierung und Instandsetzung Gebäudefassade	+ 3.580	96,5 %
Investitionen Heiztechnik	+ 159	4,3 %
Zusätzliche Investitionen OIB-Erfüllung	+ 1.344	36,2 %
CO <sub>2</sub> -Umlage	+ 350	9,4 %
<b>Summe</b>	<b>+ 3.711</b>	<b>100 %</b>

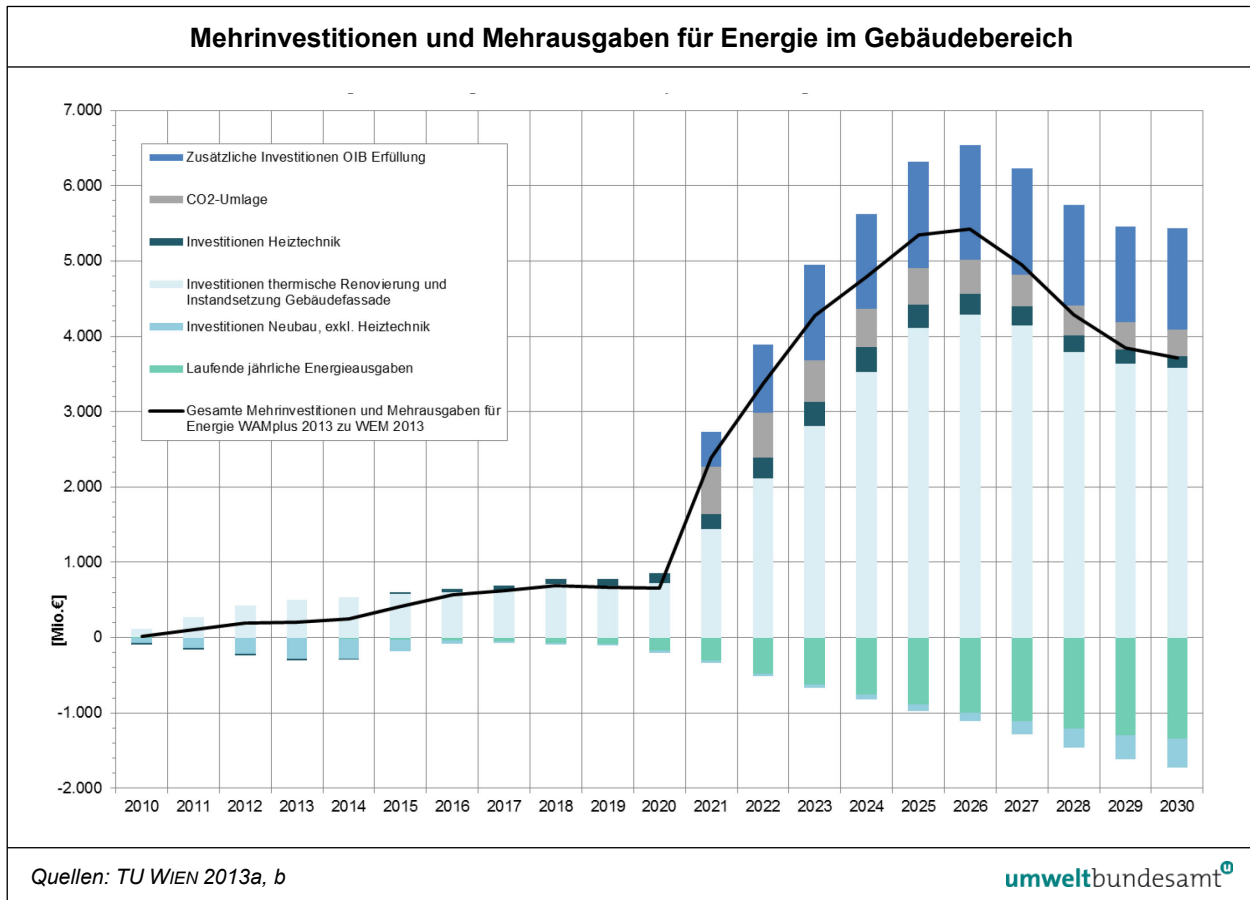


Abbildung 41: Mehrinvestitionen und Mehrausgaben für Energie in Gebäuden des Szenarios WAM plus 2013 im Vergleich zu WEM 2013 für die Jahre 2010–2030.

In Tabelle 7 ist der kumulierte Unterschied der Kostengruppen absolut und bezogen auf die Kostengruppensumme über den Zeitraum 2020–2030 dargestellt.

Tabelle 7: Kumulierte Mehrinvestitionen und Mehrausgaben für Energie des Szenarios WAM plus 2013 im Vergleich zu WEM 2013 für die Jahre 2020–2030 (TU WIEN 2013a, b).

Kumulierte Kosten	Differenz WAM plus zu WEM 2020 bis 2030	
	Mio. Euro	Split, bezogen auf die Summe
Einheit		
Laufende jährliche Energieausgaben	- 9.187	- 21,3 %
Investitionen Neubau, exkl. Heiztechnik	- 1.529	- 3,6 %
Investitionen thermische Renovierung und Instandsetzung Gebäudefassade	+ 34.165	79,3 %
Investitionen Heiztechnik	+ 2.661	6,2 %
Zusätzliche Investitionen OIB Erfüllung	+ 12.190	28,3 %
CO <sub>2</sub> -Umlage	+ 4.759	11,1 %
<b>Summe</b>	<b>+ 43.059</b>	<b>100 %</b>

## 3.5 Industrie

### 3.5.1 Geringere Ausgaben durch geringeren Energieverbrauch und Abgaben für CO<sub>2</sub>-Emissionen (CO<sub>2</sub>-Zertifikate bzw. CO<sub>2</sub>-Abgabe)

Die wesentliche Annahme für die Szenarien WEM und WAM für den Sektor Industrie ist die Reduktion des energetischen Endverbrauchs aufgrund der Fortführung des Emissionshandels und eines entsprechend ausgestalteten Energieeffizienzgesetzes. Im Szenario WAM plus wird zusätzlich für den non-ETS-Bereich eine CO<sub>2</sub>-Steuer in gleicher Höhe wie die Zertifikatspreise angenommen.

Im Folgenden soll nicht der Aufwand abgeschätzt werden, der notwendig ist, um die Reduktion des energetischen Endverbrauchs zu erreichen, sondern der Nutzen, der dadurch entsteht – konkret die geringeren Ausgaben für Energieträger und CO<sub>2</sub>-Emissionen.

#### 3.5.1.1 Annahmen

Es wurde angenommen, dass die gesamte Differenz des Verbrauchs der Szenarien WEM und WAM auf den Energieeffizienzmaßnahmen beruht. Für die Berechnungen wurde nur die Änderung des energetischen Endverbrauchs herangezogen, der Umwandlungseinsatz wurde nicht berücksichtigt.

Für die Energieträger wurden die Preise für jedes Jahr aus den Annahmen für die Szenarien abgeleitet (UMWELTBUNDESAMT 2013a, b). In Tabelle 8 sind die Annahmen für ausgewählte Jahre dargestellt. Für Abfall wurden keine Energieträgerkosten angenommen, da kein Durchschnittspreis bzw. keine Durchschnittserlöse ermittelt werden konnten.

Tabelle 8: Preise der Energieträger in den Szenarien WEM, WAM und WAM plus (UMWELTBUNDESAMT 2013a, b).

<b>WEM/WAM</b>		<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>
Zertifikate	€/t CO <sub>2</sub>	13	15	20	25	30
Kohle	€/GJ	6,38	6,72	7,01	7,25	7,45
Öl	€/GJ	13,03	17,73	19,70	21,24	22,44
Gas	€/GJ	13,37	14,78	14,18	13,43	12,63
Biomasse	€/GJ	4,71	5,63	6,16	6,65	7,12
Abfall	€/GJ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Fernwärme	€/GJ	8,20	9,81	10,73	11,59	12,41
Strom Industrie	€/GJ	29,17	37,92	46,43	50,17	55,42
<b>WAM plus</b>						
Zertifikate	€/t CO <sub>2</sub>	13	15	20	45	70
Strom Industrie	€/GJ	29,17	37,92	46,43	57,17	67,67

### 3.5.1.2 Methode

Die Differenz des Energieträgereinsatzes eines Jahres wurde mit den Energieträgerpreisen multipliziert. Die Jahre 2011 bis 2030 wurden addiert.

Bei den Zertifikatspreisen wurde die Differenz der Emissionen aus Emissionshandelsbetrieben mit dem jeweiligen Jahrespreis multipliziert. Für den Vergleich zwischen den Szenarien WEM und WAM plus wurden auch die Emissionen aus dem Nicht-EH-Bereich mit diesen Preisen multipliziert, da eine CO<sub>2</sub>-Steuer in gleicher Höhe wie die Zertifikatspreise angenommen wird.

### 3.5.1.3 Ergebnisse

Die eingesparte Menge CO<sub>2</sub> liegt bei Gegenüberstellung der Szenarien WEM und WAM im Jahr 2030 bei 1,3 Mrd. t CO<sub>2</sub> (über die Periode 2011–2030: 10,9 Mrd. t CO<sub>2</sub>). Im Vergleich zwischen WEM und WAM plus liegt die Einsparung 2030 bei 3,6 Mrd. t CO<sub>2</sub> (über die Periode 2011–2030: 26,4 Mrd. t CO<sub>2</sub>) (siehe Tabelle 9).

In der Gegenüberstellung der Szenarien WEM und WAM kommt es im Jahr 2030 unter den oben angeführten Annahmen zu Einsparungen von 897 Mio. € und 7,2 Mrd. € über die Periode 2011–2030; im Vergleich WEM zu WAM plus liegen die Einsparungen im Jahr 2030 bei 2,7 Mrd. € und bei 17,3 Mrd. € über die gesamte Periode (siehe Tabelle 10).

Tabelle 9: THG-Einsparungen in der Industrie. Vergleich der Szenarien WEM, WAM und WAM plus (eigene Berechnung auf Basis UMWELTBUNDESAMT 2013a, b).

	kt CO <sub>2</sub>	Differenz WEM – WAM	Differenz WEM – WAM plus	Differenz WAM – WAM plus
<b>Einsparung im Jahr 2030</b>		1.334	3.593	2.259
<b>kumulierte Einsparung 2011–2030</b>		10.888	26.377	15.489

Tabelle 10: Kosteneinsparungen in der Industrie. Vergleich der Szenarien WEM, WAM und WAM plus (eigene Berechnung auf Basis UMWELTBUNDESAMT 2013a, b).

	Mio. €	Differenz WEM – WAM	Differenz WEM – WAM plus	Differenz WAM – WAM plus
<b>Einsparung im Jahr 2030</b>	Energie	877	2.414	1.538
	CO <sub>2</sub>	20,1	252	231
	<b>Summe</b>	<b>897</b>	2.666	1.769
<b>kumulierte Einsparung 2011–2030</b>	Energie	7.083	15.982	8.898
	CO <sub>2</sub>	144	1.275	1.131
	<b>Summe</b>	<b>7.227</b>	17.257	10.030



## 4 ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

BEV.....	Bruttoendenergieverbrauch
BIP.....	Bruttoinlandsprodukt
BIV.....	Bruttoinlandsverbrauch
CCS.....	Carbon Capture and Storage
DL.....	Dienstleistungen
EE.....	Energieeffizienz
EEV.....	Endenergieverbrauch
EK.....	Europäische Kommission
ESD.....	Effort Sharing Decision
ESÖ.....	Energiestrategie Österreich
ETS.....	Emission Trading System (Emissionshandel)
EU.....	Europäische Union
EV.....	Electric Vehicle (Elektroauto)
HGT.....	Heizgradtage
HH.....	Haushalte
MS.....	Mitgliedstaaten
non-ETS.....	nicht-Emissionshandel Bereich
OIB.....	Österreichische Institut für Bautechnik
ÖPNV.....	Öffentlicher Personennahverkehr
ÖV.....	Öffentlicher Verkehr
PHEV.....	Plug-in Hybrid Electric Vehicle
PV.....	Photovoltaik
RES.....	Renewable Energy Source (Erneuerbare Energiequelle)
WAM.....	With Additional Measures
WEM.....	With Existing Measures
THG.....	Treibhausgase

## 5 LITERATURVERZEICHNIS

- BERGER, W. J. (2007): Potenziale der Einführung von Tempolimit 80 km/h auf Landstraßen in Österreich. In: Straßenverkehrstechnik 8.2007 (S. 409-416).
- Beschluss Nr. 2013//EG: Beschluss des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. September 2013 über nationale Umsetzungsmaßnahmen für die übergangsweise kostenlose Zuteilung von Treibhausgasemissionszertifikaten gemäß Artikel 11 Absatz 3 der Richtlinie 2003/87/EG. ABl. Nr. L 240/27.
- BMWFJ – Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend & BMLFUW – Bundesministeriums für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft (2010): Energiestrategie Österreich. 20.03.2010. <http://www.energiestrategie.at/>.
- E-CONTROL (2013): Ökostrombericht 2013. Energie-Control Austria, Wien.
- EEA – European Energy Agency (2013a): Trends and projections in Europe 2013 – Tracking progress towards Europe’s climate and energy targets until 2020.
- EEA – European Environment Agency (2013b): Annual European Union greenhouse gas inventory 1990–2011 and inventory report 2013.
- EEA – European Environment Agency (2014): European greenhouse gas data viewer, 15.03.2014. <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/data-viewers/greenhouse-gases-viewer>.
- EEA/ETC-ACC – European Environment Agency/European Topic Centre on Air and Climate Change (2013): National emissions reported to the UNFCCC and to the EU Greenhouse Gas Monitoring Mechanism.
- Ek – Europäische Kommission (2008): Impact Assessment; Document accompanying the Package of Implementation measures for the EU’s objectives on climate change and renewable energy for 2020. COM(2008) 85.
- Ek – Europäische Kommission (2011a): Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050. 08.03.2011. COM(2011) 112.
- Ek – Europäische Kommission (2011b): Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. Energy Roadmap 2050. 15.12.2011. COM(2011) 885.
- Ek – Europäische Kommission (2012): Commission staff working paper, Analysis of options beyond 20 % GHG emission reductions: Member State results. SWD(2012) 5 final.
- Ek – Europäische Kommission (2013a): Grünbuch „Ein Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030“. KOM(2013) 169.
- Ek – Europäische Kommission (2013b): EU Energy, Transport and GHG emissions – Trends to 2050 (Reference Scenario 2013).
- Ek – Europäische Kommission (2014a): Folgenabschätzung in Begleitung zur Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen Ein Rahmen für die Klima- und Energiepolitik im Zeitraum 2020–2030.

- EK – Europäische Kommission (2014b): Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen Ein Rahmen für die Klima- und Energiepolitik im Zeitraum 2020–2030. KOM(2014) 15 final
- ENERDATA (2014): Costs and Benefits to EU Member States of 2030 Climate and Energy Targets.
- Entscheidung Nr. 280/2004/EG: Entscheidung des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Februar 2004 über ein System zur Überwachung der Treibhausgasemissionen in der Gemeinschaft und zur Umsetzung des Kyoto-Protokolls. ABl. Nr. L 49.
- EUROSTAT (2007): Panorama of Energy. Energy statistics to support EU policies and solutions. Eurostat Statistical books, 2007 edition.
- EUROSTAT (2014a): Gross domestic product at market prices, [nama\_gdp\_c]. (Datenabfrage Jänner 2014): <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/>.
- EUROSTAT (2014b): Bruttoinlandsverbrauch [nrg\_100a]. (Datenabfrage Jänner 2014): <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/>.
- EUROSTAT (2014c): Versorgung, Umwandlung, Verbrauch – Wärme – jährliche Daten. Energetischer Endverbrauch. [nrg\_100a]. (Datenabfrage Jänner 2014): <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/>.
- EUROSTAT (2014d): Bevölkerung 1960-2012, am 1. Jänner und Jahresmittelwerte [demo\_gind]. Datenabfrage Jänner 2014. <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/>.
- EUROSTAT (2014e): Heizgradtage nach NUTS-2-Regionen – jährliche Daten [nrg\_esdgr\_a]. (Datenabfrage Jänner 2014): <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/>.
- EUROSTAT (2014f): Versorgung, Umwandlung, Verbrauch – Wärme – jährliche Daten. Energetischer Endverbrauch. [nrg\_106a]. (Datenabfrage Jänner 2014): <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/>.
- EUROSTAT (2014g): Versorgung, Umwandlung, Verbrauch – Elektrizität – jährliche Daten. Energetischer Endverbrauch. [nrg\_105a]. (Datenabfrage Jänner 2014): <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/>.
- EUROSTAT (2014h): Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen. [nrg\_ind\_335a]. (Datenabfrage Jänner 2014): <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/>.
- FRAUNHOFER (2012): Concrete Paths of the European Union to the 2 °C Scenario: Achieving the Climate Protection Targets of the EU by 2050 through Structural Change, Energy Savings and Energy Efficiency Technologies Accompanying scientific report – Contribution of energy efficiency measures to climate protection within the European Union until 2050.
- FRAUNHOFER (2013): Analysis of a European Reference Target System for 2030 – Report to the Coalition for Energy Savings.
- FRAUNHOFER ISE (2013): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien; Studie; Version November 2013. Freiburg.
- FSV-aktuell Straße, Februar 2010, S.117-119
- HERRY CONSULT (2008): Treibstoffexport in Österreich. Im Auftrag des BMLFUW. Wien.
- KUMMER, S. & SCHRAMM H.-J. (2012): Ist eine Mineralölsteuererhöhung zur Budgetsanierung geeignet? Wien.

- MOLITOR, R.; HAUSBERGER, S.; BENKE, G., LICHTBLAU, G.; SCHÖNFELDER, S.; REITSCHULER, G.; STIX, S. (2009): Abschätzung der Auswirkungen des Kraftstoffexports im Tank auf den Kraftstoffabsatz und die Entwicklung der CO<sub>2</sub>- und Luftschadstoffemissionen in Österreich – Aktualisierung 2007 und Prognose 2030. Bericht, April 2009.
- ODYSSEE (2014): Odyssee Datenbank. Datenabfrage Jänner 2014:  
<http://www.odyssee-mure.eu/>
- PBL –Netherlands Environmental Assessment Agency (2013): Non-ETS emission targets for 2030 – Indication of emission targets for the Netherlands and other EU Member States under the European Effort Sharing Decision.
- PISCHINGER, R.; SAMMER, G.; SCHNEIDER, F. et al. (1997): Volkswirtschaftliche Kosten-Wirksamkeitsanalyse von Maßnahmen zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen des Verkehrs in Österreich. Im Auftrag des BMUJF.
- STATISTIK AUSTRIA (2013): Energiebilanzen 1970–2012. Statistik Austria, Wien.
- TU WIEN (2013a): Müller, A. & Kranzl, L.: Energieszenarien bis 2030: Wärmebedarf der Kleinverbraucher. Projekt im Rahmen der Erstellung von energiewirtschaftlichen Inputparametern und Szenarien zur Erfüllung der Berichtspflichten des Monitoring Mechanisms. Wien. [www.eeg.tuwien.ac.at/monmech2013](http://www.eeg.tuwien.ac.at/monmech2013).
- TU WIEN (2013b): Müller, A. & Kranzl, L.: Kurzstudie zu den Energieszenarien bis 2030: Wärmebedarf der Kleinverbraucher WAM plus-Szenario. Wien.  
[www.eeg.tuwien.ac.at/monmech2013](http://www.eeg.tuwien.ac.at/monmech2013).
- UMWELTBUNDESAMT (2013a): Krutzler, T.; Gallauner, T.; Gössl, M. et al.: Energiewirtschaftliche Inputdaten und Szenarien als Grundlage für den Monitoring Mechanism 2013 und das Klimaschutzgesetz. Reports, Bd. REP-0415. Umweltbundesamt, Wien.
- UMWELTBUNDESAMT (2013b): Krutzler, T.; Schindler, I.; Gössl, M. et al.: Energiewirtschaftliche Inputdaten und Szenarien – Szenario WAM plus 2013. Reports, Bd. REP-0446. Umweltbundesamt, Wien.
- WIFO (2011): Energy Transition 2012\2020\2050 – Strategies for the Transition to Low Energy and Low Emission Structures.
- WYMAN, O. (2009): Elektromobilität 2025. Powerplay beim Elektrofahrzeug.  
<http://www.oliverwyman.de/pr17.htm>.



**Umweltbundesamt GmbH**

Spittelauer Lände 5  
1090 Wien/Österreich

Tel.: +43-(0)1-313 04

Fax: +43-(0)1-313 04/5400

office@umweltbundesamt.at

www.umweltbundesamt.at

Die Europäische Kommission schlägt in ihrer Mitteilung zum „Rahmen für die Klima - und Energiepolitik 2020-2030“ vor, den EU-weiten Ausstoß von Treibhausgasen bis 2030 gegenüber 1990 um 40 % zu reduzieren. Gleichzeitig soll der Anteil der erneuerbaren Energien auf 27 % des Bruttoendenergieverbrauchs erhöht werden. Dieser Vorschlag stützt sich auf eine umfassende Folgenabschätzung, deren Ergebnisse und Kernaussagen das Umweltbundesamt analysiert.

Die AutorInnen vergleichen anhand von Indikatoren die Treibhausgas- und die Energie-Effizienz der Mitgliedstaaten. Darauf aufbauend diskutieren sie Optionen für eine faire und kosteneffiziente Aufteilung des Effort-Sharing-Ziels sowie des Erneuerbaren-Ziels.

Auf Basis nationaler Szenarien zeigt der Report die Potenziale zur Treibhausgasreduktion in Österreich und die damit verbundenen Kosten und Nutzen.