

Klima und Energie: Wissen kompakt

(Überarbeitete Auflage, Juni 2018)

Auftraggeber

Klima- und Energiefonds

Verfasser

Österreichische Energieagentur

VerfasserInnen:

Naghmeh Altmann-Mavaddat
Shruti Athavale
Martin Baumann
Thomas Bogner
Heimo Bürbaumer
Andreas Indinger
Gerald Kalt
Karina Knaus
Petra Lackner
Willy Raimund
Kerstin Schilcher
Gregor Thenius
Herbert Tretter
Monika Wanjek
Adrian Zelalic

Impressum

Strategische Gesamtkoordination: Mag. Christoph Wolfsegger | Klima- und Energiefonds,
Gumpendorfer Straße 5/22, A-1060 Wien; Internet: <http://www.klimafonds.gv.at>

Herausgeberin: Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency,
Mariahilfer Straße 136, A-1150 Wien; Tel. +43 (1) 586 15 24, Fax +43 (1) 586 15 24 - 340;
E-Mail: office@energyagency.at, Internet: <http://www.energyagency.at>

Für den Inhalt verantwortlich: DI Peter Traupmann

Gesamtleitung: Adrian Zelalic, MA; DI Christof Horvath

Reviewing: Mag. DI Dr. Heimo Bürbaumer

Layout: Adrian Zelalic, MA

Lektorat: Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency

Herstellerin: Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency

Verlagsort und Herstellungsort: Wien

Nachdruck nur auszugsweise und mit genauer Quellenangabe gestattet. Gedruckt auf chlorfrei gebleichtem Papier.

Inhalt

1	Einleitung	5
2	Klimaschutz	6
2.1	Treibhauseffekt	6
2.2	Entwicklung des CO ₂ -Gehalts	7
2.3	IPCC	8
2.4	Auswirkungen der globalen Erwärmung	9
2.4.1	Klimawandel und Klimawandelanpassung	11
2.4.2	Klimawandel in Österreich	12
3	Internationale Vorgaben	15
3.1	Kyoto	15
3.2	Pariser Abkommen, Marrakesch und internationale Klimapolitik	16
3.3	2020-Ziele der EU und Österreichs	20
3.3.1	EU-Energieeffizienzrichtlinie	21
3.3.2	EU-Gebäuderichtlinie	23
3.4	2030 Ziele der EU und Österreichs	24
3.5	2050 Ziele der EU	25
4	Nationale Pläne und Entwicklungen	26
4.1	Strategie	26
4.1.1	Energiestrategie Österreich (2010)	26
4.1.2	Österreichische Anpassungsstrategie an den Klimawandel	26
4.1.3	Integrierte Klima- und Energiestrategie (IKES)	27
4.1.4	ENERGIE Forschungs- und Innovationsstrategie	31
4.2	Studien zur Energieautarkie	34
4.2.1	Definition und Prinzipien der Energieautarkie	34
4.2.2	Studie „Energieautarkie für Österreich 2050“	35
4.2.3	Studie „Zukunftsfähige Energieversorgung für Österreich“	36
4.3	Treibhausgasemissionen in Österreich	37
4.3.1	Entwicklung	38
4.3.2	Kosten	40
5	Energie global	42
5.1	Verbrauch nach Energieträgern 2015	42
5.2	Verbrauch nach Sektoren 2015	44
5.3	Produktionsmaxima von fossilen Energieträgern	45
5.4	Entwicklung Gas insbesondere Schiefergas international	49
5.4.1	Schiefergas (engl. „Shale Gas“)	51
5.4.2	Tight Gas	51
5.4.3	Coal Bed Methane („Kohleflözgas“)	51
5.4.4	Förderung	51
5.4.5	Förderung von Schiefergas	52
5.4.6	Förderung von Coal Bed Methane	53

6	Energie in Österreich	55
6.1	Umfeld für Energieverbrauchsentwicklung in Österreich	55
6.2	Verbrauch nach Energieträgern 2016	56
6.3	Entwicklung nach Energieträgern 2016	58
6.4	Verbrauch nach Sektoren 2016	59
6.5	Verbrauch nach Anwendungen 2016	60
6.6	Energieflussbild 2015	61
7	Volkswirtschaftliche Betrachtung des Umstiegs auf erneuerbare Energien	63
7.1	Wertschöpfung und Arbeitsplätze	63
8	Förderungen	65
9	Erneuerbare Energien	66
9.1	Stromerzeugungskosten	66
9.1.1	<i>Aktuelles Anreizsystem in Österreich (Kleine Ökostromnovelle 2017)</i>	69
9.1.2	<i>Zwei parallele Bundesförderungsschienen bei PV</i>	70
9.1.3	<i>Aktuelle Höhe und Geltungsdauer der Einspeisetarife</i>	71
9.2	Wärmeerzeugungskosten	71
9.3	Wirkungsgrade	73
9.4	Energierücklaufzeit und Erntefaktor	74
9.5	Photovoltaik	78
9.5.1	Marktdaten (international, national)	78
9.5.2	Kosten- und Preisentwicklungen	82
9.5.3	Technologien (Zelltypen)	87
9.5.4	Potenziale in Österreich	91
9.5.5	Vor- und Nachteile	92
9.5.6	Förderungen	93
9.6	Windkraft	96
9.6.1	Großwindkraftanlagen	97
9.6.2	Kleinwindkraftanlagen	101
9.7	Wasserkraft	102
9.7.1	Marktdaten	102
9.7.2	Technologien	103
9.7.3	Potenziale in Österreich	105
9.7.4	Vor- und Nachteile	105
9.7.5	Förderungen	105
9.8	Solarthermie	106
9.8.1	Marktdaten	106
9.8.2	Technologien	107
9.8.3	Potenziale in Österreich	109
9.8.4	Vor- und Nachteile	109
9.8.5	Förderungen	110
9.9	Biogasanlagen	111
9.9.1	Marktdaten	111
9.9.2	Technologien	111
9.9.3	Potenziale in Österreich	112

9.9.4	Vor- und Nachteile	113
9.9.5	Förderungen.....	114
9.9.6	Genehmigungsverfahren.....	114
9.10	Biomasseanlagen.....	115
9.10.1	Marktdaten	115
9.10.2	Technologien.....	116
9.10.3	Potenziale in Österreich	117
9.10.4	Vor- und Nachteile	118
9.10.5	Förderungen.....	118
9.11	Geothermie	119
9.11.1	Marktdaten	119
9.11.2	Technologie.....	120
9.11.3	Potenziale in Österreich	121
9.11.4	Vor- und Nachteile	122
9.11.5	Förderungen.....	122
10	Energieeffizienz	124
10.1	Definition.....	124
10.2	Mögliche Maßnahmen.....	124
10.3	Das neue Energieeffizienzgesetz in der Anwendung.....	125
10.3.1	Grundzüge der Verpflichtung für Energielieferanten.....	126
10.3.2	Maßnahmen zur Erfüllung der Verpflichtung für Energielieferanten.....	126
10.4	Potenziale.....	128
10.5	Leuchtmittel.....	129
10.6	Stand-by-Verluste	134
10.7	Haushaltsgeräte	138
10.8	Energieeffizienz bei KMU	141
10.9	Passivhaus-Standard.....	144
10.9.1	Dämmung und Fenster	145
10.9.2	Wohnraumlüftung.....	146
10.9.3	Luftdichtheitstest.....	146
10.9.4	Sanierung	146
11	Mobilität.....	149
11.1	Verkehr in Zahlen und Fakten.....	149
11.1.1	Energieverbrauch und Mobilitätskosten in Haushalten.....	149
11.1.2	Anzahl der Wege pro Person und Weglängen.....	152
11.1.3	Modal-Split	153
11.2	Individualverkehr braucht Platz.....	155
11.3	Flugverkehr und seine Bedeutung für den Klimawandel	156
11.4	Mobilität und Gesundheit.....	158
11.5	Klimafreundliches Mobilitätsverhalten – was kann jede/r Einzelne beitragen?	159
11.6	Mobilitätsmanagement	166
11.7	Energieraumplanung	167

12	Atomenergie	170
12.1	Wirtschaftlichkeit der Atomenergie	170
12.2	Atomenergie in Europa	172
12.3	Risiken der Atomenergie	173
12.4	Klimaschutz durch Atomenergie?	174
13	Rucksack und Fußabdruck	176
13.1	Ökologischer Rucksack	176
13.2	Ökologischer Fußabdruck	178
14	BürgerInnenbeteiligung	182
15	Best-Practice-Datenbank	184
16	Energiebuchhaltung	186
16.1	Was ist Energiebuchhaltung?	186
16.2	Hilfestellung bei der Softwareauswahl	190
17	Institutionen und Verbände	193

1 Einleitung

Ziel dieser Wissenssammlung ist es, der interessierten Öffentlichkeit eine fundierte Sammlung an Informationen zum Thema Klima und Energie zur Verfügung zu stellen. Wer zählt zu dieser Zielgruppe? ManagerInnen von Klima- und Energiemodellregionen, UmweltgemeinderätInnen, StudentInnen, UnternehmerInnen, Organisationen, interessierte BürgerInnen und viele mehr. Mit Hilfe dieses Dokuments können sich LeserInnen gezielt über bestimmte Themen informieren, sich damit auf Präsentationen, Versammlungen, Workshops und Gespräche mit EntscheidungsträgerInnen vorbereiten oder einfach auch Anfragen beantworten. Wir sind davon überzeugt, dass nur durch fundierte und faktenbasierte Informationen Prioritäten im Klimaschutz richtig gesetzt werden. Bevor große oder kleine Klimaschutzprojekte umgesetzt werden, benötigt man Basiswissen über mehrere Teilbereiche der Thematik.

Mit der Erarbeitung der Wissenssammlung wurde die Österreichische Energieagentur vom Klima- und Energiefonds beauftragt. Sie gewährleistet eine ausgewogene Darstellung der Themen, angefangen beim Treibhauseffekt, internationalen und nationalen Strategien zu Klimaschutz und Klimawandelanpassung, über die Energiesituation und biogene Treibstoffe bis hin zu Energieeffizienz, Mobilität, ökologischem Fußabdruck usw. Jedes Kapitel bietet auf einigen Seiten die wichtigsten Inhalte zum jeweiligen Thema und endet mit einer Link-Liste, damit sich jede/r selbständig weiter vertiefen kann.

Die Wissenssammlung wird regelmäßig erweitert, ergänzt und aktualisiert.

Wünsche und Anregungen zu der Wissenssammlung richten Sie bitte an die Österreichische Energieagentur (office@energyagency.at).

2 Klimaschutz

2.1 Treibhauseffekt

Die Sonne treibt das Erdklima an, indem sie Energie mit sehr kurzen Wellenlängen, vornehmlich im sichtbaren oder angrenzenden (zum Beispiel ultravioletten) Teil des Spektrums ausstrahlt. Rund ein Drittel der Sonnenenergie, welche die Obergrenze der Erdatmosphäre erreicht, wird direkt zurück in den Weltraum reflektiert. Die restlichen zwei Drittel werden von der Erdoberfläche und in geringerem Maße auch von der Atmosphäre absorbiert. Um dieser absorbierten Energie die Waage zu halten, muss die Erde durchschnittlich die gleiche Energiemenge zurück in den Weltraum abstrahlen. Weil die Erde viel kälter als die Sonne ist, strahlt sie in viel größeren Wellenlängen ab, vornehmlich im infraroten Teil des Spektrums. Ein Großteil dieser vom Land und den Ozeanen emittierten Wärmestrahlung wird von der Atmosphäre einschließlich der Wolken absorbiert und zur Erdoberfläche zurückgestrahlt. Dies wird als Treibhauseffekt bezeichnet. Die Glaswände in einem Gewächshaus reduzieren den Luftaustausch und erhöhen die Lufttemperatur im Inneren. Analog dazu – allerdings über einen anderen physikalischen Prozess – erwärmt der Treibhauseffekt die Erdoberfläche (vgl. IPCC).

Ohne den natürlichen Treibhauseffekt läge die durchschnittliche Oberflächentemperatur der Erde unterhalb des Gefrierpunktes von Wasser. Somit ermöglicht der natürliche Treibhauseffekt der Erde Leben. Allerdings haben menschliche Aktivitäten, vor allem das Verbrennen fossiler Energieträger und das Roden von Wäldern, den natürlichen Treibhauseffekt sehr verstärkt und dadurch eine globale Erwärmung hervorgerufen (vgl. IPCC).

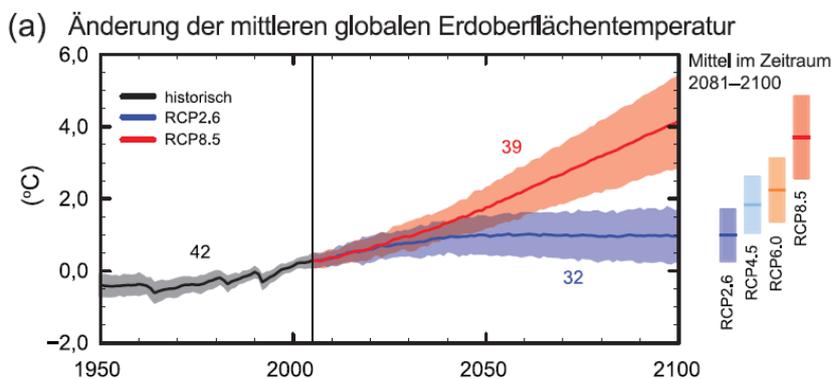


Abbildung 2-1: Entwicklung der globalen Erdoberflächentemperatur abhängig von Wirtschafts- und Bevölkerungswachstum, technologischer Entwicklung sowie Nutzung fossiler/nicht-fossiler Energien

Quelle: IPCC 5. Sachstandsbericht 2014

Die beiden häufigsten Gase in der Atmosphäre, Stickstoff (mit 78 % der trockenen Atmosphäre) und Sauerstoff (21 %) üben fast keinen Treibhauseffekt aus. Stattdessen beruht der Treibhauseffekt auf Molekülen, die komplexer aufgebaut sind und viel seltener vorkommen. Wasserdampf ist das wichtigste Treibhausgas, Kohlendioxid (CO₂) das zweitwichtigste. Methan, Lachgas, Ozon und einige andere Gase, die in der Atmosphäre in geringen Mengen vorkommen, tragen ebenfalls zum Treibhauseffekt bei (vgl. IPCC).

Mehr zum Thema

Treibhausgase [<http://www.umweltbundesamt.at/umweltsituation/luft/treibhausgase/>] bzw. [<https://www.zamg.ac.at/cms/de/klima/informationsportal-klimawandel/klimasystem/antriebe/anthropogene-treibhausgase>]

5. Sachstandsbericht des IPCC [http://www.de-ipcc.de/media/content/de-ipcc-kompaktinfo_AR5_web.pdf]

2.2 Entwicklung des CO₂-Gehalts

Kohlen(stoff)dioxid (CO₂) ist ein natürlicher Bestandteil der Luft. Es kommt derzeit (September 2017) in einer mittleren Konzentration von ca. 0,040507 Vol-% (405,07 parts per million – ppm) in der Luft vor. Bis zum Beginn der Industrialisierung (Beginn/Mitte des 18. Jahrhunderts in England bzw. ab dem 19. Jahrhundert in Westeuropa und den USA, vgl.: <http://www.globalisierung-fakten.de/industrialisierung/england/>) lag die Konzentration bei max. knapp 300 ppm.

CO₂ ist ein saures, farbloses, unbrennbares, gut wasserlösliches und, in normaler Konzentration, ungiftiges Gas, das u. a. bei der vollständigen Verbrennung von kohlenstoffhaltigen Substanzen entsteht. In den letzten 200 Jahren stieg der CO₂-Pegel in der erdnahen Atmosphäre stetig an. Die Wissenschaft ist sich weitgehend einig, dass die Ursache vor allem die Verbrennung fossiler Brennstoffe (Kohle, Erdöl, Erdgas) sowie die Abholzung der tropischen Regenwälder ist. CO₂ zählt zu den Treibhausgasen und ist aufgrund seiner relativ hohen Konzentration in der Atmosphäre einer der Hauptverursacher des Treibhauseffekts.

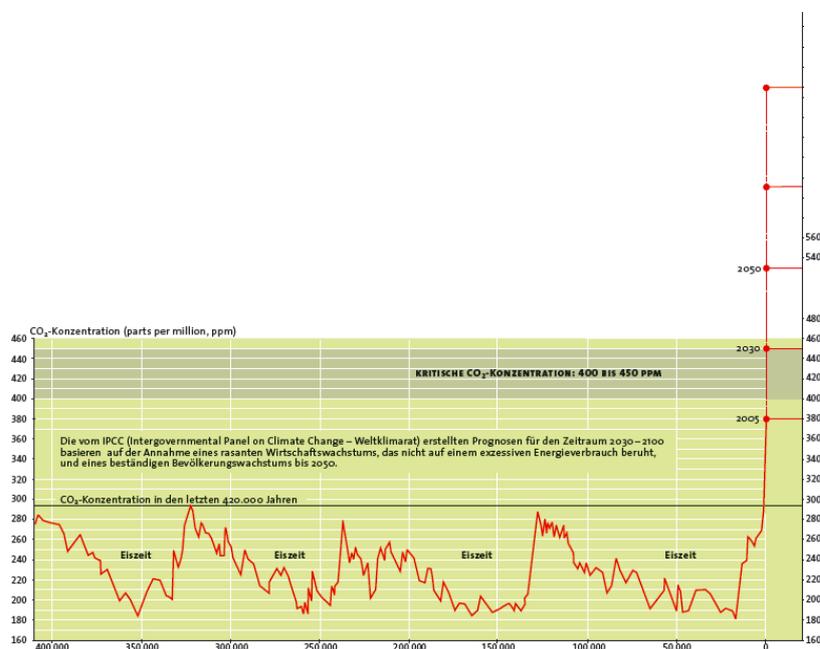


Abbildung 2-2: Entwicklung des Kohlendioxidgehalts während der Eiszeitzyklen der letzten 400.000 Jahre

Quelle: Jean Robert Petit, Jean Jouzel u. a., »Climate and atmospheric history of the past 420.000 years from the Vostok ice core in Antarctica«, in: Nature 399 (Mai/Juni 1999); Intergovernmental panel on climate change 2001 und 2007; Unep/Grid-Arendal, 1998, veröffentlicht in: Le Monde diplomatique, 2007

Vergleichbar hohe CO₂-Konzentrationen in der Atmosphäre zwischen 330 und 400 ppm gab es zuletzt vor 5,2 und vor 2,6 Mio. Jahren. Während dieser Perioden lagen die globalen Temperaturen um zwei bis drei Grad höher als heute, und der Meeresspiegel um 10–25 m über dem heutigen Niveau. Die damaligen Klimaveränderungen waren primär geologischen Ereignissen zuzuschreiben: Vulkanausbrüchen, Verschiebungen der Kontinente oder veränderter Sonneneinstrahlung. Diese Argumentation kann für die Erwärmung seit Beginn der industriellen Revolution allerdings nicht herangezogen werden, denn große Teile des zusätzlichen CO₂ in der Atmosphäre stammen aus der Verbrennung fossilen Materials. Weitere natürliche Emissionsquellen können hinzukommen, wenn sich die Erde erwärmt. So führt beispielsweise ein Anstieg der weltweiten Durchschnittstemperatur zum Auftauen der Permafrostböden und zur Freisetzung großer Mengen des Treibhausgases Methan, was die globale Erwärmung wiederum verstärkt.

Obwohl im Jahr 2014 die CO₂-Emissionen im Vergleich zum Vorjahr geringfügig auf 32,2 Gigatonnen gestiegen waren, stagnierte das Wachstum der energiebezogenen CO₂-Emissionen im Jahr 2015. Dies ist vor allem auf eine Verbesserung der Energieintensität um 1,8 % zurückzuführen. Laut IEA¹ wurde dieser Trend durch die Gewinne der Energieeffizienz sowie der erweiterten Nutzung von sauberen Energiequellen, insbesondere von erneuerbaren Energiequellen, gestärkt.

iequellen, insbesondere von erneuerbaren Energiequellen, gestärkt.

Hinweis: Aktuelle internationale Entwicklungen (Stichwort Paris 2015, Bonn 2017) siehe Kapitel 3.2.

Mehr zum Thema

Kohlendioxidgehalt in der Luft [\[https://www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends/global.html\]](https://www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends/global.html)

Kohlendioxidproblem

[\[http://umweltlexikon.katalyse.de/?p=3298\]](http://umweltlexikon.katalyse.de/?p=3298)

Klimaänderungen: Mögliche Ursachen in Vergangenheit und Zukunft

[\[http://www.mpimet.mpg.de/fileadmin/staff/claussenmartin/publications/claussen_klima_uwsf_03.pdf\]](http://www.mpimet.mpg.de/fileadmin/staff/claussenmartin/publications/claussen_klima_uwsf_03.pdf)

Internationale Energieagentur – Globale CO₂-Emissionen

[\[http://www.iea.org/statistics/topics/CO2emissions/\]](http://www.iea.org/statistics/topics/CO2emissions/)

Internationale Energieagentur – World Energy Outlook 2015 und 2016

[\[http://www.worldenergyoutlook.org/\]](http://www.worldenergyoutlook.org/)

2.3 IPCC

Das Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC; Zwischenstaatlicher Ausschuss für Klimaänderungen), im Deutschen oft als Weltklimarat bezeichnet, wurde im November 1988 vom Umweltprogramm der Vereinten Nationen (UNEP) und der Weltorganisation für Meteorologie (WMO) ins Leben gerufen. Der Sitz des IPCC-Sekretariats befindet sich in Genf. 2007 wurde das IPCC, gemeinsam mit dem ehemaligen US-Vizepräsidenten Al Gore, mit dem Friedensnobelpreis ausgezeichnet.

¹ IEA (2016): World Energy Outlook 2016. 16 November 2016. Paris, Organisation for Economic Co-operation and Development. <https://www.iea.org/newsroom/news/2016/november/world-energy-outlook-2016.html>

Die Aufgaben des IPCC umfassen:

- Untersuchung des Risikos der von Menschen verursachten Klimaveränderungen (Globale Erwärmung);
- Darstellung des aktuellen Wissensstandes zu den unterschiedlichen Aspekten des menschengemachten Klimawandels;
- Abschätzung der Folgen der globalen Erwärmung für Umwelt und Gesellschaft;
- Formulierung realistischer Vermeidungs- oder Anpassungsstrategien sowie
- Förderung der Teilnahme von Entwicklungs- und Schwellenländern an den IPCC-Aktivitäten.

Das IPCC betreibt selbst keine Forschung, sondern trägt die Ergebnisse der Forschungen verschiedener Disziplinen zusammen und publiziert sie in den so genannten IPCC-Sachstandsberichten.

Gemäß dem aktuellen, dem fünften Sachstandsbericht (2014) erwartet das IPCC eine weitere Klimaerwärmung von – je nach Szenario – mind. 0,9 °C bis 5,4 °C bis Ende des 21. Jahrhunderts. Im Vierten Sachstandsbericht (2007) lagen die Prognosen im ungünstigsten Fall bei einem Temperaturanstieg von bis zu 6,4 °C. Die Differenzen sind auf Unterschiede in den zugrundeliegenden Szenarien und leicht geänderte Bezugszeiträume in den Sachstandsberichten zurückzuführen.

Mehr zum Thema

IPCC [<http://www.ipcc.ch/>] bzw. [<http://www.de-ipcc.de/>]

IPCC Vierter und Fünfter Sachstandsbericht [http://www.de-ipcc.de/media/content/de-ipcc-kompaktinfo_AR5_web.pdf]

Kernbotschaften des 5. IPCC-Sachstandsberichts (wissenschaftliche Grundlagen)

[http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/ipcc_sachstandsbericht_5_teil_1_bf.pdf (Teil 1) und

http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/ipcc_sachstandsbericht_5_teil_2_bf.pdf (Teil 2)]

Synthesebericht des 5. IPCC-Sachstandsberichts

[http://www.de-ipcc.de/media/content/IPCC-AR5_SYR_barrierefrei.pdf]

2.4 Auswirkungen der globalen Erwärmung

Der Fünfte Sachstandsbericht des IPCC bestätigt, dass sich das Klima gegenwärtig ändert und prognostiziert auf Basis unterschiedlicher Klimamodelle die folgenden Entwicklungen:

Weitere Erwärmung: Ausgehend von einem Szenario mit sehr ambitionierter Klimapolitik ist gegen Ende dieses Jahrhunderts ein Temperaturanstieg gegenüber der vorindustriellen Zeit von 0,9 bis 2,3 °C möglich. Simulationen unter den Voraussetzungen weniger oder unwesentlicher Emissionsreduktionen zeigen Temperaturanstiege zwischen 1,7 und 5,4 °C. Zum Vergleich: Die globale Mitteltemperatur in Bodennähe stieg im Zeitraum 1880 bis 2012 um 0,85 °C.

Meeresspiegel: Sehr wahrscheinlich wird durch die Wärmeausdehnung des Wassers und das Abschmelzen des Inlandeises der Meeresspiegel steigen, und zwar bis 2100 um weitere 26 bis 55 cm.

Ohne Emissionsbeschränkungen wird der Meeresspiegel bis Ende des Jahrhunderts zwischen 45 und 82 cm steigen. Zum Vergleich: Zwischen 1901 und 2010 stieg der Meeresspiegel um etwa 19 cm an.

Der Meeresspiegelanstieg wird großflächige Landverluste in Küstenregionen, v. a. in Entwicklungs- und Schwellenländern, zur Folge haben. Die zunehmende Erwärmung begünstigt die Ausbreitung der Wüsten, extreme Wetterereignisse werden ganze Regionen verwüsten.

Extreme: Wissenschaftler gehen davon aus, dass aufgrund der Klimaveränderungen Häufigkeit und Intensität extremer klimatischer Ereignisse wie Orkane, Sturmfluten, sintflutartige Niederschläge und Dürrekatastrophen zunehmen werden. Bis zum Ende des Jahrhunderts werden Starkniederschläge über den meisten Landgebieten der mittleren Breiten und über den feuchten Tropen sehr wahrscheinlich intensiver und häufiger auftreten. Bereits heute kann festgestellt werden, dass in Europa, Asien und Australien Hitzewellen immer häufiger auftreten bzw. auch die Starkregenereignisse in Nordamerika und Europa häufiger und intensiver geworden sind.

Eis und Schnee: Je nach Szenario könnten die Gletscher bis zum Ende des 21. Jahrhunderts 15–55 % (niedrigstes Emissionsszenario) oder 35–85 % (höchstes Emissionsszenario) ihres derzeitigen Volumens verlieren. Schon bisher war der Rückgang der Gletscher und der polaren Eiskappen signifikant. Von 2002 bis 2011 ist etwa sechsmal so viel Grönlandeis geschmolzen wie in den zehn Jahren davor. Im selben Zeitraum verlor der antarktische Eisschild 147 Gigatonnen Eismasse pro Jahr. In den zehn Jahren davor waren es 30 Gigatonnen pro Jahr.

Ozeanversauerung: Die Ozeane werden auch weiterhin CO₂ aus der Atmosphäre aufnehmen, was eine zunehmende Versauerung des Meerwassers bewirkt. Dies behindert die Bildung von Kalkschalen vieler Meereslebewesen und beeinträchtigt die Lebenswelt in den Ozeanen.

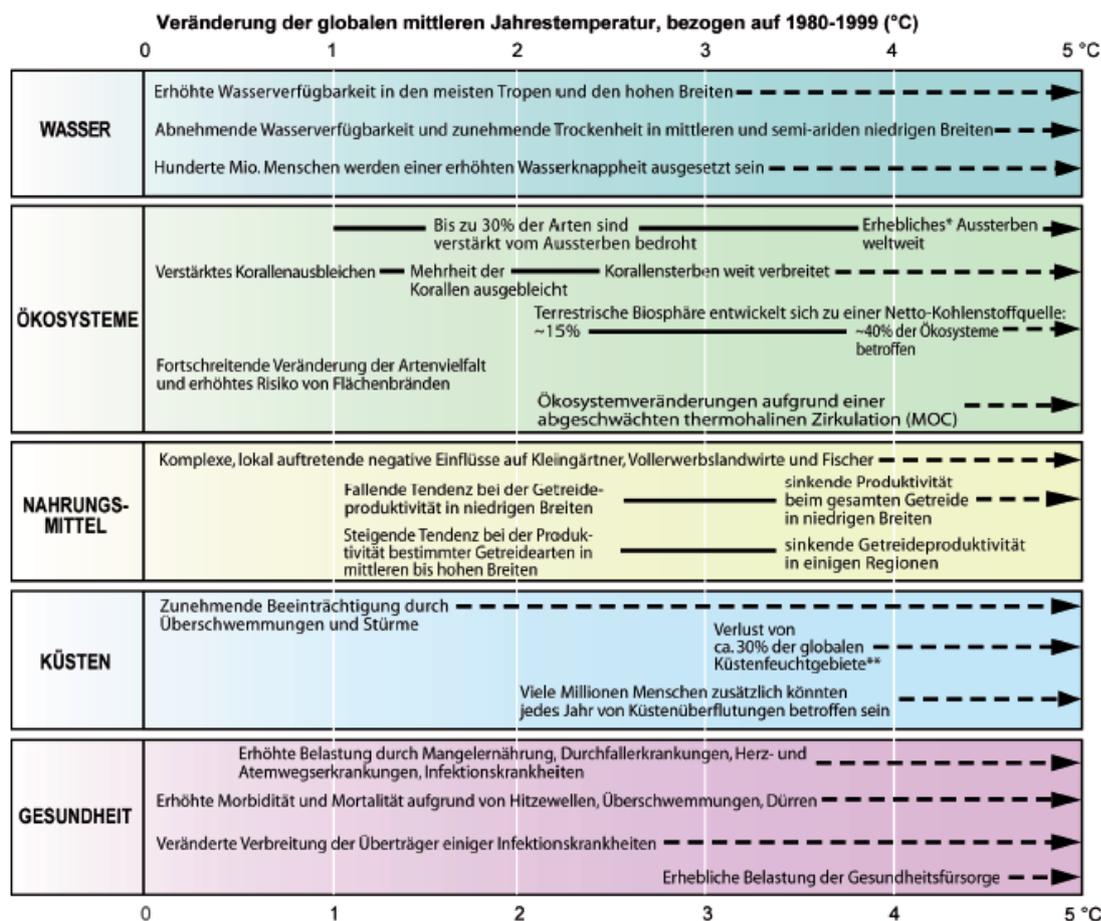


Abbildung 2-3: Voraussichtliche Auswirkungen der globalen Erderwärmung für die Menschheit abhängig von der Temperaturzunahme

Quelle: IPCC 4. Sachstandsbericht 2007

Insgesamt werden laut IPCC-Bericht Millionen von Menschen vor allem in den Entwicklungsländern ihrer Lebensgrundlagen beraubt und zu Umweltflüchtlingen. Während die meisten Länder durch die globale Erwärmung auf der Verliererseite stehen, gibt es möglicherweise auch Gewinner. Länder wie Sibirien oder Kanada rechnen sich durch das Auftauen von Dauerfrostgebieten Vorteile aus, wie z. B. die Ausdehnung der landwirtschaftlich nutzbaren Flächen. Es ist aber anzunehmen, dass starke Bevölkerungsbewegungen einsetzen werden und so die „Klima-Gewinner-Länder“ vor völlig neue, große Herausforderungen gestellt werden.

Der Weltklimabeirat warnt, dass ein ungebremster Ausstoß von Treibhausgasen das Klimasystem in einer Weise verändern könnte, wie dies in den vergangenen hunderttausenden Jahren nicht vorgekommen ist. Vielfältige und deutliche Veränderungen wären zu erwarten, wie etwa bei Niederschlägen, Eis und Schnee, einigen Extremwetterereignissen, Meeresspiegelanstieg und Versauerung der Ozeane. Ambitionierte Klimaschutzmaßnahmen sind in jedem Fall notwendig, um den Temperaturanstieg auf 2 °C zu begrenzen und weiteren Klimaveränderungen vorzubeugen.

2.4.1 Klimawandel und Klimawandelanpassung

2011 veröffentlichten Forscher der Universität Calgary (Nathan P. Gillett et al.) Szenarien über den zukünftigen Klimaverlauf unter der Annahme eines Totalstopps aller THG-Emissionen a) sofort bzw. b)

erst im Jahre 2100. Ergebnis ihrer Berechnungen ist, dass auch bei sofortigem Emissionsstopp der anthropogene Klimawandel bis zu 1000 Jahre weiterwirken würde, mit teils großen Unterschieden auf Nord- und Südhalbkugel, an den Polen oder in den Meeren.

Um sich auf die Folgen des Klimawandels einzustellen und deren Risiken und Schäden möglichst vorzubeugen, werden auf internationaler wie nationaler Ebene Strategien für eine Anpassung an den Klimawandel entwickelt.

Am 16. April 2013 stellte die Europäische Kommission die EU-Strategie zur Anpassung an den Klimawandel vor. Diese verfolgt im Wesentlichen drei Ziele: a) Förderung von Anpassungsmaßnahmen in den EU-Mitgliedstaaten, b) Stärkung der Wissensbasis über Klimawandel und Anpassung (z. B. Plattform Climate ADAPT), um besser fundierte Entscheidungen zu erzielen, c) Integration von Klimawandelanpassung in alle Politikbereiche der EU.

Die EU-Strategie zur Anpassung an den Klimawandel sowie weitere dafür relevante Dokumente können von der Website der EU-Kommission heruntergeladen werden und sind auf dem Portal „Klima | Wandel | Anpassung“ des Umweltbundesamtes kurz dargestellt.

2.4.2 Klimawandel in Österreich

Der erste Österreichische Sachstandsbericht Klimawandel 2014 zeigt auf, dass seit 1880 die Temperatur in Österreich um nahezu 2 °C angestiegen ist, insbesondere für die Zeit ab 1980 ist ein erhöhter Temperaturanstieg zu beobachten. Zum Vergleich: Seit 1880 stieg die globale Durchschnittstemperatur um nur 1 °C an. Die Temperaturveränderungen werden überwiegend durch die anthropogenen Emissionen von Treibhausgasen verursacht, der Beitrag durch die natürliche Variabilität des Klimas beträgt mit hoher Wahrscheinlichkeit weniger als die Hälfte. Global ist bis 2100 ein Temperaturanstieg von 3–5 °C zu erwarten, in Österreich wird gemäß Österreichischem Sachstandsbericht ein Temperaturanstieg von etwa 1,4 °C bis 2050 erwartet.

Konkret sind durch den Temperaturanstieg bereits die folgenden Entwicklungen zu beobachten, die sich künftig v. a. ohne zusätzliche Maßnahmen zur Reduzierung der THG-Emissionen noch verschärfen werden (Österreichischer Sachstandsbericht, S. 29 f.):

- Mit dem Temperaturanstieg in den letzten 130 Jahren wurde in Westösterreich auch eine Zunahme der jährlichen Niederschlagsmengen um etwa 10–15 % registriert. Im Südosten Österreichs wurden hingegen geringere Niederschläge verzeichnet. Im 21. Jahrhundert sind eine Zunahme der Niederschläge im Winterhalbjahr und eine Abnahme der Niederschläge im Sommerhalbjahr zu erwarten.
- In den letzten Jahren hat die jährliche Sonnenscheindauer an den Bergstationen der Alpen um rund 300 Stunden zugenommen. In Tallagen nahm die Sonnenscheindauer jedoch aufgrund der Zunahme der Bevölkerung und erhöhter Luftverschmutzung ab.
- Die Dauer der Schneebedeckung hat sich in den letzten Jahrzehnten vor allem in mittelhohen Lagen verkürzt. Durch den weiteren Temperaturanstieg ist eine Abnahme der Schneedeckenhöhe in mittelhohen Lagen zu erwarten.
- Gleichzeitig wurde beobachtet, dass alle vermessenen Gletscher Österreichs seit 1980 deutlich an Fläche und Volumen verloren haben. Ein weiterer Rückgang der Gletscherfläche ist zu erwarten.

- Auch Temperaturextreme haben sich markant verändert. Kalte Nächte sind seltener geworden, heiße Nächste dafür häufiger. Eine Fortsetzung dieser Entwicklung ist zu erwarten. Auch die Häufigkeit von Hitzewellen wird zunehmen.

Die Auswirkungen, die sich durch diese Entwicklungen für Österreich ergeben, sind wie folgt (Österreichischer Sachstandsbericht, S. 30 f):

- Ökonomische Auswirkungen durch erhebliche Schäden aufgrund der Zunahme extremer Wetterereignisse: Veränderungen in der Frequenz und Intensität der Extremereignisse haben signifikante Auswirkungen auf die Volkswirtschaft Österreichs und die dadurch entstehenden Schadenskosten. Neben Extremereignissen führen auch graduelle Temperatur- und Niederschlagsänderungen zu ökonomischen Auswirkungen z. B. in Form sich verändernder Ertragspotenziale in der Land- und Energiewirtschaft.
- In Gebirgsregionen nehmen Rutschungen, Muren, Steinschlag und andere Massenbewegungen z. B. durch veränderten Niederschlag, auftauenden Permafrost und Rückgang von Gletschern deutlich zu.
- Zunahme des Risikos der Waldbrandgefahr durch sommerliche Trockenperioden.
- Direkte und indirekte gesundheitliche Probleme durch Hitze: beispielsweise nehmen Herz- und Kreislaufprobleme und vermehrte Schlafstörungen zu, ebenso wie gesundheitliche Probleme durch Luftverschmutzung.
- Die Biomasseproduktivität wird in niederschlagsreichen Gebieten zunehmen, in trockenen Lagen wird die Produktivität abnehmen. Auch in der Land- und Forstwirtschaft werden sich durch höhere Temperaturen wärmeliebende Schädlinge ausbreiten, gleichzeitig leiden Nutztiere durch Hitzeperioden.

Aufgrund der bislang beobachteten und der prognostizierten Entwicklungen sind Maßnahmen zur Reduktion der THG-Emissionen unerlässlich, um einem weiteren Temperaturanstieg und einer Verschärfung der genannten Auswirkungen vorzubeugen. Neben der Forcierung von Maßnahmen zur Anpassung an den Klimawandel mahnen die AutorInnen des Sachstandsberichts zu einem Paradigmenwechsel in vorherrschenden Konsum- und Verhaltensmustern sowie zu einer langfristigen Strategie zur Minderung der THG in Österreich. So können Szenarienberechnungen zufolge die Emissionen bis 2050 um 90 % vermindert werden, sofern zusätzliche, ambitionierte Maßnahmen gesetzt sowie die Erneuerbaren-Potenziale in Österreich ausgeschöpft werden. Politische Rahmenbedingungen und die Beseitigung von institutionellen, Wirtschafts-, Sozial- und Wissensbarrieren sowie ein klares Bekenntnis der Entscheidungstragenden zu Emissionsminderungen sind dabei wesentlich (vgl. Österreichischer Sachstandsbericht Klimawandel 2014, S. 29 ff.).

Mehr zum Thema

Klimawandel [<http://www.umweltbundesamt.at/umweltsituation/klima/klimawandel/>]

Klimawandel und seine Auswirkungen in Europa

[<http://www.eea.europa.eu/de/pressroom/newsreleases/der-klimawandel-in-europa-ist/>]

Lang anhaltende Folgen der Klimaerwärmung

[http://www.ethlife.ethz.ch/archive_articles/090128_Knutti_PNAS_/index_EN] bzw.

[<http://www.pnas.org/content/early/2009/01/28/0812721106.full.pdf>]

Dazu dt. Zusammenfassung im Online-Magazin scinexx: Klimawandel geht bis zum Jahr 3000
[\[http://www.scinexx.de/wissen-aktuell-12822-2011-01-12.html\]](http://www.scinexx.de/wissen-aktuell-12822-2011-01-12.html)

EU-Strategie zur Anpassung an den Klimawandel
[\[http://ec.europa.eu/clima/policies/adaptation/what/documentation_en.htm\]](http://ec.europa.eu/clima/policies/adaptation/what/documentation_en.htm)

Österreichs Sachstandsbericht Klimawandel 2014
[\[http://www.klimawandelanpassung.at/ms/klimawandelanpassung/de/kwa_forschungslandschaft/kwa_oesachstand/\]](http://www.klimawandelanpassung.at/ms/klimawandelanpassung/de/kwa_forschungslandschaft/kwa_oesachstand/)

Formayer, H., Clementschitsch, L., Hofstätter, M., Kromp-Kolb, H. (2009): Vor Sicht Klima!
Klimawandel in Österreich, regional betrachtet (Endbericht Global 2000, Mai 2008).

BOKU-Met Report 16, ISSN 1994-4179 (Print), ISSN 1994-4187 (Online)

[\[https://meteo.boku.ac.at/report\]](https://meteo.boku.ac.at/report) (Report 16)

3 Internationale Vorgaben

3.1 Kyoto

Das Kyoto-Protokoll (benannt nach dem Ort der Konferenz Kyōto in Japan) ist ein im Dezember 1997 beschlossenes Zusatzprotokoll zur Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (UNFCCC) von 1992. Nach der Ratifizierung durch Russland trat das Kyoto-Protokoll im Februar 2005 in Kraft. Es legte erstmals völkerrechtlich verbindliche Zielwerte für den Ausstoß von Treibhausgasen in den Industrieländern fest. Bis Anfang 2011 ratifizierten 192 Staaten das Kyoto-Protokoll, die USA als einer der größten Treibhausgasemittenten jedoch nicht.

Ziel des Kyoto-Protokolls war es, die weltweiten Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) im Durchschnitt der Jahre 2008 bis 2012 (1. Verpflichtungsphase des Kyoto-Protokolls) um 5,2 % im Vergleich zu 1990 zu reduzieren. Die im Protokoll reglementierten Gase sind: Kohlenstoffdioxid (CO₂, dient als Referenzwert), Methan (CH₄), Distickstoffoxid (Lachgas, N₂O), teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe (H-FKW/HFCs), perfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW/PFCs) und Schwefelhexafluorid (SF₆).

Zusätzlich zur Emissionsreduktion im eigenen Land gab es die Möglichkeit der flexiblen Mechanismen zur kosteneffizienten Durchführung von Emissionsreduktionen im Ausland, die auf die nationale Reduktionsverpflichtung eines Landes angerechnet werden konnten. Diese waren:

- Emissionsrechtehandel (Emissions Trading)

Die Idee dahinter ist, dass Emissionen dort eingespart werden, wo dies am kostengünstigsten möglich ist. Zu unterscheiden ist der Emissionshandel zwischen Staaten, welcher im Kyoto-Protokoll festgelegt wurde, vom Emissionshandel zwischen Firmen, der in der EU stattfindet. Artikel 17 des Kyoto-Protokolls betont, dass der Emissionshandel ein zusätzliches Element neben direkten Maßnahmen zur Reduzierung von Treibhausgasen darstellt. Damit soll verhindert werden, dass sich Staaten nur darauf verlassen, ihre Reduktionsverpflichtungen von anderen Teilnehmern am Emissionshandel einzukaufen.

- Gemeinsame Umsetzung (Joint Implementation)

Als Joint Implementation (JI) wird eine Maßnahme eines Industrielandes bezeichnet, die in einem anderen Land durchgeführt wird; Voraussetzung ist, dass beide Länder einer Reduktionsverpflichtung gemäß dem Kyoto-Protokoll unterliegen. Die durch das Investment erreichte Emissionsreduktion wird allein dem Investorland zugeschrieben.

- Mechanismus für umweltverträgliche Entwicklung (Clean Development Mechanism)

Der Clean Development Mechanism (CDM) ermöglicht es einem Industrieland, Maßnahmen zur CO₂-Reduktion in einem Entwicklungsland durchzuführen und sich die dort eingesparten Emissionen auf das eigene Emissionsbudget anrechnen zu lassen. Der Unterschied zu einer Joint Implementation besteht darin, dass das Industrieland seine Reduktionsverpflichtung teilweise in einem Entwicklungsland ohne eine solche Verpflichtung erfüllen kann.

Lastenteilung (Burden Sharing)

Durch das so genannte *Burden Sharing* (Lastenteilung) können sich mehrere Vertragsstaaten gemeinsam auf ein bestimmtes Reduktionsziel festlegen. Die EU verpflichtete sich auf insgesamt -8 %,

die Aufteilung innerhalb der EU-Staaten klappte jedoch weit auseinander. Während etwa Dänemark 21 % einsparen musste, durfte Portugal seinen Ausstoß um 27 % gegenüber 1990 erhöhen. Österreichs Kyoto-Ziel betrug -13 % (zur Zielerreichung Österreichs siehe Kapitel 4.3.1). Laut Europäischer Kommission haben die 15 EU-Mitgliedstaaten, die anfänglich das Kyoto-Ziel ratifizierten, das Reduktionsziel von 8 % mit einer durchschnittlichen Reduktion ihrer THG-Emissionen von 11,8 % gegenüber 1990 übererfüllt.

Seit der Klimakonferenz 2007 auf Bali verhandeln die Mitgliedstaaten des Kyoto-Protokolls über eine mögliche zweite Verpflichtungsperiode ab 2013 (Post-Kyoto-Prozess). Weder die Vertragsstaatenkonferenz in Kopenhagen 2009, noch jene in Cancún 2010 brachten dazu ein Ergebnis. Auf der UN-Klimakonferenz in Kopenhagen konnte nur ein Minimalkonsens ohne verbindliche CO₂-Reduktionsziele gefunden werden ("Copenhagen Accord"), in dem das sogenannte Zwei-Grad-Ziel anerkannt wurde, d. h. die Begrenzung der Erderwärmung auf maximal +2 °C. Erst beim UN-Klimagipfel 2012 in Doha konnte ein Minimal-Kompromiss zwischen den 200 Teilnehmerstaaten erzielt werden: das Kyoto-Protokoll wird bis 2020 verlängert – jedoch ohne schärfere Verpflichtungen. Neben den 28 EU-Staaten machen neun weitere Länder bei dem neuen Abkommen (Kyoto II) mit. Im Rahmen von Kyoto II verpflichteten sich die EU-Mitgliedstaaten, die Emissionsreduktionsziele aus den EU-Energie- und Klimazielen zu erreichen. Dies bedeutet, dass jeder Mitgliedstaat bis 2020 seine Emissionen um 20 % gegenüber 1990 zu reduzieren hat. Beim EU-Klimagipfel in Brüssel Ende Oktober 2014 einigten sich indes die EU-Mitgliedstaaten auf eine Reduktion ihrer THG-Emissionen bis 2030 um mindestens 40 % gegenüber 1990.

3.2 Pariser Abkommen, Marrakesch und internationale Klimapolitik

COP 21 in Paris

Die UN-Klimakonferenz 2015 fand als 21. UN-Klimakonferenz (21st Conference of the Parties, COP 21) vom 30. November bis 12. Dezember 2015 in Paris statt. Diese Konferenz wurde zum lang erwarteten internationalen klimapolitischen Durchbruch, da es hier gelang, eine neue internationale Klimaschutz-Vereinbarung in Nachfolge des Kyoto-Protokolls zu erreichen. Am Abend des 12. Dezember wurde von der Versammlung ein Klimaabkommen beschlossen, das die Begrenzung der globalen Erwärmung auf deutlich unter 2 °C, möglichst 1,5 °C im Vergleich zu vorindustriellen Levels vorsieht und das Übereinkommen von Paris genannt wird. Im Originaltext steht dazu: „indem ... der Anstieg der durchschnittlichen Erdtemperatur deutlich unter 2 °C über dem vorindustriellen Niveau gehalten wird und Anstrengungen unternommen werden, um den Temperaturanstieg auf 1,5 °C über dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen, da erkannt wurde, dass dies die Risiken und Auswirkungen der Klimaänderungen erheblich verringern würde“. Die Klimakonferenz in Paris war ein Erfolg: Die Staaten konnten sich auf einen neuen Weltklimavertrag einigen. Erstmals vereinbarten Industrie- und Schwellenländer, dass alle gemeinsam gegen den Klimawandel vorgehen.

Die Vereinbarung vom 12. Dezember 2015 ist ein Startschuss: Sie kündigt das Ende des fossilen Zeitalters an, des Zeitalters von Kohle, Öl und Gas. Laut Vertragstext: „Zum Erreichen des ... genannten langfristigen Temperaturziels sind die Vertragsparteien bestrebt, so bald wie möglich den weltweiten Scheitelpunkt der Emissionen von Treibhausgasen zu erreichen, wobei anerkannt wird, dass der zeitliche Rahmen für das Erreichen des Scheitelpunkts bei den Vertragsparteien, die Entwicklungsländer sind, größer sein wird, und danach rasche Reduktionen im Einklang mit den besten verfügbaren wissenschaftlichen Erkenntnissen herbeizuführen, um in der zweiten Hälfte dieses Jahrhunderts ein Gleichgewicht zwischen den anthropogenen Emissionen von Treibhausgasen aus fossilen Quellen

und dem Abbau solcher Gase durch Senken auf der Grundlage der Gerechtigkeit und im Rahmen der nachhaltigen Entwicklung und der Bemühungen zur Beseitigung der Armut herzustellen.“

Noch unklar ist, wie mit dem Doppelziel 2 bzw. 1,5 °C umzugehen ist. Gemäß einer neueren Studie müssten zur Erreichung 1,5°-Ziels die Treibhausgasemissionen weltweit zwischen 2045 und 2060 auf null reduziert werden und anschließend ein Teil des zuvor emittierten Kohlenstoffdioxids wieder aus der Erdatmosphäre entfernt werden [Joeri Rogelj et al.: *Energy system transformations for limiting end-of-century warming to below 1.5 °C*. In: [Nature Climate Change](#). Band 5, 2015, S. 519–527]. Erreichbar ist das gesteckte Ziel zudem nur mit einer sehr konsequenten und sofort begonnenen Klimaschutzpolitik, da sich das Zeitfenster, in dem dies noch realisierbar ist, rasch schließt. Selbst das 2 °C-Ziel ist sehr ambitioniert und erfordert konsequente Umsetzungsstrategien der Weltgemeinschaft.

Der Kern des Weltklimavertrages sind die intendierten nationalen Beiträge der einzelnen Länder, ihre sogenannten INDCs. Halten die Staaten ihre Versprechen nicht ein, wird es bald unmöglich sein, die Erderwärmung auch nur in der Nähe der Zwei-Grad-Grenze zu stabilisieren. Um auf dieses Ziel hinzuwirken, müssen Staaten zukünftig alle fünf Jahre neue nationale Beiträge zum Klimaschutz vorlegen. Die sich daraus ergebenden Gesamtinderungen sollen im Rahmen einer globalen Inventur alle fünf Jahre überprüft werden. Damit ergibt sich der konkrete Treibhausgasreduzierungsplan aus den auf einzelstaatlicher Ebene festgelegten Reduzierungsbeiträgen und ist nicht im Voraus top-down vorgegeben. Im Vertragstext: „Zur Verwirklichung des ... genannten Zieles dieses Übereinkommens sind von allen Vertragsparteien als national festgelegte Beiträge zu der weltweiten Reaktion auf Klimaänderungen ehrgeizige Anstrengungen ... zu unternehmen und zu übermitteln. Die Anstrengungen aller Vertragsparteien werden im Laufe der Zeit eine Steigerung darstellen, wobei die Notwendigkeit anerkannt wird, die Vertragsparteien, die Entwicklungsländer sind, bei der wirksamen Durchführung dieses Übereinkommens zu unterstützen.“

Vereinbart wurden auch Finanzhilfen für die Entwicklungsländer. Am Ziel, den weniger finanzstarken Staaten mit 100 Milliarden Dollar jährlich ab dem Jahr 2020 bis zunächst 2025 bei der Anpassung an den Klimawandel und beim Klimaschutz zu helfen, wurde im beschlossenen Vertrag festgehalten.

Im April 2016 unterzeichneten 175 Staaten, darunter die Vereinigten Staaten, China und Deutschland, das Abkommen. Es tritt in Kraft, wenn es 55 Staaten, die zudem mindestens 55 % der Emissionen verursachen, ratifiziert haben. Österreich vollzog die Ratifizierung am 8. Juli 2016. Am 4. Oktober 2016 hinterlegten die EU-Kommission und wesentliche EU-Staaten die Ratifizierungsurkunde bei den Vereinten Nationen in New York. Damit wurden die Ratifizierungsschwellen überschritten, so dass das Abkommen 30 Tagen danach in Kraft treten konnte.

Als Schwachpunkte des Abkommens erscheinen der Verzicht auf verbindliche Ziele für den CO₂-Ausstoß und die fehlende Einklagbarkeit der im Vertrag genannten Hilfen für Klimaschäden in armen Staaten. Das Abkommen ist zwar völkerrechtlich bindend, jedoch drohen keine Strafen bei Missachtung der Vertragspunkte.

COP 22 in Marrakesch

Vom 7. bis 18. November 2016 fand im marokkanischen Marrakesch der 22. Weltklimagipfel statt. Vertreter aus 196 Staaten verständigten sich auf die „Proklamation von Marrakesch“, in der der Kampf gegen den Klimawandel „höchste Priorität“ und „maximales politisches Engagement“ genießen soll. Damit werden die Ergebnisse des Pariser Abkommens bestätigt und die Dringlichkeit, die Erderwärmung möglichst bei 1,5 bzw. 2 Grad zu stoppen, unterstrichen.

Aber nicht nur nationale Regierungen, sondern auch die Wissenschaft, Unternehmen und weltweite Aktionen auf allen Ebenen sollen laut der Proklamation verstärkt gegen die Erderwärmung aktiv werden.

Parallel wurde die Unterstützung von 100 Milliarden Dollar jährlich – zahlbar von den Industriestaaten an die Entwicklungsländer - wie schon auf vorherigen Konferenzen abermals zugesagt. Die Klimaschutzmaßnahmen sollen insbesondere im Einklang mit den Entwicklungszielen der Vereinten Nationen ergriffen werden, dazu zählen die Bekämpfung des Hungers, sauberes Trinkwasser und eine ausreichende Gesundheitsversorgung für die gesamte Menschheit.

Interessant für die Klimapolitik wird die zukünftige Haltung der USA sein. Am 1. Juni 2017 gab US-Präsident Donald Trump bekannt, die Vereinigten Staaten würden von dem Pariser Übereinkommen zurücktreten. Die Details, wie genau die USA sich aus dem Vertrag zurückziehen, werden noch von einem Team des Weißen Hauses ausgearbeitet. Wollten die USA den Vertrag von Paris kündigen und nicht die Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen aufkündigen, deren Kündigungsfrist nur ein Jahr beträgt, könnten die USA dies frühestens am 4. November 2020 tun, also einen Tag nach der für den 3. November 2020 vorgesehenen nächsten Präsidentschaftswahl. Grund dafür wären die Kündigungsfristen des Paris-Abkommens: Das Abkommen (am 4. November 2016 in Kraft getreten) muss drei Jahre in dem Land in Kraft gewesen sein, und der Austritt kann erst ein Jahr nach der Kündigung erfolgen.

China, das Land mit den höchsten Treibhausgasemissionen der Welt, bekräftigte hingegen in Marrakesch seine Zusagen zum Weltklimavertrag von Paris und will spätestens 2030 seine maximalen Emissionen erreicht haben.

Weiters haben sich 48 weniger entwickelte, aber vom Klimawandel besonders betroffene Staaten verpflichtet, sich in der von ihnen definierten „Marrakesch-Vision“ so rasch wie möglich aus Kohle, Öl und Gas zu verabschieden. Der Umstieg auf erneuerbare Energiequellen soll in den nächsten drei Jahren in den jeweiligen nationalen Klimaschutzziele festgeschrieben werden.

Industrienationen wie Deutschland, Kanada oder Mexiko präsentierten in Marrakesch ihre langfristigen Klimaschutzpläne bis 2050.

COP 23 in Bonn

Die UN-Klimakonferenz in Bonn 2017 (United Nations Framework Convention on Climate Change, 23rd Conference of the Parties – COP 23) fand als 23. UN-Klimakonferenz und gleichzeitig als 13. Treffen zum Kyoto-Protokoll vom 6. bis 17. November 2017 auf dem UN-Campus in Bonn statt. Den Vorsitz hatte zum ersten Mal Fidschi mit seinem Premierminister Frank Bainimarama. Da sich auf dem Territorium des kleinen Staates der Fidschi-Inseln die erwarteten 15.000 bis 20.000 Teilnehmenden nicht versammeln können, wurde als Austragungsort der Sitz des UN-Klimasekretariats in Bonn festgelegt. Dort hatte 16 Jahre zuvor bereits die UN-Klimakonferenz 2001 stattgefunden. Folgende Ergebnisse wurden erzielt:

Klimafolgen-Versicherung:

In Bonn wurde die Grundlage für das Fortbestehen eines Fonds gelegt, der ärmeren Staaten bei der Bewältigung der Folgen des Klimawandels helfen soll. Deutschland unterstützte die vor zwei Jahren in Paris angeschobene Versicherung (InsuResilience, „Resilienzversicherung“) gegen die Folgen des weltweiten Klimawandels und initiierte deren Ausweitung zu einer globalen Partnerschaft mit der Zusage über 125 Mio. Euro zur Verbilligung der Prämien des bereits von den anderen Staaten mit 550

Mio. ausgestatteten Instruments: Hier können sich sowohl Individuen als auch Staaten gegen z. B. das Risiko versichern, infolge einer Wetterkatastrophe aus Not z. B. Vieh oder Saatgut verkaufen und damit ihre Lebensgrundlage zerstören zu müssen. Die Versicherung sollen mittelfristig ca. 400 Mio. Menschen zur Verfügung stehen.

Vorbereitung für Regelwerk zur Umsetzung:

Weiters bereiteten die Länder ein Regelwerk vor, nach dem ab dem Jahr 2020 das Pariser Klimaabkommen in die Praxis umgesetzt werden soll. Der gefundene und abgestimmte Kompromiss für die zur Umsetzung des Paris-Abkommens anzuwendenden Instrumente umfasst 200 Seiten. Besonders umstritten war das Thema der „Mitigation“, der Minderung der Ursachen des Klimawandels in der Form z. B. von nationalen Verpflichtungen zur Reduktion des Ausstoßes von klimaschädlichen Gasen; außerdem die Fristen von Zusagen von finanziellen Hilfen der Industriestaaten an die „Entwicklungsländer“. Dies gilt als diplomatischer Erfolg.

Allianz zum Kohleausstieg:

Auf Initiative von Großbritannien und Kanada bekannten sich weitere 17 Länder zu einem Ausstieg aus der Kohleverstromung, darunter auch pazifische Inselstaaten, wo diese Energieerzeugung keine Rolle spielt. Zusammen repräsentierten die beteiligten Staaten usw. ca. 3 % der Kohlekraftwerke weltweit. Auch Bundesstaaten wie Kalifornien und Hawaii bzw. Bundesländer wie Berlin sowie Städte bzw. Metropolen wie Neu-Delhi, New York City oder Peking wollten sich zum Kohleausstieg bekennen.

Messung:

Weitere Erfolge betreffen Grundlagen zur einheitlichen Messung des CO₂-Ausstoßes und eine Einigung über weiterführende Dialoge bis zur nächsten Klimakonferenz.

Kritik:

Kritisiert wurde besonders von Nichtregierungsorganisationen die Einstellung Deutschlands zum eigenen Kohleausstieg und die geringe Bereitschaft der Industriestaaten für die Folgen des Klimawandels finanziell einzustehen. Außerdem ergibt dem New Climate Institute zufolge die Summe der nationalen Zusagen zur Minderung der Treibhausgas-Emissionen weltweit hochgerechnet aktuell eine Zunahme der globalen Temperaturen von durchschnittlich 3,4 ° Celsius.

Der nächste Klimagipfel wird im Dezember 2018 in Kattowitz unter der Präsidentschaft Polens stattfinden.

UN Nachhaltigkeitsziele

Im Herbst 2015 wurde die „Agenda 2030 für Nachhaltige Entwicklung“ der Vereinten Nationen beschlossen (Sustainable Development Goals, SDG). Mit der Agenda 2030 für nachhaltige Entwicklung gehen die 193 UN-Mitgliedstaaten für die kommenden 15 Jahre eine Partnerschaft für Frieden und Wohlstand für alle Menschen und für den Schutz der Umwelt und des Klimas auf dem Planeten Erde ein. Die Agenda wurde am 25. September 2015 von der Vollversammlung der Vereinten Nationen in New York beschlossen. Sie trat am 1. Jänner 2016 in Kraft und enthält 17 globale Nachhaltigkeitsziele, die so genannten SDG (Sustainable Development Goals). Die SDG geben Leitlinien für nachhaltige Entwicklung auf wirtschaftlicher, ökologischer und sozialer Ebene vor und bauen auf dem Prinzip auf, alle Menschen miteinzubeziehen.

Für Klimaschutz ist das globale Nachhaltigkeitsziel 13 von Bedeutung: „Umgehend Maßnahmen zur Bekämpfung des Klimawandels und seiner Auswirkungen ergreifen (in Anerkennung der Tatsache,

dass die UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change – Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen) das zentrale internationale, zwischenstaatliche Forum zur Verhandlung der globalen Reaktion auf den Klimawandel ist).“

Mehr zum Thema

Der Vertragstext des COP21-Abkommen von Paris im Gesamtwortlaut deutsch

[\[http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/paris_abkommen_bf.pdf\]](http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/paris_abkommen_bf.pdf)

Europäische und Internationale Energiepolitik

[\[http://www.bmwfw.gv.at/EnergieUndBergbau/internationaleenergiepolitik/Seiten/default.aspxh\]](http://www.bmwfw.gv.at/EnergieUndBergbau/internationaleenergiepolitik/Seiten/default.aspxh)

Grünbuch für eine integrierte Klima- und Energiestrategie

[\[http://www.bmwfw.gv.at/EnergieUndBergbau/EnergiestrategieUndEnergiepolitik/Seiten/Gruenbuch-fuer-eine-integrierte-Energie--und-Klimastrategie-.aspx\]](http://www.bmwfw.gv.at/EnergieUndBergbau/EnergiestrategieUndEnergiepolitik/Seiten/Gruenbuch-fuer-eine-integrierte-Energie--und-Klimastrategie-.aspx)

COP 21 Klimagipfel von Paris in der Zeit [\[http://www.zeit.de/thema/klimagipfel-2015\]](http://www.zeit.de/thema/klimagipfel-2015)

COP 22 Klimagipfel von Marrakesch [\[https://germanwatch.org/cop22\]](https://germanwatch.org/cop22)

COP 23 Klimagipfel von Bonn [\[http://germanwatch.org/de/cop23\]](http://germanwatch.org/de/cop23)

Vertragstext der Nachhaltigkeitsziele der Agenda 2030 für Nachhaltige Entwicklung der Vereinten Nationen [\[http://www.un.org/depts/german/gv-70/a70-l1.pdf\]](http://www.un.org/depts/german/gv-70/a70-l1.pdf)

Mehr zum Thema

Internationale und EU-Klimapolitik [\[https://www.bmlfuw.gv.at/umwelt/klimaschutz/internationales.html\]](https://www.bmlfuw.gv.at/umwelt/klimaschutz/internationales.html)

Kyoto-Protokoll [\[http://www.umweltbundesamt.at/umweltsituation/luft/treibhausgase/\]](http://www.umweltbundesamt.at/umweltsituation/luft/treibhausgase/) bzw.

[\[http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpger.pdf\]](http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpger.pdf) sowie

[\[http://unfccc.int/ghg_data/ghg_data_unfccc/items/4146.php\]](http://unfccc.int/ghg_data/ghg_data_unfccc/items/4146.php)

Emissionsmonitoring und Reporting [\[http://ec.europa.eu/clima/policies/g-gas/index_en.htm\]](http://ec.europa.eu/clima/policies/g-gas/index_en.htm)

Post-Kyoto-Prozess [\[http://www.bmlfuw.gv.at/umwelt/klimaschutz/eu-emissionshandel/EU_Emissionshandel.html\]](http://www.bmlfuw.gv.at/umwelt/klimaschutz/eu-emissionshandel/EU_Emissionshandel.html)

Internationale Energieagentur – World Energy Outlook 2014–17

[\[http://www.worldenergyoutlook.org/\]](http://www.worldenergyoutlook.org/)

3.3 2020-Ziele der EU und Österreichs

Im Dezember 2008 verabschiedete die EU ein umfassendes Paket von Maßnahmen zur Senkung der Treibhausgasemissionen. Ziel ist es, die Emissionen bis 2020 um mindestens 20 % gegenüber 2005 zu verringern, den Marktanteil erneuerbarer Energien auf 20 % zu erhöhen und den Gesamtenergieverbrauch um 20 % gegenüber den Erwartungen nach dem derzeitigen Trend zu senken. Im Transportsektor wurde vereinbart, dass 10 % des Kraftstoffbedarfs durch Biokraftstoffe, Strom und Wasserstoff gedeckt werden sollen.

Auf Österreich heruntergebrochen bedeutet das:

- Reduktion der THG-Emissionen um 16 % gegenüber 2005 in den Nicht-Emissionshandels-sektoren bis 2020
- Anteil von 34 % erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch bis 2020

Mit Überarbeitung der Emissionshandels-Richtlinie gibt es seit 2013 keine nationalen THG-Ziele für die betroffenen Sektoren mehr. Die Obergrenze an Emissionszertifikaten wird EU-weit vorgegeben. Sie wird bis zum Jahr 2020 um 21 % gegenüber den Emissionen im Jahr 2005 reduziert.

Die genannten Ziele wurden in der „Effort Sharing Decision“ (406/2009/EG) des Europäischen Parlaments und des Rates, in der Emissionshandelsrichtlinie (2009/29/EG) des Europäischen Parlaments und des Rates sowie in der Erneuerbaren-Richtlinie (2009/28/EG) des Europäischen Parlaments und des Rates festgesetzt.

Mehr zum Thema

European Strategy – Energy 2020 [<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy/2020-energy-strategy>]

Internationale und EU-Klimapolitik

[<https://www.bmlfuw.gv.at/umwelt/klimaschutz/internationales.html>]

3.3.1 EU-Energieeffizienzrichtlinie

Zur Erreichung des EU-Ziels bei der Energieeffizienz wurde im Jahr 2012 die Energieeffizienzrichtlinie (RL 2012/27/EU) verabschiedet. Sie deckt in einem umfassenden Ansatz sowohl Primär- als auch Endenergieeffizienz ab. Mit ihrem Inkrafttreten wurden die Endenergieeffizienzrichtlinie (RL 2006/32/EG) sowie die KWK-Richtlinie (RL 2004/8/EG) außer Kraft gesetzt. Die Richtlinie legt den maximalen Endenergieverbrauch des Jahres 2020 für Europa fest (1.078 Mtoe) und beinhaltet eine Vielzahl unterschiedlicher Maßnahmen, u. a.:

- Festlegung nationaler Energieeinsparziele

Jeder Mitgliedstaat hat ein indikatives nationales Einsparziel zu definieren und der Europäischen Kommission als Höhe des End- und Primärenergieverbrauchs des Jahres 2020 zu berichten.
- Stärkung der Vorbildwirkung des öffentlichen Sektors (Gebäude und Beschaffung)

Die öffentliche Hand soll die Sanierungsrate bei den eigenen Gebäuden erhöhen und nur energieeffiziente Produkte beschaffen, wobei die Wirtschaftlichkeit zu berücksichtigen ist.
- Energieeffizienzverpflichtungssysteme für Energieversorger oder -verteiler

Zusätzlich zum indikativen nationalen Einsparziel muss jeder Mitgliedstaat durch ein Energieverpflichtungssystem für Energieunternehmen oder durch andere politische Maßnahmen zwischen 2014 und 2020 jährlich Einsparungen durch Energieeffizienzmaßnahmen in Höhe von 1,5 % des Endenergieverbrauchs nachweisen.
- Energieaudits und Energiemanagementsysteme

Große energieverbrauchende Unternehmen sollen sich mindestens alle vier Jahre einem Energieaudit unterziehen oder ein Energie- oder Umweltmanagementsystem einführen. Auch für

kleine Unternehmen und Haushalte soll die Verfügbarkeit hochqualitativer Audits und Beratungen sichergestellt werden.

- Maßnahmen zur Forcierung der Effizienz in der Energieumwandlung, -übertragung und -verteilung.

Mitgliedstaaten sollen die nationalen Potenziale für hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung und Effizienzverbesserungen im bestehenden Kraftwerkspark analysieren und entsprechende Aktionspläne erstellen.

Mehr zum Thema

EU Energieeffizienzrichtlinie 2012

[\[http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2012:315:0001:0056:DE:PDF\]](http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2012:315:0001:0056:DE:PDF)

Umsetzung in Österreich: Bundes-Energieeffizienzgesetz

In Umsetzung der RL 2012/27/EU beschloss der Österreichische Nationalrat im Sommer 2014 das Energieeffizienzgesetz des Bundes. Das Gesetz definiert für den Endenergieverbrauch im Jahr 2020 einen Zielwert von 1.050 Petajoule (PJ). Dieses Ziel soll unter anderem durch folgende Maßnahmen erreicht werden:

- Verpflichtungssystem für Energielieferanten: Energielieferanten, die Endenergieverbraucher in Österreich beliefern, haben für die Jahre 2015 bis 2020 jährlich die Durchführung von Energieeffizienzmaßnahmen bei sich selbst, ihren eigenen Endkunden oder anderen Endenergieverbrauchern nachzuweisen. Diese Energieeffizienzmaßnahmen haben mindestens 0,6 % der Energieabsätze der Energielieferanten an ihre EndkundInnen im Vorjahr zu entsprechen.
- Verpflichtung zu regelmäßigen Energieaudits: Große Unternehmen (mind. 250 MitarbeiterInnen oder mehr als 50 Mio. € Umsatz bzw. 43 Mio. € Bilanz) sind verpflichtet,
 1. entweder
 - a) in regelmäßigen Abständen, zumindest alle vier Jahre, ein externes Energieaudit durchzuführen
 2. oder
 - aa) ein zertifiziertes Energiemanagementsystem in Übereinstimmung mit der Norm EN 16001 oder der ISO 50001 oder entsprechenden Nachfolgenormen oder
 - bb) ein zertifiziertes Umweltmanagementsystem gemäß ISO 14000 oder entsprechenden Nachfolgenormen oder gemäß Art. 13 der Verordnung (EG) Nr. 1221/2009 über die freiwillige Teilnahme von Organisationen an einem Gemeinschaftssystem für Umweltmanagement und Umweltbetriebsprüfung oder
 - cc) ein Energiemanagement- oder Umweltmanagementsystem gleichwertiges, innerstaatlich anerkanntes Managementsystem einzuführen, das auch ein regelmäßiges internes oder externes Energieaudit umfassen muss.
- Sanierungsverpflichtung bei Bundesgebäuden: Es sind in Gebäuden, die vom Bund genutzt werden und in dessen Eigentum stehen, zwischen 2014 und 2020 Energieeffizienzmaßnahmen

an der gesamten konditionieren Gebäudefläche im Umfang von 48,2 GWh durchzuführen. Dies entspricht einer jährlichen Sanierungsquote von 3 %.

- Qualitätssicherung: Es werden Mindeststandards für die Erbringer von Energiedienstleistungen definiert. Geeignete Personen werden auf einer Liste für Energiedienstleister geführt.

Hinweis: Mehr dazu im Kapitel 10.3

Mehr zum Thema

Energieeffizienzgesetz des Bundes

[<https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20008914h>]

3.3.2 EU-Gebäuderichtlinie

Um die Energieeffizienz von Gebäuden zu verbessern, hat das Europäische Parlament gemeinsam mit dem Rat im Dezember 2002 die Richtlinie über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden (RL 2002/91/EG; engl.: *Directive on the Energy Performance of Buildings – EPBD*) erlassen. Die EPBD enthält im Wesentlichen folgende Vorgaben:

- Rahmenvorgabe für die Berechnung der Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden;
- Anwendung von Mindestanforderungen an die Gesamtenergieeffizienz neuer Gebäude sowie bestehender großer Gebäude, die einer größeren Renovierung unterzogen werden sollen;
- Erstellung von Energieausweisen für Gebäude im Neubau und beim Nutzerwechsel im Bestand sowie bei öffentlich genutzten Gebäuden;
- Regelmäßige Inspektionen von Heizkesseln und Klimaanlage in Gebäuden sowie Überprüfung der gesamten Heizungsanlage.

Im Mai 2010 erfolgte die Neufassung der EU-Gebäuderichtlinie (RL 2010/31/EU). Sie sorgt für strengere Bauvorschriften und Anforderungen an die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden in der gesamten EU. Inhalte der Neufassung der EU-Gebäuderichtlinie sind u. a.

- Alle neuen Gebäude müssen spätestens ab 31. Dezember 2020 durch entsprechend hohe Energieeffizienzstandards und durch Einsatz dezentraler erneuerbarer Energieträger Niedrigstenergiestandard (NZEB) aufweisen.
- Für den öffentlichen Sektor soll diese Anforderung bereits ab 1.1.2019 gelten (Vorbildrolle des öffentlichen Sektors).
- Die Grenze, ab der ein Energieausweis auszustellen und auszuhängen ist, wurde für öffentliche Gebäude von 1.000 m² auf 500 m² herabgesetzt. Mit 9. Juli 2015 wurde dieser Schwellenwert von 500 m² auf 250 m² gesenkt.
- Der Energieausweis ist rechtsverbindlich.
- Energieeffizienz-Indikatoren (Heizwärmebedarf (HWB) und Gesamtenergieeffizienz-Faktor f_{GEE}) sind in Verkaufs- oder Vermietungsanzeigen anzugeben.

Umsetzung in Österreich

Die Umsetzung der EU-Gebäuderichtlinie in Österreich betrifft sowohl das Baurecht und das Heizungsanlagenrecht – beide im Wesentlichen im Kompetenzbereich der Länder, als auch das Wohnrecht – im Kompetenzbereich des Bundes.

Die Umsetzung der bautechnischen Aspekte der EU-Gebäuderichtlinie wird national im Rahmen der Harmonisierung der bautechnischen Vorschriften durch die OIB-Richtlinie 6 „Energieeinsparung und Wärmeschutz“ durchgeführt.

Die Umsetzung im Heizungsanlagenrecht erfolgte im Rahmen der Vereinbarung gemäß Art. 15a B-VG über das Inverkehrbringen und die Überprüfung von Feuerungsanlagen.

Der Umsetzung im Wohnrecht dient das Energieausweis-Vorlage-Gesetz (EAVG), das 2012 kundgemacht wurde und am 1.12.2012 in Kraft trat.

Mehr zum Thema

EU-Gebäuderichtlinie (RL 2010/31/EU) [<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2010:153:0013:0035:DE:PDF>]

Energieeffizienz in Gebäuden (engl.)
[http://ec.europa.eu/energy/efficiency/buildings/buildings_en.htm]

OIB Richtlinie 6 [<https://www.oib.or.at/de/oib-richtlinien/richtlinien/2015/oib-richtlinie-6-nat-pdf>]

Niedrigstenergiestandard (NZEB) [https://www.oib.or.at/sites/default/files/nationaler_plan.pdfh]

3.4 2030 Ziele der EU und Österreichs

Die Mitgliedstaaten der Europäischen Union haben sich beim Europäischen Rat im Oktober 2014 auf die Fortführung einer ambitionierten Energie- und Klimapolitik geeinigt. Langfristig sollen die Emissionen bis 2050 um 80 bis 95 % gegenüber 1990 sinken, wenn andere Industriestaaten sich ebenfalls an ambitionierten Minderungsanstrengungen beteiligen. Diese Zielsetzung folgt im Wesentlichen den Empfehlungen des 4. Sachstandsberichts des IPCC (IPCC, 2007). Wesentlicher Bestandteil der Einigung ist die Vorgabe von EU-Zielen für das Jahr 2030, die sich an der grundsätzlichen Struktur des Klima- und Energiepakets 2020 orientieren. Danach hat sich die EU ein Treibhausgasminderungsziel von 40 % gegenüber 1990, ein verbindliches EU-Erneuerbare-Energien-Ziel von 27 % am Bruttoendenergieverbrauch und ein indikatives Energieeffizienzziel von 27 % bis 2030 gegenüber dem Energieverbrauch gesetzt, der auf Basis der derzeitigen Kriterien prognostiziert wird.

Wie bisher werden die Emissionsminderungen aufgeteilt nach Minderungen unter dem EHS (Quellen, die vom Emissionshandelssystem der EU erfasst sind) und unter der ESD („Effort-Sharing-Decision“, Quellen außerhalb des Emissionshandels). Auf die Emissionshandelssektoren entfällt dabei eine Reduktion um 43 % gegenüber 2005, auf die ESD-Sektoren eine Reduktion um 30 % gegenüber 2005.

Die Umsetzung der EU 2030 Klima- und Energieziele soll durch das Governancesystem der Energieunion sichergestellt werden. Die EU-Kommission sieht darin unter anderem vor, dass Mitgliedstaaten sogenannte Nationale Energie- und Klimapläne für den Zeitraum 2021 bis 2030 erstellen. In diesen Plänen legen die Mitgliedstaaten ihre nationalen Beiträge für die EU 2030-Ziele für Erneuerbare und Energieeffizienz inklusive der dafür notwendigen Maßnahmen vor.

2030 Ziele für Österreich

Österreich hat gemäß Vorschlag der Europäischen Kommission die THG-Emissionen der nicht vom Emissionshandel erfassten Quellen um 36 % gegenüber 2005 zu reduzieren. Die weiteren Ziel werden erst im Laufe des Abstimmungsprozesses innerhalb Österreichs und der EU definiert. In Österreich wurde dazu die Energie- und Klimastrategie gestartet – mehr dazu unter Kapitel 4.1.3.

3.5 2050 Ziele der EU

Wie auch auf der COP 21 festgelegt, ist es das Ziel, die globale Erwärmung auf 2 °C zu begrenzen. Um diese Ziel zu erreichen, sind internationale Anstrengungen zur Reduktion der THG-Emissionen erforderlich. Für die Einhaltung der 2-Grad-Marke müssen die globalen Emissionen um 50 % reduziert werden, in den Industrienationen um 80–95 % (jeweils gegenüber 1990).

Vor diesem Hintergrund veröffentlichte die EU-Kommission im März 2011 – also schon lange vor der COP 21 -- ihre „*Roadmap for moving to a competitive low-carbon economy in 2050*“, also den „Fahrplan für den Übergang zu einer wettbewerbsfähigen CO₂-armen Wirtschaft bis 2050“. Bis dahin will die EU-Staatengemeinschaft ihre THG-Emissionen um 80–95 % senken. Der Fahrplan zeigt auf, wie die für die Emissionen verantwortlichen Branchen – Stromerzeugung, Industrie, Verkehr, Gebäude und Bauwirtschaft sowie Landwirtschaft – in den kommenden Jahrzehnten den Übergang zu einer CO₂-armen Wirtschaftsweise schaffen können. Der Energiesektor soll bis 2050 beinahe dekarbonisiert sein. Dies schließt allerdings auch CO₂-Speicherungsverfahren (CCS) und Atomenergie mit ein.

Eine kompakte Übersicht und unterschiedliche Positionen zur Roadmap 2050 finden sich auf der Website des BMLFUW, das am 18. Juni 2012 einen Fachdialog zur Roadmap 2050 Energie veranstaltete und die Vorträge zum Download anbietet.

Auch Österreich hat das Pariser Abkommen unterzeichnet. Derzeit erarbeitet Österreich eine integrierte Energie- und Klimastrategie. Wirtschafts- und Umweltministerium erstellten in Zusammenarbeit mit dem Sozial- und dem Verkehrsministerium sowie ExpertInnen das „Grünbuch für eine integrierte Energie- und Klimastrategie“ (siehe dazu auch Kapitel 4.1.3).

Fahrplan für eine CO₂-arme Wirtschaft bis 2050 [<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0885:FIN:DE:PDF>]

Klima – Roadmap 2050

[http://www.nachhaltigkeit.info/artikel/klima_roadmap_2050_1454.htm?sid=71a3996f9676122471d626f44e912321]

Energie- und Klimastrategie [<https://www.konsultation-energie-klima.at/>]

4 Nationale Pläne und Entwicklungen

4.1 Strategie

4.1.1 Energiestrategie Österreich (2010)

Die „Energiestrategie Österreich“, die im März 2010 von den für Umwelt und Energie zuständigen Ministern präsentiert wurde, legt die strategischen Schwerpunkte der österreichischen Energie- und Klimapolitik dar und zeigt den Weg auf, wie der österreichische Anteil an den europäischen Energie- und Klimazielen erreicht werden kann. In einem partizipativen Prozess wurden Maßnahmen für ein nachhaltiges Energiesystem von VertreterInnen der Ministerien, der Bundesländer und der Stakeholder aus Wissenschaft, Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft erarbeitet. In Summe wurden 370 Maßnahmenvorschläge eingebracht, die zu 42 Maßnahmenclustern verdichtet wurden. Die Maßnahmen sind den Handlungsfeldern Gebäude, Produktion und Dienstleistungen in Industrie, Gewerbe und Kleinverbrauch, Mobilität, Energiebereitstellung und Energieversorgungssicherheit zugeordnet. Darüber hinaus wurden übergreifende Maßnahmen definiert und in einem eigenen Handlungsfeld zusammengefasst.

Die Energiestrategie Österreich baut auf den drei Säulen Energieeffizienz, Ausbau erneuerbarer Energien und Sicherstellung der Energieversorgung auf. Ausgehend von den drei Strategiesäulen verfolgt die Energiestrategie vorrangig die Steigerung der Energieeffizienz auf allen Stufen der Bereitstellung und Nutzung von Energie. Zudem müssen Versorgungssicherheit und Krisenvorsorge für alle Energieträger erhöht und ein möglichst hoher Eigenversorgungsgrad unter gleichzeitiger Beachtung der Kosteneffizienz angestrebt werden. Im Sinne der Steigerung der Energieeffizienz muss der langfristige Trend eines stetig steigenden Energieverbrauchs gebrochen werden. Zur Erreichung der Ziele der Energiestrategie Österreich wurde daher für das Jahr 2020 die Stabilisierung des Endenergieverbrauchs auf dem Niveau des Basisjahres 2005 beschlossen und mit 1.100 PJ festgelegt (diesen Zielwert hat die Republik Österreich auch in Umsetzung des Artikels 3 der Energieeffizienz-Richtlinie an die Europäische Kommission gemeldet).

4.1.2 Österreichische Anpassungsstrategie an den Klimawandel

Die österreichische Strategie zur Anpassung an den Klimawandel wurde vom Ministerrat am 23. Oktober 2012 beschlossen. Ziel der Strategie ist es, nachteilige Auswirkungen der globalen Erwärmung auf Umwelt, Gesellschaft und Wirtschaft zu vermeiden und die sich ergebenden Chancen zu nutzen. Die Strategie enthält einen Aktionsplan für 14 Bereiche von der Land-, Forst-, Wasserwirtschaft über Energie, Tourismus u. a. bis Raumordnung, Verkehr, Wirtschaft und Stadt – Urbane Frei- und Grünräume. Die österreichische Anpassungsstrategie wird auf der Website des Bundesministeriums für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft (BMLFUW) beschrieben und steht dort zum Download zur Verfügung.

Weiters bietet das Umweltbundesamt mit der Website Klima | Wandel | Anpassung fundierte Hintergrundinformationen (darunter auch Basiswissen zum Klimawandel) zur Österreichischen Anpassungsstrategie und eine Übersicht zu den österreichischen Forschungsaktivitäten betreffend „Klimawandel und Anpassung“.

4.1.3 Integrierte Klima- und Energiestrategie (IKES)

Im Österreichischen Regierungsprogramm 2017–2022 wurde festgeschrieben, dass eine integrierte Klima- und Energiestrategie des Bundes (iKES) mit folgenden Zielen und Inhalten im Frühjahr 2018 erarbeitet und beschlossen werden soll:

- Grundsätzliches Bekenntnis zu den internationalen und europäischen Klimazielen und der Steigerung der erneuerbaren Energieproduktion in Österreich
- Klare Zieldefinition für die Steigerung des Anteils von erneuerbaren Energien am nationalen Gesamtverbrauch: 100 % (national bilanziell) Strom aus erneuerbaren Energiequellen bis 2030
- Evaluierung bestehender Förderinstrumente für erneuerbare Energien und darauf aufbauend stärkere Orientierung an marktwirtschaftlichen Kriterien
- Balance zwischen Nachhaltigkeit, Wettbewerbsfähigkeit und Versorgungssicherheit
- Mittelfristiger Ausstieg aus Ölheizungen im Neubau
- Mittelfristiger Ausstieg aus Kohle bei der Stromversorgung in Österreich
- Anti-Atomkraft-Politik und Anti-Kohle-Politik auch auf EU-Ebene
- Ziel einer fossilfreien Mobilität bis 2050

Aufbauend auf der Strategie sollen zahlreiche Maßnahmen gesetzt werden.

Am 3.4.2018 wurde ein erster 60-seitiger Entwurf der österreichischen integrierten Klima- und Energiestrategie (iKES) unter dem Titel „#mission2030“ veröffentlicht.

Der Konsultationsentwurf setzt folgende Ziele für ein klimaverträgliches Wirtschaftssystem für das Jahr 2030:

- Senkung der Treibhausgasemissionen (CO₂eq) bis 2030 um **36 %** gegenüber 2005
 - Im Jahr 2016 lagen die österreichischen THG-Emissionen im Bereich außerhalb des EU-Emissionshandels bei rund 50,6 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalent (Mio. t CO₂eq). Das Ziel für 2030 liegt bei etwa 36,4 Mio. t CO₂eq, was eine Abnahme um rund 28 % bedeutet.
 - Die Treibhausgasemissionen der Unternehmen, die dem EU-Emissionshandel unterliegen, müssen EU-weit bis 2030 um 43 % gegenüber 2005 gesenkt werden und tragen somit ebenso zum europäischen Gesamtziel bei. Dies entspricht einem jährlichen Reduktionspfad um 2,2 %.
- Reduktion der Emissionen im Verkehr um rund 7,2 Mio. t CO₂eq auf rund 15,7 Mio. t CO₂eq (aktuell: 22,9 Mio. t CO₂eq²)

² Ein erheblicher Anteil (bis zu 30 %) der Treibhausgasemissionen in diesem Sektor wird aufgrund von niedrigeren Treibstoffpreisen in Österreich durch den Kraftstoffexport im Fahrzeugtank ins benachbarte Ausland verursacht (UBA, 2018).

- Sozial- und wirtschaftsverträgliche Verminderung der Emissionen im Gebäudesektor um rund 3 Mio. t CO₂eq auf rund 5 Mio. t CO₂eq (aktuell: 8 Mio. t CO₂eq)
- Im Sektor Energie und Industrie (ohne Anlagen im Emissionshandel) soll durch die Forcierung von Energieeffizienzmaßnahmen sowie eine möglichst breite Umstellung auf erneuerbare Energieträger oder strombasierte Verfahren ein Innovationsschub ausgelöst werden.
- In der Landwirtschaft sind Treibhausgasreduktionen insbesondere durch den Einsatz erneuerbarer Kraftstoffe und effizienter Antriebe im Bereich des Maschineneinsatzes sowie beim Düngemiteleinsatz erreichbar.

Bis 2050 strebt Österreich einen Ausstieg aus der fossilen Energiewirtschaft – die Dekarbonisierung – an.

Im Bereich erneuerbare Energien werden im Entwurf für 2030 folgende Ziele definiert:

- 45-50 % Anteil erneuerbarer Energie am Bruttoendenergieverbrauch (aktuell 33,5 %)
- 100%ige Deckung des Gesamtstromverbrauchs (national bilanziell) aus erneuerbaren Energiequellen im Inland: Das entspricht einem ausgeglichenen Saldo von importiertem und exportiertem Strom, um den Bedarf im Inland mit erneuerbarer Energie zu decken (mit einer Ausnahme³).
- Am Wärmemarkt soll die Abhängigkeit von importierten fossilen Energieträgern durch den Ausbau von Biomasse, Solarthermie und Umgebungswärme vermindert werden. Die Details dazu werden in einer nationalen Wärmestrategie gemeinsam mit den Bundesländern festgelegt.
- „Greening the Gas“ – ein wesentlicher Anteil von Erdgas soll in Zukunft durch erneuerbares Methan, wie z. B. Biomethan aus biogenen Reststoffen, und synthetisches Methan aus erneuerbaren Stromquellen sowie durch erneuerbaren Wasserstoff ersetzt werden.
- Eine gleichbleibende Absolutmenge an nachhaltig produzierten Biokraftstoffen wird zumindest im Zeitraum bis 2030 durch die zunehmende Marktdurchdringung der Elektromobilität einen höheren relativen Anteil im Vergleich zu fossilen Kraftstoffen einnehmen.

Hinsichtlich der internen Dimension der Versorgungssicherheit wurde unter anderem festgehalten:

- Für eine angestrebte 100%ige bilanzielle Stromversorgung durch erneuerbare Energie im Jahre 2030 sind ausreichende und jederzeit abrufbare Ausgleichs- und Regelenergiekapazitäten sowie netzbetriebsnotwendige Flexibilität bereitzustellen und zu erhalten, die dies ökonomisch und ökologisch ermöglichen. Eine besondere Rolle spielen hierbei hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen), die zur Aufrechterhaltung der Strom- und Wärmeversorgung insbesondere in Ballungsräumen notwendig sind.
- Des Weiteren sollen mehr sowie an den erhöhten Bedarf angepasste Investitionen in die Speicherinfrastruktur und das Übertragungs- und Verteilnetz getätigt werden. Bereits getätigte

³ Strommengen zur Eigenversorgung im Bereich der Sachgüterproduktion (z. B. in der Stahl- oder Papierindustrie), auch auf Basis nicht erneuerbarer Energie, müssen nicht durch zusätzliche Exporte ausgeglichen werden.

volkswirtschaftliche Investitionen (z. B. Infrastrukturen, Leitungen, Speicher, Kraftwerke) sollen zur Transformation des Energiesystems beitragen. Auf bestehende Kapazitäten muss zurückgegriffen werden und vorhandene Netzinfrastrukturen müssen zusätzliche Aufgaben übernehmen (z. B. Power-to-Gas, Power-to-Heat, Wind-to-Hydrogen, Power-to-Liquids).

- Die nachhaltige Gewährleistung der Versorgungssicherheit insbesondere in energieintensiven Branchen beruht derzeit zu einem großen Teil auf Erdgas, was auch mittelfristig nur teilweise substituierbar ist. Notfallreserven sollen auch in Zukunft in ausreichendem Umfang zur Verfügung stehen, um Krisensituationen bewältigen zu können.

Im Bereich Energieeffizienz sieht der Vorschlag der Europäischen Kommission im „Clean Energy“-Paket ein Energieeffizienzziel von 30 % für 2030 auf EU-Ebene vor. Den Mitgliedstaaten wird allerdings ermöglicht, neben der Mitteilung des Primär- und Endenergieverbrauches das Energieeffizienzziel als eine relative Einsparung basierend auf dem Bruttoinlandsprodukt zu definieren.

Im Entwurf für 2030 wurden folgende Ziele definiert:

- Verbesserung der Primärenergieintensität um 25–30 % gegenüber 2015: Sollte bis 2030 ein Primärenergiebedarf von 1.200 Petajoule (PJ) überschritten werden, so sollen diese darüber hinausgehenden Energiemengen durch erneuerbare Energie abgedeckt werden.⁴

Neben diesen und weiteren Zielen (wie z. B. der Erhöhung des Radanteils am Modal Split in Österreich von 7 % auf 13 % bis 2025) werden auch zwölf strategische Schwerpunktsetzungen (u. a. Sektorkopplung, Bestandsanlagenerhalt, atomstromfreie Dekarbonisierung etc.) und acht Schwerpunktaufgaben (u. a. Infrastrukturausbau, Schaffung von geeigneten Rahmenbedingungen etc.) sowie folgende zehn Leuchtturmprojekte definiert:

1. Effiziente Güterverkehrslogistik
2. Stärkung des schienengebundenen öffentlichen Verkehrs (ÖV)
3. E-Mobilitätsoffensive
4. Thermische Gebäudesanierung
5. Erneuerbare Wärme
6. Kleinspeicher- und 100.000-Dächer-Programm Photovoltaik
7. Erneuerbarer Wasserstoff und Biomethan
8. Green Finance
9. Energieforschungsinitiative 1 – Bausteine für die Energiesysteme der Zukunft
10. Energieforschungsinitiative 2 – Programm Mission Innovation Austria

Als Beispiel wird das Leuchtturmprojekt 5 „Erneuerbare Wärme“ angeführt. Ziel ist es, u. a. in den nächsten 20–30 Jahren Ölheizungen gänzlich aus dem Wärmemarkt zu verdrängen. Bis 2030 können bei einer Umstellung der Ölheizungen auf Heizungssysteme auf Basis erneuerbarer Energie gut 2 Millionen Tonnen CO₂ gegenüber dem heutigen Stand eingespart werden, weitere 1,5 Millionen Tonnen bis ca. 2045.

In diesem Leuchtturmprojekt sind unter anderem folgende Maßnahmen geplant:

⁴ Aufgrund des festgelegten Anteils der erneuerbaren Energie am Verbrauch sowie der festgelegten Treibhausgasemissionsziele muss bei steigendem Energieverbrauch entsprechend mehr erneuerbare Energie eingesetzt werden.

- Einen wesentlichen Teil dieser Wärmestrategie bildet der langfristige, sozial verträgliche und vollständige Umstieg von Ölheizungen auf erneuerbare Energieträger.
- Der Ausstieg aus Ölheizungen im Neubau soll in allen Bundesländern ab spätestens 2020 erfolgen (Baurecht).
- „Erneuerbaren Gebot“: Beim Ersatz bestehender Ölkessel sollen erneuerbare Energieträger zum Einsatz kommen.
- Sozial verträglicher Ausstieg aus dem Ölheizungsbestand ab spätestens 2025, beginnend mit Kesseln, die älter als 25 Jahre sind

Der Ausstieg aus der Verwendung von Erdgas im Heizungsmarkt wird sich über einen längeren Zeitraum hinziehen, da vor allem in Ballungsräumen teils nur eingeschränkte Systemalternativen vorhanden sind.

Im Herbst 2018 beginnen die Diskussionen zum „**Nationalen Energie- und Klimaplan**“ nach der Governance-Verordnung der EU. Die Governance-Verordnung bildet die organisatorische Klammer über die einzelnen Rechtsakte der Energieunion und betrifft alle fünf Dimensionen der Energieunion (Energieversorgungssicherheit, Energiebinnenmarkt, Energieeffizienz, Dekarbonisierung der Wirtschaft und Energieforschung).

- Die integrierten nationalen Energie- und Klimapläne (NEKP) sind von den Mitgliedstaaten (MS) bis 31.12.2019 vorzulegen.
- Entwürfe der NEKP möglicherweise schon bis 31.12.2018: Das Europäische Parlament (EP) tritt für einen früheren Termin ein.
- Der erste Plan muss den Zeitraum von 2021 bis 2030 abdecken.
- Anteil Erneuerbarer am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2030 EU-weit lt. EU-Rat 27 % (Position EP: 35 %): MS legen ihren Beitrag in den NEKP fest (ab 2021: nicht geringer als 2020-Ziele). Ähnliches gilt für die Beiträge der MS zur Energieeffizienzverbesserung (der EU-Rat und das EP haben auch da noch unterschiedliche Positionen).
- Die NEKP enthalten eine analytische Basis und Ziele und Beiträge für die Dimensionen der Energieunion sowie eine Darstellung der Politiken und Maßnahmen zur Erreichung dieser Ziele.
- Die Europäische Kommission (EK) kann zu den Entwürfen der NEKP Empfehlungen abgeben (nicht bindend).
- Konsolidiertes Berichtswesen für Energie und Klima mit jährlichen und zweijährlichen Berichten der MS
- Die EK gibt jährliche Berichte über den Stand der Energieunion heraus.
- Updates der NEKP bis 30.6.2024, Entwürfe bis 30.6.2023
- Verschlechterungsverbot
- **Langfristige Strategien** sind bis 1.1.2020 sowie mit Updates alle zehn Jahre vorzulegen.

- Zeithorizont mindestens 30 Jahre
- Eine Konsistenz zwischen NEKP und langfristiger Strategie wird gefordert.

4.1.4 ENERGIE Forschungs- und Innovationsstrategie

Im März 2017 wurde vom Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie und dem Klima- und Energiefonds ein Strategiepapier vorgestellt. Dieses Papier wurde in einem mehrstufigen Dialogprozess seit Anfang 2016 mit dem Input von ExpertInnen aus Industrie und Forschung erarbeitet.

Die Energieforschungsstrategie von 2010 wurde hierbei aktualisiert und um eine Innovationsstrategie erweitert, um die Umsetzung der Forschungsergebnisse in globalen Märkten zu gewährleisten. Auch der Tatsache, dass die transnationale Forschungsfinanzierung und die Umsetzung von Forschungsergebnissen in globalen Märkten an Bedeutung gewonnen hat, wird Rechnung getragen.

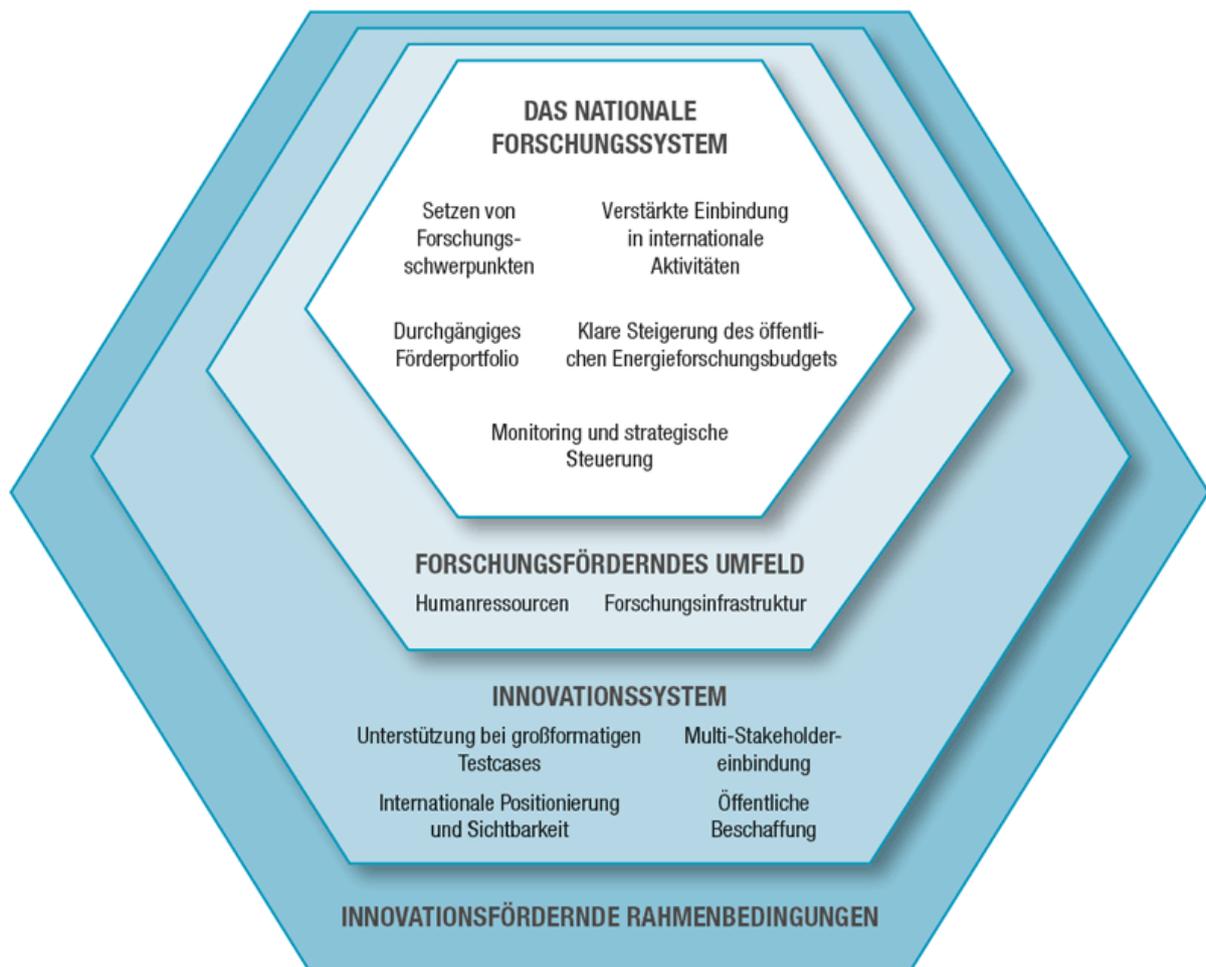


Abbildung 4-1: Handlungsebenen der Energieforschungs- und Innovationsstrategie, Quelle: BMVIT, <https://nachhaltigwirtschaften.at/de/e2050/publikationen/energie-forschungs-innovationsstrategie.php>

Die Themenschwerpunkte dieser Strategie sind im Folgenden aufgelistet:

Energiesysteme und -netze

- Weiterentwicklung der Elektrizitätssysteme unter besonderer Berücksichtigung dezentraler und zellulärer Ansätze
- Umgestaltung der Wärme und Gasnetze, wie beispielsweise die Erschließung geeigneter klimafreundlicher erneuerbarer Ressourcen, differenziertes Netzmanagement oder Diversifizierung von Ausspeiseprodukten entsprechend den Kundenbedürfnissen (grüne Energieservices, Kälte, Mobilität etc.)
- Schaffung einer Innovationsumgebung zur Nutzerintegration / Entwicklung von technologiebezogenen (u. a. digitalen) Energiedienstleistungen

Gebäude und urbanes System

- Innovative Sanierungskonzepte und -strategien, die z. B. die Nutzungsflexibilität erhöhen, lokale Energiepotenziale erschließen oder vorgefertigte, skalierbare Technologien und Lösungen forcieren
- Dezentrale Energiespeicher, die die Nutzung des Gebäudes bzw. einzelner Teile als Speicher von Energie fördern
- Energieorientierte Planungstools und -werkzeuge, die z. B. auf Entwicklungen im Bereich „Digitales Bauen“ oder ganzheitliche Lösungen auf Quartiersebene abzielen
- Energieflexible Gebäude und Stadtteile

Industrielle Energiesysteme

- Hocheffiziente Nutzung der eingesetzten Energien und Ressourcen sowie Fokussierung auf eine kaskadische Nutzung
- Suche nach neuen Produkten und Prozessen („Breakthrough-Technologien“), die sprunghafte Verbrauchsreduktionen bei gleichem Output erzielen
- Abstimmung des Energiebedarfs von industriellen Anlagen und der Energieversorgung aus fluktuierenden Erneuerbaren
- Entwicklung von neuen Produkten und Prozessen

Verkehrs- und Mobilitätssystem

- Im Bereich Fahrzeugtechnologien, z. B. Innovative Antriebstechnologien, Leichtbau oder optimierte Fahrzeugelektronik
- Automatisierung und Verkehrstelematik
- Intelligente Infrastrukturen für das Verkehrs- und Mobilitätssystem sowie Verkehrsinfrastrukturforschung
- Nutzungsinnovationen und Systeminnovationen im Güterverkehr und in der Transportlogistik sowie in der Personenmobilität

- Energieforschung im Anwendungsfeld Luftfahrt

Umwandlungs- und Speichertechnologien

- Für bestehende und zukünftige Systeme müssen die Effizienzpotenziale entlang der gesamten Umwandlungskette – von der Bereitstellung über den Transport und die Speicherung bis hin zu Nutzung – genutzt und Verluste minimiert werden.
- Optimierung von Umwandlungstechnologien und Entwicklung neuer, kostengünstiger Verfahren (in den Bereichen Bioenergie, Solarthermie, Wärmepumpen und Kälteanlagen, Photovoltaik, Windenergie, Wasserkraft, Brennstoffzellen, Geothermie)
- Weiterentwicklung von Speichertechnologien, da sowohl direkte elektrische als auch thermische, mechanische und stoffliche Speicher zukünftig wichtige Bausteine einer integrierten Netzstruktur sein werden, wobei auf die optimale Wahl und Kopplung von Speichertechnologien hinsichtlich der systemischen Perspektive zu achten ist.

Transitionsprozesse und soziale Innovation

- Grundlagenorientierte Fragestellungen, wie die mit der grundlegenden Umgestaltung des Energiesystems einhergehenden Transitionsprozesse besser verstanden, analytisch erfasst und im öffentlichen Diskurs kommuniziert werden kann bzw. soll
- Praxisbezogene Fragestellungen, die Kurz-, Mittel- und Langfristperspektiven (bis 2030, 2050) betreffen und in verschiedenen Fachbereichen, aber im Wesentlichen inter- bis transdisziplinär analysiert werden
- Systemisch ausgerichtete Forschung: Bei grundlegenden Transformationen des Energiesystems greifen Innovationen und regulierende Maßnahmen in technische, ökonomische und soziologische Systeme und Wirkungszusammenhänge ein.
- Die Wirkungsforschung hat dementsprechend alle Dimensionen einer nachhaltigen innovativen Entwicklung in den Blick zu nehmen.

Mehr zum Thema

Energiestrategie Österreich: [<http://www.energiestrategie.at/>]

Österreichische Strategie zur Anpassung an den Klimawandel:

[https://www.bmlfuw.gv.at/umwelt/klimaschutz/klimapolitik_national/anpassungsstrategie/strategie-kontext.html]

Konsultationsprozess Grünbuch [<http://www.konsultation-energie-klima.at/>]

ENERGIE Forschungs- und Innovationsstrategie:

[https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/e2050_pdf/reports/20170323-eforschung_strategie.pdf]

4.2 Studien zur Energieautarkie

4.2.1 Definition und Prinzipien der Energieautarkie

Stark schwankende Energiepreise, die Abhängigkeit von Öl und Gasimporten – davon ein hoher Anteil aus geopolitischen Krisenregionen – sowie der fortschreitende Klimawandel erfordern Alternativen in der Energieversorgung.

Energieautarkie wird von manchen Seiten in Bezug auf Sinnhaftigkeit (Stichwort Energetische Abkapselung) sowie Machbarkeit kritisiert. Zur Begründung der (technischen) Machbarkeit sind die Ergebnisse der Studien „Energieautarkie für Österreich 2050“ sowie „Zukunftsfähige Energieversorgung für Österreich“ in den folgenden Teilkapiteln dargestellt, die Sinnhaftigkeit wird durch die Berücksichtigung der in diesem Teilkapitel beschriebenen Prinzipien der Energieautarkie durch Gemeinden und Regionen ermöglicht.

Im Rahmen von **klimaaktiv**, der Klimaschutzinitiative des BMLFUW, wurde 2012 untersucht, unter welchen Prinzipien Energieautarkie als multiplizierbares Modell für Gemeinden und Regionen sinnvoll erscheint:

1. **Definition:** Energieautarkie als Leitbild ist das Bestreben einer Gemeinde oder Region, die Energieversorgung in den Bereichen Wärme, Strom und Verkehr von Importen sowie von fossiler Energie weitgehend unabhängig zu machen. Energieautarkie ist nicht als Abkapselung nach außen zu verstehen, sondern besteht in der optimalen und effizienten Nutzung der vorhandenen lokalen Potenziale und Ressourcen an erneuerbaren Energien.
2. Aufgrund der begrenzten Ressourcen ist Energieautarkie ohne **Energieeffizienz** nicht denkbar, d. h. Energieautarkie bedingt die „siamesischen Zwillinge“ der Energiewende:
 - Energieverbrauch senken (über Einsparungen sowie Effizienzsteigerung)
 - Anteil erneuerbarer Energien erhöhen
3. Energieautarkie auf Gemeindeebene ist **vernetzt** mit anderen Gemeinden der Region zu betrachten. Jede Kommune reduziert ihren Energieverbrauch signifikant und bestimmt die optimale Eigenerzeugung an erneuerbarer Energie, sodass die Gemeinde ihren Beitrag zur regionalen Energieautarkie liefert.
4. Der Weg ist das Ziel: Aufgrund der Abhängigkeit von lokalen beschränkten Ressourcen sind Energieautarkie-Konzepte primär nach dem Prinzip „Der Weg ist das Ziel“ aufzubauen. Bei jedem Schritt in Richtung Energieautarkie sollten **wirtschaftliche, ökologische und soziale** Nachhaltigkeitskriterien (inkl. Nahrungsmittelproduktion) beachtet werden.
5. **Gemeinsam** zur Energieautarkie: Versuche nicht, das Rad neu zu erfinden, sondern werde Teil eines der Energieeffizienz- und Energiewende-Programme!

Mehr Informationen zu den Programmen, die sich mit Energieeffizienz und lokaler Energiewende beschäftigen, sind auf der **klimaaktiv** Website (www.klimaaktiv.at/gemeinden) sowie auf der Klima- und Energiemodellregionen-Website des Klimafonds zu finden. (www.klimaundenergiemodellregionen.at).

4.2.2 Studie „Energieautarkie für Österreich 2050“

Um die technische Machbarkeit der Energieautarkie zu zeigen, wurde 2011 vom BMLFUW eine wissenschaftliche Studie „Energieautarkie für Österreich 2050“ in Auftrag gegeben. Ziel der Studie war es zu untersuchen, ob und wie vor dem Hintergrund des klimapolitischen Ziels einer Absenkung der THG-Emissionen um 80 bis 95 % bis 2050 und der zunehmenden Verknappung bei fossilen Energieträgern Energieautarkie in Österreich technisch machbar ist.

Annahmen: Energieaustausch mit anderen Ländern bleibt per Saldo über das Jahr gesehen Null. Pumpspeicherkraftwerke speichern nur die in Österreich zeitweise anfallende Stromüberproduktion. Außerdem bleibt der Rucksack an grauer Energie, den Österreich über Produktimporte netto bezieht, unverändert. Das heißt, Energieautarkie bedeutet in diesem Zusammenhang kein abgeschlossenes „gallisches Dorf“, sondern dass per Saldo im eigenen Land genauso viel Energie erzeugt wie verbraucht wird.

Senkung des Endenergiebedarfs 2050 gegenüber 2008 um 40–50 %

Mittels Effizienzsteigerungen und intelligenter Energienutzung könnte der Endenergiebedarf bei gleichbleibendem oder sogar leicht steigendem Energiedienstleistungsniveau um 40–50 % gesenkt werden.

Mobilität: Im Bereich der privaten Mobilität wird die Verbrauchsreduktion durch eine starke Verlagerung auf öffentlichen Verkehr (ÖV) und nichtmotorisierten Individualverkehr (MIV) sowie eine starke Verringerung des Flottenverbrauchs erreicht. Der verbleibende Pkw-Verkehr könnte und müsste fast vollständig elektrisch bewältigt werden. Damit werden die knappen möglichen Mengen an verfügbaren heimischen Kraftstoffen aus erneuerbaren Rohstoffen für schwere Nutzfahrzeuge und Maschinen in Land- und Bauwirtschaft frei. Im Bereich des Güterverkehrs erfolgen eine Verringerung des Flottenverbrauchs und eine fast vollständige Verlagerung des Straßenfernverkehrs auf die Schiene bzw. Schifffahrt. Ähnliches gilt für den Flugverkehr. Insgesamt ergibt sich aus den beschriebenen Änderungen eine Verringerung des Energiebedarfs für Mobilität um 60–70 % je nach Szenario.

Gebäude: Im Gebäudebereich geht durch die thermische Sanierung der durchschnittliche Heizenergiebedarf bis 2050 von derzeit etwa 144 kWh/m²a auf 50–60 kWh/m²a zurück. Die Beheizung des Gebäudebestands erfolgt fast ausschließlich mit einer Kombination aus Wärmepumpe und Solarthermie – auf diese Weise kann die vorhandene Biomasse für Mobilität und Industrie bereitgestellt werden.

Produktion: Im Produktionsbereich wird von einer Effizienzverbesserung von 1 % p.a. ausgegangen, damit reduziert sich der Energiebedarf je nach Szenario zwischen 2 und 35 %.

Deutliche Erhöhung der erneuerbaren Energieerzeugung bis 2050

Biomasse und Wasserkraft decken in beiden berechneten Szenarien deutlich mehr als die Hälfte des Energiebedarfs, ihre Energieproduktion erhöht sich nur in vergleichsweise geringerem Ausmaß. Die Windkraftproduktion steigt um mehr als das Fünffache, Photovoltaik trägt über 500-mal mehr zur Stromproduktion bei als 2008. Auch die Wärmenutzung aus Solarthermie (Zuwachs um den Faktor 10) und Wärmepumpen (Faktor 8) erhöht sich gegenüber dem Basisjahr markant. Zusätzlich leistet im Wachstumsszenario als weitere erneuerbare Energiequelle die „tiefe Geothermie“ einen deutlichen Beitrag zur Deckung des Energiebedarfs.

Zusammenfassung

Die Berechnungen zeigten, dass Energieautarkie unter den getroffenen Annahmen in Österreich bis 2050 technisch machbar, der Spielraum jedoch relativ klein ist. Bei einer weiteren Erhöhung des Energiedienstleistungsniveaus oder bei geringeren als den in dieser Studie angenommenen Effizienzsteigerungen stößt man an die Grenzen der vorhandenen Potenziale an erneuerbaren Energieträgern. Ein solcher Umstieg erfordert engagierte, klare und eindeutige politische Entscheidungen auf allen Ebenen. Das betrifft u. a. ökonomische Instrumente (z. B. Energiepreise), Vorschriften, Infrastrukturinvestitionen (v. a. im Bereich Mobilität, Stromnetzinfrastuktur, Energiespeicher) und verstärkte Energieforschungs-Anstrengungen. Weiters müsste diese Entwicklung seitens der Bevölkerung durch Akzeptanz für die notwendigen Maßnahmen und durch einen gesellschaftlichen Wertewandel unterstützt werden.

4.2.3 Studie „Zukunftsfähige Energieversorgung für Österreich“

Das Ziel dieser Studie war die Beantwortung der Frage, „inwieweit und unter welchen technischen Rahmenbedingungen die Energieversorgung Österreichs langfristig durch die dann ausschließlich verfügbaren erneuerbaren Energieträger gesichert werden kann, und zwar möglichst ohne Einschränkungen der Energiedienstleistungen.“ Zu diesem Zweck wurden „die Potenziale erneuerbarer Energien, die in Österreich ökologisch und sozial verträglich gewonnen werden können, berechnet – bis 2050 sind dies etwa 930 PJ.“ Das bedeutet bei Wasserkraft eine Erhöhung um 15 % gegenüber 2005, bei Biomasse ca. Faktor 2, bei PV Faktor 500, bei Windkraft Faktor 15, bei Solarthermie Faktor 6 und bei Wärmepumpen Faktor 5.

Diesem Energiepotenzial wurde die Energiemenge gegenübergestellt, die notwendig ist, um die Energiedienstleistungen des Basisjahrs 2005 unter bestimmten optimistischen Annahmen (Realisierung von Effizienzpotenzialen, Verbraucherverhalten,...) im Jahre 2050 zu gewährleisten. D. h., es wurden nicht bestehende Verbrauchstrends weiterentwickelt, die standardmäßig auf sehr hohe Energieverbräuche im Jahre 2050 führen, sondern die Frage wurde gestellt, welche Energien sind zur Erfüllung unserer heutigen Energiedienstleistungen bzw. sogar leicht steigenden Energiedienstleistungen in Zukunft unter der Annahme eines sehr hohen Einsatzes von Effizienztechnologien sowie einer Verhaltensänderung notwendig.

Es konnte gezeigt werden, dass langfristig tatsächlich eine Versorgung Österreichs mit ausschließlich erneuerbaren Energieträgern möglich ist. Wesentliche Bedingungen dafür sind in der Folge kurz angeführt.

Mobilität: Im Bereich der privaten Mobilität wird die Verbrauchsreduktion durch eine starke Verlagerung auf öffentlichen Verkehr und nichtmotorisierten Individualverkehr sowie eine starke Verringerung des Flottenverbrauchs erreicht. Der verbleibende Pkw-Verkehr wird im Jahr 2050 je nach Szenario zu 60–90 % elektrisch bewältigt. Im Bereich des Güterverkehrs erfolgen eine Verringerung des Flottenverbrauchs und eine teilweise Verlagerung des Straßenfernverkehrs auf die Schiene. Im Flugverkehr wird zumindest im „forcierten“ (ehrgeizigen) Szenario eine Reduktion des Flugbedarfs um 75 % angenommen, der zu einem großen Teil durch eine Verschiebung von Kurzstrecken auf das Transportmittel Bahn zustande kommt.

Gebäude: Im Gebäudebereich geht durch thermische Sanierung und Neubau mit dem Einsatz energieeffizienter Heizsysteme und/oder sehr guter thermischer Hülle im Passivhausstandard ab 2020 der durchschnittliche Heizenergiebedarf bis 2050 deutlich zurück. Auch im Strombereich wird durch Effi-

zientztechnologien der Strombedarf drastisch gesenkt (z. B. Beleuchtung minus 80 %). Der Anteil der erneuerbaren Energie in der Gesamtenergiebilanz der Gebäude wird auch eine bedeutende Rolle spielen.

Produktion: Im Sektor Sachgüterproduktion wird der Anstieg des Bedarfs an Energiedienstleistungen durch die angenommenen Entwicklungen der Wirkungs- bzw. Nutzungsgrade überkompensiert. Der energetische Endverbrauch des Sektors sinkt dadurch gegenüber 2005 um 10 bis 15 %.

Beide Studien kommen zu ähnlichen Ergebnissen:

- Eine deutliche Reduktion des Energieverbrauchs (ca. 50 %) durch den Einsatz von Effizienztechnologien und Verhaltensänderungen bei gleich bleibendem oder sogar leicht steigendem „Energiewohlstand“ – z. B. Elektrifizierung des Individualverkehrs.
- Die verbleibende Energiemenge kann zu 100 % mit erneuerbaren Energien aus Österreich erzeugt werden unter der Bedingung, dass die heute schon vorhandenen Zukunftstechnologien wie Photovoltaik, Windkraft, Erdwärme entsprechend ihrem technischen und ökonomischen Potenzial stark forciert werden.

Unter diesen Annahmen ist Energieautarkie im Sinne der oben definierten Prinzipien möglich.

Mehr zum Thema

Website klimaaktiv: Programme, die sich mit Energieeffizienz und lokaler Energiewende beschäftigen, sind auf der klimaaktiv-Website zu finden [<https://www.klimaaktiv.at/gemeinden/bewusstseinsbildung.html>]

Studie „Energieautarkie für Österreich 2050“, Streicher, W. et al. (2011), Universität Innsbruck, 2011, Auftraggeber: BMLFUW, Klima- und Energiefonds

Studie „Zukunftsfähige Energieversorgung für Österreich (ZEFÖ)“, Christian, R. et al., Umwelt Management Austria (Auftraggeber: BMVIT, Energie der Zukunft)

[http://download.nachhaltigwirtschaften.at/edz_pdf/1113_zukunftsfahige_energieversorgung.pdf]

Studie „energy [r]evolution 2050“ (Auftraggeber EVN, Gewerkschaft VIDA und Greenpeace)

[http://www.greenpeace.org/austria/Global/austria/dokumente/Studien/klima_EnergieRevolutionOesterreich2050.pdf]

Portal: Klima | Wandel | Anpassung [<http://www.klimawandelanpassung.at/>]

Österreichische Strategie zur Anpassung an den Klimawandel

[http://www.bmlfuw.gv.at/umwelt/klimaschutz/klimapolitik_national/anpassungsstrategie/strategie-kontext.html]

4.3 Treibhausgasemissionen in Österreich

Österreich war auf Grundlage des Kyoto-Protokolls und der EU-Lastenteilung verpflichtet, seine THG-Emissionen im Durchschnitt der Jahre 2008 bis 2012 (1. Verpflichtungsphase des Kyoto-Protokolls) um 13 % gegenüber 1990 zu reduzieren. Das entsprach einem Zielbetrag von knapp 344 Mio. Tonnen Kohlendioxid-Äquivalenten für die gesamte Periode. Um dieses Ziel durch entsprechende Maßnahmen zu erreichen, beschlossen Bund und Länder 2002 eine gemeinsame Klimastrategie, die 2006 evaluiert und 2007 vom Bund aktualisiert wurde. Die Maßnahmen betrafen vor allem die Bereiche Industrie, Raumwärme und Ausbau des öffentlichen Nahverkehrs. Ergänzend konnten CO₂-Emissionsreduktionen aus JI/CDM-Projekten zugekauft werden.

Die Entwicklung der THG-Emissionen Österreichs in der Kyoto-Periode sowie die Zielerreichung Österreichs werden im nachfolgenden Kapitel dargestellt.

Mehr zum Thema

Nationale Klimapolitik [http://www.bmlfuw.gv.at/umwelt/klimaschutz/klimapolitik_national.html]

4.3.1 Entwicklung

Österreich verzeichnet seit 2005 grundsätzlich einen sinkenden Trend bei den THG-Emissionen. Dieser ist zurückzuführen auf den verstärkten Einsatz erneuerbarer Energieträger, Energieeffizienzmaßnahmen und speziell im Jahr 2009 auf die Wirtschaftskrise. 2010 kam es aufgrund der wirtschaftlichen Erholung wieder zu einem Anstieg der THG-Emissionen, doch blieben sie um 2,1 % unter dem Niveau von 2008. Im Jahr 2012 verminderten sich die Emissionen weiter und erreichten einen Wert von knapp 80 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalenten bzw. das gleiche Niveau von 2009. Im Jahr 2014 setzte sich der sinkende Trend fort und es wurden insgesamt 76,5 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalenten an Treibhausgasen emittiert.

In den Jahren 2015 und 2016 stiegen die THG-Emissionen allerdings wieder an. Im Jahr 2016 stiegen sie das zweite Jahr in Folge um 1 % bzw. 0,8 Millionen Tonnen gegenüber 2015 auf insgesamt 79,7 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalenten. Damit lagen sie wieder auf dem Niveau von 1995. Im Vergleich zu 1990 lagen die THG-Emissionen im Jahr 2016 um 1,3 % bzw. 1 Million Tonnen CO₂-Äquivalent höher.

Der Anstieg im Jahr 2016 ist auf mehrere Faktoren zurückzuführen: Im Verkehrssektor (+4,2 %) stieg der Absatz von fossilen Treibstoffen, vor allem Diesel. Im Gebäudebereich (+2,7 %) kam es witterungsbedingt zu einem höheren Heizbedarf und dadurch zu einem deutlichen Mehrverbrauch von Erdgas. In der Abfallwirtschaft wurden um 1,8 % mehr THG-Emissionen emittiert—dies ist hauptsächlich aufgrund einer verstärkten Verbrennung von Abfällen zur Energiegewinnung zurückzuführen. In der Landwirtschaft kam es auch zu einem Anstieg der THG-Emissionen von 1,5 %. Ursachen dafür sind die höheren N₂O-Emissionen aus dem Einarbeiten von Ernterückständen aufgrund der höheren Erntemengen 2016. Der verstärkte Einsatz von Mineraldünger und landwirtschaftlichen Maschinen sowie die höhere Anzahl an Milchkühen bei steigender durchschnittlicher Milchleistung trugen ebenfalls zum Anstieg der THG-Emissionen bei.

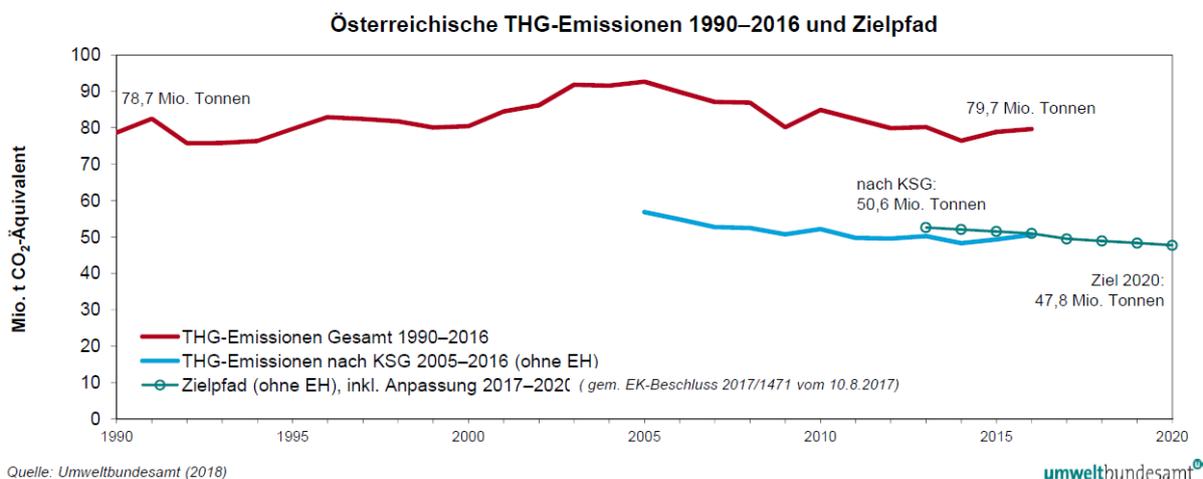


Abbildung 4-2: THG-Emissionen Österreichs 1990–2016

Quelle: Umweltbundesamt, KSG (Daten, Darstellung)

Den stärksten Anstieg der Treibhausgasmissionen seit 1990 verzeichnet der Sektor Verkehr mit 66,7 % gefolgt von Fluorierten Gasen (+26,4 %). Gesunken sind im betrachteten Zeitraum die Emissionen um 37,2 % vor allem im Sektor Gebäude sowie auch in der Abfallwirtschaft (-28,1 %), Landwirtschaft (-14,1 %) sowie Energie und Industrie (-3,6 %).

Tabelle 1: Treibhausgasemissionen 1990–2016 nach Sektoren der Klimastrategie

Mio. t CO ₂ -Äquivalent	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2015–2016	1990–2016
Energie & Industrie mit Emissionshandel	36,5	35,9	36,2	42,1	39,2	39,1	37,0	36,3	34,0	35,8	35,2	- 1,6 %	- 3,6 %
Energie & Industrie ohne Emissionshandel *				6,3	6,6	6,5	6,7	6,5	5,9	6,3	6,2	- 1,5 %	
Energie & Industrie Emissionshandel **				35,8	32,7	32,6	30,3	29,9	28,1	29,5	29,0	- 1,7 %	
Verkehr (inkl. nationalem Flugverkehr)	13,8	15,7	18,5	24,6	22,1	21,4	21,3	22,3	21,7	22,1	23,0	+ 4,2 %	+ 66,7 %
Verkehr (exkl. nationalem Flugverkehr)*				24,6	22,1	21,3	21,2	22,2	21,7	22,0	22,9	+ 4,2 %	
Gebäude*	12,9	13,5	12,4	12,5	10,4	8,8	8,5	8,6	7,6	7,9	8,1	+ 2,7 %	- 37,2 %
Landwirtschaft*	9,6	9,1	8,7	8,2	8,0	8,1	8,0	8,0	8,1	8,1	8,2	+ 1,5 %	- 14,1 %
Abfallwirtschaft*	4,3	4,0	3,3	3,4	3,3	3,3	3,3	3,1	3,1	3,0	3,1	+ 1,8 %	- 28,1 %
F-Gase (inkl. NF ₃)	1,7	1,5	1,4	1,8	1,9	1,8	1,9	1,9	2,0	2,0	2,1	+ 5,0 %	+ 26,4 %
F-Gase (exkl. NF₃)*				1,8	1,9	1,8	1,8	1,9	1,9	2,0	2,1	+ 5,4 %	
THG nach KSG				56,8	52,2	49,8	49,6	50,3	48,3	49,3	50,6	+ 2,7 %	
Gesamte Treibhausgase	78,7	79,7	80,4	92,7	84,9	82,5	79,9	80,2	76,5	78,9	79,7	+ 1,0 %	+ 1,3 %

* Sektoreinteilung nach Klimaschutzgesetz (KSG)

** Daten für 2005 bis 2012 wurden entsprechend der ab 2013 gültigen Abgrenzung des EH angepasst.

Die aktuellen Emissionsdaten weichen von bisher publizierten Zeitreihen ab.

Datenstand Jänner 2018

Quelle: Umweltbundesamt (Datenstand Jänner 2018)

*Sektoreinteilung nach Klimaschutzgesetz (KSG)

** Daten für 2005 bis 2012 wurden entsprechend der ab 2013 gültigen Abgrenzung des EH angepasst

Trotz dieser grundsätzlich positiven Tendenz in Richtung sinkender THG-Emissionen konnte Österreich seine Verpflichtungen im Rahmen des Kyoto-Protokolls nur durch den Zukauf von CO₂-Emissionsreduktionen im Rahmen des JI/CDM-Programms erfüllen: Insgesamt wurden in der Kyoto-Periode über 415 Mio. Tonnen Treibhausgase in Österreich emittiert. Der Zielbetrag lag bei 344 Mio. Tonnen. Unter Berücksichtigung der Bilanz aus Neubewaldung und Entwaldung mit 6,8 Mio. Tonnen, mussten 69,6 Mio. Tonnen aus Emissionsreduktionsprojekten aus dem Ausland im Rahmen der flexiblen Mechanismen zugekauft werden, um das Kyoto-Ziel zu erreichen. Die Republik Österreich erfüllte somit im Oktober 2015 ihre Verpflichtung aus der ersten Periode des Kyoto-Protokolls.

Die erste Verpflichtungsperiode unter dem Kyoto-Protokoll ist mit Ende 2012 ausgelaufen. Eine Einigung über eine zweite Kyoto-Verpflichtungsperiode von 2013 bis 2020 wurde bei der 8. Tagung der Vertragsparteien des Kyoto-Protokolls im Rahmen der 18. Vertragsstaatenkonferenz des Klimarahmenübereinkommens in Doha 2012 (sog. „Doha Amendment“) erzielt. Die Europäische Union und ihre Mitgliedstaaten verpflichten sich zu einer Treibhausgasreduktion von 20 % gegenüber 1990. Diese Verpflichtung steht im Einklang mit dem bereits gültigen Klima- und Energiepaket 2020. Demnach entsprechen die neuen nationalen Kyoto-Ziele der EU-Mitgliedstaaten bis 2020 den Zielen im Rahmen der Effort-Sharing-Entscheidung. Für die Emissionshandelsbetriebe gibt es bis zum Jahr 2020 ein EU-weites Gesamtziel von -21 % im Vergleich zu 2005. Für die Jahre 2013 bis 2020 gelten in Österreich Höchstmengen für die Treibhausgase aus Verkehr, Gebäude, Landwirtschaft, Abfallwirtschaft und allen weiteren Quellen, die nicht im Emissionshandel geregelt sind.

Mit Blick auf 2030 hat der Europäische Rat im Oktober 2014 neue Ziele für einen klima- und energiepolitischen Rahmen beschlossen. Die Treibhausgasemissionen sollen europaweit um 40 % gesenkt

werden, wobei die vom Emissionshandelssystem erfassten Sektoren und die nicht unter das EHS fallenden Sektoren eine Reduzierung um 43 % bzw. 30 % gegenüber 2005 erzielen müssen.



Abbildung 4-3: THG-Bilanz Österreichs 2012 – Berechnung der Zielerreichung

Quelle: Umweltbundesamt (Daten, Darstellung)

Mehr zum Thema

Umweltbundesamt

[\[http://www.umweltbundesamt.at/aktuell/presse/lastnews/news2014/news_140115/\]](http://www.umweltbundesamt.at/aktuell/presse/lastnews/news2014/news_140115/) bzw.

[\[http://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/presse/news2014/Praesentation_Kyoto-Bilanz_2012.pdf\]](http://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/presse/news2014/Praesentation_Kyoto-Bilanz_2012.pdf)

Klimaschutzbericht 2013

[\[http://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/REP0420.pdf\]](http://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/REP0420.pdf)

Klimaschutzbericht 2014 [\[http://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/REP0491.pdf\]](http://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/REP0491.pdf)

Klimaschutzbericht 2016

[\[http://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/REP0582.pdf\]](http://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/REP0582.pdf)

[Klimaschutzbericht 2017](#)

[\[http://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/REP0622.pdf\]](http://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/REP0622.pdf)

4.3.2 Kosten

Da Österreich seine Verpflichtungen aus dem Kyoto-Protokoll nicht ausschließlich durch Maßnahmen auf nationalstaatlicher Ebene erfüllen konnte, hat sich Österreich ein Ankaufsziel von Emissionsreduktionseinheiten gesetzt (ursprünglich 45 Mio. Tonnen), die im Rahmen der flexiblen Mechanismen

lukriert werden sollten. Unter flexiblen Mechanismen sind der Emissionshandel sowie das Joint Implementation (JI) und Clean Development Mechanisms (CDM) zu verstehen. Im Rahmen von JI/CDM können Emissionsreduktionseinheiten aus Klimaschutzprojekten, die in sogenannten Annex-B-Staaten – dies sind alle Länder, die unter dem Kyoto-Protokoll konkrete Emissionsreduktionsverpflichtungen eingegangen sind – und in Entwicklungsländern implementiert werden, von den Industriestaaten gekauft werden.

Die Kommunalkredit Public Consulting wurde von der Republik Österreich mit dem Ankauf der Emissionsreduktionseinheiten beauftragt und hat seit 2003 ein Projektportfolio mit rund 80 Projekten aufgebaut. Für den Ankauf der Emissionsreduktionseinheiten stand gemäß Umweltförderungsgesetz ursprünglich ein Budget von 531 Mio. € zur Verfügung. Im Rahmen einer Gesetzesnovelle im Jahr 2012 wurde dieses Budget um 20 Mio. € auf 551 Mio. € aufgestockt. Dies war notwendig, da auf Basis der verfügbaren Emissionsdaten ersichtlich wurde, dass Österreich sein Kyoto-Ziel mit ausschließlich heimischen Reduktionsmaßnahmen nicht erreichen kann. Mit den zusätzlichen Mitteln wurde der Ankauf von bis zu 80 Mio. Emissionsreduktionseinheiten gewährleistet. Grundsätzlich galt: Erreicht ein Staat die Reduktionsziele aus der ersten Verpflichtungsperiode nicht, ist von diesem (1) ein Einhaltungsaktionsplan zu erstellen und (2) die nicht erreichte Emissionsreduktion in der zweiten Verpflichtungsperiode nachzuholen. Die nicht eingesparten Emissionen sollten dabei mit einem Straffaktor belegt werden, d. h. dass die einer nichteinhaltenden Partei für den zweiten Verpflichtungszeitraum zugeteilten „erlaubten“ Emissionen um einen Straffaktor von 1,3 reduziert werden. Weiters sollte die Möglichkeit, mit flexiblen Mechanismen das Ziel zu erreichen, bei Nichterreichen eines Staates in zukünftigen Perioden eingeschränkt werden, wodurch die zukünftigen Ziele noch schwerer durch Zukauf zu erreichen sind.

Laut Europäischer Kommission haben die 15 EU-Mitgliedstaaten, die anfänglich das Kyoto-Ziel ratifizierten, das Reduktionsziel von 8 % mit einer durchschnittlichen Reduktion ihrer THG-Emissionen von 11,8 % gegenüber 1990 übererfüllt.

Mehr zum Thema

EU-Emissionshandel [<http://www.bmlfuw.gv.at/umwelt/klimaschutz/eu-emissionshandel.html>]

Kommunalkredit Abwicklung der flexiblen Mechanismen:

[https://www.publicconsulting.at/fileadmin/user_upload/media/publicconsulting/KPC_Imagefolder.pdf]

„Klimaschutzstrafen“ für Österreich

[www.eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/iewt/iewt2011/uploads/fullpaper_iewt2011/P_3_1_Barbara_Pflueglmayer_21-Feb-2011,_11:08.pdf]

5 Energie global

5.1 Verbrauch nach Energieträgern 2015

Der globale Endenergieverbrauch lag im Jahr 2015 bei 392.872 Petajoule (PJ), das ist das 360-fache des österreichischen Endenergieverbrauchs. Im Vergleich zu 2014 stieg der weltweite Endenergieverbrauch um 1 % an (IEA Key World Energy Statistics, 2017).

Energetischer Endverbrauch/Endenergie

Der **energetische Endverbrauch (Endenergie)** ist jene Energiemenge, die den Verbrauchern für die Umsetzung in Nutzenergie (Raumheizung, Beleuchtung und EDV, mechanische Arbeit etc.) zur Verfügung steht. Transport- und Leitungsverluste, Eigenverbrauch und Umwandlungsverluste der Energieunternehmen sowie die nichtenergetische bzw. stoffliche Nutzung (z. B. Holz für Möbel- oder Hausbau, die Herstellung von Kunststoffen) sind im energetischen Endverbrauch nicht erfasst.

Nutzenergie

Die **Nutzenergie** ist jene Energie, die dem Endnutzer für seine Bedürfnisse zur Verfügung steht. Sie entsteht durch Umwandlung der Endenergie. Mögliche Formen der Nutzenergie sind z. B. Wärme zur Raumheizung, Kälte zur Raumkühlung, Licht zur Arbeitsplatzbeleuchtung oder mechanische Arbeit zur Bearbeitung von Werkstoffen.

Primärenergie

Als **Primärenergie** bezeichnet man in der Energiewirtschaft die Energie, die mit den natürlich vorkommenden Energieformen oder Energiequellen zur Verfügung steht, etwa als Kohle, Gas oder Wind. Im Gegensatz dazu spricht man von Sekundärenergie, wenn diese erst über einen (mit Verlusten behafteten) Umwandlungsprozess aus der Primärenergie abgeleitet wird.

Mehr als zwei Drittel des weltweiten Endenergieverbrauchs werden von fossilen Energieträgern gedeckt, wobei 41 % auf Erdöl, 14,9 % auf Erdgas und 11,1 % auf Kohle/Torf entfallen. 18,5 % des globalen Endenergieverbrauchs werden durch Elektrizität, 11,2 % mit Biokraftstoffen und Abfällen und 3,3 % mit sonstigen Energieträgern (d. h. Geothermie, Solar, Wind und Fernwärme) gedeckt.

Weltweiter Endenergieverbrauch 2015 nach Energieträgern in Prozent

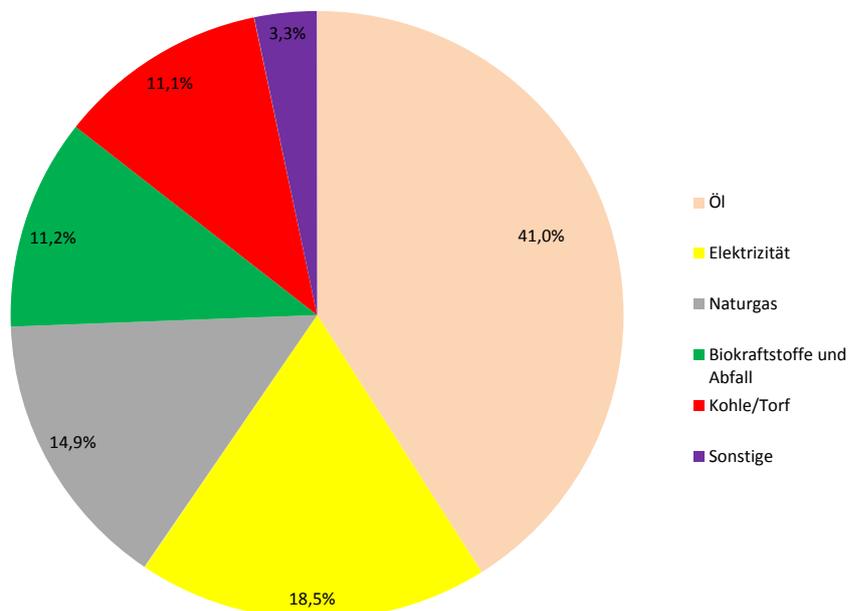


Abbildung 5-1: Weltweiter Endenergieverbrauch 2015 nach Energieträgern in Prozent

Quelle: Daten Internationale Energieagentur, Darstellung Österreichische Energieagentur

Der weltweite Endenergieverbrauch hat sich seit 1973 mehr als verdoppelt. Bei den fossilen Energieträgern stieg der Verbrauch von Erdöl und Erdölprodukten im Jahr 2015 um 9,3 % bzw. 2,2 %, während der Verbrauch von Kohle und Gas um 1,6 % bzw. 1 % zurückging. Der globale Stromverbrauch stieg im Jahr 2015 mit 1,6 % weiter an. Die Erneuerbaren und Abfälle (darunter auch Geo- und Solarthermie, Umgebungswärme sowie Fernwärme) verzeichneten einen Zuwachs von 1,4 % im Jahr 2015 (IEA Key World Energy Statistics, 2017).

Der Großteil des weltweiten Strombedarfs wurde im Jahr 2015 mit Kohle/Torf (39,3 %), gefolgt von Gas (22,9 %), Wasserkraft (16 %) und Nuklearenergie (10,6 %) erzeugt. Die restlichen 11,2 % wurden aus Öl sowie aus sonstigen Energieträgern (Geothermie, Solar, Wind, Erneuerbare, Abfälle) produziert.

In den letzten 40 Jahren ist die Stromerzeugung von 6.131 TWh auf 23.816 TWh bzw. um 290 % gestiegen. Der Einsatz von fossilen Energieträgern hat sich in diesem Zeitraum mehr als verdreifacht, allen voran der Einsatz von Erdgas. Anteilsmäßig hat sich der Einsatz von fossilen Energieträgern von 75,2 % auf 66,7 % verringert. Gestiegen ist hingegen der Einsatz von Nuklearenergie, nämlich von 3,3 % auf 10,6 %. Wasserkraft ist anteilmäßig von 20,9 % auf 16,4 % zurückgegangen, während die sonstigen erneuerbaren Energieträger von 0,6 % auf 6,3 % zulegten.

Weltweite Stromerzeugung 2015 nach Energieträgern in Prozent

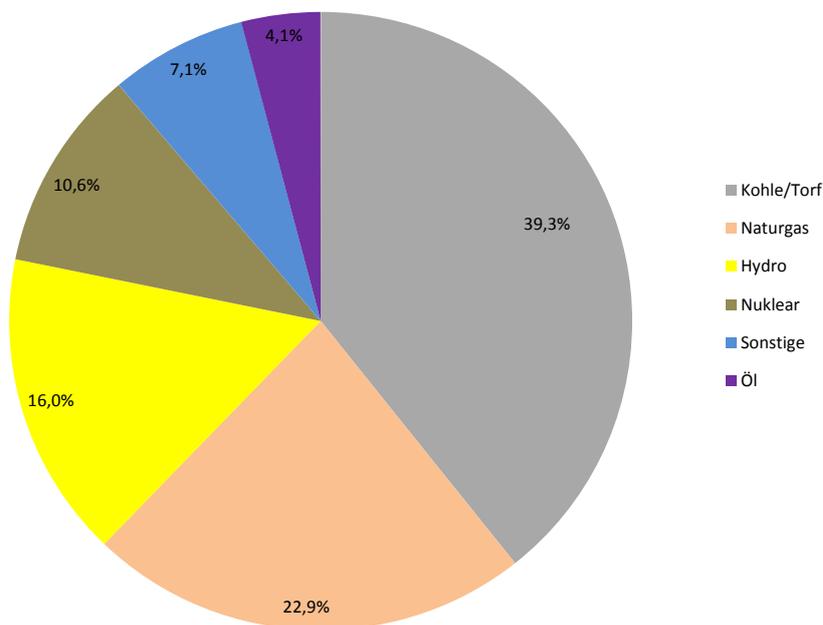


Abbildung 5-2: Weltweite Stromerzeugung 2015 nach Energieträgern in Prozent

Quelle: Daten Internationale Energieagentur, Darstellung Österreichische Energieagentur

Mehr zum Thema

Internationale Energieagentur, Key World Energy Statistics 2017
[[<http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld2017.pdf>]]

5.2 Verbrauch nach Sektoren 2015

28,9 % des weltweiten Endenergieverbrauchs entfielen 2015 auf den Sektor Industrie, gefolgt vom Sektor Verkehr, auf den 28,8 % des weltweiten Endenergieverbrauchs entfielen. Der Verbrauch des Sektors Haushalte, Dienstleistungen, Landwirtschaft und nicht-energetischer Verbrauch lag mit 42,3 % am höchsten.

Fast die Hälfte des Endenergieverbrauchs der Haushalte, Dienstleistungen, Landwirtschaft und des nicht-energetischen Verbrauchs wird durch Biokraftstoffe & Abfälle (20,7 %) sowie sonstige Energieträger (28,2 %; dabei inkludiert sind Strom, Fernwärme, Solarthermie, Umgebungswärme) gedeckt. Der hohe Anteil erneuerbarer Energieträger in diesem Sektor entfällt zum Großteil auf die Erzeugung von Raumwärme und auf Kochen. Der restliche Anteil verteilt sich hauptsächlich auf Erdölprodukte (26 %) und Erdgas (19,5 %), während Kohle und Rohöl (insgesamt 5,7 %) hier nur eine geringe Rolle spielen.

Die Industrie verbraucht zu 30,5 % Kohle/Torf und sonstige Energieträger (31,5 %), gefolgt von Erdgas (19,5 %), Erdölprodukten (11 %) und Biokraftstoffen & Abfällen (7,1 %). Der Sektor mit der größten Dominanz eines einzelnen Energieträgers ist der Verkehr; hier werden über 92 % des Verbrauchs von Erdölprodukten gedeckt (IEA Key World Energy Statistics, 2017).

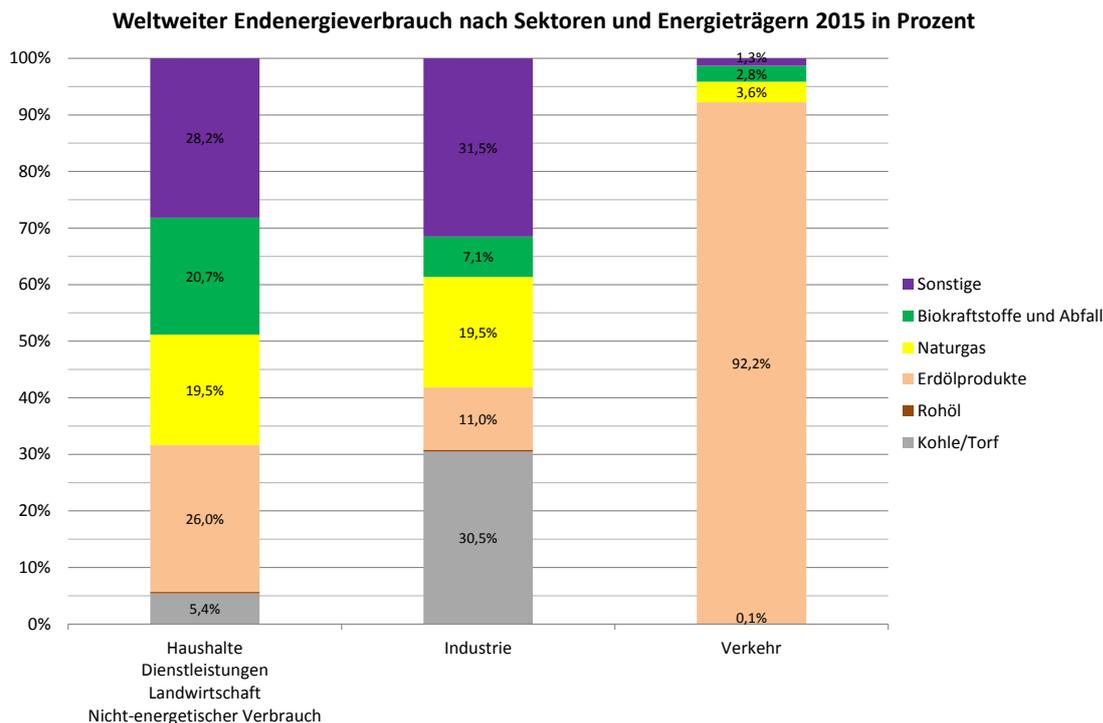


Abbildung 5-3: Weltweiter Endenergieverbrauch nach Sektoren und Energieträgern 2015 in Prozent

Quelle: Daten Internationale Energieagentur, Darstellung Österreichische Energieagentur

Mehr zum Thema

Internationale Energieagentur, Key World Energy Statistics 2017

[\[http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld2017.pdf\]](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld2017.pdf)

5.3 Produktionsmaxima von fossilen Energieträgern

Peak Oil in der Theorie

Unter den Stichworten Peak Oil (auf Deutsch etwa Spitze der Erdölförderung), Peak Gas etc. versteht man die weltweiten Produktionsmaxima der einzelnen fossilen Energieträger. Das ist jener Zeitpunkt in der Geschichte, zu dem die maximale Menge eines nicht erneuerbaren Energieträgers gefördert wird. Am bekanntesten ist der Begriff Peak Oil, der von Marion King Hubbert, einem Ölexperten der Firma Shell geprägt wurde. Aus dem Verlauf der Ölförderungen einzelner Ölfelder, die einer logistischen Verteilung folgen (logistische Verteilung ist eine stetige Wahrscheinlichkeitsverteilung, die besonders für die analytische Beschreibung von Wachstumsprozessen mit einer Sättigungstendenz verwendet wird), sagte er bereits 1956 die Existenz und den Zeitpunkt des Ölfördermaximums der USA für 1970 voraus und erntete vehementen Widerspruch der US-Behörden und großer Erdölkonzerne. Tatsächlich wurde, wie von Hubbert vorhergesagt, das US-amerikanische Ölfördermaximum (Peak Oil) im Jahre 1970/71 erreicht.

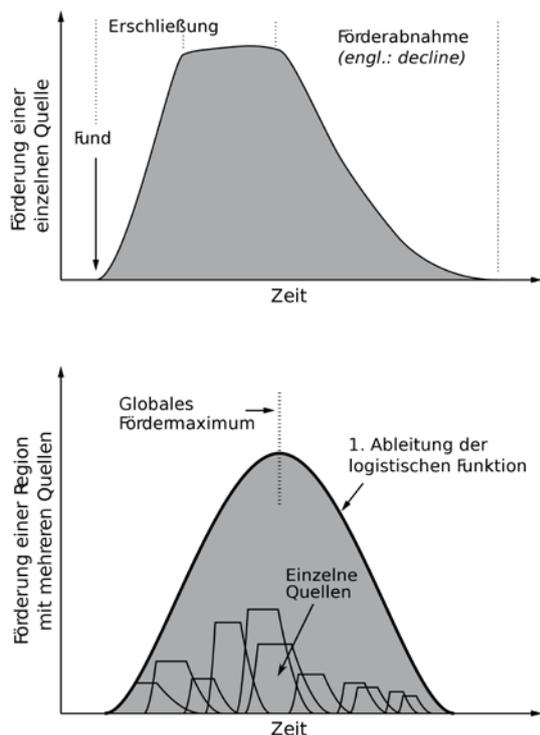


Abbildung 5-4: Oben: Die Förderung einer Ölquelle in mehreren Phasen. Unten: Die Gesamtförderung mehrerer Quellen kann durch die sog. Hubbert-Kurve beschrieben werden.

Quelle: Florian Arnd, 2007

Ein globaler Peak Oil steht für den Beginn eines stetigen Absinkens der globalen Erdölförderung auf Basis eines weltweiten Ölförderengpasses. Dies hat bei einer Weltwirtschaft, die von Erdöl und anderen fossilen Energien fundamental abhängig ist, einen deutlichen Preisanstieg zur Folge. Einerseits ermöglicht dies Erdölkonzernen, teurere Ressourcen wie unkonventionelles Erdöl (Ölgewinnung technisch schwierig, kostspielig, umweltschädlich und/oder sehr langsam) zu fördern, wodurch das Erdölangebot noch für einige Jahre stabilisiert werden kann, dies jedoch auf deutlich höherem Preisniveau. Andererseits findet jedoch eine „demand destruction“ statt, d. h. die Energiepreise steigen so weit, dass der Konsum entsprechend gedrosselt wird, mit allen wirtschaftlichen und sozialen Folgen (beschrieben z. B. im World Economic Outlook, 2011).

Wie stark der Preisanstieg durch Peak Oil sein kann, dazu gibt es unterschiedlichste Meinungen und Studien. Grundsätzlich kann man davon ausgehen, dass der Preisanstieg umso drastischer ausfallen wird, je höher die globale Abhängigkeit von Erdöl und anderen fossilen Energien ist. D. h. das beste Mittel, um die wirtschaftlichen und sozialen Risiken eines Peak Oil zu reduzieren, sind Energieeffizienz und der Umstieg auf erneuerbare Energien. Die Investitionen, die in diesen Bereichen heute notwendig sind, werden sich mittel- bis langfristig dämpfend auf die Energiepreise auswirken.

Die IEA schreibt dazu im World Energy Outlook 2010: „Die Botschaft ist klar: sollten die Staaten stärkere Maßnahmen ergreifen als momentan geplant, um den effizienteren Einsatz von Erdöl sowie die Entwicklung von Alternativen zu fördern, dann könnte der Erdölbedarf schon bald abnehmen, und (...). Wenn Regierungen jedoch nichts oder nur wenig mehr unternehmen als heute, wird der Verbrauch zunehmen, die Kosten steigen, das wirtschaftliche Wachstum durch die Ölnutzung immer weiter belastet, die Verwundbarkeit gegenüber Lieferausfällen vergrößert und die Umwelt nachhaltig geschädigt.“

Peak Oil steht für einen Systembruch, ab dem wir unser ursprüngliches, auf billig verfügbaren fossilen Energien basierendes Wirtschaftssystem nicht mehr in der gleichen Art und Weise aufrechterhalten können. Wobei Peak Oil (zumindest im ursprünglichen Sinn) den Systembruch aufgrund angebotsseitiger Ursachen darstellt im Gegensatz zu einem Systembruch aufgrund nachfrageseitiger Umstände z. B. durch politische Reglementierung fossiler Energien, um den Klimawandel einzubremsen.

Kommt Peak Oil oder nicht?

Der mögliche Zeitpunkt von Peak Oil ist unter ExpertInnen umstritten. Er ist deswegen schwierig zu bestimmen, da es für einige Regionen keine verlässlichen Daten über Erdölreserven gibt. Skeptiker sind der Meinung, dass er noch weit weg ist oder das Konzept des Peak Oil überhaupt nicht anwendbar ist.

Laut IEA, die in der Vergangenheit eine moderate bis skeptische Meinung zum Peak Oil eingenommen hat, ist zumindest das Produktionsmaximum für konventionelles Öl im Jahre 2006 erreicht worden. Dies gilt mittlerweile bereits als empirisch gesichert. Die konventionelle Ölförderung hat in den Jahren 2005–2008 ein Plateau erreicht und ist seit 2008 leicht rückläufig. Dies war eine der Ursachen für das hohe Preisniveau von Erdöl in den darauffolgenden Jahren.

Das Produktionsmaximum aller flüssigen Energieträger (genannt „all liquids“) wird durch die Steigerung der Förderung unkonventionellen Erdöls und der Umwandlung von Erdgas in Flüssigkeiten, wodurch es dann zu den sogenannten „Liquids“ gezählt werden kann, in die Zukunft hinausgeschoben. Der aktuelle Zuwachs an Erdölförderung ist einerseits auf die Förderung von Schieferöl und -gas durch Fracking (vor allem in den USA) sowie auf den verstärkten Abbau von Ölsanden in Kanada zurückzuführen. Diese sind aber mit (gegenüber konventionellem Öl) verstärkten Umweltschäden und erhöhten CO₂-Emissionen verbunden. Zudem muss bereits rund ein Liter Öl aufgewendet werden, um 2 bis 3 Liter Öl aus Teersanden zu gewinnen.

Diese neueren Entwicklungen führen dazu, dass die IEA (World Energy Outlook 2016) das Erreichen des Peak Oil inklusive nicht-konventionellem Öl in den meisten Szenarien erst nach 2040 sieht. Einzig im sogenannten 450-Szenario, in dem durch drastische politische Anreize und Regulierung die Treibhausgasemissionen bei 450 ppm limitiert werden (wodurch die globale Erderwärmung bei 2 Grad beschränkt bleibt), wird ein Peak Oil in den 2020er Jahren vorhergesagt. Dieser entsteht jedoch nicht aufgrund limitierter Förderung, sondern aufgrund einer drastisch verminderten Nachfrage durch z. B. eine hohe CO₂-Bepreisung. Insofern handelt es sich nicht um das ursprüngliche Peak-Oil-Konzept.

Im aktuellen 450-Szenario der IEA sinkt der Erdölverbrauch ab 2020 von einem Wert von 93 mb/d (Millionen Barrels pro Tag) um ca. 1 mb/d auf 73 mb/d im Jahr 2040. Peak Oil wird in diesem Szenario im Jahr 2020 durch Beschränkung der Nachfrage und nicht des Angebots erreicht. Ein großer Faktor ist hierbei die Dekarbonisierung des Transportsektors, wo bis 2040 ein wesentlicher Teil der Pkw-Flotte aus Elektro-, Erdgas- sowie mit Biotreibstoffen betriebenen Verbrennerautos bestehen sollte.

In diesem Zusammenhang weist die IEA darauf hin, dass ein großes Risiko für Erdölfirmen darin besteht, dass politische Anreize und Regulierung, um die Treibhausgasemissionen auf ein für den Klimaschutz erträgliches Maß zu reduzieren, nicht ausreichend in Betracht gezogen werden. Unter diesem Gesichtspunkt sind Erdölfirmen aufgrund möglicher verminderter zukünftiger Umsätze um ca. 20 % überbewertet (World Energy Outlook 2016). Um die Schockwirkung auf die Erdölindustrie zu reduzieren, plädiert die IEA für eine möglichst frühzeitige und kontinuierliche Ausrichtung der politi-

schen Regulierung: „The overall message is clear: the later the transition to a 2 °C trajectory is deferred, the more difficult and disruptive it promises to be for the upstream oil industry.“

Ölreserven

Von Peak Oil klar zu unterscheiden sind Voraussagen über die Ölreserven sowie die Anzahl der Jahre, in denen es bei gleichbleibendem Verbrauch noch Öl geben wird. Die bestätigten Weltreserven liegen bei 1.703 Mrd. Barrel (nach World Energy Outlook 2016, S. 128), dazu kommen noch Schätzungen für unentdeckte Reserven in einer Größenordnung von ca. 6.000 Mrd. Barrel. Um den heutigen jährlichen Ölverbrauch von rund 33.7 Mrd. Barrel zu decken (nach World Energy Outlook 2016, S. 115), reichen die bestätigten Reserven ca. 50 Jahre.

Peak Gas und Coal

Peak Gas und Peak Coal sind Ereignisse parallel zu Peak Oil für weitere fossile Energieträger. In der zeitlichen Reihenfolge werden diese nach Peak Oil erwartet, da die Reserven bei Gas und Kohle noch größer als bei Erdöl sind.

In den Szenarien des WEO ist ein Peak Gas bis 2040 nicht in Sicht, ein Peak Coal wird im Klimaschutzszenario in den 2020er-Jahren vorhergesagt (nach World Energy Outlook 2015 und 2016), wobei bis 2040 „der Kohleverbrauch sich auf einen Stand verringert, der zuletzt Mitte der 1980er-Jahre beobachtet wurde, mit weniger als 3.000 Millionen Tonnen Steinkohleeinheiten pro Jahr“ (nach WEO Zusammenfassung deutsch).

Post-Peak-Szenarien

Wie ein zukünftiges, nicht mehr auf billigen fossilen Energien basierendes System aussehen könnte, dazu gibt es unterschiedliche Szenarien. Während manche ExpertInnen technische Lösungen aus einem Mix aus Biotreibstoffen, Elektromobilität, Erzeugung von erneuerbarem Methan aus Solar- und Windstrom sowie technischer Energieeffizienz (Wärmedämmung, Kraft-Wärme-Kopplung etc.) als ausreichend betrachten und keine fundamentale Änderung für unsere Lebensweise sehen, gibt es andere, die auch eine systemische Änderung in der Art, wie wir leben und wirtschaften, als notwendig erachten.

Der Energieexperte Werner Zittel steht stellvertretend für diese Position (W. Zittel, Ölwechsel! – Der „peak of oil“ steht bevor“, Wuppertal, 2005): „Daher ist es naheliegend anzunehmen, dass mit dem Überschreiten des Fördermaximums von Erdöl der Verkehrssektor eine drastische Entschleunigung erleben wird. Dies wird vermutlich Auswirkungen auf die gesamte Wirtschaftsweise und unseren Lebensstil haben. Die Erhöhung des „Raumwiderstandes“ durch ansteigende Preise bzw. Verknappung wird das Mobilitätsbedürfnis deutlich reduzieren. Einige Tendenzen der Vergangenheit waren nur auf Basis vernachlässigbarer Transportkosten möglich. Zu nennen sind hier etwa der schnelle überregionale Warenaustausch und die Trennung von Arbeitsstätte, Freizeit- und Wohnbereich. Diese Tendenzen werden sich vermutlich zugunsten einer Aufwertung regionaler Kreisläufe und Lebensräume umkehren.“ Das heißt, er sieht für eine zukünftige Post-Peak-Welt vermehrte Regionalisierung statt Globalisierung, sowie eine Entschleunigung des Lebens statt einer weiteren Beschleunigung voraus.

Mehr zum Thema

Internationale Energieagentur (IEA) [www.iea.org] und [www.iea.org/oilmarketreport/omrpublic/]

International Renewable Energy Agency (IRENA) [www.irena.org]

International Atomic Energy Agency (IAEA) [www.iaea.org]

Energy Watch Group [www.energywatchgroup.org]: Zukunft der weltweiten Erdölversorgung

Energy Information Administration, U.S. Department of Energy [www.eia.gov]

Carbon Tracker Initiative: will durch Anpassung des Kapitalmarkts an die heutige klimatische Realität einen klimasicheren globalen Energiemarkt zu schaffen [www.carbontracker.org]

Hirsch-Report: für das US-Energieministerium erstellter Bericht „*Peaking of World Oil Production: Impacts, Mitigation, & Risk Management*“

[www.netl.doe.gov/publications/others/pdf/oil_peaking_netl.pdf]

5.4 Entwicklung Gas insbesondere Schiefergas international

Erdgas kommt in unterirdischen Lagerstätten vor, oft als Erdölbegleitgas, und setzt sich vorwiegend aus Methan, Ethan und Butan zusammen. Ebenso können auch andere nicht brennbare Gase, wie CO₂, im Erdgas enthalten sein. Die Zusammensetzung hängt von der jeweiligen Lagerstätte ab. Unter den fossilen Brennstoffen weist Erdgas die beste Umweltverträglichkeit aus und erreicht im Zusammenwirken mit innovativen Technologien sehr hohe Wirkungsgrade bei gleichzeitig relativ niedrigen Emissionswerten.



Abbildung 5-5 Anwendungsgebiete von Erdgas

Quelle: www.econgas.com/austria/deu/erdgas/index.htm (Abrufdatum sept 2016)

Der weltweite Erdgasverbrauch und der Anteil des Erdgases an der Primärenergie stellen sich wie folgt dar.

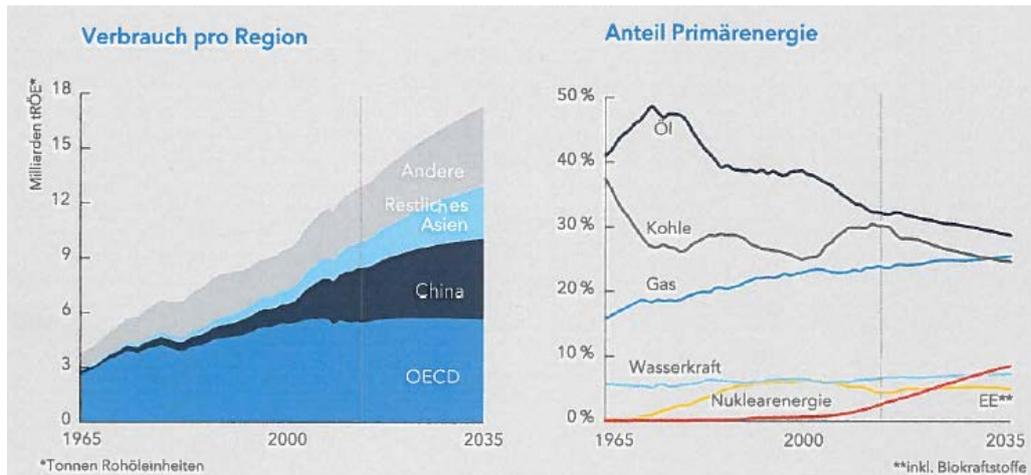


Abbildung 5-6 Prognostizierter Erdgasverbrauch nach Regionen und als Anteil an der Primärenergie;

Quelle: BP Energy Outlook 2035; Februar 2016

Erdgas wird auf konventionelle (Conventional Gas) und auf unkonventionelle Art (Unconventional Gas) gefördert. *Unconventional Gas* kann vom konventionellen Gas nicht scharf abgegrenzt werden. Zudem verschiebt sich die „Grenze“ zwischen Unconventional Gas und konventionellem Erdgas, weil das Unconventional Gas derzeit mit noch unkonventionellen Methoden gefördert wird, die aber in absehbarer Zukunft als „konventionell“ eingestuft werden könnten. D. h., dass heutiges Unconventional Gas in naher Zukunft als konventionelles Gas betrachtet wird. Unconventional Gas wird in folgende Untergruppen gegliedert:

- Schiefergas (*Shale Gas*)
- Erdgas aus Lagerstätten mit sehr geringer Durchlässigkeit (*Tight Gas*)
- Kohleflözgas (*Coal Bed Methane*)

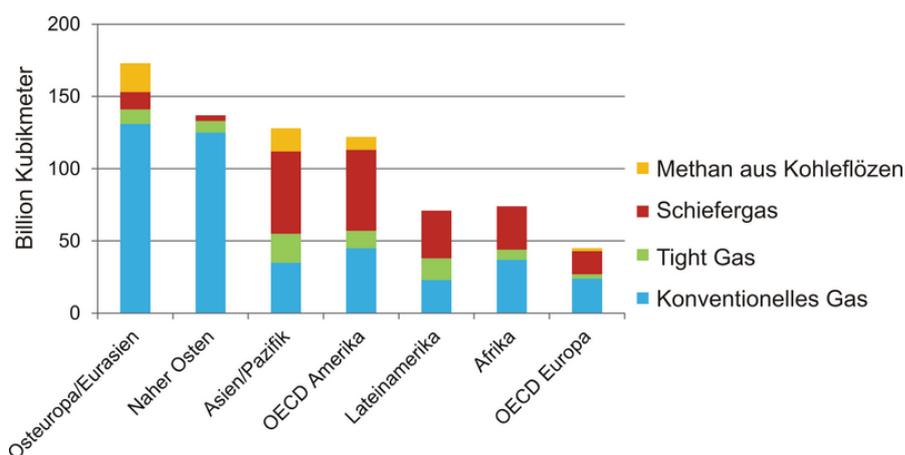


Abbildung 5-7: Weltweite Verteilung der konventionellen und unkonventionellen Erdgasressourcen nach Regionen

Quelle: Golden Rules for a Golden Age of Gas, IEA, 2012

5.4.1 Schiefergas (engl. „Shale Gas“)

Schiefer, als eines der häufigsten Sedimentgesteine, besteht vorwiegend aus Tonmineralien und aus sehr kleinen Fragmenten anderer Mineralien. Bestimmte Schieferformationen können Gasreservoirs enthalten, die dann als Schiefergas oder Shale Gas bezeichnet werden. Während Sandsteine oft eine gute Durchlässigkeit aufweisen, d. h., die kleinen Poren im Gestein gut miteinander verbunden sind und das Gas deshalb durch das Gestein fließen kann, haben Tonsteine in der Regel eine äußerst geringe Durchlässigkeit. Deshalb ist die Produktion von Schiefergas technisch aufwendiger als bei Erdgas aus gut durchlässigem Gestein.

5.4.2 Tight Gas

Tight Gas kommt in Sand- und Kalksteinformationen mit geringer Durchlässigkeit vor, wo es üblicherweise in Tiefen von über 3.500 Metern unter der Oberfläche eingeschlossen ist. Ob sich die Erdgasförderung aus einer Sandsteinlagerstätte wirtschaftlich lohnt, hängt von deren Porosität (den Hohlräumen zwischen den einzelnen Gesteinskörnern) und Permeabilität (wie leicht Flüssigkeiten oder Gase durch das Gestein fließen können) ab.

In den Vereinigten Staaten wird Tight Gas bereits seit mehr als 40 Jahren gefördert. Im Jahr 2010 betrug sein Anteil an der gesamten unkonventionellen Erdgasförderung etwa 32 Prozent. Schätzungen der Internationalen Energieagentur (IEA) aus dem Jahr 2011 zufolge, belaufen sich die förderbaren Tight-Gas-Vorkommen in Europa auf insgesamt 3 Billionen Kubikmeter (BKM). Tight Gas wird in Europa bereits seit Jahrzehnten gefördert, insbesondere in Deutschland.

5.4.3 Coal Bed Methane („Kohleflözgas“)

Während der Bildung der Kohlelagerstätten wurde dichte organische Materie für sehr lange Zeiträume (Millionen Jahre) anoxisch unter hohem Druck und hohen Temperaturen eingeschlossen. Dabei entstand als Nebenprodukt Methan, das durch den Einschluss nicht in andere Gesteinsschichten wandern konnte.

Kohleflözgas (CBM) bildet sich infolge der Zersetzung organischer Stoffe in Kohlevorkommen, die zu tief liegen oder von zu geringer Qualität für die Kohlegewinnung sind. Obwohl es gelegentlich auch in geringeren Tiefen vorkommt, lagert CBM meist im Untergrund in Tiefen von 1.000 bis 2.000 Metern. Es wird in der Regel durch senkrechte Bohrungen gefördert, allerdings kommen zunehmend auch Horizontalbohrungen zum Einsatz.

Um das Erdgas fördern zu können, muss zunächst der Wasserdruck verringert werden, welcher es im Kohleflöz hält. Da CBM kaum wasserlöslich ist, löst es sich mit abnehmendem Wasserdruck leicht vom Kohleflöz. Dadurch kann es vom Wasser getrennt durch das Bohrloch gefördert werden.

Die Internationale Energieagentur (IEA) schätzt die förderbaren CBM-Vorkommen weltweit auf 47 Billionen Kubikmeter (Bm³), wovon 2 Billionen in Europa lagern. Derzeit sind in Deutschland, der Ukraine, Frankreich und Großbritannien Projekte zur Gewinnung von CBM in der Planung.

5.4.4 Förderung

Die nachfolgende Abbildung verdeutlicht – in einer simplifizierten Form – die Unterschiede zwischen einer konventionellen Erdgasförderung, welche in die Förderung von Erdölbegleitgas (Conventional Associated Gas) und unabhängig vorhandenem Gas (Non-Associated Gas) unterteilt wird und meis-

tens mittels vertikalen Bohrungen erfolgt, und der Förderung von Unconventional Gas aus gasführendem Schiefergestein, welche vorwiegend durch horizontale Bohrungen erfolgt.

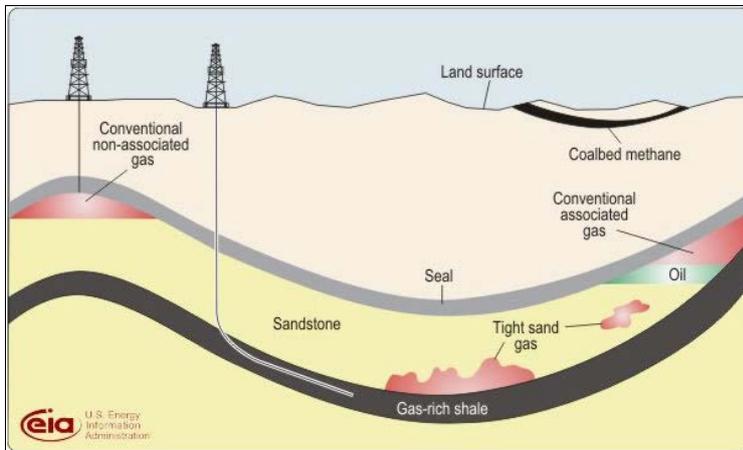


Abbildung 5-8: Unterschied zw. konventioneller und unkonventioneller Erdgasförderung. Quelle: (The Earth Times, 2011)

5.4.5 Förderung von Schiefergas

Während das konventionelle Erdgas vorwiegend mittels Vertikalbohrungen gefördert wird, wird Unconventional Gas vorwiegend mittels horizontalen Bohrungen gefördert. Grundsätzlich könnte auch das Unconventional Gas mittels vertikalen Bohrungen gefördert werden, jedoch wäre – aufgrund der sehr geringen Zuströmfläche zum *Production Casing* (Steigrohr) – eine sehr hohe Anzahl von vertikalen Bohrungen erforderlich. Eine niedrige Permeabilität benötigt große Zuströmflächen zum *Production Casing* – welche mittels horizontaler Bohrungen wirtschaftlicher erreicht werden können. In anderen Worten bedeutet das, dass eine horizontale Bohrung – vor der Ablenkung – sehr ähnlich einer vertikalen Bohrung verläuft und man im Zuge der Ablenkung von der vertikalen Bohrung in die Horizontale „schwinkt“, um im Anschluss horizontal weiter zu bohren. Die horizontalen Abschnitte erreichen mittels der derzeit verfügbaren Bohrtechnologie bereits Längen von bis zu 3 km.

Da die sehr geringe Permeabilität von Unconventional Gas Reservoirs – ohne Zusatzmaßnahmen – nur einen kleinen Zufluss zum Förderrohr ermöglichen würde, bedarf es massiver Stimulationsmaßnahmen oder des sogenannten *Hydraulic Fracturing* (Fracking). Beim Fracking wird die Schieferformation aufgebrochen, damit das Erdgas durch die Risse leichter zum *Production Casing* strömen kann. Dazu wird eine mit Sandkörnern und Chemikalien (Spezifikation siehe unten) versetzte Flüssigkeit mit hohem Druck in das Rohr gepresst, und bei Übersteigen eines bestimmten Druckes wird der Schiefer aufgebrochen. Je spröder die Schieferformation, desto besser die Fracking-Ergebnisse. Bevor die Flüssigkeit eingepresst wird, wird das *Production Casing* an den vorgesehenen Stellen zum Schiefer perforiert. Durch das Austreten der Fracking-Flüssigkeit an dieser Stelle und durch den zu diesem Zeitpunkt herrschenden hohen Druck in der Flüssigkeit, welche gegen den Schiefer drückt, wird der Schiefer gespalten und es entstehen Risse, durch welche das Gas zum *Production Casing* zuströmt. Damit sich die Risse nach der Entspannung der Flüssigkeit – also nach dem Druckabbau – nicht wieder schließen, werden die Sandkörner gebraucht. Diese verbleiben in den Rissen und halten diese „offen“. Die nachfolgende Abbildung veranschaulicht die Funktionsweise des Fracking.

In Abhängigkeit der Rahmenbedingungen betreffend Beschaffenheit der Schieferformation erreichen die „Fracs“ einen horizontalen Durchmesser von bis zu 200 m. Ebenfalls in Abhängigkeit der Beschaffenheit der Schieferformation wird der Abstand zwischen den einzelnen Fracs bestimmt.

Als Faustregel geht man in den USA davon aus, dass man für das Fracking pro Bohrloch bis zu 15.000 m³ Wasser braucht. Dieser Wert kann in Europa/Österreich unterschiedlich sein, da der Bedarf von der Beschaffenheit der Formation abhängt. Diesbezügliche Daten stellen meistens ein Firmengeheimnis dar und liegen somit wahrscheinlich nur den Explorations- und Produktionsermächtigten vor. Ein Teil dieser Fracking-Flüssigkeit verbleibt in der Formation, während der Großteil wieder austritt, aufbereitet und wiederverwertet wird oder entsorgt werden muss. Für die Entsorgung wie auch für die Wiederverwertung ist eine entsprechende Aufbereitung (Reinigung etc.) erforderlich. Die Industrie arbeitet an der Entwicklung von effektiveren Technologien, um den Wasserverbrauch zu reduzieren.

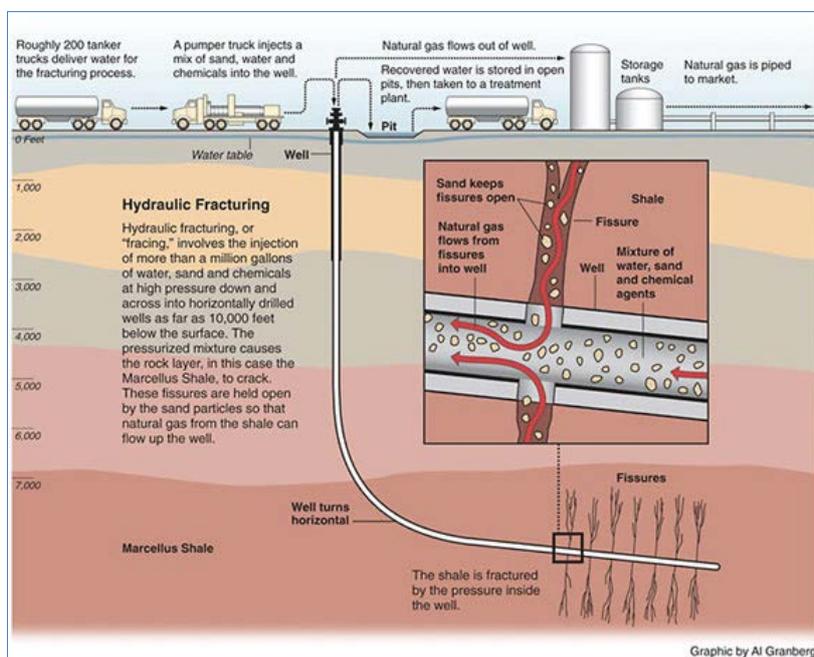


Abbildung 5-9: Hydraulic Fracturing („Fracking“)

Quelle: The Earth Times, 2011

Mit dieser Technologie werden also ein hoher Bedarf an Frischwasser, die Erzeugung von großen Abwassermengen, induzierte Seismizität, Treibhausgasemissionen und Grundwasserverunreinigungen in Verbindung gebracht. Aus diesen Gründen wird derzeit in Österreich kein Schiefergas abgebaut.

5.4.6 Förderung von Coal Bed Methane

Das Prinzip der Förderung von *Coal Bed Methane* ist in der nachfolgenden Abbildung dargestellt.

Durch die Abförderung des Wassers löst sich das Coal Bed Methane vom Kohleflöz und strömt durch das Production Casing nach oben, wo es vom Wasser abgetrennt wird. Auch bei der Förderung des Coal Bed Methane ist das geförderte Wasser – unter Einhaltung der diesbezüglichen Regelungen – zu entsorgen.

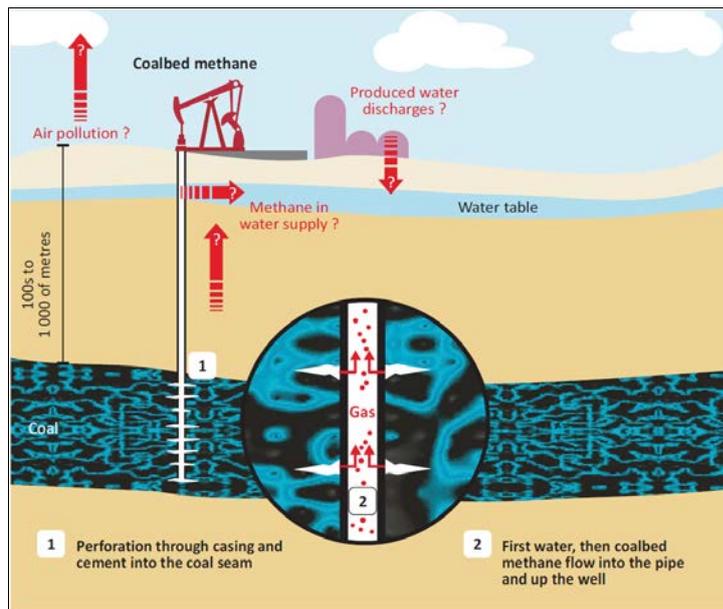


Abbildung 5-10: Coal Bed Methane – Produktion u. mögliche Umweltgefahren

Quelle: Aldhous (2012) abgebildet in (IEA, Golden Rules for a Golden Age of Gas, 2012)

Bei beiden Methoden sieht die International Energy Agency den Austritt der Abgase im Zuge der Bohrung (Antrieb der Bohranlage und anderer Aggregate durch vor Ort aufgestellte Stromgeneratoren, welche fossile Brennstoffe verwenden) und die Entsorgung der geförderterten Flüssigkeit als die größten Probleme im Hinblick auf die Umweltverschmutzung an, dies selbst unter der Voraussetzung, dass die technischen Anlagen entsprechend den relevanten Vorschriften ausgeführt sind und die notwendigen Arbeitsprozesse exakt nach den diesbezüglichen Regelungen ausgeführt werden. Selbstverständlich sind die Betriebsstoffe in der notwendigen Qualität zu besorgen und entsprechend den erforderlichen Vorkehrungen einzusetzen.

Mehr zum Thema

SHIP Shale Gas Information Platform [<http://www.shale-gas-information-platform.org/de/was-ist-schiefergas.html>]

Global 2000 [<https://www.global2000.at/news/schiefergas-%E2%80%93-was-ist-das>]

Informationsportal über unkonventionelles Erdgas

[<http://www.europaunkonventionelleserdgas.de/unkonventionelles-erdgas/arten-von-unkonventionellem-erdgas/kohleflözgas>]

6 Energie in Österreich

6.1 Umfeld für Energieverbrauchsentwicklung in Österreich

Wie in allen westlichen Industrieländern ist auch in Österreich der Energieverbrauch nach wie vor von den fossilen Energieträgern (Öl, Kohle und Gas) bestimmt. Der Anteil der fossilen Energieträger am energetischen Endverbrauch ist weiterhin dominierend und hat sich von 64 % in 1990 auf 56,4 % in 2016 verringert. Der Anteil von Strom am energetischen Endverbrauch lag im Jahr 2016 bei 19,9 %, der von erneuerbaren Energien bei 15,9 %, Fernwärme 6 % und Abfall 1,1 %.

Der Gesamtanteil der Energieträger am energetischen Endverbrauch hat sich im langjährigen Vergleich zu 1970 beachtenswert verändert. Vor allem bei Kohle und Ölprodukten sind die Anteile deutlich gesunken, von 17 % bzw. 52 % im Jahr 1970 auf 2 % bzw. 38 % im Jahr 2016. Die Anteile von Erdgas und den erneuerbaren haben sich von 9 % auf 17 % bzw. 8 % auf 16 % de facto verdoppelt, während der Stromanteil von 13 % auf 20 % und Fernwärme von 1 % auf 6 % gestiegen ist.

In Bezug zur Verbrauchsentwicklung war im Jahr 2016 vor allem aufgrund der kälteren Witterung (Heizgradtage stiegen um 4,1 % gegenüber 2015) und einer positiven gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (BIP real 2016: +1,5 %, 2015: +1,1 %) ein Anstieg des energetischen Endverbrauchs von 2,8 % zu verzeichnen. Dabei verbuchten alle Energieträger einen Anstieg gegenüber 2015, vor allem Erdgas (+3,9 %) und biogene Energieträger (+3,6 %). Die langfristige Entwicklung des energetischen Endverbrauches hat sich seit 1970 fast verdoppelt und ist im Schnitt um 1,5 % pro Jahr gestiegen. Über die letzten Jahre hat sich der Anstieg allerdings etwas stabilisiert und stieg seit 2006 im Schnitt um 0,2 % pro Jahr an.

Der Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch soll sich in der EU bis 2020 auf 20 % erhöhen. In Österreich lag der Anteil erneuerbarer Energie gemäß EU-Richtlinie 2009/28/EG im Jahr 2016 bei 33,5 % und somit um 0,4 Prozentpunkte höher als im Jahr 2015. Dieser Anteil soll sich in Österreich gemäß der Richtlinie bis zum Jahr 2020 auf 34 % erhöhen.

Auf sektoraler Ebene waren zu Beginn der 1990er die privaten Haushalte noch der Bereich mit dem höchsten Energieverbrauch. Die Anteile des Verkehrssektors sowie auch der von der Industrie sind jedoch mittlerweile gegenüber den Anteilen der privaten Haushalte und der Land- und Forstwirtschaft deutlich angestiegen. In den vergangenen zehn Jahren gab es nur relativ geringe Anteilsverschiebungen, wobei der Anteil des Verkehrssektors stabil bei 33 bis 35 % (derzeit 34 %) blieb und jener der Industrie (derzeit knapp unter 30 %) leicht anstieg. Der Anteil der privaten Haushalte schwankt je nach Witterungsverhältnissen zwischen 22 und 25 % pro Jahr (derzeit 24 %).

Weitere wichtige Einflussfaktoren für den Energieverbrauch sind die Bevölkerungszahl, die im Jahr 2016 um 6,3 % höher als im Jahr 2005 lag sowie die Anzahl der Hauptwohnsitzwohnungen, die seit 2005 um 11,2 % gestiegen sind, wobei die durchschnittliche Wohnnutzfläche je Wohnung um 2,5 % angestiegen ist (Statistik Austria, 2017).

Neben dem Energieverbrauch ist auch die Entwicklung der Energiepreise von zentraler Bedeutung. Die Energiepreisentwicklung in Österreich ist von unterschiedlichen Einflussfaktoren abhängig wie beispielsweise den internationalen Rohstoff- bzw. Großhandelspreisen, gesetzlichen Auflagen, Steuern und Abgaben, Transport- und Lagerungskosten sowie auch von diversen Marktbedingungen.

Der Energiepreis besteht aus mehreren Komponenten. Bei Strom und Gas setzt sich dieser beispielsweise aus dem reinen Energiepreis, den Netzwerkskomponenten sowie den Steuern/Abgaben zusammen:

- Der reine Energiepreis wird vom Energielieferanten festgesetzt und besteht meistens aus einem Grundanteil und aus einem von der Verbrauchsmenge abhängigen Anteil.
- Die Netzdienstleistung wird vom Netzbetreiber erbracht. Die Zusammensetzung des Netzkomponente wird bei Strom und Gas per Verordnung bestimmt.
- Die Steuern und Abgaben werden vom Bund, Ländern oder den Städten und Gemeinden erhoben. Beim Strom fallen hier auch noch die Ökostromförderkosten an. Weiters unterliegen Strom und Gas natürlich auch der Umsatzsteuer.

Die internationale Preisentwicklung hat naturgemäß auch die Energiepreissituation in Österreich stark beeinflusst. Die damit verbundene Entwicklung kann am besten durch den Energiepreisindex (EPI) abgebildet werden. Der EPI ist ein gewichteter Index, der monatlich von der Österreichischen Energieagentur auf Basis der von Statistik Austria publizierten Messzahlen zum Verbraucherpreisindex (VPI) bzw. der im VPI enthaltenen Energieträger erhoben wird. Die Energieträger sind Strom, Gas, Fernwärme, Brennholz, Holzbriketts, Holzpellets, Heizöl, Eurosuper und Diesel. Diese werden im EPI repräsentativ gewichtet, um damit das aktuelle Konsumverhalten der privaten Haushalte darstellen zu können.

Im Jahresvergleich 2016 gab der von der Österreichischen Energieagentur berechnete EPI im Vergleich zu 2015 um 4,5 % nach. Im Vergleich zu 2005 sind allerdings bei fast allen Energieträgern Preissteigerungen zu beobachten. Während der VPI im Vergleichsraum 2005–2016 mit einer durchschnittlichen jährlichen Steigerungsrate von 1,8 % anstieg, lag die Erhöhung im EPI bei „nur“ 1,6 %. Auf Energieträgerebene stieg Fernwärme am stärksten mit +3,3 %, gefolgt von Gas (+2,7 %), Brennholz (+2,6 %), Strom (+2,4 %), Diesel (+0,9 %), Superbenzin (+0,8 %) und Holzbriketts (+0,4 %). Nur der Heizölpreis ging im Vergleichszeitraum um 0,1 % zurück.

6.2 Verbrauch nach Energieträgern 2016

Über die Hälfte des energetischen Endverbrauchs wird in Österreich durch fossile Energieträger gedeckt, primär durch Erdölprodukte (37,9 %), gefolgt von Erdgas (17,2 %) und zu einem geringen Anteil durch Kohle (1,6 %). Signifikante Beiträge liefern auch Strom, Fernwärme und biogene Energieträger (wie z. B. Holzpellets, Hackschnitzel oder Biogas), während alle anderen Energieträger eine eher untergeordnete Rolle spielen. Durch die große Bedeutung fossiler Energieträger im österreichischen Energiemix ist Österreich maßgeblich von Energieimporten abhängig – 2016 lag der Anteil der Nettoenergieimporte am Bruttoinlandsverbrauch laut Statistik Austria bei 62,2 % und somit über dem Durchschnitt der EU-28, der sich insgesamt auf 54,1 % (2015) beläuft. Im Jahr 2005 lag der Anteil in Österreich allerdings noch bei 71,8 %.

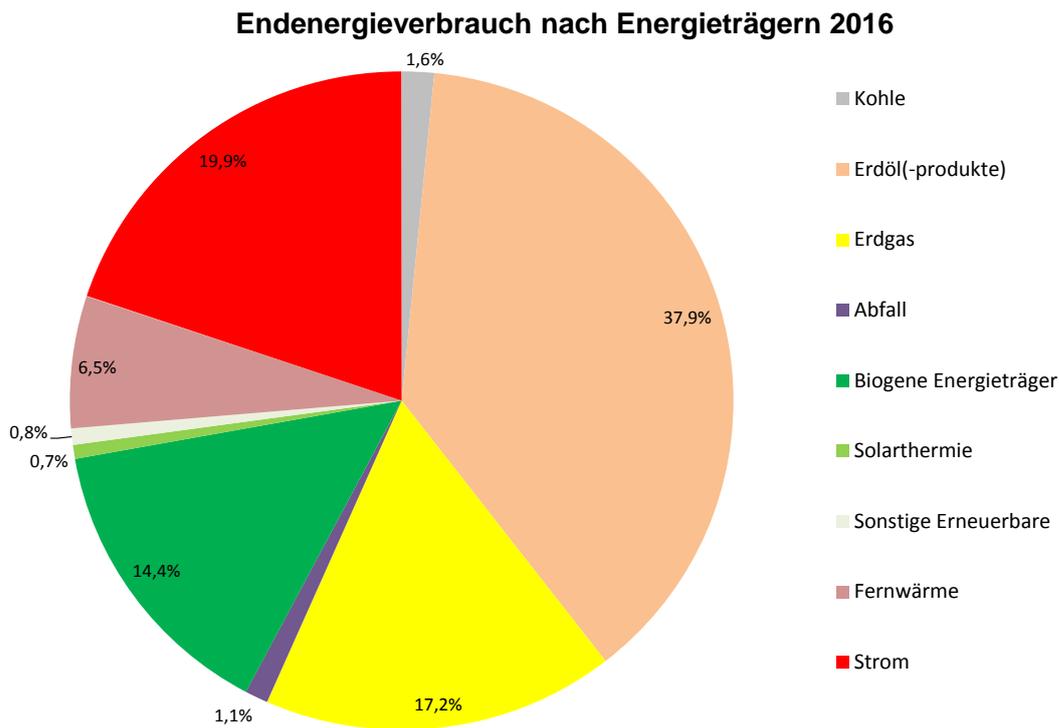


Abbildung 6-1: Endenergieverbrauch Österreichs nach Energieträgern 2016

Quelle: Daten Statistik Austria, Darstellung Österreichische Energieagentur

Die österreichische Stromerzeugung ist stark von der heimischen Wasserkraft dominiert und erfolgte im Jahr 2016 zu 61 % aus Wasserkraft. Allerdings verringerte sich der Anteil aus Wasserkraft, gegenüber 2015 um 2,7 Prozentpunkte. Die Entwicklung der Stromerzeugung aus Wasserkraft ist naturgemäß maßgeblich vom witterungsbedingt zur Verfügung stehenden Wasserdargebot beeinflusst. Auch die Anteile von Kohle und Gas verringerten sich im Jahr 2016 um drei Prozentpunkte auf 6,1 % bzw. um einen Prozentpunkt auf 13,2 %. Der Anteil der Erdölprodukte stieg von 1,1 % im Jahr 2015 auf 1,5 % im Jahr 2016.

Die stärksten Produktionsanstiege der Stromerzeugung gegenüber 2015 wurden bei Wind (+4,4 Prozentpunkte auf 3,6 %) und Photovoltaik (+1,2 Prozentpunkte auf 1,7 %) verzeichnet.

6.3 Entwicklung nach Energieträgern 2016

Der energetische Endverbrauch Österreichs stieg von 567.233 Terajoule (TJ) im Jahr 1970 auf 1.121.042 TJ im Jahr 2016, d. h. er hat sich fast verdoppelt. Kohle ist seit 1970 absolut um mehr als 80 % zurückgegangen, gesunken ist auch der Anteil von Erdölprodukten von 52 % im Jahr 1970 auf 38 % im Jahr 2016. Stark angestiegen hingegen ist der Verbrauch von Erdgas, erneuerbaren Energieträgern, Fernwärme und Strom.

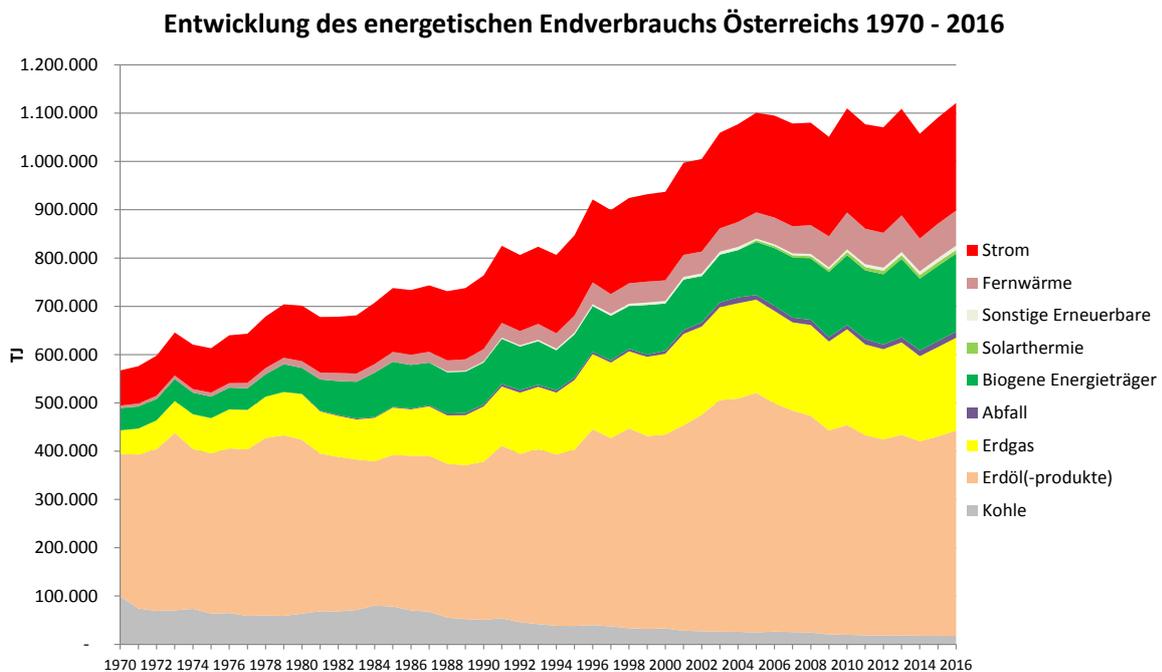


Abbildung 6-2: Energetischer Endverbrauch Österreichs nach Energieträgern 1970–2016

Quelle: Daten Statistik Austria, Darstellung Österreichische Energieagentur

Der energetische Endverbrauch zeigte 2016 bei allen Energieträgern einen Anstieg gegenüber 2015: Erdgas stieg um +3,9 %, gefolgt von biogene Energieträger mit +3,6 %, Erdölprodukte +2,9 %, Abfälle +2 %, Fernwärme +2 %, Strom +1,3 % sowie Kohle mit +0,9 % Die stärkste relative Erhöhung von 7,9 % wurde bei den sonstigen Erneuerbaren festgestellt.

6.4 Verbrauch nach Sektoren 2016

Der größte Verbrauchssektor in Österreich ist der Verkehr (34,4 %), gefolgt von der Industrie (29,3 %) und den privaten Haushalten (24,2 %). Der übrige Verbrauch verteilt sich auf den Dienstleistungssektor (10,1 %) und Landwirtschaft (1,9 %).

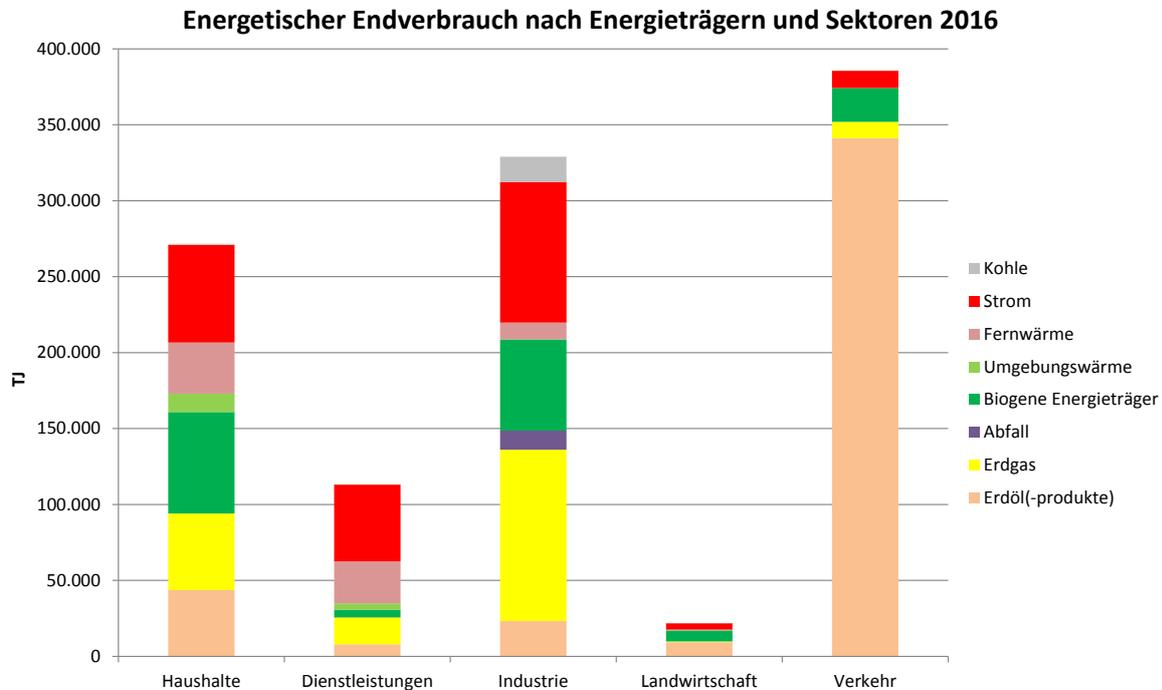


Abbildung 6-3: Endenergieverbrauch nach Sektoren und Energieträgern 2016

Quelle: Daten Statistik Austria, Darstellung Österreichische Energieagentur

Der Anstieg des energetischen Endverbrauchs der Haushalte um 2,8 % gegenüber 2015 auf 271 PJ im Jahr 2016 lässt sich vor allem mit dem höheren Heizenergiebedarf aufgrund der kälteren Witterungsverhältnisse erklären. Während die Verbrauchssteigerung beim elektrischem Strom relativ gering ausfiel (+1,3 %), sind erneuerbare Energieträger (+2,7 %), Fernwärme (+3 %) und Gas (+9,3 %), die für Raumheizung und Warmwasserbereitung eingesetzt werden, stärker gestiegen.

Die Zunahme des energetischen Endverbrauchs im Verkehr um 2,2 % lässt sich mit dem 2016 gegenüber 2015 um 1,7 % gestiegenen KFZ-Bestand sowie den niedrigen Ölpreis erklären, der im Jahresschnitt eine deutliche Preisreduktion bei Benzin (-7,4 %) und Diesel (-8,2 %) bewirkte.

In der Industrie zeigt sich der hohe Anteil von Gas (34,3 %) und Strom (28,1 %), im Verkehrssektor die Dominanz von Ölprodukten (88 %). Im Dienstleistungssektor halten Strom (44,7 %) und Fernwärme (24,4 %) die größten Anteile, in der Landwirtschaft sind dies die Ölprodukte (42,6 %) und erneuerbaren Energien (32,6 %). Bei den privaten Haushalten dominieren die erneuerbaren Energien (24,6 %) gefolgt von Strom (23,6 %), Gas (18,6 %) und Ölprodukten (16 %).

6.5 Verbrauch nach Anwendungen 2016

Die von der Statistik Austria jährlich erstellte Nutzenergieanalyse ermöglicht es, die Verteilung des energetischen Endverbrauchs für verschiedene Anwendungen darzustellen.

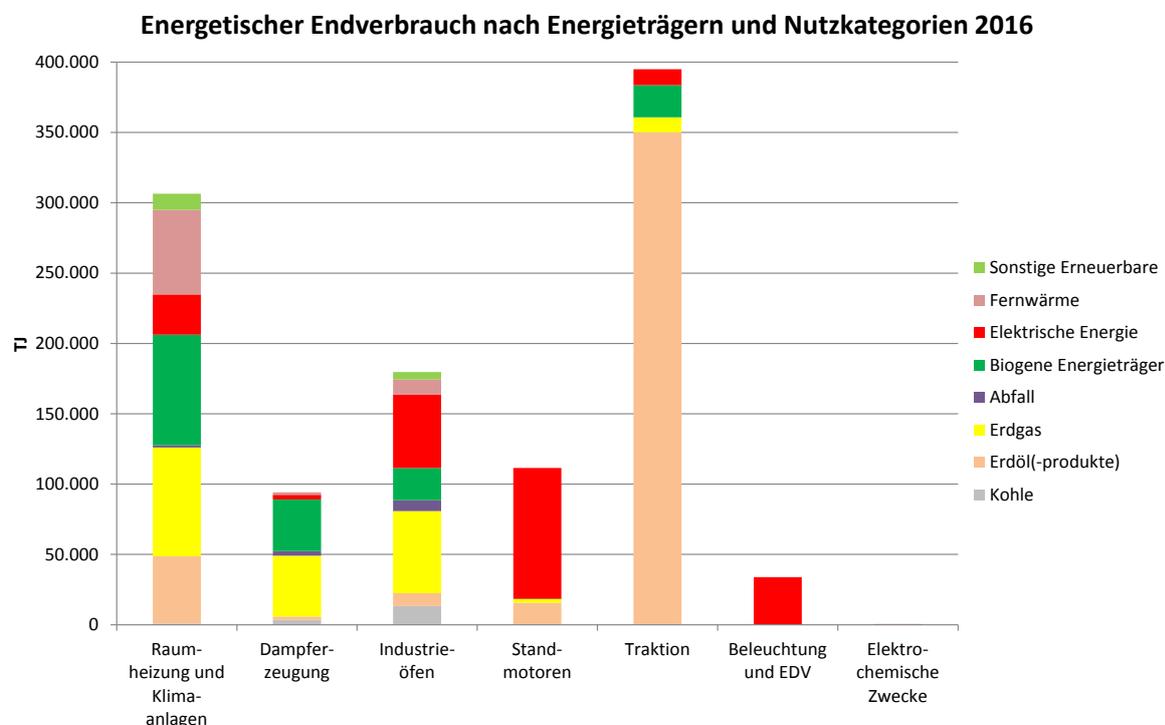


Abbildung 6-4: Energetischer Endverbrauch nach Energieträgern und Nutzenergiekategorien 2016

Quelle: Daten Statistik Austria, Darstellung Österreichische Energieagentur

Die Anwendungen mit dem höchsten Verbrauch sind der Verkehr (Traktion) mit 35,2 % sowie Raumheizung und Kühlung mit 27,3 %. Danach folgen Industrieöfen mit 16 % (Kohle-, Öl-, Elektro-, Holzöfen, Groß-Waschmaschinen, Kochen und Warmwasser der Haushalte), Standmotoren mit 9,9 % (ortsfeste Maschinen aller Art, wie z. B. Haushaltsgeräte, Fahrstühle oder Industriemaschinen) und Dampferzeugung mit 8,4 % (Heizkessel). Für Beleuchtung und den Betrieb von Computern werden nur 3 % der verbrauchten Energie eingesetzt. Der Verbrauch für elektrochemische Anwendungen (wie Schweißen oder Elektrolyse) ist zwar vorhanden, in Relation jedoch sehr gering (0,04 %).

Die Verteilung der Energieträger auf die Anwendungsbereiche ist ebenfalls sehr unterschiedlich. Für die Raumheizung (die Klimatisierung führt derzeit noch zu einem vergleichsweise geringen Verbrauch) werden zu ähnlichen Teilen Erdölprodukte (d. h. meist Heizöl), Erdgas, Fernwärme und biogene Energieträger (wie z. B. Hackschnitzel oder Holzpellets) eingesetzt. Bei der Dampferzeugung dominieren Erdgas und biogene Energieträger, bei den Industrieöfen Strom und Erdgas. Letztere verursachen auch den Großteil des jährlichen Kohleverbrauchs. Standmotoren werden meist elektrisch und nur zu einem geringen Teil mit Erdölprodukten (wie Diesel) betrieben, während im Verkehr die fossilen Energieträger (mit einem kleinen Anteil biogener Treibstoffe durch die Biospritbeimischung) den Ton angeben. Für Beleuchtung und EDV sowie elektrochemische Anwendungen wird naturgemäß nur Strom verbraucht.

6.6 Energieflussbild 2015

Das Energieflussbild der Österreichischen Energieagentur zeigt, welchen Weg die importierten und in Österreich gewonnenen Energieträger durch das Energiesystem nehmen, d. h., wie bzw. in welchen Anlagen sie umgewandelt und wofür sie schlussendlich verbraucht werden.

Die linke Seite des Energieflussbildes zeigt die inländische Aufbringung von Energie und die Energieimporte. Das Energieaufkommen des Jahres 2015 in der Höhe von 1807 PJ bestand zu 69 % aus dem Import von Primär- und Endenergie, 3 % aus der Entnahme aus Lagern und 28 % aus inländischer Erzeugung von Rohenergie. Nach Energieträgern betrachtet zeigt sich beim Energieaufkommen eine Dominanz der fossilen Energieträger (Öl- und Ölprodukte: 35 %, Erdgas: 26 %, Kohle: 7,5 %). Erneuerbare Energieträger – vorwiegend inländischer Herkunft – machen aber immerhin einen Anteil von 24 % aus.

Knapp die Hälfte des gesamten Energieaufkommens fließt in Umwandlungsprozesse (Raffinerien, Kokerei, Hochöfen, Kraftwerke ohne Wärmeauskopplung sowie Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, Heizwerke). Der Rest ist direkt dem Endenergieverbrauch zuzuordnen, geht in den Export oder in „sonstigen Verbrauch“ (Eigenverbrauch von Kraftwerken und Raffinerien, nicht-energetische Verwendung etc.).

Im Jahr 2015 wurden ca. 390 PJ an Energie exportiert. Wird das Energieaufkommen um diese Menge reduziert und auch Energiemengen, die gelagert/gespeichert wurden, berücksichtigt, ergibt sich der Bruttoinlandsverbrauch: 2015 betrug er 1.409 PJ. Die Nettoimporte (Importe minus Exporte), die oft als Kennzahl für die Auslandsabhängigkeit im Energiebereich herangezogen werden, beliefen sich auf 60 % des Bruttoinlandsverbrauchs.

Ganz rechts im Energieflussbild ist der Endenergieverbrauch nach Sektoren dargestellt. Den höchsten Anteil am energetischen Energieverbrauch weist mit 35 % der Sektor Verkehr auf. An zweiter Stelle folgt mit 29 % der produzierende Bereich, wobei laut Nutzenergieanalyse 2015 30 % davon der Kategorie „Standmotoren“, 29 % „Industrieöfen“ und 25 % der „Dampferzeugung“ zuzuschreiben sind. Der Rest entfällt auf Raumheizung, Klimaanlage, Beleuchtung und EDV sowie (in sehr geringem Umfang) elektrochemische Zwecke. Private Haushalte kommen auf einen Anteil von 23 %. Der überwiegende Anteil des Energieverbrauchs geht auf Raumwärmeerzeugung zurück (69 %); jener für Warmwasserbereitung und Kochen beträgt 19 %.

Mehr zum Thema

Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft: Energie in Österreich - Zahlen, Daten, Fakten [<https://www.bmwf.gv.at/EnergieUndBergbau/Energiebericht/Seiten/default.aspx>]

Erneuerbare Energie in Zahlen (Jährlich aktualisierte Broschüre des Bundesministeriums für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft)

[http://www.bmlfuw.gv.at/umwelt/energiewende/erneuerbare_energie.html]

Österreichische Energieagentur [<http://www.energyagency.at>]

E-Control Statistiken [<http://www.e-control.at/de/statistik>]

Statistik Austria: Energiebilanzen

[http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_und_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html]

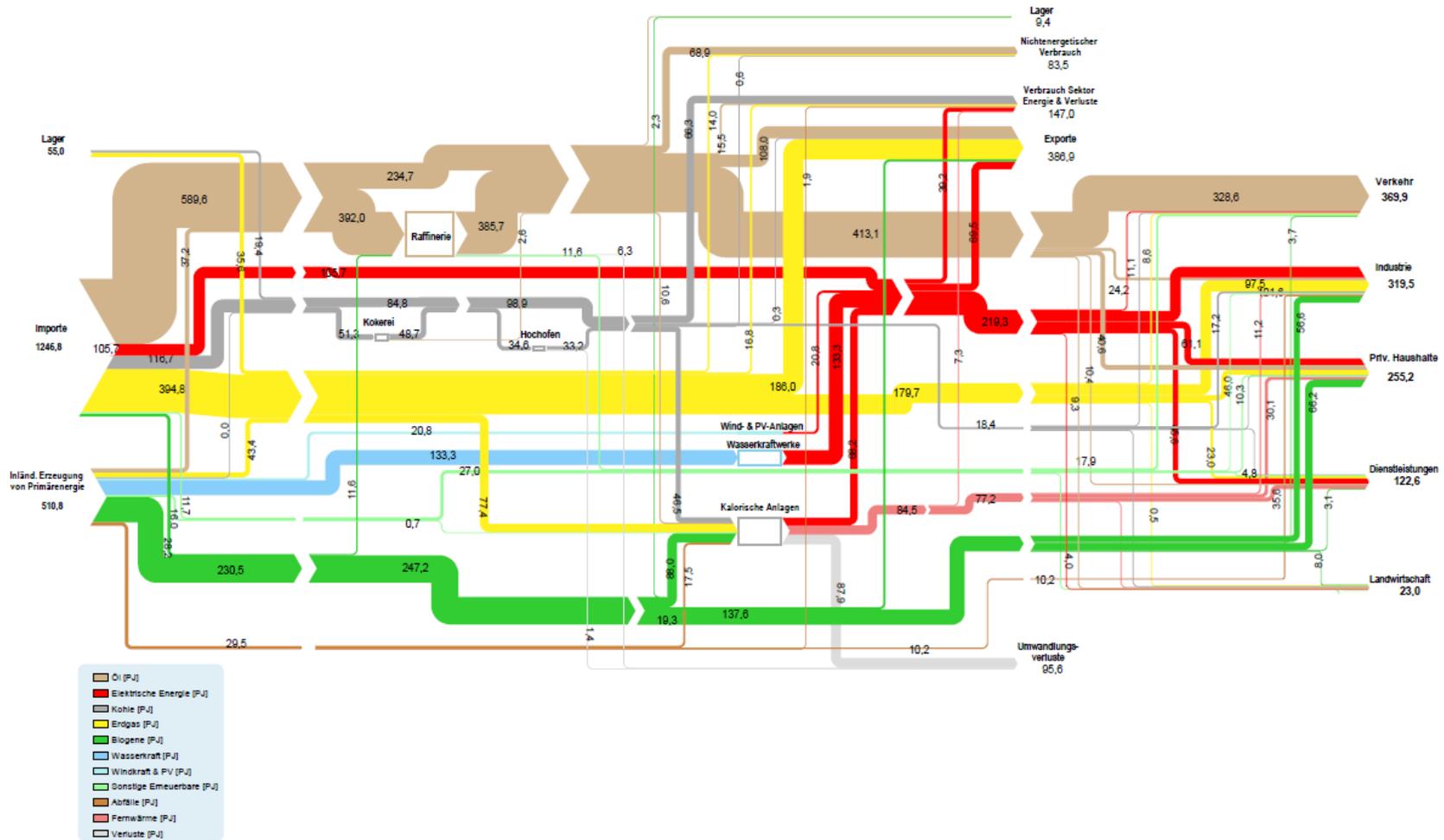


Abbildung 6-5: Energieflussbild Österreich 2015

Quelle: Daten Statistik Austria, Darstellung Österreichische Energieagentur

7 Volkswirtschaftliche Betrachtung des Umstiegs auf erneuerbare Energien

7.1 Wertschöpfung und Arbeitsplätze

Die wirtschaftliche Bedeutung von erneuerbaren Energieträgern und innovativen Energietechnologien ist beträchtlich. So erzielte beispielsweise die im Bereich der erneuerbaren Energieträger tätige Industrie 2015 EU-weit einen Umsatz von rd. 153 Mrd. € und sicherte rund 1,14 Mio. Arbeitsplätze (vgl. The State of Renewable Energies in Europe: 16th Annual Overview Barometer, EurObserv'ER Report 2016). Im Zeitablauf gesehen ist diese Entwicklung relativ stabil, was EurObserv'ER einerseits auf die großen geopolitischen und wirtschaftlichen Unsicherheiten zurückführt. Andererseits wird darauf hingewiesen, dass die internationale Entwicklung aufgrund des Pariser Klimaabkommens eine große Möglichkeit für EU-Unternehmen bietet, über die teils saturierten europäischen Märkten hinaus zu expandieren.

Betrachtet man die Position von Österreich im Vergleich mit den anderen 28 EU-Mitgliedstaaten schuf die heimische Industrie im Bereich erneuerbare Energieträger im Jahr 2015 37.000 Arbeitsplätze (9. Position im EU-Vergleich) und generierte 6,9 Mrd. Euro Umsatz (7. Position im EU-Vergleich). Im Jahr 2010 waren noch 41.600 Beschäftigte im Bereich erneuerbare Energieträger tätig, während der Umsatz bei 5,7 Mrd. Euro lag. (vgl. The State of Renewable Energies in Europe: 11th Annual Overview Barometer, EurObserv'ER Report 2011). Beide Indikatoren unterliegen jedoch im Jahresvergleich einer gewissen Schwankung aufgrund von strukturellen Veränderungen wie auch kurzfristigeren Preiseffekten. Weiters bezieht diese Betrachtung keine Sekundäreffekte mit ein, sondern lediglich die primären Umsatz- und Beschäftigungseffekte.

Weitergefasst ist die Definition von umweltorientierter Produktion und Dienstleistung, welche alle Aktivitäten im Umweltsektor miteinbezieht. Dabei werden alle Branchen miteingerechnet, welche in der Herstellung von Produkten sowie der Bereitstellung von Technologien und Dienstleistungen Umweltschäden vermeiden und natürliche Ressourcen erhalten, wie beispielsweise erneuerbare Energien, nachhaltiges Bauen und Sanieren sowie Wasser- und Abwassermanagement. Im Jahr 2015 belief sich die Anzahl der „green jobs“ in Österreich auf rund 160.000 Beschäftigte in Vollzeiteneinheiten. Der Umsatz der gesamten Umweltwirtschaft betrug 33,9 Mrd. Euro (vgl. Statistik Austria, Umweltorientierte Produktion und Dienstleistung (EGSS)).

Die vom WIFO zuletzt im Jahr 2013 vorgenommene Analyse der wirtschaftlichen Bedeutung der österreichischen Umwelttechnikindustrie zeigt seit 1993 für die Wirtschaftsindikatoren Umsatz, Beschäftigung und Exporte einen deutlich positiven Trend. Von 1997 bis 2011 hat sich der Umsatz verfünffacht (von 1,5 Mrd. auf über 8 Mrd. €), die Exporte sind um das Vierfache gestiegen (von 1,5 Mrd. auf 6 Mrd. €), und die Beschäftigung hat sich von 11.000 auf 28.600 erhöht. Im Zeitraum 2007 bis 2011 erzielte die Umwelttechnikindustrie ein durchschnittliches Wachstum von 8 %. Zum Vergleich: Die Sachgüterindustrie wuchs in diesem Zeitraum um nur 2,4 %. Bei der Beschäftigung konnte die Umwelttechnikindustrie eine Ausweitung von 6,5 % p.a. verzeichnen, während jene in der Sachgütererzeugung um 1,2 % p.a. zurückging. Auch bei den Exporten verlief die Entwicklung der Umwelttechnikproduktion positiv – mit 11 % lag das jährliche Wachstum nur 1,5 Prozentpunkte unter der Vorperiode

(2003–2007) und fast 10 Prozentpunkte über dem Wert der Sachgütererzeugung. Die österreichische Umwelttechnikindustrie zeichnet sich somit durch eine kontinuierlich steigende Wirtschaftsleistung aus. Innerhalb der Branche gewinnen die sauberen Energietechnologien immer mehr an Bedeutung. Im Jahr 2011 lag das Umsatzvolumen in diesem Segment bei rund 5,3 Mrd. €, die Beschäftigung lag bei knapp 14.000 Personen. Die wichtigsten Technologiegruppen im Bereich der sauberen Energietechnologien sind KWK-Anlagen, Anlagentechnik, energieeffiziente Technologien und Photovoltaik, die jeweils einen Anteil am Umsatz mit sauberen Energietechnologien zwischen 11 % und 30 % haben.

In dem im Mai 2016 veröffentlichten Grünbuch für eine integrierte Energie- und Klimastrategie wird ebenfalls zusammenfassend auf die makroökonomischen Wirkungen eingegangen. Es zeigt sich dabei, dass je nach Szenariorahmen durch den Ausbau von erneuerbaren Energieträgern und Steigerungen der Energieeffizienz tendenziell positive Effekte auf BIP und Beschäftigung zu erwarten sind. Eine Ausnahme bildet eine ökonomische Input-Output Analyse von WIFO / Strategy Lab (vgl. Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung und Strategy Lab 2014), in welcher Effizienzzenarien mit verstärkten Umweltbemühungen eine negative Auswirkung auf das BIP-Wachstum haben.

Mehr zum Thema

Grünbuch für eine integrierte Energie- und Klimastrategie

[\[https://www.konsultation-energie-klima.at/assets/Uploads/Grunbuch-integrierte-Energiestrategie.pdf\]](https://www.konsultation-energie-klima.at/assets/Uploads/Grunbuch-integrierte-Energiestrategie.pdf)

WIFO: Österreichische Umwelttechnikindustrie. Entwicklung – Schwerpunkte – Innovationen

[\[http://www.wifo.ac.at/publikationen?detail-view=yes&publikation_id=35623\]](http://www.wifo.ac.at/publikationen?detail-view=yes&publikation_id=35623)

Erneuerbare Energie in Zahlen 2016

[\[https://www.bmlfuv.gv.at/umwelt/energiewende/erneuerbare_energie/Erneuerbare-Energie-in-Zahlen-2015.html\]](https://www.bmlfuv.gv.at/umwelt/energiewende/erneuerbare_energie/Erneuerbare-Energie-in-Zahlen-2015.html)

EurObser'ER Report 2016 [\[https://www.eurobserv-er.org/16th-annual-overview-barometer/\]](https://www.eurobserv-er.org/16th-annual-overview-barometer/)

Green Jobs in Österreich [\[https://www.bmlfuv.gv.at/greentec/green-jobs/greenjobs.html\]](https://www.bmlfuv.gv.at/greentec/green-jobs/greenjobs.html)

8 Förderungen

Die nachfolgenden Links geben einen umfassenden Überblick über Förderungen im Bereich erneuerbare Energieträger und Energieeffizienz, die sowohl auf Bundes- als auch Länderebene angeboten werden.

www.energyagency.at/foerderungen

<https://www.klimafonds.gv.at/foerderungen/aktuelle-foerderungen/>

https://www.wko.at/service/umwelt-energie/Betriebliche_Umweltfoerderung_in_den_Bundeslaendern.html

<https://www.wko.at/service/foerderungen.html>

Förderungen im Sinne des Klimaschutzes:

<https://www.help.gv.at/Portal.Node/hlpd/public/content/100/Seite.1000400.html>

Förderungen im Bereich E-Mobilität:

<https://www.help.gv.at/Portal.Node/hlpd/public/content/6/Seite.060021.html>

9 Erneuerbare Energien

9.1 Stromerzeugungskosten

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Kosten der Umwandlung von Energie aus erneuerbaren Quellen in Strom. Dabei hat das Fraunhofer ISE (Institut für Solare Energiesysteme) die Stromgestehungskosten von PV, Wind und Biogas für Standorte in Deutschland anhand von Marktdaten zu spezifischen Investitionen, Betriebskosten und weiteren technischen und finanziellen Parametern ermittelt. Konventionelle Kraftwerke (Braunkohle, Steinkohle, kombinierte Gas- und Dampfturbinen (GuD) und Gasturbinen) wurden ebenfalls unter verschiedenen Annahmen für technische Parameter, Bau und den Betrieb dieser Kraftwerke untersucht. Mangels vergleichbarer aktueller österreichischer Studien wurde auf diese Analyse für Deutschland zurückgegriffen.

Die Kostenstrukturen und jährlichen Stromerzeugungsmengen, Solareinstrahlungen etc. sind mit österreichischen Rahmenbedingungen durchaus vergleichbar. Jedoch unterscheiden sich die Annahmen bezüglich des Kalkulationszeitraums deutlich zu den in Österreich im Rahmen des Ökostromgesetzes bestehenden Rahmenbedingungen. Fraunhofer ISE hat bei den Ökostromtechnologien einen Kalkulationszeitraum von 25 (Windkraft, PV) bzw. 30 (Biogas) Jahren angesetzt. In Österreich müsste für die Rückzahlung des Fremdkapitals (analog der geltenden Tariflaufzeit) mit bis zu 13 Jahren (Windkraft, PV) bzw. 15 Jahren (Biogas) Jahren gerechnet werden, um die Sicht der Investoren abzubilden. Dadurch würden die Stromgestehungskosten für Österreich deutlich höher ausfallen. Für Gaskraftwerke wurden von Fraunhofer ISE 30 Jahre, für Kohlekraftwerke 40 Jahre angesetzt.

In **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** ist deutlich ersichtlich, dass die spezifischen Stromgestehungskosten von PV bereits an das Niveau von Windkraft (z. T. auch darunter) heranreichen und damit günstiger als die wettbewerbsfähigste fossile Erzeugungstechnologie (Braunkohle, mit einem heute sehr niedrigen CO₂-Preis; obere Bandbreite bei stark ansteigendem CO₂-Preis) liegen. Biogas ist die teuerste der dargestellten erneuerbaren Technologien, jedoch auch die einzige, die nicht dargebotsabhängig – und deren Last überdies steuer- bzw. planbar ist. Strom aus Biogas ist jedoch teurer als aus Kohlekraft- und GuD-Kraftwerken. Gas-Spitzenlast- bzw. Regenergiekraftwerke sind in der Grafik die teuerste Erzeugungsform (aufgrund der kurzen Laufzeiten).

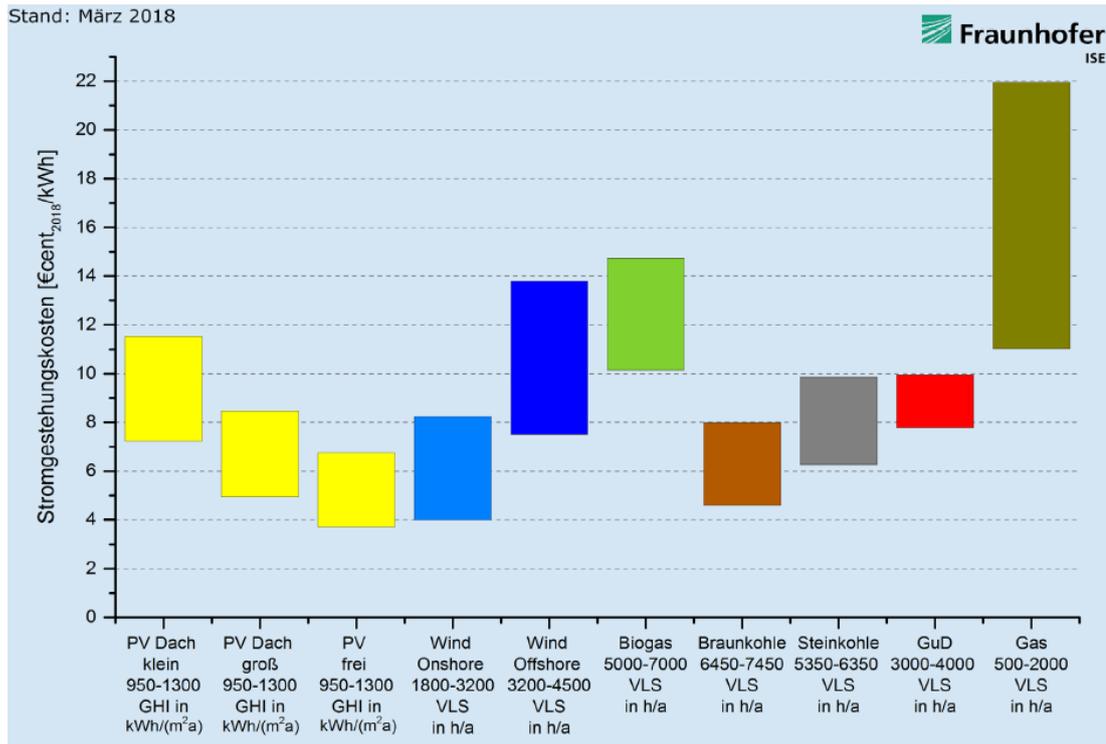


Abbildung 9-1: Stromgestehungskosten für erneuerbare Energien und konventionelle Kraftwerke an Standorten in Deutschland im Jahr 2018.⁵

Quelle: Stromgestehungskosten erneuerbare Energien, Fraunhofer-Institut für Solare Energiegewinnung ISE, März 2018.

Bei den Erneuerbaren betragen die Stromgestehungskosten für PV-Kleinanlagen (5 bis 15 kWp) an Standorten mit horizontaler Globalstrahlung von 1.300 kWh/(m²a) in Süddeutschland – das entspricht guten österreichischen Standorten (Vergleich mit nächster Grafik) – zwischen 7,2 und 8,4 €Cent/kWh. Bei einer Einstrahlung von 950 kWh/(m²a) in Norddeutschland (unterdurchschnittlicher österreichischer Standort) liegen sie zwischen 9,9 und 11,5 €Cent/kWh. Die Ergebnisse sind abhängig von der Höhe der spezifischen Investitionen, die zwischen 1.200 und 1.400 EUR/kWp angesetzt wurden.

⁵ Die Zahlenwerte in der Beschriftung der x-Achse beziehen sich bei PV auf die solare Einstrahlung (GHI) in kWh/(m²a), bei den anderen Technologien geben sie die Volllaststundenanzahl der Anlage pro Jahr an.

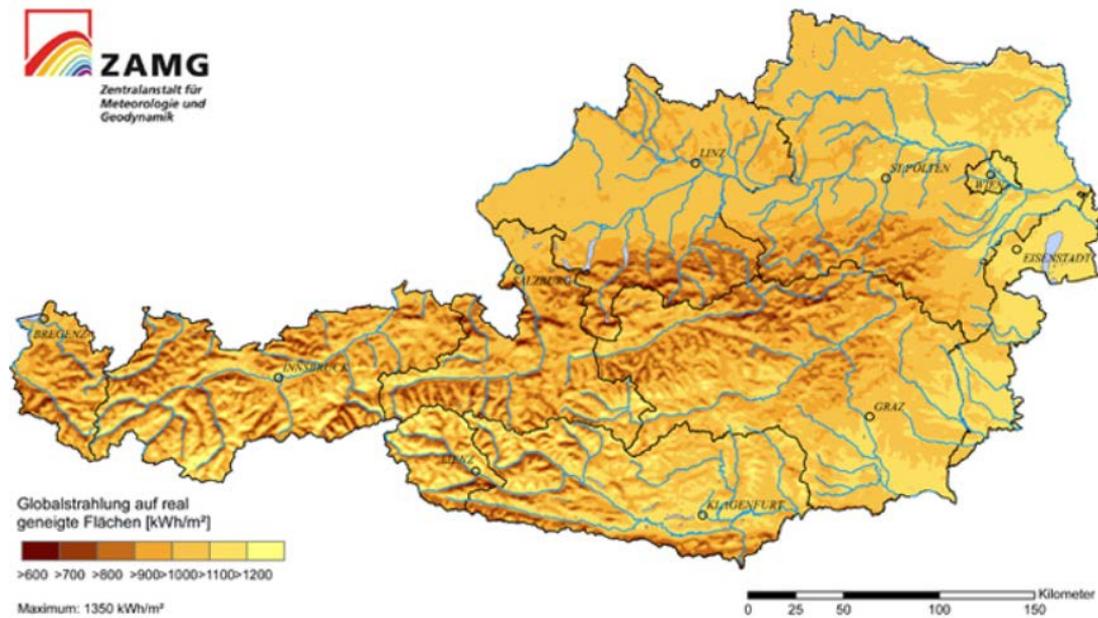


Abbildung 9-2: Globalstrahlung auf real geneigte Flächen [kWh/m²], Durchschnittswerte aus den Jahren 1971 bis 2000 (ZAMG).

PV-Dachanlagen bis 1.000 kWp können heute in Süddeutschland Strom zu Gestehungskosten zwischen 5,0 und 6,2 €Cent/kWh produzieren, in Norddeutschland zwischen 6,8 und 8,5 €Cent/kWh, jeweils bei spezifischen Investitionen zwischen 800 und 1.000 EUR/kWp. Freiflächenanlagen erreichen bereits heute Werte zwischen 3,7 und 5,0 €Cent/kWh in Süddeutschland und 5,1 bis 6,8 €Cent/kWh in Norddeutschland, da die günstigsten Anlagen bereits spezifische Investitionen von 600 EUR/kW oder 800 EUR/kW erreicht haben.

Onshore-Schwachwind-Windenergieanlagen erreichen bei sehr hohen 3.200 Jahres-Volllaststunden bei einer Investition von 1.500 EUR/kW an sehr guten Standorten Stromgestehungskosten von 4,0 €Cent/kWh. Diese Standorte sind mit heutiger Technologie jedoch (auch in Deutschland sehr) begrenzt. Deshalb variieren die Kosten von Anlagen an weniger windhöffigen Standorten bis in einen Bereich von 8,2 €Cent/kWh, wiederum abhängig von der spezifischen Investition sowie den dort erreichten jährlichen Volllaststunden (1.800 bis 2.500). Im Vergleich dazu liegen die Kosten für Offshore-WEA (Windenergieanlagen), trotz höherer Volllaststundenzahl von 3.200 bis 4.500 pro Jahr, mit Werten zwischen 7,4 €Cent/kWh und 13,8 €Cent/kWh deutlich darüber. Nicht berücksichtigt in den Stromgestehungskosten ist die erheblich aufwendigere Netzanbindung für den Stromnetzbetreiber.

Die Stromgestehungskosten von Biogasanlagen liegen zwischen 10,1 €Cent/kWh (5.000 Volllaststunden) und 14,7 €Cent/kWh (7.000 Volllaststunden). Dabei handelt es sich um Anlagen mit mehr als 500 kW, mit spezifischen Anlagenkosten zwischen 2.000 und 4.000 EUR/kW, Substratkosten von 31 €/tFM Silomais und 3 €/tFM Schweinegülle sowie den OPEX i. d. H. v. 4 % der CAPEX, wobei alle Kosten eher nur mit optimalen österreichischen Standorten vergleichbar sind.

Abhängig von den angenommenen Volllaststunden und CO₂-Zertifikatspreisen liegen die Stromgestehungskosten von Braunkohle bei 4,6 bis 8,0 €Cent/kWh, von Steinkohle bei

6,3 bis 9,9 €/Cent/kWh und von GuD-Kraftwerken bei 7,8 bis 10,0 €/Cent/kWh. Die Bandbreite der Kosten ist bedingt durch die große Variation der Volllaststunden.

Originalzitat Fraunhofer ISE: Zu berücksichtigen ist, dass die Berechnung der Stromgestehungskosten nicht die mögliche Flexibilität einer Erzeugungstechnologie oder Wertigkeit des erzeugten Stroms hinterlegt. Beispielsweise sind saisonale und tagesspezifische Erzeugung der einzelnen Technologien sehr verschieden. So sind Unterschiede durch den flexiblen Einsatz der Kraftwerke oder die Bereitstellung von Systemdienstleistungen in Bezug auf den erzielten Marktverkaufspreis von Strom nicht in der Höhe der Stromgestehungskosten berücksichtigt.

9.1.1 Aktuelles Anreizsystem in Österreich (Kleine Ökostromnovelle 2017)

Die Kleine Ökostromnovelle wurde am 26. Juli 2017 im Bundesgesetzblatt kundgemacht und hat auch Auswirkungen auf die Bestimmungen über die Anerkennung als Ökostromanlage (§§ 7–9). Bisher konnte jede Ökostromerzeugungsanlage über Antrag des Betreibers vom Landeshauptmann als Ökostromanlage anerkannt werden. Nach Inkrafttreten der Gesetzesnovelle (seit 1.1.2018) beschränkt sich der Anwendungsbereich auf rohstoffabhängige Anlagen. Das sind Anlagen, die auf Basis von fester oder flüssiger Biomasse, Deponie- und Klärgas oder Biogas Ökostrom erzeugen. Anlagen, welche etwa auf Basis der Energieträger Wind, Sonne und Wasserkraft betrieben werden, benötigen demnach ab 2018 keine formale Anerkennung als Ökostromanlage mehr.

Weitere administrative Änderungen bieten eine höhere Planungssicherheit und Flexibilität für Anlagenbetreiber. Die Verfallsfrist für Anträge wird bei Kleinwasserkraftanlagen oder rohstoffabhängigen Anlagen auf drei, bei Windkraft auf vier Jahre erhöht. Innerhalb der Verfallsfrist entspricht der Tarif dem des Antragsjahres. Die Errichtungsfrist für Projekte, die einen Vertrag erhalten haben, beträgt ebenfalls drei bzw. vier Jahre. Die Errichtungsfrist für Photovoltaikanlagen wird von zwölf Monaten auf neun Monate verkürzt. Zudem haben Antragsteller von Photovoltaikanlagen binnen drei Monaten nach Annahme des Antrags die Bestellung der Module nachzuweisen, andernfalls gilt der Vertrag als aufgelöst. Neu ist auch die optionale Neugestaltung der Förderzuteilung für PV-Anlagen, z. B. in Form einer Reihung nach Höhe des Eigenverbrauchs oder eine Berücksichtigung von Speichern.

Weiters wurden neue Mittel (jährliches zusätzliches Unterstützungsvolumen) für Wind, Kleinwasserkraft, PV und für die Biogas-Nachfolge(tarife) eingeführt:

- 45 Mio. € Mittel für Windkraft; einmalig
- 3,5 Mio. € Mittel für Kleinwasserkraft, einmalig
- 11,7 Mio. € Mittel für Biogas-Nachfolgetarife, jährlich bis 2021⁶
- Erhöhung der Mittel für Investitionsförderungen für Kleinwasserkraft von 16 auf 20 Mio. € jährlich.

⁶ Die in § 17 Abs. 1 genannten Mittel stehen für die Kontrahierung von Biogasanlagen, deren bisheriger Einspeisetarifvertrag ab dem 1.1.2017 ausläuft, zum jeweils anwendbaren Nachfolgetarif zur Verfügung. Eine Vergütung kann erst frühestens ab dem 1.7.2017 erfolgen.

- 15 Mio. € Investitionszuschüsse für Photovoltaikanlagen und Stromspeicher (§ 27a Ökostromgesetz 2012), jeweils für 2018 und für 2019: Bei PV wird der Eigenversorgungsanteil berücksichtigt. Ca. 60 MWp werden durch diese Maßnahme pro Jahr zusätzlich angereizt. Auch PV-Anlagen auf Dachflächen von Mehrparteienhäusern sind nun realisierbar (gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen; Mieter-Strom-Modell⁷).

Die OeMAG (Abwicklungsstelle für Ökostrom) erhält überdies erstmals die Möglichkeit, die Ökostromanlagen kurzfristig (während weniger Stunden) zu steuern, um die Kosten der Ausgleichsenergie, bei Beibehaltung der Zahlung an Betreiber, zu minimieren.

Das derzeit in Kraft befindliche Ökostromgesetz 2012 (ÖSG 2012) ist beihilfenrechtlich von der EU genehmigt und kann in dieser Form (zumindest) bis Ende 2020 (längstens 2022) in Kraft bleiben. Ab dann greifen geänderte EU-Beihilfenrichtlinien⁸, die lt. Regierungsprogramm 2017–2022 im Rahmen des „Österreichischen Energiegesetzes neu“, u. a. eine Heranführung des Ökostromanreizsystems an den Markt erfordern wird (u. a. Forcierung von Investitionsbeihilfen, Marktprämien für die Direktvermarktung von Ökostrom, Einführung von technologie- und effizienzbasierten Ausschreibungsmechanismen etc.).

9.1.2 Zwei parallele Bundesförderungsschienen bei PV

Für PV-Anlagen gibt es seit der Kleinen Ökostromnovelle zwei Förderschienen:

- Weiterhin besteht die **Tarifförderung**: gedeckelt mit 8 Mio. Euro zusätzliches jährliches Unterstützungsvolumen; grob berechnet aus Tarifvolumen – Marktpreisvolumen der eingereichten > 5 kWp Anlagen bis max. 200 kWp an oder auf Gebäuden, gereiht nach Eigenverbrauchsquote. Die Tarifförderung beinhaltet auch eine Investitionsförderkomponente. Die Antragsstellung erfolgt elektronisch am Jahresanfang. **Details zur Tarifförderung:** [Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2018](#) (ÖSET-VO 2018)
[Tagesaktuell noch verfügbares zusätzliches, jährliches Unterstützungsvolumen](#)
- Ab 12.3.2018 (17:00) galt (im Rahmen der „Investitionszuschüsse für Photovoltaikanlagen und Stromspeicher“) erstmals österreichweit eine reine **Investitionsförderung** für neue PV-Anlagen an/auf Gebäuden, baulichen Anlagen (Carport) oder Betriebsflächen (Lagerplätze, Werksgelände, Parkplätze; ausgenommen Grünflächen) bis 500 kWp oder entsprechende Erweiterungen, auch mit oder nur für Speicher (bis max. 0,5 kWh pro kWp, bis max. 10 kWh); gedeckelt mit jeweils 15 Mio. Euro für 2018 und 2019. Davon sind neun Mio. Euro für die Errichtung oder Erweiterung von PV-Anlagen und sechs Mio. Euro für die Errichtung oder Erweiterung von Speichern

⁷ Details und Musterverträge finden sich z. B. bei [PV Austria](#).

⁸ Die Europäische Kommission hat am 9. April 2014 die neuen Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen beschlossen, welche am 1. Juli 2014 in Kraft traten und eine Gültigkeit bis 31. Dezember 2020 haben. Rz 250 der neuen Leitlinien sieht eine allgemeine Anpassungsfrist bis 1. Jänner 2016 vor: „Die Mitgliedstaaten sollten ihre betreffenden Regelungen, wo erforderlich, ändern um sie spätestens bis zum 1. Januar 2016 mit diesen Leitlinien in Einklang zu bringen.“ Für bestehende, genehmigte Beihilferegulungen für Betriebsbeihilfen für Erneuerbare Energien (und Kraft-Wärme-Kopplung) gibt es jedoch eine Ausnahmeregelung in Abs. 2: „Bestehende Beihilferegulungen (...) müssen nur dann an diese Leitlinien angepasst werden, wenn die Mitgliedstaaten diese verlängern möchten oder nach zehn Jahren oder nach Ablauf der Geltungsdauer des Kommissionsbeschlusses neu anmelden müssen oder Änderungen vornehmen wollen.“

vorgesehen. Die Mittelvergabe erfolgte nach dem First-come-first-serve-Prinzip; elektronische Antragstellung bei der OeMAG.

Details zur Investitionsförderung: [Förderrichtlinien 2018 und 2019 für Photovoltaikanlagen und Stromspeicher](#)

9.1.3 Aktuelle Höhe und Geltungsdauer der Einspeisetarife

[Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2018](#) (ÖSET-VO 2018)

[Biogas-Nachfolgetarifverordnung 2017](#) (NFT-VO 2017)

Förderrichtlinien für Kleinwasserkraft, MWK und KWK – [Förderrichtlinien 2018](#)

Weitere Gesetze und Regelwerke – [Website der OeMAG](#)

9.2 Wärmeerzeugungskosten

Vergleiche der Gesamtkosten der Erzeugung von Warmwasser für Raumheizung und Warmwasserbereitung in Heizkesselanlagen haben aufgrund stark schwankender Brennstoffpreise (insbesondere bei Heizöl) oder unterschiedlicher Ausgangssituationen hinsichtlich baulicher Gegebenheiten (Kamin, Lagerräume, Altanlagenentsorgung, etc.) immer nur Modellcharakter. Zusätzliche Analysen müssen daher für die konkrete Einbausituation unter Beachtung der Investitions- und aller relevanten laufenden Kosten durchgeführt werden. Tendenziell haben Heizanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger im Bereich der Wärmeerzeugung für Raumwärme und Warmwasser den Nachteil höherer Investitionskosten als fossile Kesselanlagen, aber den Vorteil niedrigerer bzw. weniger stark fluktuierender Brennstoffkosten. Können Förderungen lukriert werden, fallen Investitionsentscheidungen daher immer häufiger zugunsten erneuerbarer Energiesysteme.

Im Folgenden wird ein Vollkostenvergleich unterschiedlicher Heizsysteme für ein unsaniertes Einfamilienhaus mit einer Nutzfläche von 118 m² und einem Heizwärmebedarf von 175°kWh/m²a dargestellt. Der Vollkostenvergleich berücksichtigt Brennstoff-, Investitions- sowie Wartungs- und Instandhaltungskosten. **Förderungen werden nicht berücksichtigt.** Für die Brennstoffpreise wurden **aktuelle Marktpreise** herangezogen, die energetische Bewertung des Gebäudes sowie des Heizsystems basiert auf den derzeit gültigen Normen bzw. Richtlinien.

Da sich die tatsächlichen Investitionskosten im Einzelfall sehr stark voneinander unterscheiden können, werden die Investitionskosten in einer Maximal- und einer Minimalvariante angenommen. Die Maximalvariante basiert auf einer kompletten Neuausstattung des Gebäudes mit einem neuen Heizsystem. Es wird also davon ausgegangen, dass das gesamte Heizungssystem vom Heizkessel bis zum Wärmeabgabesystem – neu installiert wird und keine vorhandenen Altbestandteile des bisherigen Heizsystems weiter genutzt werden können.

Im Unterschied dazu basiert die Minimalvariante auf der Annahme, dass der gleiche Energieträger weiter genutzt wird und funktionsfähige Komponenten (z. B. Wärmeabgabesystem, Gasanschluss bei Gasheizungen oder Öl-Tank bei Ölheizungen) weiter verwendet werden können.

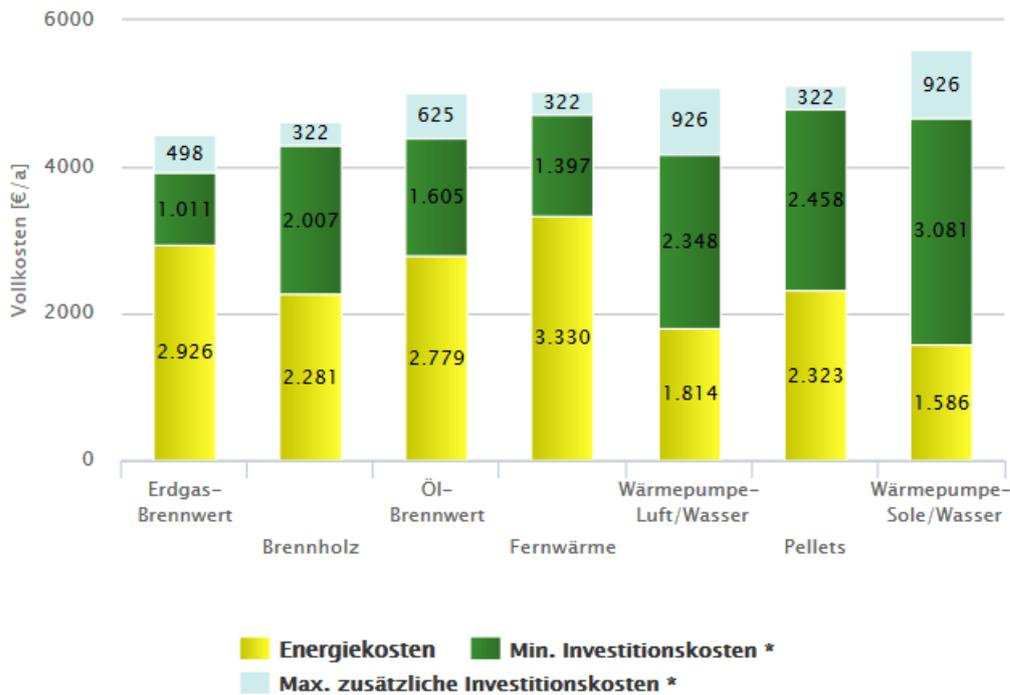


Abbildung 9-2: Vergleich der Vollkosten der derzeit am häufigsten in Österreich neu installierten Heizsysteme in einem unsanierten Einfamilienhaus mit einer Nutzfläche von 118 m² und einem Heizwärmebedarf von 175 kWh/m²a

Quelle: Österreichische Energieagentur, November 2017

Bezogen auf die Wärmegestehungskosten sind die kostengünstigsten Heizsysteme auf Basis erneuerbarer Energieträger mit Stand November 2017 laut der Österreichischen Energieagentur Brennholz-, gefolgt von Wärmepumpen- und Pelletsheizsystemen.

Heizungsanlagen auf Basis fossiler Brennstoffe wie Erdgas oder Heizöl sind in der Anschaffung deutlich günstiger als Systeme auf Basis erneuerbarer Energieträger. Die Anschaffung von Heizsystemen auf Basis erneuerbarer Energie wird deshalb gefördert. Aufgrund der tendenziell deutlich geringeren Brennstoff- bzw. laufenden Kosten haben Preissteigerungen bei Brennstoffen bei Anlagen auf Basis erneuerbarer Energie weniger starke Auswirkungen auf die Wärmegestehungskosten. Heizsysteme auf Basis erneuerbarer Energie haben daher ein vermindertes Risiko, dass die Wärmegestehungskosten beim Anstieg laufender Kosten stärker steigen als bei Systemen auf Basis fossiler Energie.

Mehr zum Thema

Österreichische Energieagentur Heizkostenvergleich
[\[https://www.energyagency.at/fakten-service/heizkosten.html\]](https://www.energyagency.at/fakten-service/heizkosten.html)

9.3 Wirkungsgrade

Elektrischer Wirkungsgrad

Der elektrische (el.) Wirkungsgrad gibt an, wieviel Prozent der eingesetzten Primärenergie (Wasser, Wind, Biogas, Holz, Sonne) mit der jeweiligen Energieumwandlungstechnologie direkt in elektrische Energie umgewandelt werden können.

Die nachstehende Abbildung zeigt die elektrischen Wirkungsgrade von verschiedenen Technologien zur Produktion von Ökostrom. Verbrennungsprozesse können bei gekoppelter Erzeugung von Strom und Wärme Gesamtwirkungsgrade von bis zu 80–85 % (el. und thermisch) erreichen. Am besten kann die eingesetzte Energieform von Wasser- und Windkraft, gefolgt von Anlagen, die gasförmige Biomasse verwerten, direkt in Strom umgewandelt werden.

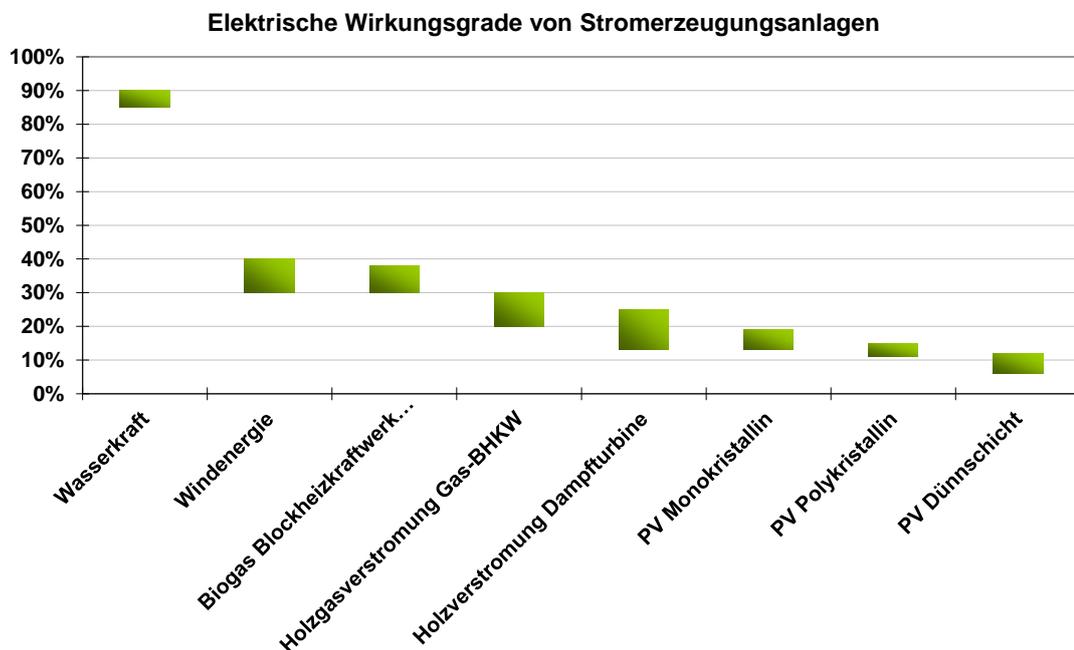


Abbildung 9-3: Elektrische Wirkungsgrade in Prozent

Quelle: Österreichische Energieagentur, Modulwirkungsgrade von PV nach EPIA 2011

Bei brennstoffunabhängigen Technologien wie Windkraft und PV spielt der elektrische Wirkungsgrad eine vergleichsweise untergeordnete Rolle.

Mehr zum Thema

Greenpeace und EPIA: Solar Generation 6 [<http://www.epia.org/news/publications>]

9.4 Energierücklaufzeit und Erntefaktor

Energierücklaufzeit (energetischer Amortisationszeitraum)

Die Energierücklaufzeit gibt an, in welchem Zeitraum der energetische Aufwand für die Herstellung einer Energieumwandlungsanlage durch die Energiebereitstellung derselben amortisiert wird.

Erntefaktor

Der Erntefaktor gibt an, wie oft der energetische Aufwand für die Herstellung einer Energieumwandlungsanlage über die Lebensdauer der Anlage produziert wird.

Die folgende Tabelle zeigt den Vergleich dieser beiden wesentlichen Größen sowie die Lebensdauer verschiedener konventioneller und alternativer Stromerzeugungsanlagen. Kalorische und atomare Kraftwerksanlagen haben Energierücklaufzeiten von ein bis vier Jahren und Erntefaktoren von 2 bis 20 bei relativ hohen Lebensdauern von 30 bis 40 Jahren. Bei regenerativen Energien haben insbesondere Windkraftwerke mit 0,1 bis 1,5 Jahren sehr niedrige Energierücklaufzeiten und mit 5 bis 40 vergleichsweise hohe Erntefaktoren. Die langlebigen Wasserkraftwerke haben je nach baulichem Aufwand vergleichbare Energierücklaufzeiten, jedoch mit 6 bis 280 die höchsten Erntefaktoren. PV-Anlagen erzielen in südlichen Ländern eine Energierücklaufzeit von einem Jahr, in nördlicheren Ländern von zwei bis drei Jahren. Der Erntefaktor von PV-Anlagen liegt mit 8 bis 25 bereits höher als bei Geothermie und solarthermischen Kraftwerken und wird sich noch weiter erhöhen. Alternative Erzeugungsanlagen haben somit nicht nur überwiegend bessere Energierücklaufzeiten, sie erzielen auch deutlich höhere Erntefaktoren als konventionelle Kraftwerksanlagen und sind damit nicht nur umweltfreundlich, sondern auch deutlich ertragreicher.

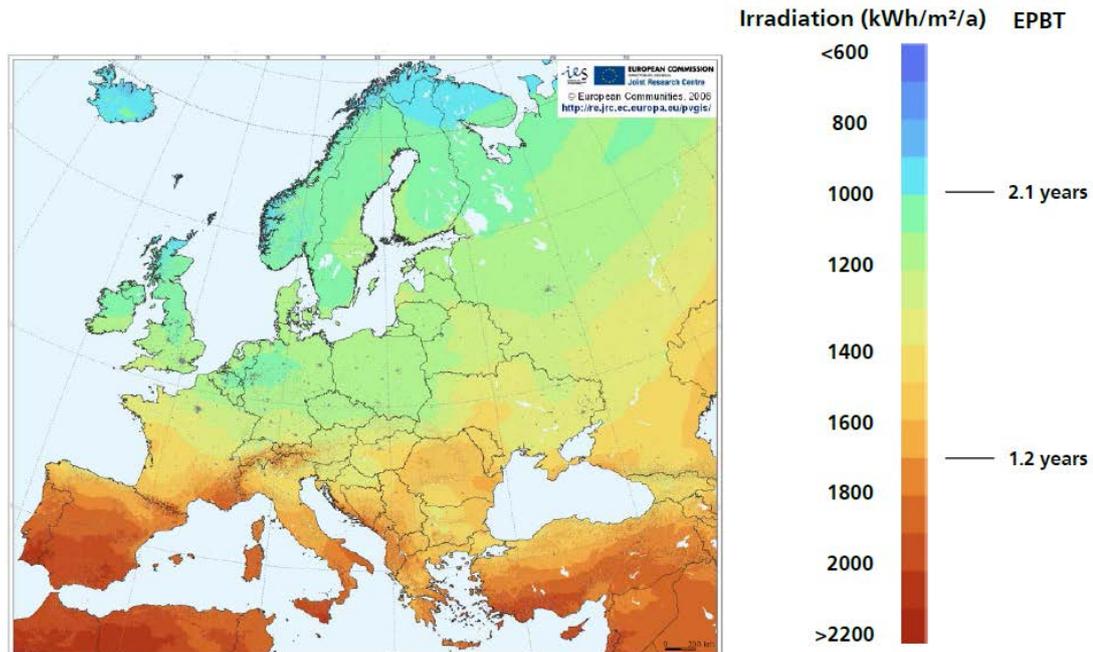
Tabelle 2: Energierücklaufzeit, Anlagenlebensdauer und Erntefaktor verschiedener Stromerzeugungsanlagen

Kraftwerkstechnologie	Energierücklaufzeit (Jahre)		Lebensdauer (Jahre)	Erntefaktor (Energie-Output/Energie-Input)	
	untere Bandbreite	obere Bandbreite		untere Bandbreite	obere Bandbreite
Braunkohle, neu	1,9	3,7	30,0	2,0	5,4
Steinkohle, neu	0,5	3,6	30,0	2,5	20,0
Steinkohle, alt	1,0	2,6	30,0	2,9	10,1
Erdgas, konv.	1,9	3,9	30,0	1,9	5,6
Erdgas, Gas- und Dampfprozess	1,2	3,6	30,0	2,5	8,6
Schwerwasser-Atomreaktor	2,4	2,6	40,0	2,9	5,6
Leichtwasser-Atomreaktor	0,8	3,0	40,0	2,5	16,0
Photovoltaik*	1,0	3,0	25,0	8	25
Solarthermie	0,7	7,5	25,0	1,0	10,3
Geothermie	0,6	3,6	30,0	2,5	14,0
Windkraft	0,1	1,5	25,0	5,0	40,0
Wasserkraft	0,1	3,5	70,0	6,0	280,0

Quelle: übersetzt aus IPCC 2011, Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation (Table 9.8). * Solar Generation 6: Solar Photovoltaic Electricity Empowering the World, EPIA, 2011.

Obwohl Tabelle 2 mit 2011 nicht mehr ganz aktuell erscheint, sind die Relationen zwischen den Technologien nach wie vor gültig.⁹ Dies zeigt insbesondere eine aktuellere Analyse der Energy Payback Times (EPBT, Energierücklaufzeit) bei PV, wo sich die EPBT aufgrund geringeren Materialeinsatz und höheren Zell- bzw. Modulwirkungsgraden ständig verbessert.

Abbildung 9-4 zeigt die Verteilung der EPBT von PV-Systemen mit multikristallinen Solarzellen (technischer Stand 2013) über Europa. Die EPBT bewegten sich bei der am weitesten verbreiteten PV-Technologie zwischen 1,2 Jahren im Süden und 2,1 Jahren im Norden.



Data: M.J. de Wild-Scholten 2013. Image: JRC European Commission. Graph: PSE 2014 (Modified scale with updated data from PSE and FraunhoferISE)

Abbildung 9-4: Energierücklaufzeit für PV-Systeme mit multikristallinen Solarzellen – geografischer Vergleich.

Quelle: Photovoltaics Report, Fraunhofer ISE, 2018.

Abbildung 9-5 zeigt die Abhängigkeit der EPBT von verschiedenen Zelltypen bei einer Globalsolarstrahlung von 1.000 kWh/m² und Jahr (in Deutschland).

⁹ Im Nachfolgenden erfolgt eine genauere Analyse jüngerer Entwicklungen bei PV. Für Windenergie wurde eine derartige Analyse nicht durchgeführt, da das technische Potenzial für energetische Wirkungsgradsteigerungen wesentlich geringer ist als bei PV. Global installierte PV-Anlagen haben einen Wirkungsgrad von ca. 16 %, im Labor werden bei Konzentration des Sonnenlichts über 45 % erreicht. Die Windkraft kann theoretisch 59,3 % der Energie des Windes abernten (16/27; Betzsches Gesetz). Heutige neue Anlagen erzielen am Rotor einen Wirkungsgrad von 48–50 %, kommen also dem physikalischen Maximalwert bereits recht nahe (exkl. weitere Verluste der Energieumwandlung).

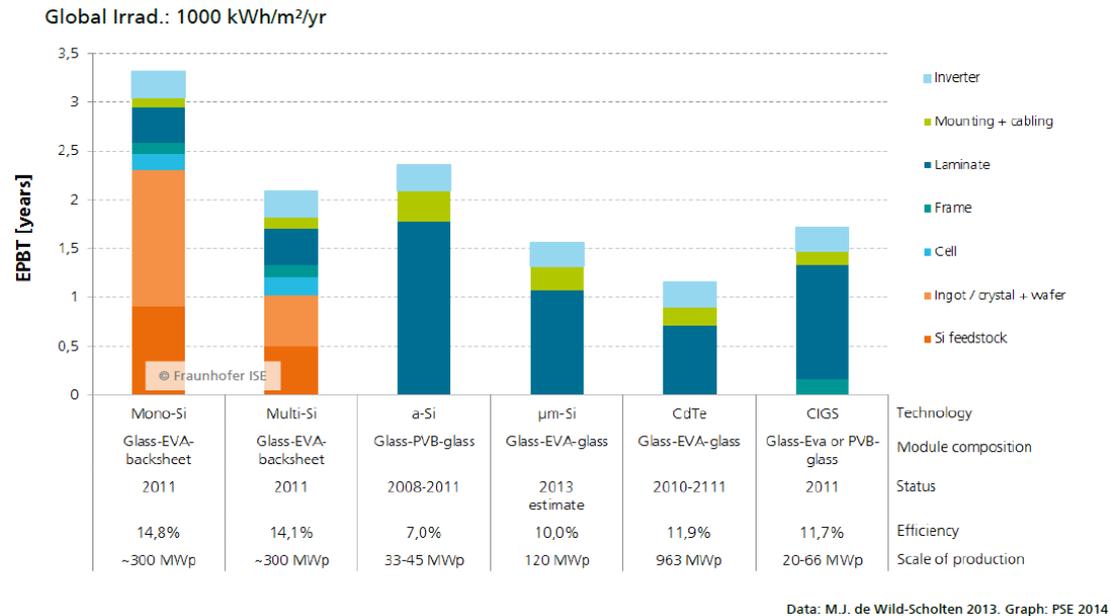


Abbildung 9-5: Energierücklaufzeit für PV-Systeme für verschiedene Zelltypen am Standort Deutschland.

Quelle: Photovoltaics Report, Fraunhofer ISE, 2018.

Abbildung 9-6 zeigt die Abhängigkeit der EPBT von verschiedenen Zelltypen bei einer Globalsolarstrahlung von 1.925 kWh/m² und Jahr (in Sizilien). Die Grafik zeigt auch die Umwandlungseffizienz der betrachteten Anlagen.

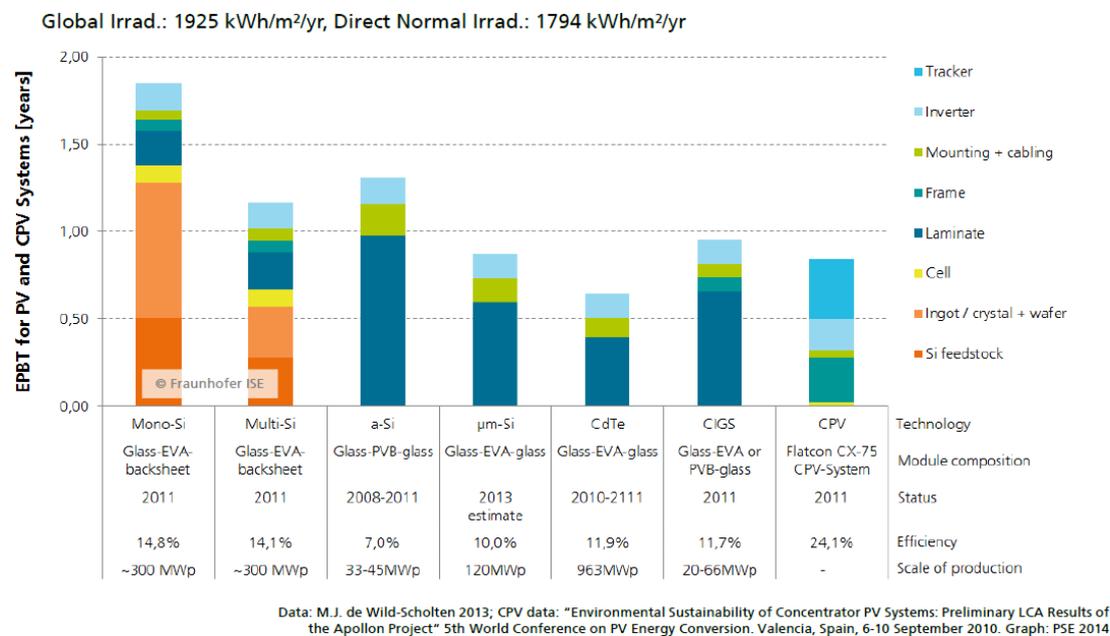


Abbildung 9-6: Energierücklaufzeit für PV- und konzentrierende PV-Systeme für verschiedene Zelltypen am Standort Catania, Sizilien, Italien.

Quelle: Photovoltaics Report, Fraunhofer ISE, 2018.

In Abbildung 9-7 zeigt eine Analyse aus dem Jahr 2014, wie die Modulwirkungsgrade und das Recycling die EPBT von Dünnschicht-Solarzellen (CIGS, CdTe, a-Si) und kristallinen Solarzellen (c-Si) beeinflussen. Bei den Analysen wurde eine Globalstrahlung von 1.700 kWh/m² und Jahr (entspricht Südwest-Spanien) angenommen. Die oberen Bandbreiten (NR: no recycling) zeigen die EPBT ohne Recycling, die unteren Bandbreiten (ER: exhaustive recycling) mit intensivem Recycling. Die Linien zeigen die EPBT in einem Szenario mit öffentlicher Müllentsorgung (MSW: municipal waste). Die Sterne, jeweils am oberen Rand, ungefähr in der Mitte (und einmal etwas links) in den vier Grafiken, zeigen den Stand 2013 bzgl. Recycling und Modulwirkungsgrad.

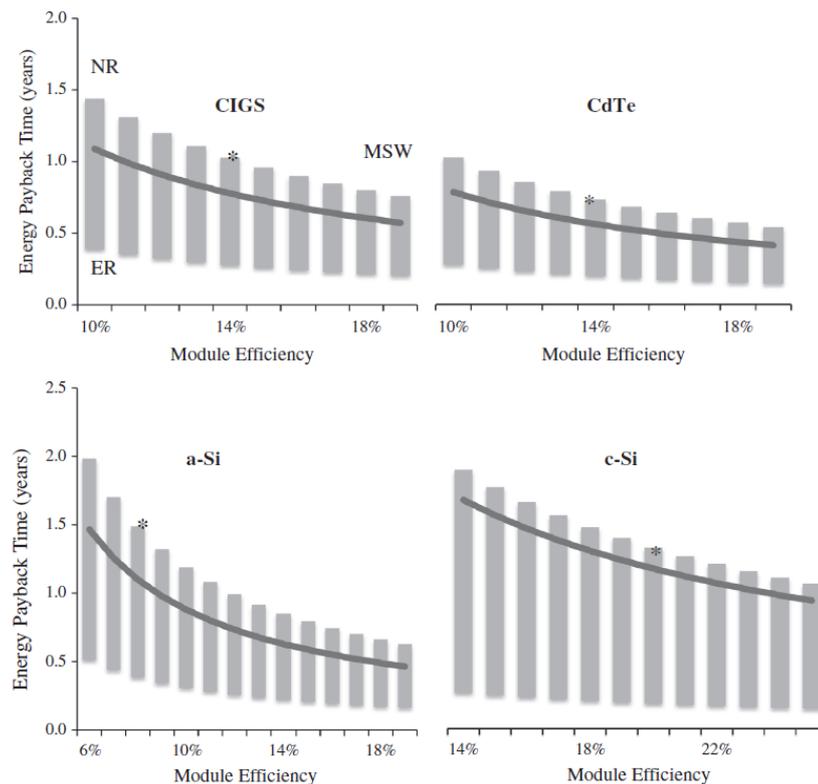


Fig. 4. EPBT of CdTe, CIGS, a-Si and c-Si ground-mounted PV modules with varying module efficiency for exhaustive recycling (ER) to no recycling (NR), and municipal solid waste (MSW) recycling rates scenarios. Asterisks (*) indicate a current base case that reflects today's installed average efficiency and negligible recycling.

Abbildung 9-7: Energierücklaufzeit von CdTe, CIGS, a-Si und c-Si Freiflächenmodulen mit verschiedenen Modulwirkungsgraden.

Quelle: Michele Goe, Gabrielle Gaustad (2014). Strengthening the case for recycling photovoltaics: An energy payback analysis. Golisano Institute for Sustainability, Rochester Institute of Technology, Bldg. 81-2175, 111 Lomb Memorial Drive, Rochester, NY 14623, United States.

Intensives Recycling reduziert die Energierücklaufzeit bei CdTe PV-Anlagen um ca. 0,5 Jahre, bei kristallinen Solarzellen (c-Si) um ca. 1,1 Jahre.

9.5 Photovoltaik

9.5.1 Marktdaten (international, national)

Der Photovoltaikmarkt ist seit dem Jahr 2005 stark gewachsen (siehe nachfolgende Abbildungen für die weltweite Entwicklung). Laut Joint Research Center der Europäischen Kommission (JRC, 2017) betrug der Ausbau im Jahr 2015 rund 55 GWp. Im Durchschnitt der Jahre 2000 bis 2015 betrug das jährliche Wachstum beim PV-Zubau 40 % (Fraunhofer ISE 2017a).

Deutschland und Italien waren Vorreiter bei PV: Im Jahr 2012 befand sich rund die Hälfte der weltweit installierten Leistung in diesen Ländern. 2013 markiert jedoch einen Wendepunkt. Während der Zubau insbesondere in Deutschland stark zurückging, kam es in anderen Regionen, allen voran China und Japan, zu einem signifikanten Anstieg. China weist mittlerweile die weltweit höchste Rate an Photovoltaikanlagen-Installationen aus. Zuletzt wurde auch in den USA deutlich mehr installiert.

Entwicklung der jährlichen Installation von PV-Anlagenkapazität

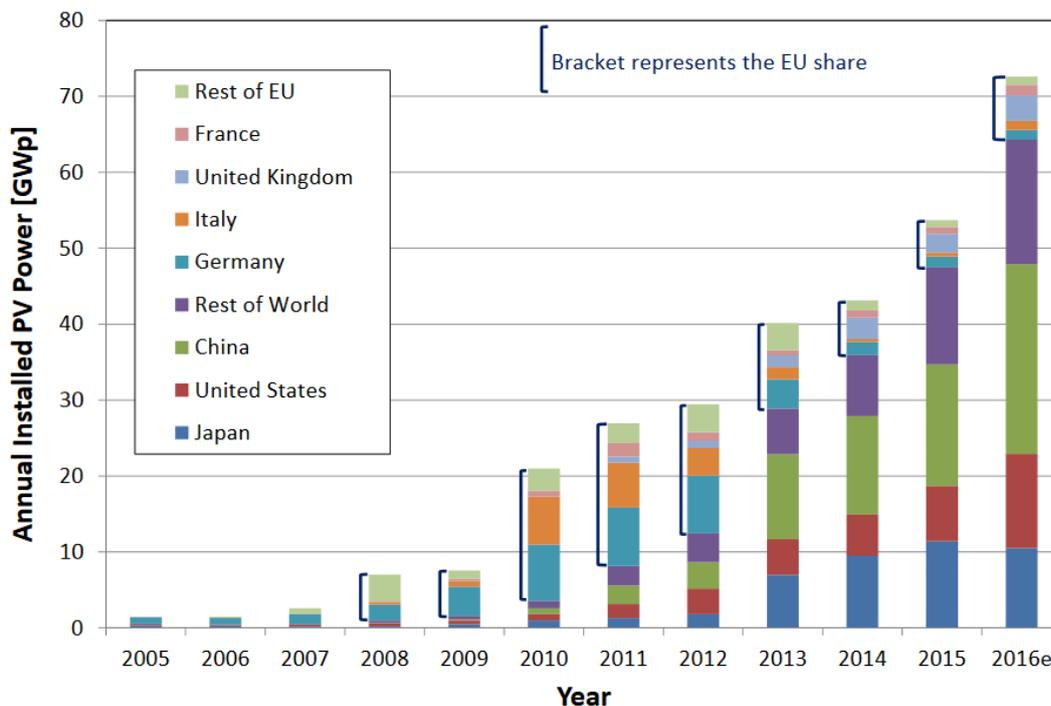


Abbildung 9-8: Entwicklung der jährlichen Installation an PV-Anlagenkapazität nach Regionen 2005 bis 2015, Schätzung für 2016 in GWp

Quelle: JRC 2014

Die Kapazitäten zur Produktion von PV-Anlagen sind noch stärker als die jährlichen Installationen gewachsen. Einschlägigen Branchenmagazinen zufolge war die Produktionskapazität beispielsweise im Jahr 2012 mit 60 GWp etwa doppelt so hoch wie der weltweite Zubau.

Auch die tatsächliche Produktion an PV-Anlagen lag in den letzten Jahren regelmäßig deutlich über den jährlichen Installationen, was temporär erhöhte Lagerstände und verstärkten Wettbewerb zwischen den Herstellern verursachte. Insbesondere China hat seine Produktionskapazitäten innerhalb weniger Jahre auf über 50 % Weltmarktanteil ausgeweitet (seit 2010). Dies hat zu den beschriebenen Überkapazitäten und letztlich zu einem unerwartet starken Preisverfall von PV-Modulen beigetragen.

Die USA und Europa werfen China im PV-Bereich Preisdumping durch staatliche Förderungen vor. Sowohl in Europa als auch in den USA sind unter anderem auch deshalb Anlagenhersteller in finanzielle Schwierigkeiten gekommen. Aber auch in China hat 2013 der bis dahin weltgrößte Modulhersteller Sunpower Zahlungsunfähigkeit anmelden müssen (vgl: <http://www.badische-zeitung.de/wirtschaft-3/suntech-ist-pleite-solkrisis-erreicht-china--70220864.html>). In den USA werden schon seit 2012 Einfuhrzölle auf Module aus China eingehoben. In Europa bestehen seit 2013 Mindestpreise auf chinesische Solarmodule- und Zellen. Wer sich nicht an die Mindestpreise hält, wird durch die EU-Kommission jedenfalls bis September 2018 mit Strafzöllen bedacht.

Globale industrielle Produktion von PV-Anlagen

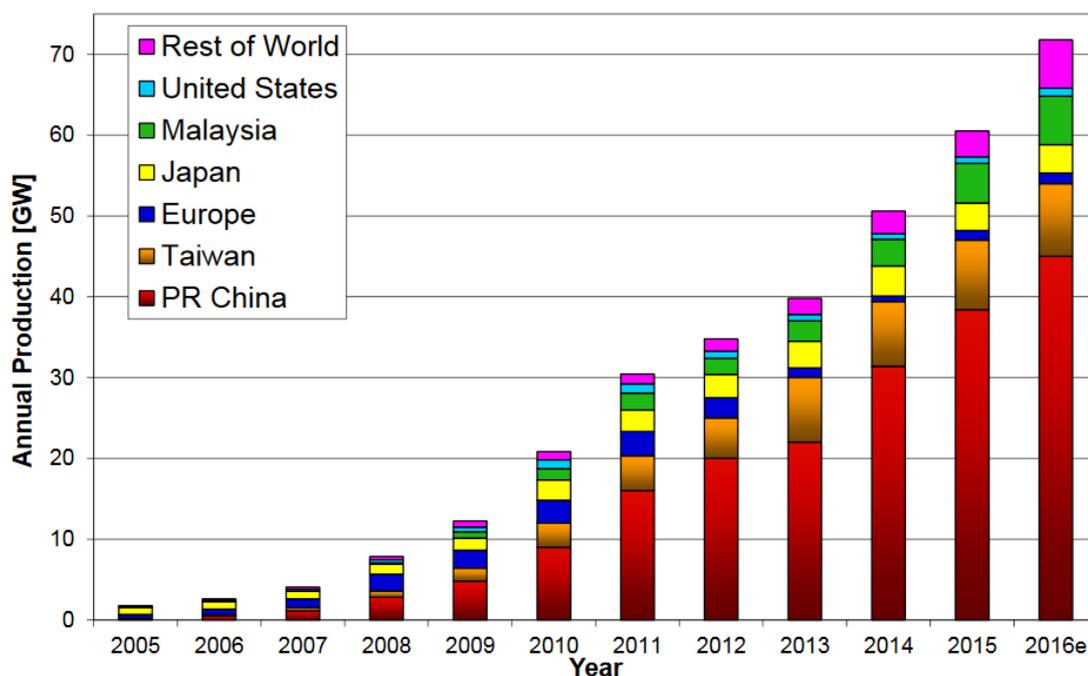


Abbildung 9-9: Globale industrielle Produktion von PV-Anlagen 2005–2016 nach Regionen in GW.

Quelle: JRC 2017

Weltweit wurden bis 2016 über 300 GWp Photovoltaikanlagen installiert (siehe nachfolgende Grafik). 2015 waren es 235 GWp. Deutschland war bis 2014 noch das Land mit der höchsten Gesamtleistung an PV-Anlagen. An zweiter Stelle rangierte schon damals China. Derzeit weist China den größten PV-Anlagenbestand aller Länder vor. Für den globalen Markt hat Europa mit 33 % an den Installationen an Bedeutung verloren, da PV auch in anderen Märkten mit deutlich besserer Sonneneinstrahlung, wie z. B. Indien, Chile etc., zunehmend

wettbewerbsfähiger wird. China alleine verbaut 26 % der weltweit installierten Anlagenkapazität.

Entwicklung der kumulierten Installation an PV-Anlagenkapazität nach Regionen

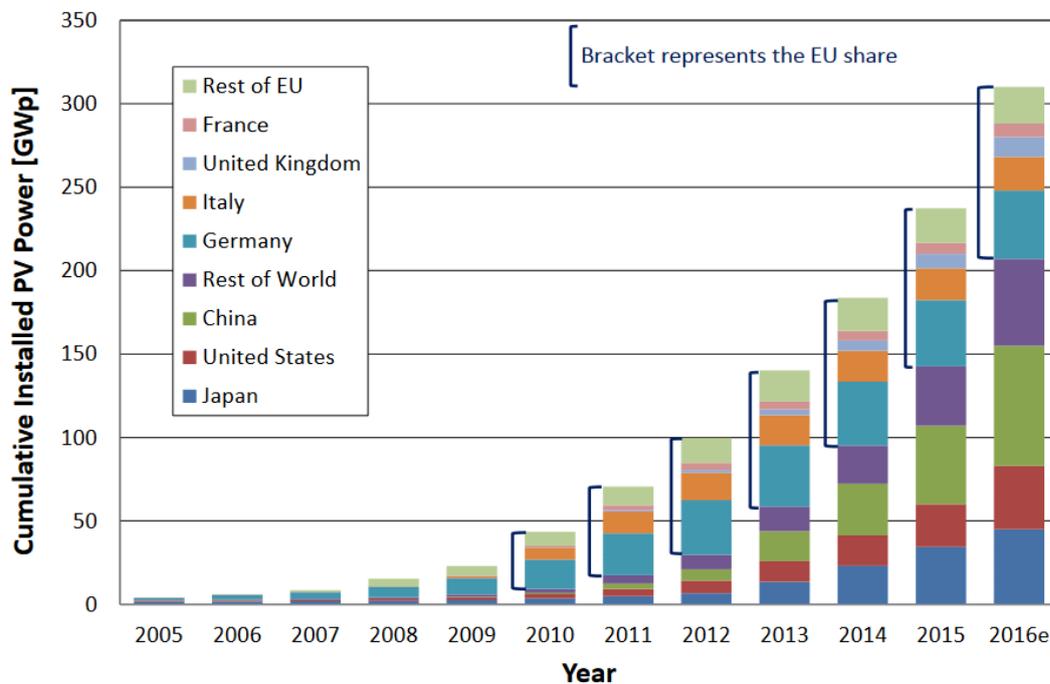


Abbildung 9-10: Entwicklung der kumulierten Installation an PV-Anlagenkapazität nach Regionen in GWp.

Quelle: JRC 2017

Auch in Österreich hat der Photovoltaikmarkt in den letzten Jahren, wenn auch auf vergleichsweise niedrigem Niveau, an Dynamik gewonnen (siehe Abbildung 9-11). Im Jahr 2016 wurden laut Biermayr et al. (2014) netzgekoppelte Photovoltaikanlagen mit einer Gesamtleistung von rund 263 MWp und Inselanlagen („autark“) mit einer Gesamtleistung von 0,5 MWp installiert. 2016 betrug die neu installierte Gesamtleistung 156 MWp (Biermayr et al., 2017). Ende 2016 belief sich die kumulierte Gesamtkapazität aller PV-Anlagen auf 1.096 MWp.

Entwicklung der jährlichen PV-Installationen in Österreich bis 2016

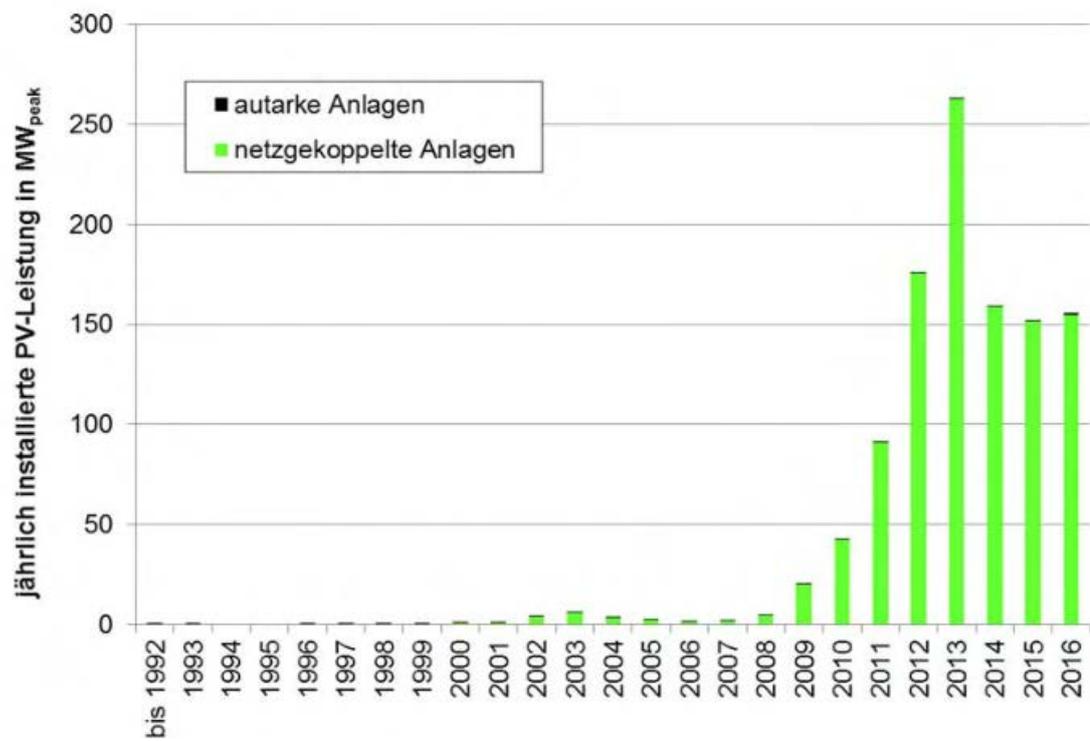


Abbildung 9-11: Entwicklung der jährlich installierten PV-Anlagenkapazität in MW_p in Österreich bis 2016

Quelle: Biermayr et al. 2017

Entwicklung der kumulierten PV-Kapazität in Österreich bis 2016

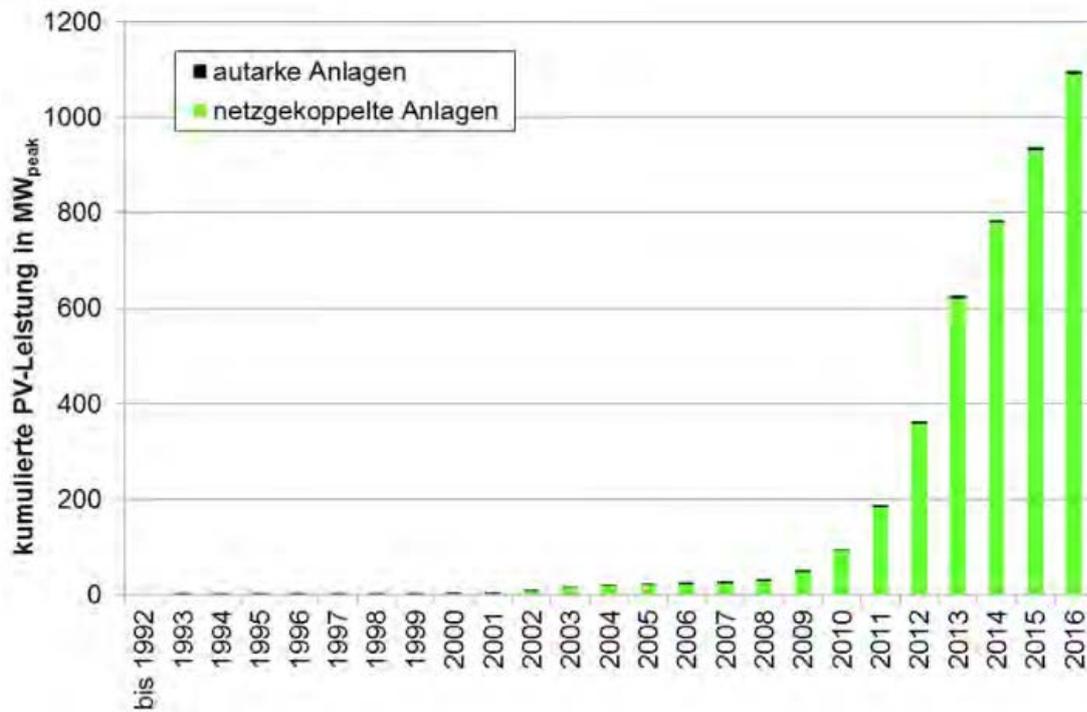


Abbildung 9-12: Entwicklung der kumulierten PV-Anlagenkapazität in MWp in Österreich bis 2016

Quelle: Biermayr et al. 2017

9.5.2 Kosten- und Preisentwicklungen

Die Kosten- und Preisentwicklung, die der globale PV-Markt in den letzten Dekaden durchlaufen hat, war derart nicht zu erwarten. Die nachfolgenden Grafiken zeigen, welche Preisreduktionen bei EndkundInnen realisiert werden konnten. In Deutschland sind die Nettopreise für Anlagen von 10 bis 100 kWp seit 1990 von 14.000 EUR auf 1.270 EUR, d. h. um über 90 % oder 9 % p.a., gefallen (Fraunhofer ISE 2017a). Seit 2006 sind die Nettopreise von PV-Aufdachanlagen bis 10 kWp um 72,5 % gesunken (siehe Grafik weiter unten).

Insbesondere durch den, v. a. bis 2013, stattgefundenen Preisverfall entstand ein erheblicher Wettbewerbsdruck auf die Hersteller. Viele europäische Unternehmen konnten aufgrund der massiven Konkurrenz (Massenfertigung) aus China und Taiwan (aufgrund der vergleichsweise kleinen Produktionseinheiten) nicht überleben.

Ein Bereich, in dem durch die PV-Branche beachtliche Kostensenkungspotenziale umgesetzt werden konnten, wird in der nachfolgenden Abbildung dargestellt: die Verringerung der Wafer-(Zellscheiben)dicke bei gleichzeitig steigenden elektrischen Wirkungsgraden. Eine zusätzliche Kostensenkung ist auf Skaleneffekte (Kostensenkung durch Massenproduktion) zurückzuführen.

Verringerung der Scheibendicke von Siliziumzellen und Siliziummasse/Wp

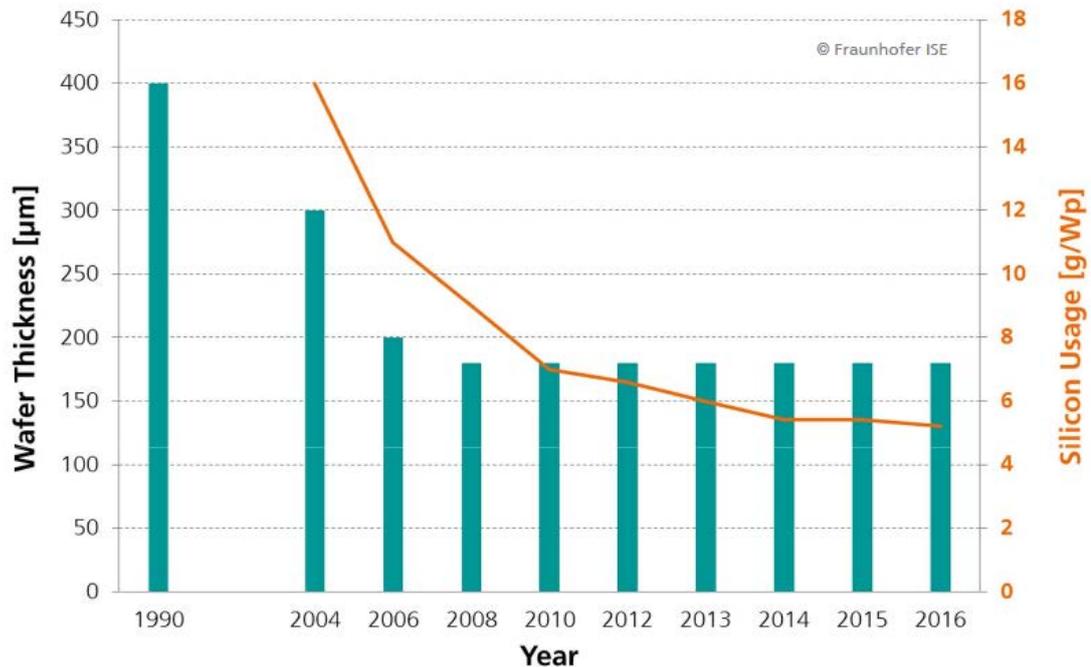


Abbildung 9-13: Entwicklung der Wafer-(Zellscheiben)dicke in µm (türkise Balken, linke y-Achse) und der Siliziummasse in g/Wp (orange Linie, rechte y-Achse)

Quelle: Fraunhofer ISE 2017a

In Abbildung 9-14 ist der historische Zusammenhang zwischen der kumulierten installierten Leistung und dem (durchschnittlichen) inflationsbereinigten Modulpreis dargestellt. Es zeigt sich, dass sich die Modulpreise im Zeitraum 1980 bis 2016 mit jeder Verdoppelung der global installierten Kapazität im Durchschnitt um 24 % reduziert haben. Die lineare Trendlinie zeigt die durchschnittliche Preisreduktion. Von 2012 bis 2014 waren sogar deutlich höhere jährliche Preisreduktionen zu verzeichnen als im Durchschnitt des dargestellten Zeitraums.

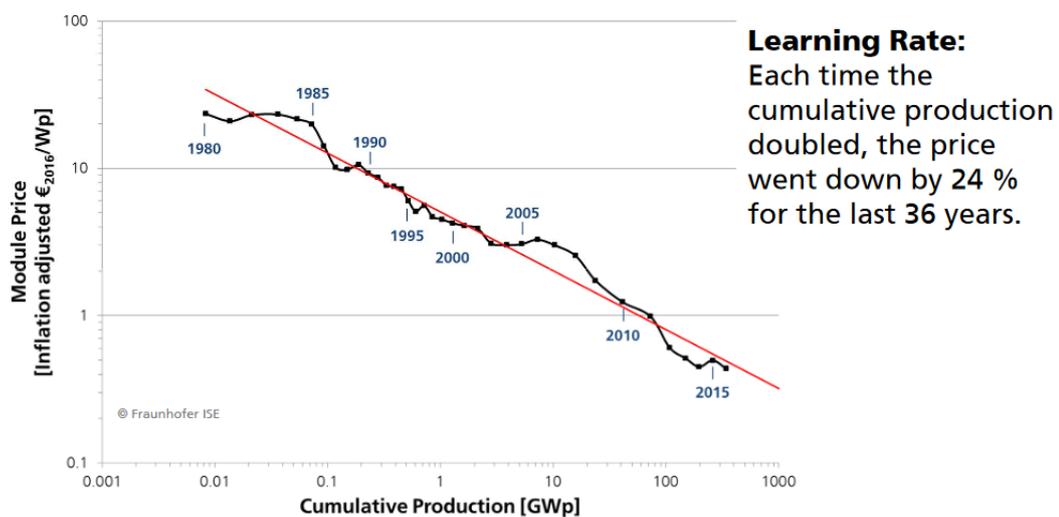


Abbildung 9-14: Historische Entwicklung der Preise für PV-Module seit 1980

Quelle: Fraunhofer ISE 2017a

Die nächste Abbildung zeigt ein ähnliches Bild anhand von Anlagenpreisen für EndkundInnen. Dargestellt ist die Entwicklung des durchschnittlichen Preises für fertig installierte Aufdachanlagen bis 10 kWp in Deutschland. Seit 2006 sind die Preise, ausgehend von 5.100 €/kWp (exkl. USt), um 72,5 % auf 1.400 €/kWp gefallen. Das ergibt eine durchschnittliche jährliche Preisreduktion von 15 % p.a.

Entwicklung der Preise von PV-Komplettsystemen in Deutschland seit 2006

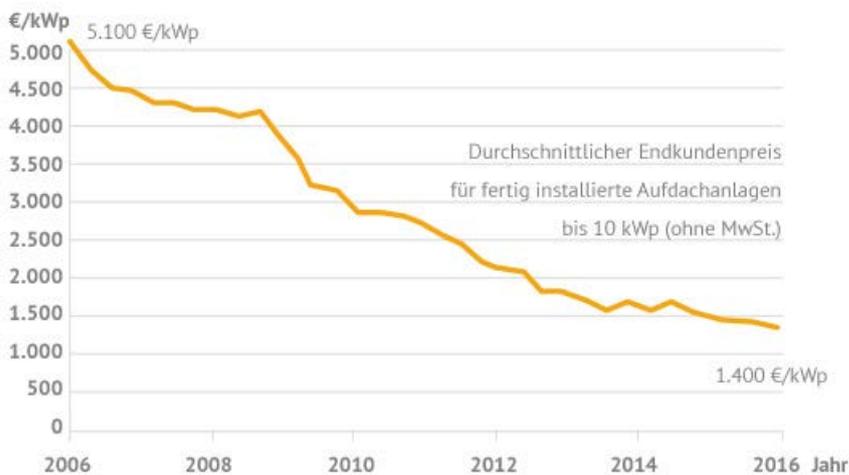


Abbildung 9-15: Entwicklung der Nettopreise für fertig installierte Aufdachanlagen bis 10 kWp.

Quelle: BSW-Solar, Photovoltaik Preismonitor

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Entwicklung typischer Preise für PV-Komplettsysteme mit 5 kWp in Österreich von 2011 bis 2016 (exkl. USt.).

Typische Preise von PV-Komplettsystemen mit 5 kWp in Österreich

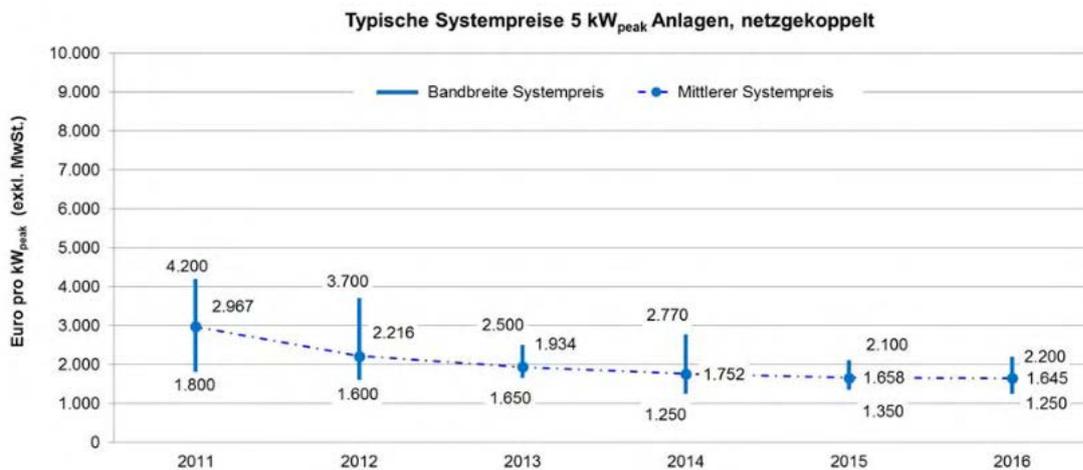


Abbildung 9-16: Mittelwert und Bandbreite für Systempreise von fertig installierten 5 kW_{peak} netzgekoppelten PV-Anlagen (2011–2016), Werte exkl. MwSt.; Anzahl der Nennungen:

2011: n=26, 2012: n=27, 2013: n=28, 2014: n= 31, 2015: n = 28, 2016: n=20.

Quelle: Biermayr et al. 2017 (Erhebung: FH Technikum Wien)

Die durchschnittlichen Preise von Komplettanlagen mit Leistungen von 10 kWp und mehr beliefen sich im Jahr 2016 auf 1.393 €/kWp (Abbildung 9-17). Damit lagen typische spezifische Preise in dieser Leistungskategorie um 250 €/kWp unter jenen von 5-kWp-Anlagen.

Typische Preise von PV-Komplettsystemen mit 10 kWp und mehr in Österreich

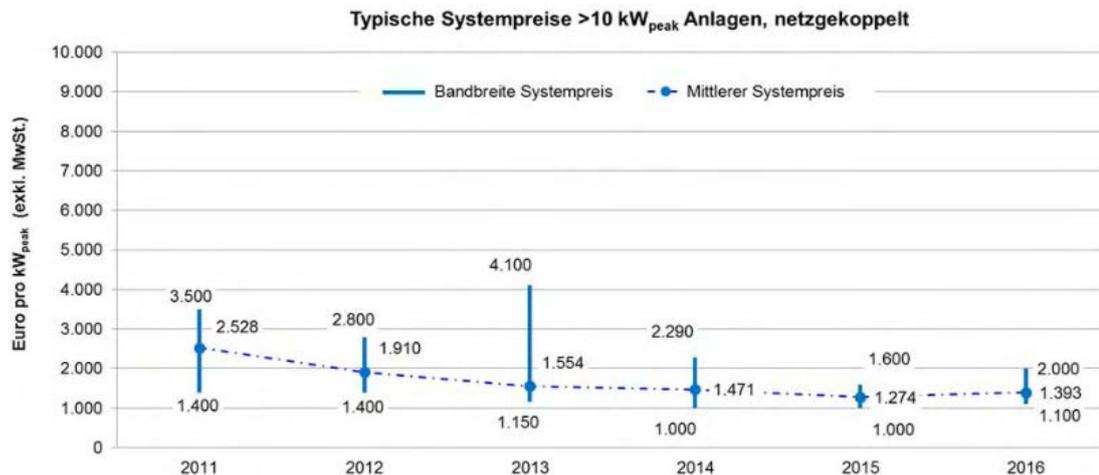


Abbildung 9-17: Mittelwert und Bandbreite fertig installierter Systempreise für ≥ 10 kW_{peak} netzgekoppelte Anlagen (2011–2016), Werte exkl. MwSt.; Anzahl der Nennungen: 2011: n=26, 2012: n=26, 2013: n=28, 2014: n=33, 2015: n=26, 2016: n=20.

Quelle: Biermayr et al. 2017 (Erhebung: FH Technikum Wien)

Netzparität von PV-Strom bei Haushalten

2016 kosteten fertig installierte 5-kWp-Aufdachanlagen in Österreich im Durchschnitt rund 2.000 €/kWp inkl. MwSt.

Die Stromerzeugungskosten liegen bei einem Kalkulationszeitraum von 25 Jahren in Österreich bei 12,9 Cent/kWh. Dabei wurden folgende Berechnungsannahmen getroffen: Stromertrag 1.000 kWh/kWp.a, Ertragsabnahme 0,15 % p.a., Kalkulationszinssatz 3,0 %, laufende Kosten 10 Euro/kWp, Preissteigerung 2 % p.a.).

Der Strombezugspreis für Haushalte mit einem Jahresstromverbrauch von 3.500 kWh lag im September 2016 (inkl. Steuern, Abgaben und Umlagen) in Österreich zwischen 14,5 und 18,2 Cent/kWh (E-Control 10.11.2016). Die spezifischen Kosten einer durch PV erzeugten kWh elektrischer Energie sind damit deutlich günstiger als der Bezug einer kWh über das öffentliche Netz von einem Energieversorger (der Bezug von Strom aus dem Netz beinhaltet neben den eigentlichen Energiekosten des Stroms auch Kosten für das Netz sowie Steuern und Abgaben).

Statische PV-Netzparität

Die statische PV-Netzparität bezeichnet den Zeitpunkt, ab dem die Stromerzeugungskosten pro kWh einer PV-Anlage gleich dem Bezugspreis (unter Einbeziehung der Kosten für die elektrische Energie, die Systemnutzungsentgelte, sowie von Steuern und Abgaben) pro kWh aus dem öffentlichen Netz sind.

In einer Wirtschaftlichkeitsberechnung kann nur der erzeugte und gleichzeitig selbst verbrauchte PV-Strom zum Strombezugspreis bewertet werden. Die ins öffentliche Netz eingespeiste PV-Überschusserzeugung wird nämlich von Energieversorgern zu Preisen abgenommen, die deutlich unter dem Strombezugspreis liegen; typischerweise in der Größenordnung des Energieanteils der Strombezugskosten (etwa 3 bis 4 Cent/kWh), zum Teil auch deutlich niedriger.

Dies bedeutet, dass der Anteil des Eigenverbrauchs an der von der PV-Anlage jährlich erzeugten Strommenge hohe wirtschaftliche Relevanz hat. Bei Anlagengrößen von 3–5 kWp werden von einem typischen Haushalt typischerweise etwa 20 bis 30 % des erzeugten Solarstroms selbst verbraucht. Eine Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils ist durch Verschiebung von hauseigenen Stromverbräuchen in Zeiten der PV-Stromerzeugung (manuell oder durch den Einsatz von Energiemanagementsystemen), bedarfsgerechter Anlagenplanung oder dem Einsatz von dezentralen Speichern (PV-Speichersystemen) möglich. Mit Ausnahme von manueller Lastverschiebung, die freilich nur in engen Grenzen praktikabel ist und mitunter Komforteinbußen zur Folge hat, sind diese Maßnahmen aber mit erheblichen Zusatzinvestitionen verbunden.

Dynamische Netzparität

Bei der dynamischen Netzparität erfolgt die Wirtschaftlichkeitsanalyse durch einen Vergleich der Barwerte der Kosten mit den Barwerten der Erlöse (Eigenverbrauch und Netzeinspeisung). Der Barwert ist der Wert, den zukünftige Zahlungen in der Gegenwart besitzen. Er wird durch Abzinsung der zukünftigen Zahlungen und anschließendes Summieren ermittelt. Ab dem Zeitpunkt, in dem die Barwerte der Erlöse jene der Kosten übersteigen, ist die dynamische Netzparität erreicht.

Die dynamische Netzparität hängt von einer Reihe von Faktoren ab und gestaltet sich von Haushalt zu Haushalt unterschiedlich. Im Folgenden wird ein Szenario für einen Modellhaushalt betrachtet.

Ab welchem PV-Anlagenpreis kann ein Haushalt dynamische Netzparität erreichen?

Ein Modellhaushalt hat einen typischen jährlichen Stromverbrauch von 4.500 kWh und errichtet eine 3 kWp PV-Aufdachanlage mit 3.000 kWh/a Stromertrag. Der durch die PV-Anlage abgedeckte Eigenverbrauch soll (ohne Verbrauchsverschiebungen) bei 900 kWh/a liegen (20 % des Haushaltsstromverbrauchs bzw. 30 % des erzeugten PV-Stroms). Für den von der PV-Anlage ersetzten Strombezug werden bei Inbetriebnahme der Anlage ein Preis von 20 Cent/kWh und eine Preissteigerung von 2 % p.a. angesetzt. Der Kalkulationszeitraum beträgt 25 Jahre, der Kalkulationszinssatz 3 % p.a.

Für den ins öffentliche Stromversorgungsnetz eingespeisten Überschussstrom wird ein Preis von 4,0 Cent/kWh (der jährlich um 2 % p.a. steigen soll) Erlöst. Alle weiteren Annahmen werden wie im weiter oben dargestellten Berechnungsbeispiel angesetzt).

Beim beschriebenen Modellhaushalt wird mit den beschriebenen Erlösen und einem Kalkulationszinssatz von 3 % p.a. ab einem Anlagenpreis von max. 1.160 €/kWp (inkl. USt.) für die fertig installierte PV-Anlage dynamische Netzparität erreicht. Die dynamische Amortisationszeit läge hier bei 25 Jahren, die statische bei 18,5 Jahren.

Bei einer Investitionsförderung von 275 €/kWp bzw. einer Nettoinvestition von 1.500 €/kWp (inkl. USt.) für die komplette 3-kWp-Anlage würde sich die beschriebene Modellanlage unter den getroffenen Annahmen nur dann in 25 Jahren (mit 3 % p.a. Kapitalzins) dynamisch amortisieren, wenn für den Überschussstrom 6,0 Cent/kWh (+2 % p.a.) Erlöst werden könnten. Diese Website gibt einen Überblick über Erlösmöglichkeiten für Überschussstrom in Österreich: <http://www.pvaustria.at/strom-verkaufen/>.

Zukünftige Preisentwicklungen (z. B. beim Haushaltsstrompreis und beim Erlös für den Überschussstrom), Abweichungen des angenommenen Anlagenertrags, des Eigenverbrauchs am erzeugten PV-Strom sowie eventuelle Anpassungen im Bereich der eingehobenen Stromnetzgebühren (z. B. zur Kompensation von entgangenen Netzgebühren infolge des verringerten Strombezugs aus dem Netz durch Eigenerzeugung) stellen Investitionsrisiken dar.

9.5.3 Technologien (Zelltypen)

Bei kommerziellen Photovoltaikanlagen werden meist jeweils mono-, polykristalline, amorphe (Dünnschicht-)Solarzellen oder auch flexible, organische Solarzellen („Ribbon-Si“) in Serie oder parallel zu Modulen zusammen geschaltet. Polykristalline Zellen (auch „multikristallin“ genannt) dominieren, knapp gefolgt von monokristallinen Zellen, den Markt (siehe nachfolgende Abbildung). Laut Fraunhofer ISE (2016b) hatten Dünnschichtzellen 2015 einen globalen Marktanteil von 6,6 %.

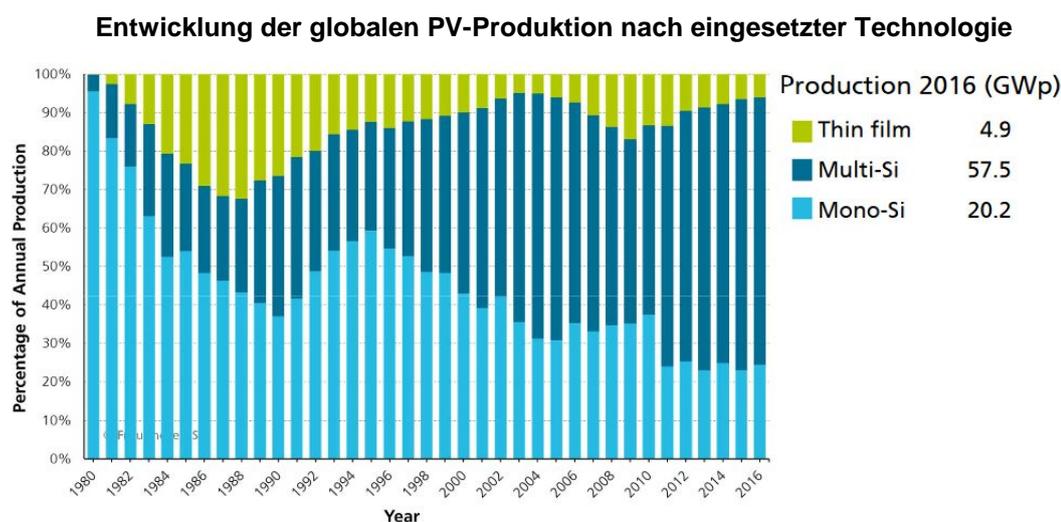


Abbildung 9-18: Entwicklung der globalen PV-Produktion nach Zelltypen

Quelle: Fraunhofer ISE 2017a

In Österreich dominierten in zunehmendem Ausmaß polykristalline Zellen den Markt. Der Anteil monokristalliner Zellen ist von 53 % im Jahr 2010 auf 6 % im Jahr 2015 gesunken.

Installierte Solarzellen in Österreich nach Solarzellentypen



Abbildung 9-19: Anteile der in den Jahren 2010 bis 2016 installierten Solarzellentypen in Österreich.

Quelle: Biermayr et al. 2017 (Erhebung: Technikum Wien)

Neben den bereits erwähnten Zelltypen gibt es PV-Anlagen, bei denen gebündeltes Licht auf die Zellen trifft (High Concentration Photovoltaic Systems; HCPV). Die Zelltypen unterscheiden sich u. a. hinsichtlich ihrer Energieumwandlungseffizienz und ihres spezifischen Flächenverbrauchs. Die nachfolgende Tabelle gibt dazu einen Überblick für kommerziell erhältliche PV-Anlagen mit Stand 2011.

Tabelle 3: Zell- und Modulwirkungsgrade sowie Aufdach-Flächenverbrauch kommerzieller PV-Anlagen

Technologie	Dünnschichtzellen				Siliziumzellen	
	(a-Si)*	(CdTe)*	CI(G)S*	a-Si/ μ c-Si*	monokristallin	Polykristallin
Zelleffizienz	4–8 %	10–11 %	7–12 %	7–9 %	16–22 %	14–18 %
Moduleffizienz					13–19 %	11–15 %
m ² pro kWp	~15m ²	~10m ²	~10m ²	~12m ²	~7m ²	~8m ²

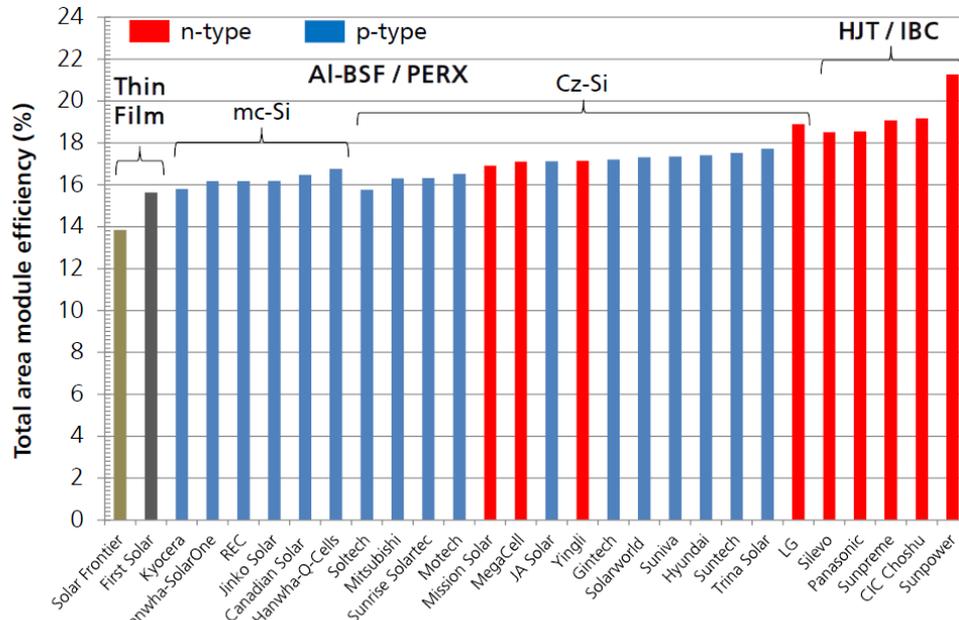
*a-Si: Amorphes Silicium; CdTe: Cadmiumtellurid; CI(G)S: Kupfer-Indium(-Gallium)-Diselenid; a-Si/ μ c-Si: Kristallines Silicium, z. B. mikrokristallines Silicium (μ c-Si), wird oft in Kombination mit amorphem Silicium als Tandemzellen eingesetzt und erreicht so höhere Wirkungsgrade.

Quelle: Solar Generation 6: Solar Photovoltaic Electricity Empowering the World, EPIA 2011, Photon international 2010

Von 2006 bis 2016 konnte der Modulwirkungsgrad von siliziumbasierten Modulen von durchschnittlich 12 % auf durchschnittlich 17 % gesteigert werden (Super-mono 21 %). Im gleichen Zeitraum gelang bei CdTe-basierten Dünnschicht-Modulen eine Steigerung von 9 % auf durchschnittlich 16 % (Fraunhofer ISE 2017a). Die nächste Grafik zeigt den aktuel-

len Stand (Nov. 2015) der Modulwirkungsgrade für verschiedene Zelltechnologien und Hersteller.

Stand der Modulwirkungsgrade von PV-Modulen



Note: Exemplary overview without claim to completeness; Selection is primarily based on modules with highest efficiency of their class and proprietary cell concepts produced by vertically integrated PV cell and module manufacturers; Graph: Jochen Rentsch, Fraunhofer ISE. Source: Company product data sheets. Last update: Nov. 2015.

Abbildung 9-20: Entwicklung der Modulwirkungsgrade von industriell gefertigten PV-Modulen (Durchschnittswerte; Stand Nov. 2015)

Quelle: Fraunhofer ISE 2017a

In der obigen Grafik steht Cz-Si für monocrystalline Czochralski silicon (monokristalline Zellen) und mc-Si für multicrystalline silicon (multikristalline Zellen).

Derzeit werden etwa 85 Prozent der Siliziumsolarzellen nach dem Aluminium-Back-Surface-Field-(Al-BSF)-Konzept gefertigt. Die Zellrückseite ist vollflächig mit Aluminium metallisiert. Bei einer PERC-Solarzelle ist die Rückseitenpassivierung punktuell von den Kontakten unterbrochen (siehe nachfolgende Abbildung).

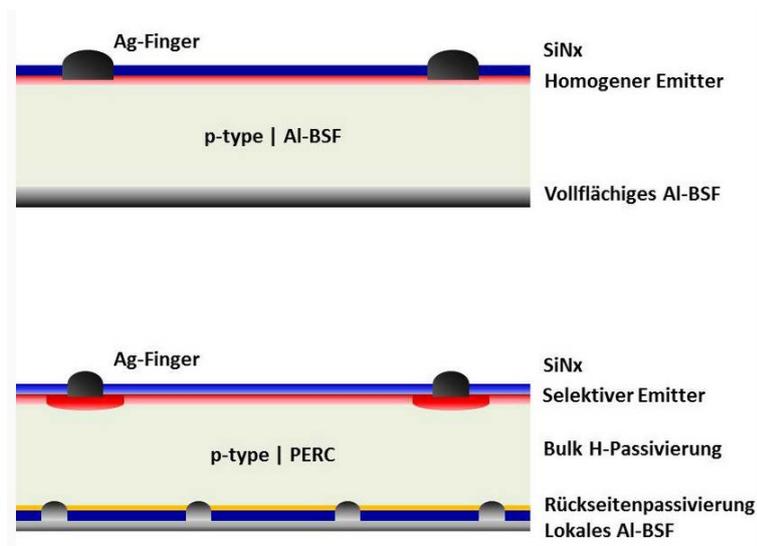


Abbildung 9-21: Vergleich des Al-BSF- mit dem PERC-Konzept.

Quelle: Solarworld AG

Die Vorteile der PERC- im Vergleich zur Al-BSF-Technologie liegen in einer Verbesserung der Solarzellen-Rückseite. Die AL-BSF-Zelle ist vollflächig mit Aluminium metallisiert, dadurch bleibt der Wirkungsgrad dieser Zellen auf unter 19,5 Prozent begrenzt.

PERC-Zellen haben ein höheres Leistungspotenzial, bei ihnen erfolgt die Kontaktierung nur lokal mit einem Flächenanteil von weniger als 10 %. Die nicht kontaktierten Bereiche werden dabei durch ein dielektrisches Schichtsystem deutlich besser passiviert als bei einer Al-BSF-Solarzelle. Die Ladungsträger-Rekombination auf der Solarzellen-Rückseite wird reduziert, das führt zu deutlich höheren Leerlaufspannungen. Des Weiteren ist die Reflexion auf der PERC-Solarzellen-Rückseite (siehe oben), das heißt an der Grenzfläche vom Si-Wafer zur dielektrischen Passivierung, deutlich erhöht: Das bewirkt eine Steigerung des Kurzschlussstroms. Mit dem PERC-Konzept lassen sich mit weiteren Verbesserungen im Substrat sowie im vorderseitigen Emitter deutlich höhere Leistungssteigerungen als bei einer Zelle mit einem Al-BSF erreichen.

Neben der Weiterentwicklung des klassischen, monofazialen Solarzellen-Typs werden außerdem auch bifaziale PERC-Solarzellen entwickelt, die auf Vorder- und Rückseite Licht nutzen. Eingebettet in ein bifaziales Glas-Glas-Modul kann der Energieertrag im Vergleich zu einem monofazialen Standard-Modul um bis zu 25 Prozent gesteigert werden (Quelle: <http://www.bine.info/newsuebersicht/news/rekord-solarzelle-erreicht-22-prozent-wirkungsgrad/>).

Die Heterojunction Technologie (HJT) verbindet die Vorteile kristalliner Siliziumsolarzellen mit den Absorptions- und Passivierungseigenschaften von amorphem Silizium, das aus der Dünnschichttechnologie bekannt ist. Für die Herstellung von HJT-Zellen werden auf einen n-leitenden monokristallinen Siliziumwafer beidseitig dünne Schichten aus dotiertem und intrinsischem, amorphem Silizium sowie transparente, leitfähige Oxidschichten (TCO) aufgebracht. IBC steht für Interdigitated Back Contact, d. h. für eine Rückkontaktzelle mit ineinandergreifenden Kontakten (Quelle: Meyerburger Solar).

Im Labor werden im Bereich kommerzieller Technik mit 23 % die besten Modulwirkungsgrade von monokristallinen Zellen erreicht. Diese Rekordwerte verdeutlichen das Potenzial für weitere Effizienzgewinne in der Produktion von PV-Modulen. Mit HCPV-Systemen werden auf Zellebene unter Laborbedingungen Wirkungsgrade von 44,7 % und auf Modulebene im kommerziellen Betrieb 32 % erreicht (Fraunhofer 2014a). Die nachfolgende Grafik gibt einen weltweiten Überblick über die Entwicklung der seit 1975 unter Laborbedingungen erreichten Zellwirkungsgrade für verschiedene Zelltechnologien.

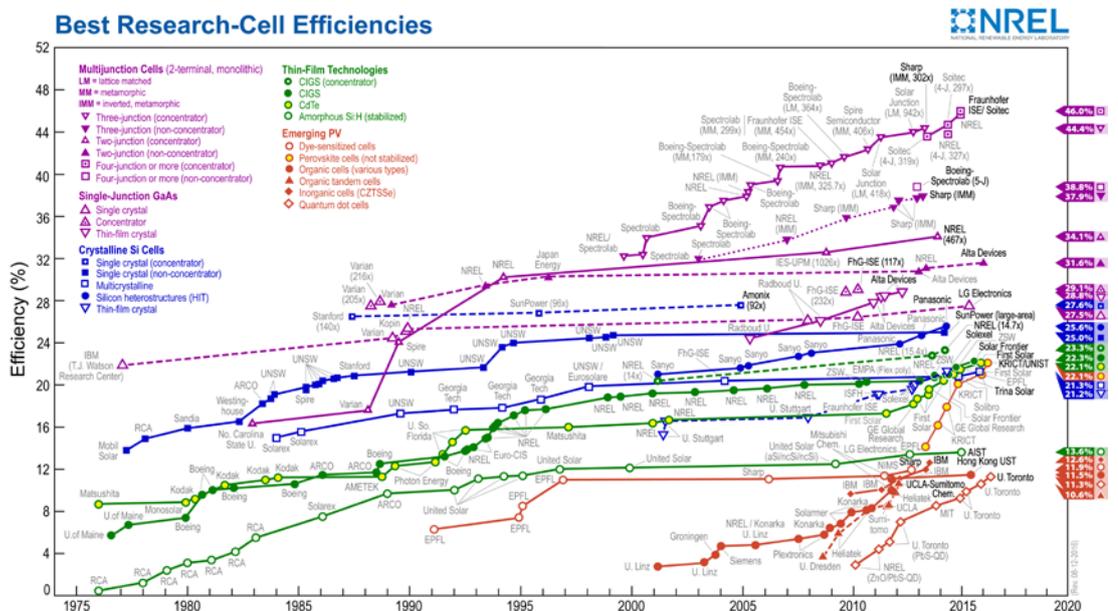


Abbildung 9-22: Research Cell Efficiency Records

Quelle: National Renewable Energy Laboratory (NREL), Stand 13. Mai 2016.

Für Anlagenbetreiber machen sich die elektrischen Wirkungsgrade der Module in Form des Flächenverbrauchs pro kWp bemerkbar. Module auf Basis monokristalliner Zellen hatten 2010 mit ca. 7 m²/kWp den geringsten Flächenverbrauch, gefolgt von polykristallinen Zellen mit 8 m²/kWp (siehe Tabelle oben). Mit 10–15 m²/kWp hatten Dünnschicht- bzw. amorphe Zellen einen erhöhten Flächenverbrauch. Die Möglichkeiten für weitere Anwendungsfelder der Photovoltaik hängen insbesondere auch mit einer Steigerung der elektrischen Wirkungsgrade zusammen; d. h. größer werdende Erträge bei kleiner werdender Fläche. Nicht zuletzt werden die Anlagen dadurch auch noch kosteneffizienter.

Neue Materialien, durchsichtige Module, flexible Zellen und andere Entwicklungen lassen in Zukunft jede dem Licht zugewandte Fläche grundsätzlich für Stromproduktion möglich erscheinen. Auch österreichische Akteure arbeiten an der Steigerung der Wirkungsgrade sowie an der Forschung neuer Produktionsverfahren, um den Anforderungen des Marktes gerecht werden zu können.

9.5.4 Potenziale in Österreich

Nach H. Fechner et al., 2007 (Technologie-Roadmap für Photovoltaik in Österreich, im Auftrag des BMVIT) bietet die Photovoltaik für Österreich im Bereich der erneuerbaren Energieträger das größte noch erschließbare Potenzial. Das technische Potenzial von ge-

bäudeintegrierter Photovoltaik (GIPV) auf gut geeigneten südorientierten Flächen in Österreich beträgt ca. 140 km² Dachfläche und ca. 50 km² Fassadenfläche.

In einem aktuellen Update der Studie aus 2007 (H. Fechner et al., 2016) werden mögliche Entwicklungspfade für PV in Österreich anhand zweier Szenarien gegenübergestellt. Das erste Szenario schreibt die mittlere Entwicklung der vergangenen drei Jahre mit etwa 150 MWp Neuinstallationen pro Jahr bis 2050 fort. Im zweiten Szenario, das die mögliche bzw. notwendige Rolle der Photovoltaik im österreichischen Energiesystem aufzeigt, wird davon ausgegangen, dass klimapolitische Ankündigungen umfassend umgesetzt werden und das Zwei-Grad-Klimaziel konsequent verfolgt und erreicht wird.

Die Ergebnisse der aktuellen Roadmap zeigen, dass die Rolle der Photovoltaik in der österreichischen Energieversorgung einen Anteil von etwa 27 % am Stromaufkommen und etwa 13 % am Gesamtenergieaufkommen bis 2050 erreichen kann. Für das Ziel der 100%igen Stromversorgung aus erneuerbarer Energie bis 2030 kann die Photovoltaik bei ambitionierter Weichenstellung mindestens 15,3 % beitragen.

In Österreich sind derzeit (Stand 2016) knapp 1,1 GW an PV-Anlagenleistung installiert, damit werden ca. 2 % des österreichischen Strombedarfes (Stromabgabe an Endverbraucher) gedeckt.

9.5.5 Vor- und Nachteile

Mit einer erfolgreichen Energiewende können zahlreiche wirtschafts-, energie- und klimapolitische Ziele erreicht werden. Im Strombereich ist PV-Strom, neben Strom aus Wasser- und Windkraft, die billigste Form, Strom aus erneuerbaren Energiequellen zu erzeugen. Windkraft- und Photovoltaikanlagen werden hinsichtlich der weiteren Ausbaupotenziale die wichtigsten auf erneuerbarer Energie beruhenden Technologien zur Umsetzung der Energiewende im Strombereich sein. Die Erzeugungsprofile von Wind- und PV-Strom ergänzen einander saisonal recht gut (siehe nachfolgende Abbildung).

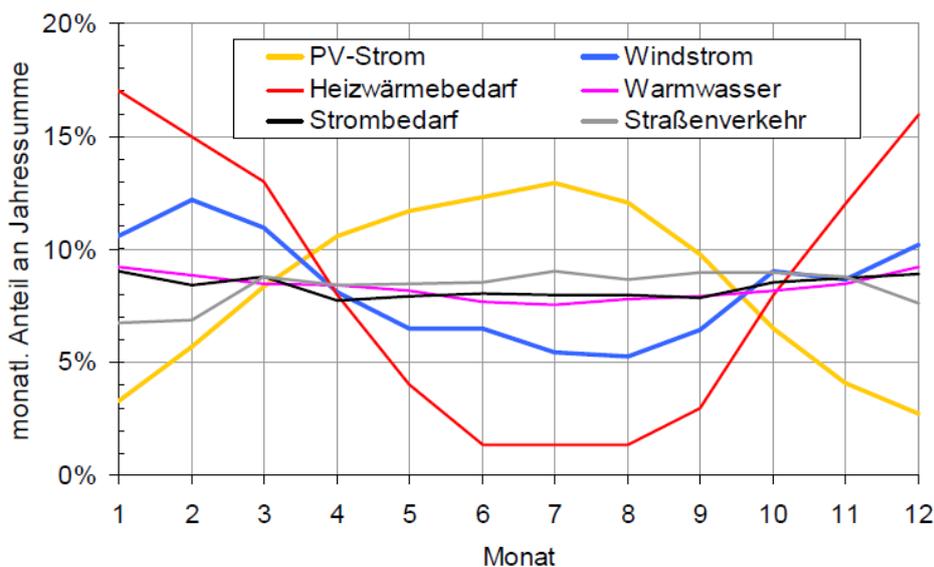


Abbildung 9-23: Grobe Abschätzung der monatlichen Verteilung (Jahressumme = 100 %) für Sonnenstrom, berechnet für den Standort Freiburg aus [PVGIS], des Windstroms [DEWI],

des Heizwärmebedarfs nach Gradtagszahlen (VDI 2067 bzw. DIN 4713), des Energiebedarfs für die Warmwasserbereitung der Haushalte, des Strombedarfs [AGEB1] und des Kraftstoffabsatzes [MWV]

Quelle: Fraunhofer ISE 2014b

Einer der wichtigsten Vorteile von Photovoltaikanlagen ist, dass keine Brennstoffkosten anfallen. Durch, insbesondere in den letzten Jahren, stark gesunkene Anlagenkosten besteht im Bereich der dezentralen Eigenstromversorgung in vielen Bereichen bereits Wirtschaftlichkeit ohne direkte Förderungen. Die Investitionskosten von PV-Anlagen können noch weiter sinken: technologisch ist noch ein deutliches Kostensenkungspotenzial (z. B. durch weitere Wirkungsgradsteigerungen) gegeben. Das Erzeugungsprofil von PV-Strom passt gut mit dem Lastprofil des Stromversorgungssystems zusammen (siehe nachfolgende Abbildung aus Deutschland). Allerdings nehmen Konflikte mit weniger gut regelbaren Kraftwerken (Braunkohle, Atomenergie) zu.

PV-Anlagen sind mit einem relativ geringen Ausmaß an grauer Energie behaftet. Typische Energierücklaufzeiten liegen bei einem für Österreich typischen spezifischen Ertrag von rund 1.000 kWh/(kWp.a) für Aufdachanlagen mit unterschiedlichen Siliziumzellen (unter Berücksichtigung aller Anlagenkomponenten) zwischen 1,5 und 3,3 Jahren (Fraunhofer ISE 2014a). Bei einer Lebensdauer von 20 bis 30 Jahren kann also grob davon ausgegangen werden, dass typische Anlagen rund 10-mal mehr Energie erzeugen, als für die Herstellung aufgewendet wurde.

Ein Nachteil für die PV-Technik ist, dass die bestehende Netzinfrastruktur für große, zentrale Erzeugungsanlagen konzipiert wurde. Insbesondere in ländlichen Regionen bedarf es daher innovativer Lösungen und weiterer Netzausbauten und -verstärkungen, um größere Mengen an PV-Strom, v. a. ins Nieder- und Mittelspannungsnetz integrieren zu können. Im städtischen Bereich sind diese Aspekte aufgrund hoher Verbrauchsdichten und kurzer Stromtransportwege weniger relevant, weshalb hier sehr gute Bedingungen für den Ausbau von PV bestehen.

Mit der wetterabhängigen PV-Technologie ist keine verbrauchsgeführte Erzeugung möglich. Dies bedeutet mit fortschreitendem Ausbau einen erhöhten Bedarf an flexibler Kraftwerksinfrastruktur (zur Abdeckung der verbleibenden Residuallast). Erhöhte Anteile wetterabhängiger Strommengen (insbesondere Windkraft und PV, mit sehr niedrigen Grenzkosten) führen im bestehenden Strommarktssystem in Verbindung mit den bestehenden inflexiblen konventionellen Kraftwerken (auf Basis von Braunkohle und Atomenergie) zu stark sinkenden Preisen an grenzkostenbasierten Strombörsen (z. B. an der Strommarktbörse Leipzig). Investitionen in und der Betrieb von zukünftig verstärkt benötigten flexiblen Residuallastkraftwerkskapazitäten (z. B. auf Basis von Erdgas) waren in den letzten Jahren kaum wirtschaftlich möglich.

9.5.6 Förderungen

Das Ökostromgesetz 2012 (ÖSG 2012) regelt auch 2017 die Abnahme- und Vergütungspflicht für Ökostrom durch die Ökostromabwicklungsstelle ÖMAG für PV-Anlagen > 5 kWp, welche im Falle eines gültigen Abnahmevertrages mit der ÖMAG für einen Zeitraum von 13 Jahren ab Beginn der Abnahme von Ökostrom durch die Ökostromabwicklungsstelle garantiert wird. Für derartige, vom jeweiligen Bundesland nach ÖSG 2012 genehmigte PV-

Anlagen gelten per Verordnung festgelegte (für jährlich neu unter Vertrag genommene PV-Anlagen, ev. jährlich angepasste) Einspeisetarife (wahlweise für Voll- und Überschusseinspeiser).

Die aktuelle Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2016 (ÖSET-VO 2016) vom 16. Dezember 2016 sieht für PV-Anlagen zwischen 5 kWp und 200 kWp, die an oder auf einem Gebäude angebracht sind, bei Antragstellung und Vertragsabschluss im Jahr 2017 7,91 Cent/kWh vor. Als Investitionszuschuss für die Errichtung werden zusätzlich 40 % der Errichtungskosten, höchstens jedoch ein Betrag in Höhe von 375 Euro/kW_{peak} gewährt.

Der Klima- und Energiefonds des Bundes fördert temporär (zumeist einmal jährlich) die Errichtung von neuen PV-Anlagen bis (inkl.) 5 kWp mit einmaligen, nicht rückzahlbaren Investitionszuschüssen. Das jährliche Fördervolumen ist begrenzt. Die Förderaktion 2017 verfügt über Budgetmittel von 8,0 Mio. € für PV-Anlagen in ganz Österreich (Förderstart: 1. März 2017, Förderende: 30. November 2017).

Gefördert werden Photovoltaikanlagen im Netzparallelbetrieb, sofern sie überwiegend der Versorgung privater Wohngebäude oder Geschäftslokale dienen. Gefördert werden private PV-Anlagen mit einer Leistung bis max. 5 kWp. Bei Einzelanlagen beträgt das Ausmaß der Förderung in Form eines einmaligen Investitionskostenzuschusses 2017 275 €/kWp für freistehende Anlagen und Aufdachanlagen (max. jedoch 35 % der anerkehbaren Investkosten) oder 375 €/kWp für gebäudeintegrierte Anlagen (max. jedoch 35 % der anerkehbaren Investkosten). Auch Gemeinschaftsanlagen können gefördert werden: mind. zwei Wohn- bzw. Geschäftseinheiten, max. 5 kWp/Person, max. 30 kWp in Summe, wobei jeder Beteiligte einen separaten Förderantrag stellen muss. Hier betragen die Fördersätze 200 bzw. 300 €/kWp für freistehende Anlagen und Aufdachanlagen bzw. gebäudeintegrierte Anlagen. Die Deckelung beträgt auch hier 35 % der anerkannten Investitionskosten.

Das BMLFUW fördert im Rahmen der Umweltförderung im Inland die Stromerzeugung in Insellagen auf Basis erneuerbarer Energieträger bei Betrieben, sonstigen unternehmerisch tätigen Organisationen sowie Vereinen und konfessionellen Einrichtungen. Die Abwicklung der Förderansuchen erfolgt über die Kommunalkredit Public Consulting GmbH. Gefördert werden bis zu 35 % der förderungsfähigen Kosten (KPC 2017).

2017 werden landwirtschaftliche PV-Anlagen vom Bund gesondert gefördert. Details finden Sie z. B. hier: <http://www.pvaustria.at/forderungen/>.

Die Bundesländer fördern temporär die Errichtung von neuen PV-Anlagen (und häufig auch von zugehörigen Stromspeichern), zumeist mit einmaligen, nicht rückzahlbaren Investitionszuschüssen oder auch im Rahmen der Wohnbauförderung. Das jährliche Fördervolumen ist in der Regel begrenzt. Im Burgenland beträgt das Ausmaß der Förderung für 2017 z. B. 275 € pro kWp bzw. maximal 30 % der förderungsfähigen Gesamtkosten in Form eines einmaligen Investitionskostenzuschusses. Auch Stromspeicher können mit dem gleichen Fördersatz gefördert werden. Das Förderausmaß ist mit Euro 300.000 begrenzt. Die Förderaktion endet mit Verbrauch der Mittel, spätestens am 31.12.2017. Details zu den Förderungen in den Bundesländern finden Sie z. B. hier: <http://www.pvaustria.at/forderungen/>.

Mehr zum Thema

Biermayr et al. 2014: Innovative Energietechnologien in Österreich Marktentwicklung 2013
[\[http://www.nachhaltigwirtschaften.at/results.html/id7668\]](http://www.nachhaltigwirtschaften.at/results.html/id7668)

Biermayr et al. 2016: Innovative Energietechnologien in Österreich Marktentwicklung 2015
[\[https://nachhaltigwirtschaften.at/de/iea/publikationen/innovative-energietechnologien-in-oesterreich-marktentwicklung-2015.php\]](https://nachhaltigwirtschaften.at/de/iea/publikationen/innovative-energietechnologien-in-oesterreich-marktentwicklung-2015.php)

Biermayr et al. 2017: Innovative Energietechnologien in Österreich Marktentwicklung 2016
[\[https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/nw_pdf/201713-marktentwicklung-2016.pdf\]](https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/nw_pdf/201713-marktentwicklung-2016.pdf)

Bundesverband Photovoltaic Austria – PV-Tool zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit
[\[http://www.pvaustria.at/pv-tools/\]](http://www.pvaustria.at/pv-tools/)

BWS-Solar 2017: Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik)
[\[http://www.solarwirtschaft.de/unsere-themen-photovoltaik/zahlen-und-fakten.html\]](http://www.solarwirtschaft.de/unsere-themen-photovoltaik/zahlen-und-fakten.html)

EU-Projekt PV-Parity [\[http://www.pvparity.eu\]](http://www.pvparity.eu)

European Photovoltaic Industry Association [\[http://www.epia.org/home/\]](http://www.epia.org/home/)

Fraunhofer ISE 2017a (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme): Photovoltaics Report
Fassung vom 12. Juli 2017
[\[https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/photovoltaics-report.html\]](https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/photovoltaics-report.html)

Fraunhofer ISE 2017b: Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Fassung vom 15.
August 2017 [\[https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.html\]](https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.html)

H. Fechner et al., 2007: Technologie-Roadmap für Photovoltaik in Österreich
[\[http://www.pvaustria.at/wp-content/uploads/2013/07/Roadmap-Oesterreich-2007.pdf\]](http://www.pvaustria.at/wp-content/uploads/2013/07/Roadmap-Oesterreich-2007.pdf)

JRC 2017: PV Status Report 2016
[\[http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC103426/Idna28159enn.pdf\]](http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC103426/Idna28159enn.pdf)

KPC 2017: Stromerzeugung in Insellage auf Basis erneuerbarer Energieträger
[\[https://www.umweltfoerderung.at/betriebe/stromerzeugung-in-insellage-auf-basis-erneuerbarer-energietraeger/navigator/strom/stromerzeugung-in-insellage-1.html\]](https://www.umweltfoerderung.at/betriebe/stromerzeugung-in-insellage-auf-basis-erneuerbarer-energietraeger/navigator/strom/stromerzeugung-in-insellage-1.html)

Photon – Das Solarstrommagazin [\[http://www.photon.info/\]](http://www.photon.info/)

9.6 Windkraft

Eine Windkraftanlage wandelt die kinetische Energie bewegter Luftmassen (Windenergie) in elektrische Energie um.

Das Betz'sche Gesetz besagt, dass eine Windkraftanlage maximal $16/27$ (59,3 %) der im Wind enthaltenen kinetischen Energie in Rotationsenergie umwandeln kann. Dieser Leistungsbeiwert ist kein Wirkungsgrad im eigentlichen Sinne, sondern ein Erntegrad, da die ungenutzte Energie in der Strömung, die am Rotor vorbei streicht sowie in der abgebremsten Strömung erhalten bleibt, nicht umgewandelt wird. Moderne Windkraftanlagen kommen auf einen Leistungsbeiwert (c_p) bis knapp über 0,50 – das bedeutet, dass moderne Anlagen die Hälfte der im Wind enthaltenen kinetischen Energie in Rotationsenergie umwandeln.

Der aerodynamische Wirkungsgrad einer Anlage kann auch über das Verhältnis des Leistungsbeiwertes der Maschine zum Betz'schen (maximalen) Leistungsbeiwert ausgedrückt werden. Dieses Verhältnis liegt zwischen 70–85 %, je nach Windverhältnissen und der daraufhin optimierten Auslegung der Anlage. Das bedeutet, dass unter optimalen Voraussetzungen bis zu 85 % der maximal möglichen umwandelbaren Energie des Windes genutzt werden.

Zur Berechnung des Gesamtwirkungsgrades müssen zusätzlich noch die Wirkungsgrade aller mechanischen und elektrischen Maschinenteile berücksichtigt werden, die Verluste von insgesamt 10–20 % verursachen können.

Entscheidend für die Wirtschaftlichkeit ist aber nicht der Gesamtwirkungsgrad, sondern die tatsächliche Laufzeit und jeweiligen Erträge, die in Volllaststunden pro Jahr ausgedrückt werden.

Für die richtige Auswahl der Anlage und deren Dimensionierung ist die Kenntnis der Windverhältnisse am geplanten Standort wichtig. Der Ertrag einer Windkraftanlage aus der kinetischen Energie des Windes steigt mit der dritten Potenz seiner Geschwindigkeit, darum sind Durchschnittsgeschwindigkeiten eines Standortes wenig aussagekräftig.

Grundsätzlich ist zwischen folgenden Arten der Windkraftnutzung zu unterscheiden:

- Integration in ein urbanes Umfeld inkl. Gebäudeintegration durch Kleinstanlagen (typischer Leistungsbereich: 300 W bis rund 1 kW). Diese Anlagen können ins Netz integriert werden.
- Freistehende Kleinwindkraftanlage mit/ohne Netzanbindung (typisch: 3 kW bis 20 kW).
- Moderne Großanlage (ca. 3 MW) mit Netzanbindung an ein hochrangiges Leitungsnetz.
- Windpark: Da Windparks teilweise Leistungen klassischer Kraftwerke haben, ist der Anschluss an ein hochrangiges Leitungsnetz mit ausreichender Kapazität notwendig. Sollte im Betrieb keine ausreichende Kapazität des Leitungsnetzes vorhanden sein, kommt es zu Ertragseinbußen, man spricht hier von „Curtailment“.
- Off-Shore-Windpark: Windparks werden außerhalb Österreichs auch als Off-shore-Parks in Zukunft immer mehr an Bedeutung gewinnen, für Österreich energiepolitisch nicht relevant, sehr wohl aber für die Zulieferindustrie.

Energiepolitisch für Österreich von Bedeutung sind praktisch nur die Großanlagen in Form von Windparks (B2), die im nächsten Abschnitt betrachtet werden. Kleinanlagen (A1, A2) erfahren aber derzeit immer mehr Interesse und werden im darauffolgenden Abschnitt betrachtet.

9.6.1 Großwindkraftanlagen

9.6.1.1 Marktdaten

Mit 228 MW hinzugekommener Leistung brachte das Jahr 2016 einen deutlichen Zubau in Österreich. Die in Österreich installierte Windleistung summierte sich bis Ende 2016 somit auf 2.632 MW (Quelle: IG-Windkraft). Davon standen 400 Windparks mit einer gesamten Engpassleistung von 2.347 MW in einem Vertragsverhältnis mit der ÖMAG (Quelle: E-Control). Für 2017 zeichnet sich ein gebremster Ausbau ab, ein Zubau von etwa 180 MW wird von Experten erwartet. In der österreichischen Windbranche waren Ende 2016 fast 4.700 Personen beschäftigt, ein Rückgang verglichen mit 2015 (5.500 Personen) bedingt durch den geringeren Ausbau (Marktentwicklung 2016).

Nicht nur in Österreich entwickelt sich diese Technologie sehr vielversprechend:

- Weltweit waren Ende 2016 Windkraftanlagen mit 487 GW ans Stromnetz angeschlossen. China, gefolgt von den USA, Deutschland, Indien und Brasilien waren 2016 die Märkte mit den höchsten Zuwächsen. Der Zuwachs alleine im Jahr 2016 betrug 55 GW, davon 2,2 GW in Form von Offshore-Windparks (REN21).
- In der EU summierte sich Ende 2016 die Windkraft auf 154 GW, fast die Hälfte des Zubaus im Jahr 2015 fand in Deutschland statt. Bemerkenswert ist auch der Umfang von Repowering, in Deutschland wurden 2016 242 Anlagen (mit insg. 262 MW) abgebaut und teilweise ersetzt (REN21).

Zur Kostenentwicklung von Windkraftanlagen gibt es wenige gesicherte öffentliche Informationen. Die Anlagenkosten machen jedenfalls nur einen Teil der Gesamtkosten aus. Zuwege, Grundstückskosten bzw. Pacht, Netzanschluss, Fundamentierung, Transport und Logistik können von Fall zu Fall sehr unterschiedlich hohe Kosten verursachen. Ein guter und pragmatischer Indikator für die Wirtschaftlichkeit von Windkraftanlagen sind die jährlich erzielten Zuwächse an Windkraftanlagen durch die jährlich angepassten Einspeisetarife. Die bisherigen Einspeisetarife führten von 2012 bis 2015 zu einem zügigen Ausbau in Österreich, und da Windkraftprojekte von der Größe her kreditwürdig sein müssen, ist anzunehmen, dass die Wirtschaftlichkeit durch entsprechende Renditen gegeben ist.

Von starken Preisverfällen wie bei der Photovoltaik in den letzten Jahren ist man bei Windkraft weit entfernt: Die Verbilligungen durch technologische Verbesserungen, Massenproduktion und einen hochkompetitiven weltweiten Wettbewerb wurden teilweise von höheren Materialkosten wieder zunichte gemacht. Weiters ist auch ein Trend zu beobachten, Anlagen einzusetzen, die zwar bezogen auf die installierte Leistung teurer sind, das Windangebot aber bei schwachen und mittleren Windgeschwindigkeiten besser ausnutzen können und damit zu einer größeren Zahl von Volllaststunden bzw. höheren Jahreserträgen pro installierter Leistung führen.

9.6.1.2 Technologien

Bei großen Windkraftanlagen (2–3 MW, Nabenhöhe im Bereich von 100 bis über 135 Metern) an guten Standorten in Österreich werden deutlich über 2.200 Volllaststunden erreicht, bei schlechteren Standorten und mangelnder technischer Verfügbarkeit liegen diese Werte oft weit darunter. Laut Ökostrombericht 2017 der E-Control wies das leistungsbezogen beste Drittel aller 2016 einspeisenden Windkraftanlagen im Durchschnitt 2.451 (2015: 2.543) Volllaststunden auf. Das schlechteste Drittel kam im Durchschnitt nur auf 973 (2015: 976) Volllaststunden, hier ist dann meist ein wirtschaftlicher Betrieb nicht darstellbar. Der Durchschnitt aller Anlagen lag bei 1.759 (2015: 1.892) Volllaststunden. Bei der direkten Netzeinspeisung sind die Generatoren an das öffentliche Stromversorgungsnetz angeschlossen. Diese Betriebsweise erfordert wegen der notwendigen Regelungs- und Sicherheitsmaßnahmen relativ hohe Investitionen. Diese lohnen sich erst für Anlagen ab mittlerer Leistung.

Die Technologie bei den großen Anlagen kann als ausgereift und zuverlässig bezeichnet werden.

Der Zubau in Österreich wurde im Jahr 2016 lediglich durch Anlagen von drei Herstellern bewerkstelligt: fast die Hälfte der Anlagen von Enercon, in kleinerem Umfang auch Senvion und Vestas. Die größten realisierten Anlagen im Jahr 2016 hatten einen Rotordurchmesser von 126 m, eine Nabenhöhe von 137 m und eine Leistung von 3,3 MW (Typ Vestas V126, Quelle: Marktentwicklung 2016). Eine komplette Windenergieanlage „Made in Austria“ findet sich in Österreich praktisch nicht, österreichische Unternehmen liefern aber Stahl, Steuerungen, Flügelmaterial, Generatoren, Energieumrichtersysteme, komplette Windkraftanlagenkonzepte etc. Aufgrund des starken Zubaus der letzten Jahre sind zahlreiche Unternehmen mit hoher Expertise auch bei Planung, Errichtung und Transport (Kran- und Hebeteknikfirmen) sowie Betrieb in Österreich tätig geworden. Insgesamt konnten an die 180 Zuliefer- und Dienstleistungsfirmen aus Österreich im Jahr 2016 einen Umsatz im Windenergiebereich von über 500 Mio. € erzielen. Die österreichische Windkraftwirtschaft profitiert pro Anlage (3 MW) mit ca. 4,7 Mio. €, was in etwa die Hälfte der gesamten Projekt- und Betriebskosten (über 20 Jahre) darstellt. (Quelle: Marktentwicklung 2016).

9.6.1.3 Potenziale in Österreich

Laut der Studie „Windatlas- und Windpotenzialstudie Österreich“, die die Energiewerkstatt im Auftrag des Klima- und Energiefonds durchgeführt hat, können 2020 20 % des österreichischen Strombedarfs mit Windenergie abgedeckt werden. Das ist doppelt so viel, wie das Ökostromziel für 2020 lt. Ökostromgesetz 2012 für den Windsektor realisieren möchte (Ökostromziel: 10 % bzw. 3.000 MW). Dieses Szenario zu einem praktisch realisierbaren Windkraftpotenzial setzt aber unter anderem voraus, dass neue Turbinentechnologien zu niedrigeren spezifischen Investitionskosten führen und die Einspeisetarife an die tatsächlichen Windverhältnisse in den einzelnen Regionen angepasst werden. Für 2030 hält dieses Szenario einen Windkraftanteil von bis zu 30 % am österreichischen Elektrizitätsbedarf realisierbar. Das wären 9.200 MW, was über 3.000 modernen 3-MW-Anlagen entspricht.

DAS REALISIERBARE POTENTIAL 2020 / 2030					
Szenario 2020: 3MW-Anlagen, 625 €/m², 11 €Cent/kWh					
Bundesländer	t.m.m. Potential 2020 [MW]	Auslastungsgrad 2020	Realisierbares Potential 2020 [MW]	Bestand Sommer 2011 [MW]	Umsetzungsgrad REAL
Vorarlberg	361	10%	36	0	0%
Tirol	858	10%	86	0	0%
Salzburg	698	10%	70	0	0%
Kärnten	2.398	5%	120	1	0%
Steiermark	6.888	10%	689	50	7%
Burgenland	4.749	25%	1.187	369	31%
Oberösterreich	1.497	15%	225	26	12%
Niederösterreich	14.469	15%	2.170	557	26%
Wien	22	100%	22	7	34%
Gesamt Österreich	31.940		4.605	1.011	
Szenario 2030: 4MW-Anlagen, 600 €/m², 15 €Cent/kWh					
Bundesländer	t.m.m. Potential 2030 [MW]	Auslastungsgrad 2030	Realisierbares Potential 2030 [MW]	Bestand Sommer 2011 [MW]	Umsetzungsgrad REAL
Vorarlberg	1.386	15%	208	0	0%
Tirol	4.174	15%	626	0	0%
Salzburg	4.063	15%	609	0	0%
Kärnten	4.766	10%	477	1	0%
Steiermark	11.747	15%	1.762	50	3%
Burgenland	5.043	30%	1.513	369	24%
Oberösterreich	3.578	20%	716	26	4%
Niederösterreich	16.514	20%	3.303	557	17%
Wien	8	100%	8	7	93%
Gesamt Österreich	51.279		9.221	1.011	

Windatlas und Windpotentialstudie Österreich

Verein
energiwerkstatt^o

Abbildung 9-24: Realisierbares Windenergiepotenzial in Österreich 2020 bzw. 2030

Quelle: Verein Energiewerkstatt

9.6.1.4 Genehmigungsverfahren

Die meisten der zu betrachtenden Materien sind in den einzelnen Bundesländern unterschiedlich geregelt. Relevant sind insbesondere:

- Baurecht
- Raumordnungsrecht (Flächenwidmung)
- Elektrizitätsrecht
- Naturschutzrecht
- Luftfahrtrecht
- Umweltverträglichkeitsprüfungsrecht

9.6.1.5 Vor- und Nachteile der Windkraft (große Anlagen)

Zu den Vorteilen zählen:

- Erneuerbare Energiequelle, lokal verfügbar (bei entsprechendem Potenzial)
- Erprobte Beteiligungsmodelle
- Ausgereifte Technologie
- Kostendeckende Einspeisevergütung

Als Nachteile zu nennen sind:

- Flächenverbrauch
- Geräuschentwicklung
- Bewegter Schatten
- Beeinträchtigung der Landschaftswahrnehmung (Tourismusgebiete)
- Fluktuierende Erzeugung

9.6.1.6 Netzeinspeisung / Einspeisetarif

In der Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2016 wurde für Windkraft ein Einspeisetarif von 9,04 Cent/kWh bei Antragstellung im Jahr 2016 (es zählt der Zeitpunkt der Antragstellung) festgelegt. Dieser Tarif gilt für 13 Jahre. Für Neuanlagen 2017 verringerte sich der Tarif auf 8,95 Cent/kWh.

9.6.1.7 Bürgerbeteiligung bei Windkraftanlagen

In Österreich gibt es über 100 Betreiber von Windkraftanlagen bzw. Windparks. Dies reicht von Betreibern von Einzelanlagen über Unternehmen, die sich auf Entwicklung und Betrieb von mehreren Windparks spezialisiert haben, bis zu Energieversorgern, die wie im Fall der Energie Burgenland Gruppe 220 Anlagen bzw. fast 500 MW bewirtschaften.

Eine Einbindung der restlichen (nicht finanziell beteiligten) Bevölkerung ist essentiell, ohne sie ist eine erfolgreiche Projektumsetzung praktisch nicht möglich. Auch hier gibt es schon zahlreiche gute (und auch einige negative) Erfahrungen in Österreich samt professioneller Unterstützung (z. B. durch MediatorInnen, gezielte Öffentlichkeitsarbeit und Aufklärung).

In Österreich gibt es überdies seit ca. 20 Jahren Erfahrung mit Bürgerbeteiligungsmodellen bei Windkraftanlagen. Zahlreiche mögliche Rechtsformen mit spezifischen Vor- und Nachteilen erfordern eine fundierte Beratung. Als mögliche Beteiligungsmodelle sind zu nennen: Publikumsgesellschaften als AG, Anleihen, regionale und überregionale GmbH oder KG in verschiedenen Ausprägungen.

Mehr zum Thema

Interessenvertretung Windenergie [<http://www.igwindkraft.at/>]

Wind in Zahlen (Österreich, Europa, Welt)

[[https://www.igwindkraft.at/?xmlval_ID_KEY\[0\]=1047](https://www.igwindkraft.at/?xmlval_ID_KEY[0]=1047)]

Renewables 2017 Global Status Report, REN 21: [<http://www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report/>]

Der Weg zum Wind – Planen eines Projektes [http://www.igwindkraft.at/?mdoc_id=1000165]

AuWiPot – Windatlas und Windpotentialstudie Österreich (2009-2011)

[<http://www.windatlas.at/>]

In der jährlich erscheinenden Marktentwicklung 20xx – Innovative Energietechnologien in Österreich wurde für das Erfassungsjahr 2013 erstmal auch Windkraft betrachtet

[<https://nachhaltigwirtschaften.at/de/iea/publikationen/markterhebungen.php>]

9.6.2 Kleinwindkraftanlagen

9.6.2.1 Marktdaten

Kleinwindkraftanlagen machen weltweit nur rund ein Promille aller Windkraftanlagen aus (bezogen auf die installierte Leistung). Es gibt hier keine etablierte Definition des Leistungsbereiches, Angebote gibt es ab 300 Watt, ab 20 kW wird das Angebot schon wieder sehr klein. Kernmarkt sind die USA mit über 100.000 Anlagen, in Europa ist der Einsatz noch eher selten. Für Österreich wurde in (Marktentwicklung 2015) erstmals eine Schätzung durchgeführt, in der 327 Anlagen rund 1,5 MW installierte Leistung darstellen.

9.6.2.2 Technologien

Die angebotenen Produkte sind oft Kleinserien, u. a. mit österreichischen Herstellern. Von der industriellen Fertigung (und Zuverlässigkeit) von großen Windturbinen ist dieser Bereich noch weiter entfernt. Betriebserfahrungen wurden in Österreich noch kaum publiziert. Im Gegensatz zu großen Windkraftanlagen gibt es zahlreiche verschiedene Bautypen mit horizontalen bzw. vertikalen Achsen. International gibt es Anstrengungen, in diesem Bereich Labels und vereinfachte Zertifizierungen einzuführen. Diese Arbeiten sind – mit österreichischer Mitarbeit – derzeit im Gange.

Die Auslastung von Kleinwindkraftanlagen ist aufgrund der Strömungsverhältnisse meist deutlich schlechter als bei großen Anlagen. Besonders ungünstig sind die Volllaststunden im verbauten Gebiet.

Am Standort Lichtenegg in Niederösterreich werden seit 2011 verschiedene Typen von Kleinwindkraftanlagen umfassend getestet.

9.6.2.3 Potenziale in Österreich

Eine Erhebung des Potenzials für Kleinwindkraft ist schwierig und insbesondere in verbautem Gebiet ist das Potenzial schwer abzuschätzen. Energiepolitisch ist Kleinwindkraft von untergeordneter Bedeutung, der Beitrag zur Bewusstseinsbildung ist jedoch nicht zu unterschätzen.

9.6.2.4 Vor- und Nachteile

Anders als bei der Großwindkraft gibt es in diesem Bereich weniger ausgereifte Technologie, keine kostendeckende Förderung, im verbauten Gebiet deutlich höhere Akzeptanzprobleme sowie bezogen auf die Anlagengröße eher komplexe Genehmigungsverfahren. Positiv ist, dass mit dieser Technologie BürgerInnen selbst und vor Ort aus erneuerbaren Energieträgern Strom produzieren können. Wirtschaftlich kann Kleinwind zwar derzeit praktisch nicht mit Photovoltaikanlagen konkurrieren, das tägliche Erzeugungsprofil entspricht aber eher den Lastgängen eines Haushaltes als bei der PV. Dieser Umstand macht die Kleinwindkraft wieder interessanter, wenn es darum geht, möglichst viel des erzeugten Stromes auch selbst zu nutzen („Eigenstromverbrauch“).

9.6.2.5 Förderungen

Für Kleinwindkraftanlagen gibt es derzeit kein eigenes Förderregime, mit der allgemeinen Förderung für Windkraftanlagen ist ein wirtschaftlicher Betrieb üblicherweise nicht darstellbar.

Mehr zum Thema

Kleinwindkraft – Ein Leitfaden zur Planung und Umsetzung, 2. Auflage, Wien, 2014, Klima- und Energiefonds

Informationen zu Kleinwindkraftanlagen im Überblick [<https://www.kleine-windkraft.at/>]

Kleinwindkraftanlagen für Einfamilienhäuser und Kleinbetriebe, Schriftenreihe BMVIT 30/2012 [<http://www.nachhaltigwirtschaften.at/results.html/id6076>]

Tagesaktuelle Ertragsdaten der einzelnen Anlagen des Testparkes Lichtenegg können auf der Website www.energieforschungspark.at abgerufen werden.

9.7 Wasserkraft

9.7.1 Marktdaten

Österreich ist ein Land mit einer langen Tradition in der Nutzung der Wasserkraft, was sich auch in zahlreichen damit zusammenhängenden Dienstleistungs-, Industrie- und Gewerbebetrieben widerspiegelt, die zum Teil Weltruf genießen. Der österreichische Inlands-Stromverbrauch 2016 von 70.7 TWh wurde in diesem betrachteten Jahr zu 60.6 % durch Strom aus Wasserkraftwerken in Österreich gedeckt (Brutto-Stromerzeugung, E-Control 2017). Da die Wasserkraft jedoch stark von Niederschlagsmenge und -verteilung im jeweiligen Jahr abhängt, variiert der Anteil der Wasserkraft naturgemäß von Jahr zu Jahr. 40 bis 50 % der österreichischen Produktion aus Wasserkraft stammen aus Laufkraftwerken mit relativ geringer Fallhöhe, die an Flüssen und Bächen in den flacheren Teilen des Landes errichtet wurden. Der Rest der Produktion stammt aus Speicherkraftwerken im Gebirge. Rund 8 % dieser Kraftwerke sind Kleinwasserkraftwerke mit einer Engpassleistung unter 10 MW.

Die größten der über 550 österreichischen Laufkraftwerke liegen an der Donau und an der Drau. Etwa 100 Speicherkraftwerke befinden sich im alpinen und hochalpinen Raum, hauptsächlich in Zentral- und Westösterreich. Einige dieser Speicherkraftwerke sind als sogenannte Pumpspeicher ausgelegt: Pumpspeicher dienen dazu, ein momentanes Überangebot an elektrischer Energie (etwa aus Windkraftwerken oder von Kraftwerken, deren Leistung nicht gut geregelt werden kann) aufzunehmen und damit Wasser in ein höheres Reservoir zu pumpen, beispielsweise in einen im Gebirge gelegenen Speichersee. Besteht später Bedarf an elektrischer Energie, so kann das Wasser aus dem Speichersee über eine Turbine abgearbeitet und so die zuvor eingesetzte elektrische Energie zum Großteil zurückgewonnen werden. Pumpspeicher können also Energie aufnehmen, zwischenzeitlich speichern und bei Bedarf abgeben. Ihr Gesamtwirkungsgrad liegt zwischen 75 und über 80 %, sie sind mit Abstand das leistungsfähigste System zur kurz- und mittelfristigen Speicherung von Energie. Grundsätzlich ist zu sagen, dass in allen 9 Bundesländern Wasserkraftwerke in Betrieb sind.

Derzeit speisen mehr als 3.100 Kleinwasserkraftwerke in das öffentliche Versorgungsnetz ein. Insgesamt waren mit Ende 2016 3.262 Anlagen anerkannt, davon hatten 1.909 Kraftwerke einen Vertrag mit der OeMAG. Kleinwasserkraftwerke decken mit einer Engpassleistung von 1.523 MW bzw. Jahreserzeugung von bis zu 6 TWh knapp 10 % des österreichischen Strombedarfs (E-Control 2016, Kleinwasserkraft 2016). Bei den erreichten Volllaststunden dieser Kraftwerke gibt es eine breite Streuung: Das beste Drittel erzielte im Jahr 2016 im Schnitt 5.908 (2015: 5.764) Volllaststunden, das schlechteste Drittel nur ein Drittel dieses Wertes, nämlich 1.945 (2015: 1.780) Volllaststunden (E-Control 2017).

Mit Ende 2016 waren 148 Wasserkraftanlagen über 10 MW mit einer gesamten Engpassleistung von 11.855 MW als Ökostromanlagen anerkannt. Diese Bescheide sind für die Ausstellung der Herkunftsnachweise aus der Stromnachweisdatenbank notwendig (E-Control 2017).

Technology Roadmap Hydropower und Hydro Equipment Technology Roadmap

Seitens der Internationalen Energieagentur wurde 2012 eine „Technology Roadmap Hydropower“ erstellt. Darin finden sich eine Beschreibung des Status quo der Wasserkraft, Fragen der Nachhaltigkeit und der Ökonomie sowie technische Herausforderungen, vor denen die weitere Entwicklung der Wasserkraft steht.

Die „Hydro Equipment Association“ publizierte eine „Hydro Equipment Technology Roadmap“ (www.thehea.org, 2013). Diese Roadmap ist vor allem technischen Herausforderungen gewidmet, vor denen die Industrie steht – von der Materialforschung bis zum Design von Kraftwerken.

9.7.2 Technologien

Wasserkraft wird vom Menschen seit etwa 2.000 Jahren genutzt. Bis gegen Ende des 19. Jahrhunderts geschah das allerdings lediglich in Gestalt von Wasserrädern, die Mühlen, Stampfen, Hämmer und ähnliche Maschinen betrieben. Durch die Erfindung der Erzeugung und Übertragung elektrischer Energie im letzten Drittel des 19. Jahrhunderts wurde die Wasserkraft zu einer wichtigen Energiequelle für die Stromerzeugung.

Allgemein unterscheidet man Kleinwasserkraftwerke mit einer Engpassleistung von unter 10 MW von Großwasserkraftwerken, deren Leistung darüber liegt. In Österreich wurde aus fördertechnischen Gründen noch die „mittlere Wasserkraft“ eingeführt, deren Leistung zwischen 10 und 20 MW liegt. Diese Unterscheidung ist aber nicht weltweit akkordiert, in einigen Ländern wird die Grenze zwischen Klein- und Großwasserkraft anders gezogen.

Allgemein ist die Leistung der Turbine eines Wasserkraftwerkes umso größer, je mehr Wasser durch diese pro Sekunde hindurchfließt (man spricht vom „Schluckvermögen“ oder „-volumen“ in m³/s) und je größer die vertikale Fallhöhe (in m) ist, über die dieses Wasser abgearbeitet wird. Eine geringe Wassermenge kann also durch eine größere Fallhöhe kompensiert werden – und umgekehrt. Im Allgemeinen sind Wasserkraftwerke mit größeren Fallhöhen spezifisch (Investitionskosten pro Kilowatt) etwas günstiger als solche mit geringeren zu errichten, man trachtet also danach, das Wasser über möglichst große Höhenunterschiede abzuarbeiten.

Je nach Fallhöhe und Wassermenge eignen sich verschiedene Turbinen für die Nutzung der Wasserkraft:

Bei der Pelton- oder Freistrahlturbine treffen ein oder auch mehrere Wasserstrahlen aus Düsen tangential auf die becherförmigen Schaufeln des Laufrades. Peltonturbinen eignen sich für große Fallhöhen ab etwa 25 Metern und bis zu 2.000 Metern und mehr, also hauptsächlich für Kraftwerke im Gebirge; sie sind auch für relativ geringe Wassermengen geeignet. Die Francis-Turbine ist das Aggregat für mittlere Fallhöhen bis etwa 500 Meter und größere Wassermengen. Für große Wassermengen und relativ geringe Fallhöhen wurde die Kaplan-Turbine entwickelt; sie ist das Aggregat der österreichischen Donaukraftwerke. Bei der Kaplan-Turbine, die einer Schiffsschraube ähnlich sieht, lassen sich Turbinen- und Leit-schaukeln verstellen und so der jeweiligen Situation aus Wasserdurchfluss und Fallhöhe anpassen.

Es gibt noch zahlreiche andere Turbinenarten, deren Konstruktionsprinzip zwischen den hier erwähnten drei Arten liegt. Zum Teil überschneiden sich die Kennlinienfelder der für bestimmte Kombinationen aus Fallhöhe und Wassermenge geeigneten Turbinenarten, sodass für viele Fälle mehrere Turbinenarten geeignet erscheinen und zusätzliche Kriterien für die jeweilige Auswahl herangezogen werden müssen, etwa die Regelbarkeit über einen größeren Leistungsbereich oder die Investitionskosten.

Wirkungsgrade von Turbinen für die Wasserkraftnutzung im Zeitverlauf

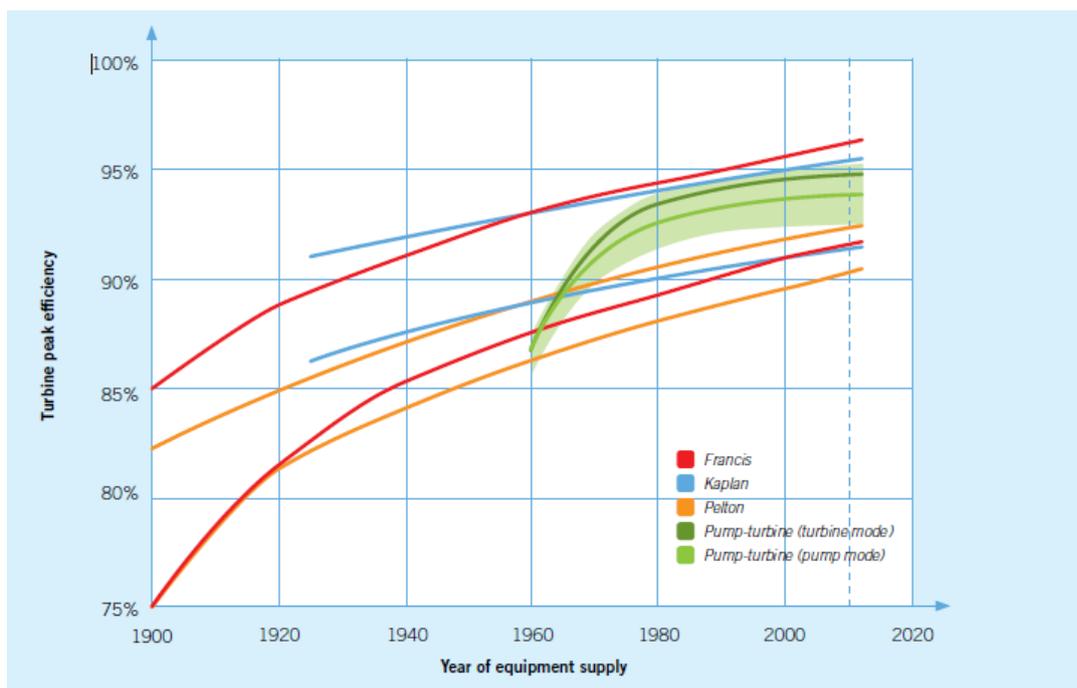


Abbildung 9-25: Verbesserung des Wirkungsgrades von Turbinen für die Wasserkraftnutzung in Abhängigkeit vom Zeitpunkt der Herstellung. Die obere und untere Linie beschreiben die Bandbreite des jeweiligen Standes der Technik. Für Pumpturbinen geben die helle (Pumpbetrieb) und die dunkle (Turbinenbetrieb) Linie den jeweiligen Stand der Technik wieder.

Quelle: Hydro Equipment Association (HEA), Hydro Equipment Technology Roadmap, www.thehea.org, 2013

9.7.3 Potenziale in Österreich

Obwohl das Potenzial der Wasserkraft in Österreich schon zu etwa zwei Drittel realisiert worden ist, gibt es immer noch ausbauwürdige Standorte. Das theoretisch zur Energieerzeugung nutzbare Gesamtpotenzial aus Wasserkraft, also der obere Grenzwert („Netto-Abflusslinienpotenzial“), beträgt in Österreich etwa 75 TWh pro Jahr (Pöyry, 2008). Theoretisch und technisch-wirtschaftlich ausbaufähig wären noch etwa 18 TWh pro Jahr, wobei davon etwa 13 TWh auch aus ökologischer Sicht ausbauwürdig erscheinen. Ein Teil dieses Potenzials kann durch die Revitalisierung bestehender Standorte realisiert werden, der größere Teil jedoch durch den Neubau von Wasserkraftwerken.

Im Ökostromgesetz 2012 wurde für den Zeitraum 2010 bis 2020 ein Ausbauziel für die Wasserkraft von zusätzlich 1.000 MW festgelegt, was in einem Durchschnittsjahr einer zusätzlichen Erzeugung von etwa 4 TWh entspricht. Zwischen 2010 und 2015 sollen davon 700 MW an Leistung aus Wasserkraft ans Netz gehen, was einer durchschnittlichen Erzeugung von 3,5 TWh pro Jahr entspricht. Das Ziel für 2020 kann durch den Neubau von Anlagen oder durch Revitalisierungsmaßnahmen und Erweiterungen bestehender Anlagen durchaus erreicht werden, das Zwischenziel 2015 für mittlere und kleine Wasserkraft von 350 MW wurde jedenfalls mit einem Zubau von 368 MW erfüllt (E-Control 2017).

9.7.4 Vor- und Nachteile

Die Wasserkraft zählt zu den erneuerbaren Energieträgern, weil sie sich ständig durch die Verdunstung des Wassers und durch Niederschlag in Form von Regen und Schnee erneuert. Mit der Wasserkraft verwendet man also indirekt einen solaren Energiestrom. Kein anderer erneuerbarer Energieträger wird über ein derart großes Leistungsspektrum – beginnend bei transportablen Kleinstwasserkraftwerken mit Leistungen von wenigen 100 Watt für die Versorgung abgelegener Almhütten bis hin zum Dreischluchtenkraftwerk in China mit etwa 18.000 MW – genutzt.

Durch die Nutzung der Wasserkraft können jährlich große Mengen an CO₂ und radioaktivem Abfall eingespart werden, die bei der Produktion derselben Menge Stroms aus fossilen und nuklearen Energieträgern entstehen würden. Wasserkraftwerke stellen jedoch auch Eingriffe in die natürliche Landschaft dar. Der Bau von Wasserkraftwerken hat deshalb in Österreich immer wieder zu Konflikten mit VertreterInnen der Zivilgesellschaft geführt – so etwa in Hainburg und im Dorfertal in Osttirol. Um ein Wasserkraftwerk zu planen und zu errichten, bedarf es deshalb der frühzeitigen Einbindung aller relevanten Stakeholder, um mögliche Konflikte zu identifizieren und einen Konsens zu finden. Wasserkraftwerke können bei entsprechend behutsamer Gestaltung und Planung auch Teil eines Naherholungsraums werden. Und sie schaffen und sichern sowohl bei ihrer Errichtung als auch im Betrieb Arbeitsplätze und Wertschöpfung im Inland und ersetzen Importe von Strom.

9.7.5 Förderungen

Das Ökostromgesetz 2012 und die derzeit gültige Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2016 sehen für revitalisierte Anlagen mit einer Engpassleistung bis zu 2 MW einen gestaffelten Einspeisetarif vor (Staffelung nach Erhöhung des Regelarbeitsvermögens von mind. 15 % bzw. 50 % und erzeugter Energie). Anlagen bis 20 MW Engpassleistung können stattdessen einen leistungsabhängigen Investitionszuschuss von 10 bis 30 % (Deckelung pro kW beach-

ten) beantragen, wobei die Dotierung des Topfes für mittlere Anlagen von 10 bis 20 MW langfristig mit 50 Mio. € fixiert wurde und bereits ausgeschöpft ist.

Trotz bestehender Förderungen mussten nach Auskunft von „Kleinwasserkraft Österreich“ (2014) beinahe 80 % der in Kleinwasserkraftwerken erzeugten elektrischen Energie zu derzeit sehr niedrigen Marktpreisen, also ohne die Unterstützung durch einen Einspeisetarif, verkauft werden. Diese niedrigen Marktpreise erlauben es kaum, Kleinwasserkraftwerke wirtschaftlich profitabel zu betreiben.

Mehr zum Thema

Technology Roadmap Hydropower der Internationalen Energieagentur [<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/technology-roadmap-hydropower.html>]

Kleinwasserkraft Österreich: Interessenvertretung der Kleinwasserkraftbetreiber und des zugehörigen Gewerbes und Industrie [<http://www.kleinwasserkraft.at/>]

Statistikbroschüre E-Control 2017 [<https://www.e-control.at/publikationen/statistik-bericht>]

Ökostrombericht 2016, E-Control 2016 [<https://www.e-control.at/documents/20903/388512/e-control-oekostrombericht-2016.pdf/bbd26620-e1a3-4243-aed7-33c95e317d7a>]

Interessenvertretung der österreichischen E-Wirtschaft [<http://oesterreichsenergie.at/>]

Pöyry, 2008: Wasserkraftpotenzialstudie Österreich, Kurzfassung, im Auftrag von VEÖ, BMWA, E-Control, Kleinwasserkraft Österreich und VÖEW [http://www.kleinwasserkraft.at/sites/default/files/050508_p_yry_wasserkraftpotentialstudie_kurzfassung.pdf]

ÖMAG: Investitionsförderung für Kleinwasserkraftanlagen [<http://www.oem-ag.at/de/foerderung/wasserkraft/investitionsfoerderung/>]

9.8 Solarthermie

9.8.1 Marktdaten

Die solarthermische Nutzung der Sonnenenergie für die Brauchwassererwärmung und die Raumheizung hat in Österreich eine lange Tradition, gewissermaßen war Österreich sogar ein Pionierland beim Einsatz dieser Technologie. Waren es anfangs selbstgebaute Kollektoren, so werden heute fast ausschließlich industriell gefertigte Solarkollektoren verbaut. Mit Ende des Jahres 2016 waren in Österreich ca. 5,2 Mio. m² thermische Sonnenkollektoren in Betrieb, was einer installierten Leistung von 3.647 MW_{th} (Megawatt thermisch) entspricht. Der Nutzwärmeertrag dieser Anlagen liegt bei 2.130 GWh für das Jahr 2016. Legt man den österreichischen Wärmemix zugrunde, so wurden mit dieser Kollektorfläche 426.473 Tonnen an CO₂-Emissionen vermieden.

Im Jahr 2016 wurden in Österreich 111.930 m² thermische Sonnenkollektoren mit einer Leistung von 78,4 MW_{th} neu installiert. Diese neu installierten Kollektoren waren überwiegend verglaste Flachkollektoren, der Rest verteilte sich auf Vakuumröhrenkollektoren, un- verglaste Flachkollektoren für die Schwimmbaderwärmung und auf einen sehr geringen

Anteil an Luftkollektoren (Innovative Energietechnologien in Österreich – Marktentwicklung 2016).

Im weltweiten Vergleich liegt Österreich bezogen auf die pro EinwohnerIn im Jahr 2016 installierte Leistung an zweiter Stelle. Obwohl auch die Gesamtproduktionszahlen an Solar Kollektoren in Österreich 2016 das achte Jahr in Folge rückläufig waren, gehört Österreich mit 642.920 m² produzierter Kollektorfläche pro Jahr nach wie vor zu den größten Produktionsländern in Europa. Der Exportanteil thermischer Kollektoren betrug 2016 83 % (knapp über die Hälfte davon ging nach Deutschland und Italien), der Umsatz der Solarthermiebranche betrug 2016 etwa 196 Mio. €, die Branche bot etwa 1.600 Vollzeit Arbeitsplätze (Innovative Energietechnologien in Österreich – Marktentwicklung 2016).

9.8.2 Technologien

Die Strahlungsenergie der Sonne ist die Grundlage für die meisten der sogenannten „erneuerbaren“ Energieträger (mit Ausnahme der Geothermie und der Gezeitenenergie). Bioenergie, Wasserkraft und Windenergie sind indirekte Formen der Sonnenenergie. Die Sonnenenergie wird aber auch direkt, im Wesentlichen auf zwei verschiedene Weisen genutzt: zur Erzeugung von Wärme und zur Stromproduktion. Wenn man von Solarthermie spricht, meint man im Allgemeinen die Wärmeproduktion aus Solarenergie. Generell gilt, dass die Wärmeproduktion kostengünstiger erfolgen kann als die Produktion von elektrischer Energie mittels Photovoltaik.

Solarthermische Kollektoren erzeugen warmes oder heißes Wasser. Sie sammeln die Wärme aus der Sonne in Kollektoren, die von Wasser durchflossen werden und meistens aus dünnen schwarzen Absorbern (Metallblechen aus Kupfer, Aluminium oder aus Kunststoff) bestehen und in einem Rahmen aus Metall mit Glasabdeckung eingefasst sind. Das in den Kollektoren erhitzte Wasser wird über thermisch isolierte Leitungen zu einem Boiler (Warmwasserspeicher) geführt und dort über einen Wärmetauscher an das Brauchwasser dieses Speichers abgegeben.

Abhängig vom Temperaturniveau, das mit Solarkollektoren erreicht werden soll, stehen verschiedene Technologien zur Verfügung:

Die bekannteste Kollektorform sind die relativ einfach gebauten und dadurch kostengünstigen Flachkollektoren. Bei diesen liegt der Absorber aus Metall oder Kunststoff auf einer Wärmedämmschicht in einer Kunststoff- oder Metallwanne, die von einer hagelbeständigen Solarglassscheibe abgedeckt wird. Soll der Wärmeverlust nach außen minimiert werden, so kann dies durch ein Vakuum im Flachkollektor erreicht werden. Flachkollektoren eignen sich für die Montage auf Schräg- und Flachdächern (Aufdachmontage), können aber auch direkt in die Dachkonstruktion integriert werden (Indachmontage). Sie eignen sich für die Brauchwassererwärmung.

In Betrieb befindliche thermische Kollektorfläche bzw. installierte Leistung in Österreich 1990–2016

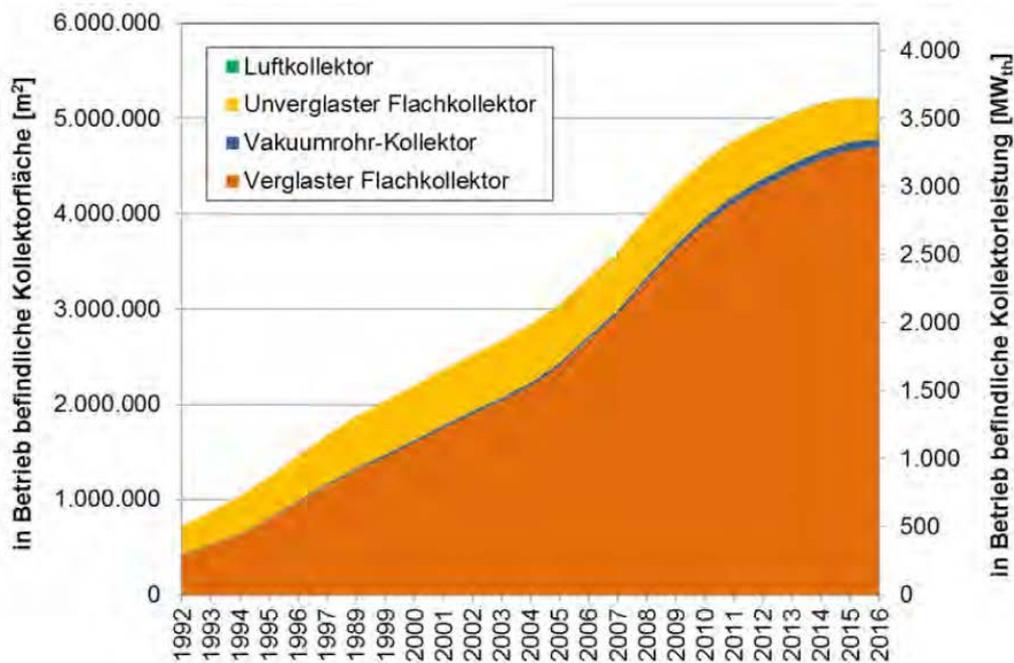


Abbildung 9-26: In Betrieb befindliche thermische Kollektorfläche bzw. installierte Leistung in Österreich in den Jahren 1990 bis 2016 nach Kollektortyp.

Quelle: BMVIT 2017 („Innovative Energietechnologien in Österreich – Marktentwicklung 2016“)

Werden höhere Vorlauftemperaturen benötigt, beispielsweise für die Heizungsunterstützung, aber auch als Prozesswärme in Gewerbe und Industrie, so eignen sich dafür **Vakuumröhrenkollektoren** besser. Bei diesen liegt die Absorberfläche in einem luftleeren Glasrohr, weshalb der Wärmeverlust besonders gering ist. Eine Wärmeträgerflüssigkeit durchströmt den Kollektor und transportiert, wie beim Flachkollektor, die Energie zum Wärmespeicher. Möchte man mit einem Solarkollektor auch das Heizsystem eines Gebäudes unterstützen, so sollte dieses eine Niedertemperaturheizung (Fußboden-, Wandheizung) sein.

In den vergangenen Jahren konnten die Anwendungsfelder thermischer Solaranlagen entscheidend ausgeweitet werden. Wurden thermische Solaranlagen in den 1980er Jahren in Österreich und in den anderen Staaten, in denen diese Technologie eingesetzt wurde, fast ausschließlich zur Warmwasserbereitung in Einfamilienhäusern und zur Schwimmbaderwärmung eingesetzt, so wurden inzwischen durch Forschungsanstrengungen von Unternehmen und der österreichischen Forschungsförderung zahlreiche zusätzliche Anwendungsbereiche erschlossen. Obwohl die traditionellen Anwendungen noch einen erheblichen Marktanteil haben, gibt es heute zusätzlich:

- Kombianlagen zur Heizungsunterstützung und Warmwasserbereitung im Einfamilienhausbereich;
- Große Kombianlagen zur Heizungsunterstützung im Geschößwohnbau;

- Solare Nah- und Fernwärme (Großanlagen mit mehreren Megawatt thermischer Leistung);
- Solarwärme für gewerbliche und industrielle Anwendungen;
- Anlagen zum solaren Kühlen und Klimatisieren;
- Anlagen zur kombinierten Stromproduktion (mit sog. PVT-Lollektoren)

Im Jahr 2016 wurden zwei Drittel der Anlagen in Einfamilienhäusern installiert. Im Neubau kamen 2016 nur ein Viertel der Anlagen zum Einsatz, der überwiegende Teil wurde im Zuge einer Sanierung installiert (Innovative Energietechnologien in Österreich – Marktentwicklung 2016).

9.8.3 Potenziale in Österreich

Etwa 50 % des Endenergieverbrauchs sowohl in Österreich als auch in der EU entfallen auf Wärme und Kälte. Mit Solarkollektoren lässt sich davon der sogenannte „Niedertemperaturbereich“ bis ca. 250 °C abdecken, das sind ca. 75 % des Verbrauchs von Wärme und Kälte.

Bei Potenzialabschätzungen muss bedacht werden, dass die verfügbaren Flächen (meistens Dachflächen von Gebäuden) nicht ausschließlich für die solarthermische Nutzung verwendet werden können, sondern auch für andere Anwendungen zur Verfügung stehen werden, wie etwa für die Photovoltaiknutzung oder für den Einbau transparenter Wärmedämmung.

Die Ergebnisse der aktuellen nationalen Roadmap zeigen, dass neue Wege und Ansätze in Verbindung mit einem ambitionierten Schulterschluss zwischen Solarwärmebranche, öffentlicher Hand, Forschung & Entwicklung sowie anderen Stakeholdern nicht nur eine Trendwende bei der jährlich installierten Kollektorfläche möglich machen, sondern Solarwärme auch eine wichtige Rolle in einer zukünftigen „Low-Carbon Economy“ mit hoher regionaler Wertschöpfung zukommt (Solarwärme 2025). Wird die Wirkung der drei in dieser Studie definierten Szenarien bis zum Jahr 2050 weitergeführt, ergeben sich in Abhängigkeit der zugrunde liegenden Entwicklung des österreichischen Niedertemperaturwärmebedarfs unterschiedliche solare Deckungsgrade von ca. 2 % im Szenario „Business as Usual“ bis zu rund 20 % im ambitioniertesten Szenario.

9.8.4 Vor- und Nachteile

Die Nutzung der Solarthermie bietet alle Vorteile, die auch von den anderen erneuerbaren Energieträgern bekannt sind. Zusätzlich resultieren aus ihrer Nutzung kaum bauliche Eingriffe, die als störend empfunden werden, weil Solarkollektoren schon aus wirtschaftlichen Gründen meistens mit bestehenden Bauwerken verbunden werden. Nachteilig wirkt sich allenfalls aus, dass das natürliche Angebot an Solarenergie in nördlichen Breiten praktisch gegenläufig zum menschlichen Wärmebedarf anfällt, insbesondere was den Heizwärmebedarf betrifft: im Winter bei größtem Bedarf an Heizwärme ist die solare Einstrahlung am niedrigsten. Dies kann durch ein zusätzliches Heizsystem bzw. durch entsprechend groß dimensionierte Solarkollektoren in Verbindung mit Speicherkonzepten kompensiert werden, was allerdings die Kosten des solarthermischen Systems erhöht. Weiters hat sich auch die Kostenposition von Solarthermie relativ zur Photovoltaik verschlechtert, weshalb sich viele KonsumentInnen derzeit für Photovoltaik entscheiden.

9.8.5 Förderungen

Die Kosten für ein Solarkollektorsystem liegen um 1.000 € pro installiertem kW, die reinen Kollektorkosten bei etwa 450 € pro kW (Preise ohne MwSt. und Montage, Marktentwicklung 2015). Die Installation von Solarkollektoren wird von den meisten Bundesländern im Rahmen der Wohnbauförderung gefördert, thermische Solaranlagen in Gewerbe- und Industriebetrieben sowie im Tourismusbereich werden über die Umweltförderung des BMLFUW finanziell unterstützt, wobei die Förderungsvergabe durch die Kommunalkredit Public Consulting (KPC) abgewickelt wird.

Die Errichtung von solaren Großanlagen mit einer Mindestgröße von 100 m² Kollektorfläche wird seitens des Klimafonds gefördert. Diese Förderung betrifft Anlagen für die Bereiche:

- Solare Prozesswärme in Produktionsbetrieben
- Solare Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgungen (Mikronetze, Nah- und Fernwärmenetze)
- Hohe solare Deckungsgrade (über 20 % am Gesamtwärmebedarf) in Gewerbe- und Dienstleistungsbetrieben
- Neue Technologien und innovative Ansätze (besondere Fördervoraussetzungen)

Um solarthermische Systeme auch perfekt auf Gebäuden installieren und in diese integrieren zu können, gibt es seit vielen Jahren eine spezielle zertifizierte Ausbildung für Installateure zum „Solarteur“. Bei Solarteuren handelt es sich um spezialisierte Handwerker.

Für den Einbau solarthermischer Anlagen ist meistens keine Baugenehmigung erforderlich, solange es sich nicht um ein denkmalgeschütztes Gebäude handelt, es genügt eine Bauanzeige.

Mehr zum Thema

Austria Solar [<http://www.solarwaerme.at/>]

Roadmap "Solarwärme 2025" - Eine Technologie- und Marktanalyse mit Handlungsempfehlungen [<https://nachhaltigwirtschaften.at/de/e2050/publikationen/roadmap-solarwaerme-2025.php>]

ARGE Erneuerbare Energie [<http://www.aee.at/aee/index.php>]

Best Practice Beispiele Mehrfamilienhaus

[<http://www.solarwaerme.at/Geschosswohnbau/Best-Practice-Bei/>]

Best Practice Beispiele Hotels [<http://www.solarwaerme.at/Hotels-Pensionen/Best-Practice-Bei/>]

Anlagenbeispiele Solare Kühlung [<http://www.solarwaerme.at/Sonne-und-Energie/Solare-Kuehlung/Anlagenbeispiele/>]

Anlagenbeispiele Prozesswärme [<http://www.solarwaerme.at/Sonne-und-Energie/Prozesswaerme/Anlagenbeispiele/>]

Marktentwicklung 2016 – Innovative Energietechnologien in Österreich [

<https://nachhaltigwirtschaften.at/de/iea/publikationen/innovative-energietechnologien-in-oesterreich-marktentwicklung-2016.php>]

9.9 Biogasanlagen

9.9.1 Marktdaten

Die folgende Abbildung zeigt die Entwicklung der in Österreich installierten elektrischen Leistung von Biogas-BHKWs sowie der eingespeisten Strommenge. Nach einem raschen Ausbau im Zeitraum 2003 bis 2007 war in den darauffolgenden Jahren, d. h. im Zeitraum 2007 bis 2016, nur ein geringfügiger Netto-Zubau von 8,4 MW zu verzeichnen. Das entspricht einem Anstieg der installierten Leistung von etwa 11 %. Seit 2008 werden von Biogasanlagen in Österreich jährlich über 500 GWh an elektrischer Energie eingespeist. Die durchschnittliche Leistung der österreichischen Biogasanlagen beträgt knapp 300 kW_{el}.

Österreichs erste Anlage zur Biogaseinspeisung ins Gasnetz ging im Jahr 2005 in Betrieb. Derzeit sind neun Anlagen mit einer gesamten Einspeiseleistung von knapp 1.800 m³ Biomethan pro Stunde (ca. 17,5 MW) in Betrieb. Zwei weitere Anlagen mit einer Leistung von insgesamt 450 m³/h (4,4 MW) befinden sich in Planung (Biogaspartner, 2017).

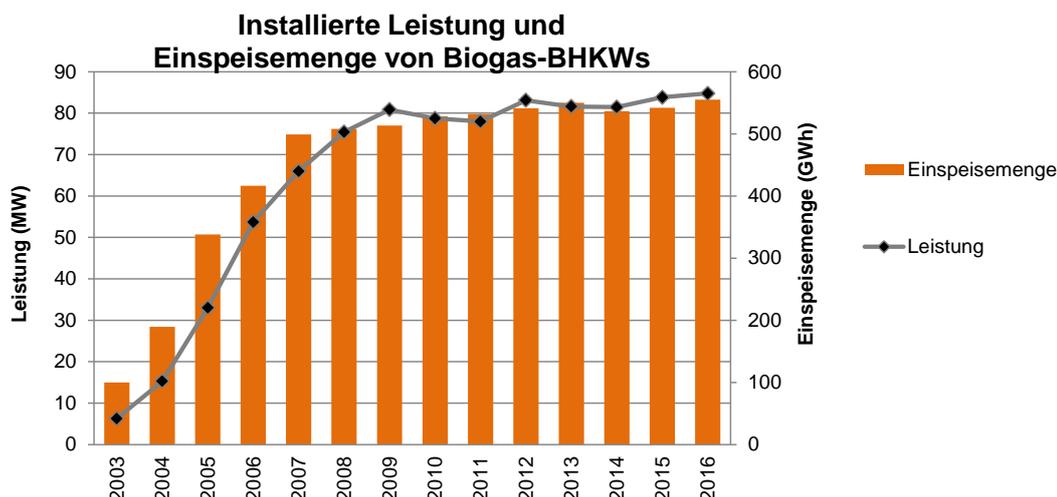


Abbildung 9-27: Entwicklung der in Österreich installierten elektrischen Leistung von Biogas-BHKWs (mit Ende des jeweiligen Jahres in Betrieb befindliche Engpassleistung im Vertragsverhältnis mit OeMAG) sowie der eingespeisten Strommenge

Quelle: E-Control 2017b

9.9.2 Technologien

In Biogasanlagen werden organische Stoffe wie landwirtschaftliche Erzeugnisse (Mais, Getreideganzpflanzen, Grassilage etc.) oder Abfälle (Gülle, Abfälle der Lebensmittelindustrie etc.) in einem biologischen Vergärungsprozess in ein methanhaltiges Gas umgewandelt. Dabei übernehmen unterschiedliche, auf die jeweiligen Nährstoffe spezialisierte Mikroorganismen den Abbau der Biomasse. Das so gewonnene Gas wird im Regelfall in Blockheizkraftwerken (BHKWs) zur dezentralen Erzeugung von Strom eingesetzt. Die entstehende Abwärme aus dem BHKW wird zum Aufheizen des Gärbehälters und für andere Niedertemperaturanwendungen genutzt. Alternativ zur dezentralen Stromerzeugung kann Biogas auf

Erdgasqualität aufbereitet und in das Gasnetz eingespeist bzw. als Kraftstoff genutzt werden („Biomethan“).

Für die Herstellung von Biogas sind grundsätzlich folgende Prozessstufen erforderlich: Ein Substratlager, eine Substrataufbereitung zur Vorbehandlung des Substrates (eventuell Entfernung von Störstoffen, Zerkleinerung, Homogenisierung), ein Fermenter (Gärbehälter), ein Biogasspeicher und ein Gärrestlager. Der Fermenter stellt das Kernstück der Biogasanlage dar. In ihm werden die organischen Stoffe in Biogas umgewandelt. Der Fermenter wird in der Regel mehrmals täglich beschickt. Fertig vergorenes Material fließt durch einen Überlauf ab, sodass der Füllstand des Fermenters erhalten bleibt. Rührwerke sorgen für eine Durchmischung der Gärsubstrate und begünstigen den Austritt des Biogases in einen Gasspeicher. Von dort aus gelangt das Biogas entweder in ein Blockheizkraftwerk oder zur Gasaufbereitung. Das ausgefaulte Material (Gärrest) kann als Nährstoffdünger auf landwirtschaftliche Flächen ausgebracht werden (ARGE Kompost-Biogas, 2017).

9.9.3 Potenziale in Österreich

Abschätzungen des Biogaspotenzials sind mit großen Unsicherheiten behaftet. Dementsprechend weichen die Ergebnisse von Potenzialstudien stark voneinander ab. Dies ist unter anderem auf folgende Ursachen zurückzuführen:

- Für Potenzialabschätzungen müssen die zahlreichen unterschiedlichen Rohstoffe bzw. Substrate berücksichtigt werden. Neben Energiepflanzen sind insbesondere die zur Energieerzeugung mobilisierbaren Mengen biogener Abfälle schwer abschätzbar.
- Das Potenzial von Energiepflanzen (als Hauptfrucht) lässt sich auf Basis der zur Verfügung stehenden Ackerflächen und durchschnittlicher Erträge verhältnismäßig einfach abschätzen. Die Frage, welcher Anteil der österreichischen Ackerflächen für Biogaspflanzen genutzt werden kann bzw. sollte, ist jedoch (angesichts zunehmender globaler Flächenkonkurrenzen, sehr unsicherer Ertragsprognosen etc.) nicht eindeutig zu beantworten. In Potenzialstudien wird meist von einem bestimmten Anteil der gesamten Ackerflächen ausgegangen, dies stellt jedoch kein „freies“ Potenzial (im Sinne derzeit ungenutzter Flächen) dar. Die bereitstellbare Energiemenge hängt auch stark vom unterstellten Energiepflanzenmix ab, der wiederum eine ökologische Komponente beinhaltet.
- Ein großes derzeit ungenutztes Potenzial wird häufig im Anbau von Zwischenfrüchten gesehen. Diese werden vor bzw. nach der Hauptfrucht angebaut und stehen somit nicht in Konkurrenz zur Nahrungsmittel- und Futterproduktion. In Praxisversuchen wurden zum Teil Erträge erreicht, die Bereitstellungskosten in der Größenordnung „konventioneller“ Biogaspflanzen ermöglichen. Die Erträge schwanken jedoch erheblich, und vermutlich auch aufgrund der damit verbundenen Risiken haben sich Zwischenfrüchte als Biogassubstrat bislang nicht wirklich durchsetzen können. Unter der Annahme, dass große Teile der österreichischen Ackerfläche für den Anbau von Zwischenfrüchten genutzt werden, könnten erhebliche Mengen an Biogas bereitgestellt werden. Ob dieses Potenzial in nennenswertem Ausmaß tatsächlich realisierbar ist (insbesondere hinsichtlich wirtschaftlicher Restriktionen), erscheint jedoch aus derzeitiger Sicht fraglich.
- Derzeit ungenutztes Biogaspotenzial wird zum Teil auch in Grünlandflächen gesehen, zumal in einigen Regionen Österreichs ein Überschuss an Grünlanderträgen besteht.

Die theoretisch vorhandenen Überschüsse gehen jedoch zu einem Großteil auf extensiv genutzte Flächen (Almen, Weiden etc.) zurück, während es in günstigen Lagen bereits zum Teil zu einer Intensivierung der Nutzung kommt. Das tatsächlich nutzbare Biogaspotenzial, das mit vertretbarem Bereitstellungsaufwand und ökonomisch sinnvoll verwertet werden kann, liegt zweifellos weit unter den theoretisch verfügbaren Mengen.

- Die theoretischen Potenziale von biogenen Abfällen, Gülle, Schlachtabfällen, Speiseresten, nicht konsumierten Lebensmitteln etc. lassen sich auf Basis der Aufkommensmengen relativ gut abschätzen. Die Mobilisierung dieser Potenziale scheitert in der Praxis in erster Linie an geringen Aufkommensdichten, niedrigen Energiedichten (die einen hohen spezifischen Transportaufwand zur Folge haben) und wirtschaftlichen Restriktionen.

Aufgrund der dargestellten Unsicherheiten, Nutzungskonkurrenzen und schwer abschätzbaren dynamischen Einflussfaktoren gehen Potenzialabschätzungen im Bereich Biogas sehr stark auseinander. Grob gesagt reichen sie von einer im Kontext des Gesamtenergiesystems nahezu vernachlässigbaren, auf Nischenanwendungen beschränkten Rolle, bis hin zu signifikanten Anteilen am Erdgas- bzw. Stromverbrauch. Angesichts der wirtschaftlichen Schwierigkeiten, mit der die Biogasbranche in den letzten Jahren konfrontiert war, ist aus heutiger Sicht eher ein Trend in Richtung Abfallverwertung als eine nennenswerte Ausweitung auf Basis landwirtschaftlicher Erzeugnisse zu erwarten.

9.9.4 Vor- und Nachteile

Bei den Vor- und Nachteilen von Biogasanlagen ist zwischen den verschiedenen Substraten zu differenzieren. Generell sind der (bei Ausbringung des Gärrestes auf landwirtschaftliche Flächen) geschlossene Nährstoffkreislauf und die Schaffung regionaler Wertschöpfung in ländlichen Gebieten als Vorteile zu nennen. Anlagen, die in erster Linie auf Basis von Abfällen und/oder tierischen Exkrementen arbeiten, zeichnen sich in der Regel durch sehr gute Treibhausgas- bzw. Ökobilanzen aus. Außerdem bestehen bei Verwendung von Abfällen und Reststoffen keine Konkurrenzen zur Nahrungsmittel- bzw. Futterproduktion, was als zentraler Kritikpunkt an landwirtschaftlichen Biogasanlagen auf Basis von Mais oder anderen Energiepflanzen genannt wird.

Weitere Vorteile von Biogas-BHKWs (d. h. dezentraler Biogasverstromung) sind die Grundlastfähigkeit sowie die prinzipielle Möglichkeit, Regenergie bereitzustellen. Für die Erzeugung von Biomethan spricht hingegen, dass dieses als direktes Erdgassubstitut im Wärme-, Strom- und Kraftstoffsektor eingesetzt werden kann. Bei Netzeinspeisung können bestehende Infrastrukturen genutzt werden und die Verstromung kann in hocheffizienten Gaskraftwerken erfolgen. Bei der Nutzung als Kraftstoff können deutlich höhere Flächenerträge (Kraftstoff pro Hektar) erzielt werden als im Fall von Biodiesel oder Ethanol aus stärkehaltigen Rohstoffen.

Die Stromerzeugung mit Biogas ist im Vergleich zu konventionellen ebenso wie zu einigen regenerativen Erzeugungstechnologien relativ teuer; insbesondere bei kleinen Biogasanlagen. Im Gegensatz zu anderen Technologien (wie insbesondere Photovoltaik) sind bei Biogasanlagen auch kaum Kostenreduktionen durch technologischen Fortschritt zu verzeichnen. Weiters wirken sich steigende Pachtpreise für Ackerflächen bzw. steigende Preis-

niveaus bei landwirtschaftlichen Erzeugnissen negativ auf die Wirtschaftlichkeit der Biogaserzeugung aus.

9.9.5 Förderungen

Die Förderung der Stromerzeugung aus Biogas erfolgt im Rahmen des Ökostromgesetzes über Einspeisetarife. Die Einspeisetarife laut aktueller Ökostrom-Einspeisetarifverordnung belaufen sich für Biogasanlagen, je nach Anlagengröße, auf 12,38 bis 18,48 Cent/kWh_{el}. Bei Verwendung von nicht-landwirtschaftlichen Abfällen sinken die Tarife um 20 %.

Die Stromerzeugungskosten von Biogasanlagen hängen von zahlreichen Faktoren ab, wobei die Anlagengröße (Skaleneffekte, „economies of scale“), die Substratkosten sowie das Wärmenutzungskonzept bzw. die Erlöse aus dem Wärmeverkauf als zentrale Einflussfaktoren genannt werden können. Typische Stromerzeugungskosten von Biogasanlagen liegen in der Größenordnung von ca. 10 bis 20 Cent/kWh_{el}.

9.9.6 Genehmigungsverfahren

Beim Genehmigungsverfahren für die Errichtung einer Biogasanlage müssen grundsätzlich folgende Rechtsvorschriften beachtet werden: Raumordnungsgesetz, Baurecht, Abfallrecht, Gewerberecht, gasrechtliche Bewilligung, elektrizitätsrechtliche Bewilligung (bei Stromeinspeisung in das Netz), Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz und Wasserrecht. Für Anlagen, die Biomethan in das österreichische Gasnetz einspeisen, sind darüber hinaus das Gaswirtschaftsgesetz sowie die ÖVGW-Richtlinie G 31 und G 33 relevant. Eine abfallrechtliche und gewerberechtliche Bewilligung ist für rein landwirtschaftliche Biogasanlagen nicht erforderlich. Werden Abfälle wie Küchenabfälle, Altspeiseöle oder Pressrückstände eingesetzt, ist jedoch eine abfallrechtliche Genehmigung erforderlich. Bei Errichtung einer gewerblichen Biogasanlage ist eine gewerberechtliche Bewilligung erforderlich. Bei allen Anlagen ist zudem die EU-Hygieneverordnung zu beachten. Es wird empfohlen, dass die Planung zur Vorbereitung der Anlagengenehmigung in enger Zusammenarbeit mit dem Anlagenplaner, dem Anlagenhersteller und einem landwirtschaftlichen Berater erfolgt (Hornbachner, 2014).

Mehr zum Thema

ARGE Kompost-Biogas, 2017. Website der ARGE Kompost & Biogas Österreich [www.kompost-biogas.info/]

Biogaspartner, 2017. Website des Projekts „Biogaspartnerschaft“ (Biogaseinspeisung), Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) [<http://www.biogaspartner.de>]

E-Control, 2017a. Ökostrombericht 2017: Jährlicher Bericht über die Ökostromentwicklung und die Kraft-Wärme-Kopplung [<http://www.e-control.at/de/publikationen/oeko-energie-und-energie-effizienz/berichte/oekostrombericht>]

E-Control, 2017b. Website der Energie-Control Austria, Öko-Energie – Informationen und Daten für die Ökostrombranche [<http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/oeko-energie>]

FNR, 2017. Biogasportal der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe [<http://biogas.fnr.de/>]

Hornbachner, 2014. Website des Projekts „Biogas-Netzeinspeisung: Online-Planung einer Anlage zur Biogas-Netzeinspeisung“ [<http://www.biogas-netzeinspeisung.at/>]

KTBL, 2017. Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas (Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft)

<http://daten.ktbl.de/biogas/>

9.10 Biomasseanlagen

9.10.1 Marktdaten

Die folgende Abbildung zeigt die Verteilung von Biomasseheizwerken und Biomasse-KWK-Anlagen in Österreich. Der typische Leistungsbereich von Biomasseheizwerken liegt in der Größenordnung von wenigen 100 kW bis einigen MW. In Österreich sind knapp 2.000 Biomasse-Nahwärmenetze in Betrieb. Die Anzahl der installierten Biomassekessel mit einer Leistung über 1 MW beläuft sich auf über 1.000. Der Jahresoutput von Biomasseheizwerken in der Höhe von rund 20 PJ/a beläuft sich auf fast ein Viertel der gesamten Nah-/Fernwärmeerzeugung in Österreich.

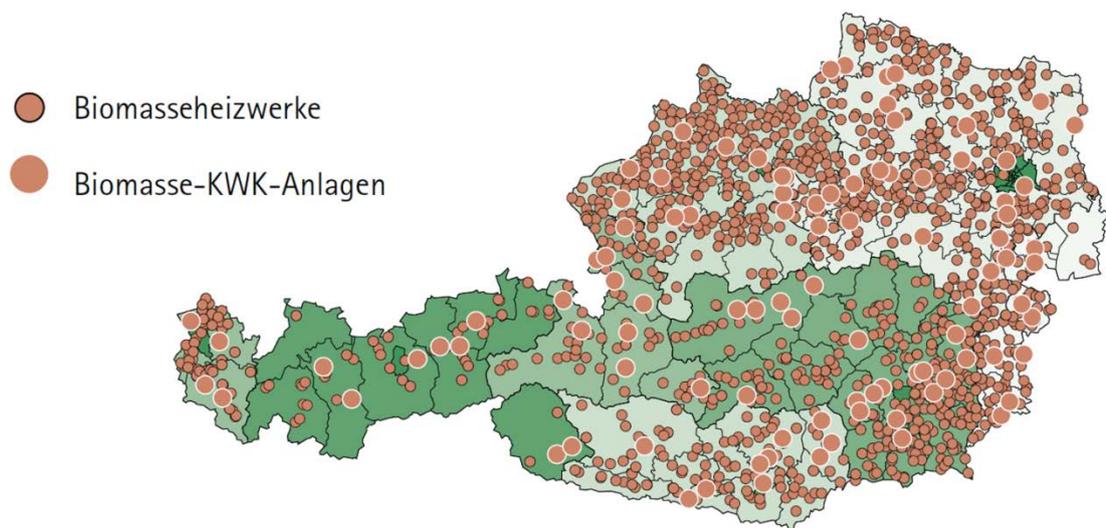


Abbildung 9-28: Räumliche Verteilung der Biomasseheizwerke und KWK-Anlagen in Österreich (Stand 2017)

Quelle: ÖBMV, 2017; Landwirtschaftskammer Niederösterreich

In der folgenden Abbildung ist die Entwicklung des Bestandes an Biomasse-KWK-Anlagen sowie der Einspeisemengen in Österreich seit 1999 dargestellt. Im Zeitraum 2003 bis 2007 kam es infolge des Ökostromgesetzes 2003 zu einem starken Ausbau. Seit 2007 ist der Anlagenbestand nahezu konstant geblieben, und die jährlich von Ökostromanlagen eingespeiste Strommenge hat sich bei ca. 2.000 GWh eingependelt. Zusätzlich werden jährlich rund 300 bis 400 GWh Strom von Biomasseanlagen eingespeist, die nicht im Rahmen des Ökostromgesetzes gefördert wurden (Datenreihen „Nicht-Ökostromanlagen“ bzw. „Einspeisemengen Nicht-Ökostrom“ in Abbildung 9-29).

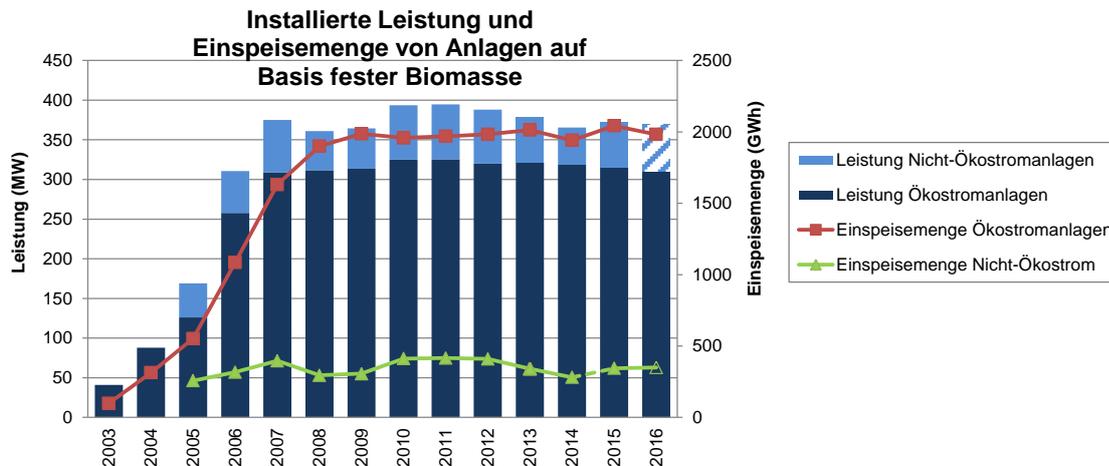


Abbildung 9-29: Entwicklung des Bestands von Ökostromanlagen auf Basis von fester Biomasse (mit Ende des jeweiligen Jahres in Betrieb befindliche Engpassleistung im Vertragsverhältnis mit OeMAG) und „Nicht-Ökostromanlagen“ auf Basis von fester Biomasse sowie deren Einspeisemengen 2003–2016 (Ablauge-Anlagen der Papier- und Zellstoffindustrie sind nicht inkludiert; für „Nicht-Ökostromanlagen“ liegen für den Zeitraum vor 2005 sowie für 2016 noch keine Daten vor; es ist davon auszugehen, dass es gegenüber 2015 allenfalls zu geringen Änderungen gekommen ist)

Quellen: E-Control, 2017b; Statistik Austria, 2017, eigene Berechnungen

9.10.2 Technologien

Die Kategorie „**Biomasse-Kleinf Feuerungsanlagen**“ beinhaltet Einzelöfen und Heizkessel. Einzelöfen haben in der Regel eine thermische Leistung von einigen kW. Scheitholz und Holzpellets sind die üblichen Brennstoffe. Die Leistung von typischen Kesseln reicht von einigen kW bis über 100 kW. Neben Scheitholz und Holzpellets kommen als Brennstoff auch Hackschnitzel, Pflanzenöl und landwirtschaftliche Rohstoffe wie Strohpellets in Frage. Hackgutanlagen werden üblicherweise erst ab einer Leistung von etwa 30 kW eingesetzt.

Die Beschickung von Stückholzkesseln erfolgt in der Regel manuell, während die Beschickung bei Hackgut- und Pelletkesseln automatisch mit einer Schnecken-, einer Saugaustragung oder über einen Vorratsbehälter erfolgt. Die Nutzung von Pflanzenöl ist mit normalen bzw. geringfügig adaptierten Ölkesseln mit pflanzenöлтаuglichen Brennern möglich. Beim Einsatz von landwirtschaftlichen Rohstoffen wie Getreide oder Strohpellets in Kleinf Feuerungsanlagen können Probleme wie Korrosion und Verschlackung auftreten. Derartige Brennstoffe dürfen daher nur in dafür konzipierten Kesseln eingesetzt werden.

Biomasse-Heizwerke bestehen aus einem Brennstofflager und einer Heizzentrale zur Wärmeerzeugung, die an ein Nah- oder Fernwärmenetz angeschlossen ist (Der Begriff „Nahwärme“ wird üblicherweise im Fall kleinerer Anlagen bzw. Wärmenetze verwendet. „Fernwärme“ hingegen bezeichnet Systeme zur Versorgung von ganzen Städten oder Stadtteilen.). Die Heizzentrale beinhaltet unter anderem folgende Komponenten: Heizkessel, Brennstoffbeschickung, Wasseraufbereitung, Abgasreinigung und Steuerungstechnik. Zur Abdeckung von Schwach- und Spitzenlast und zur Erhöhung der Ausfallsicherheit sind in der

Regel zusätzlich Heizöl- oder Erdgaskessel vorhanden. Anlagen mit Wasser als Wärmeübertragungsmedium können als Warmwassersystem (mit atmosphärischem Druck) oder Heißwassersystem (unter Druck) ausgeführt sein. Wird Dampf als Wärmeübertragungsmedium verwendet, werden Dampfkessel eingesetzt.

Das Prinzip von **Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen** (KWK-Anlagen) ist die gleichzeitige Erzeugung von elektrischer Energie und Wärme in der Form von Heißwasser, Dampf oder Trocknungswärme. Aufgrund der relativ geringen elektrischen Wirkungsgrade bei der Stromerzeugung mit Biomasse ist im Sinne einer effizienten Brennstoffnutzung eine sinnvolle und möglichst vollständige Nutzung der Abwärme anzustreben. Zur Stromerzeugung aus fester Biomasse steht eine breite Palette an Technologien bzw. Anlagentypen zur Verfügung. Dampfturbinen-Anlagen sind der – weltweit ebenso wie in Österreich – am weitesten verbreitete Anlagentyp. Die durchschnittliche Anlagengröße der in Österreich installierten Ökostromanlagen auf Basis von fester Biomasse beträgt etwa 2 MW_{el}. Das Biomassekraftwerk Simmering ist mit einer elektrischen Leistung von bis zu ca. 24 MW_{el} (ohne Fernwärmeauskopplung) die größte Biomasseanlage Österreichs.

Neben Dampfturbinenanlagen gibt es eine Reihe von Technologien, die im Wesentlichen marktreif, jedoch noch nicht breit in den Markt eingeführt sind. Dazu zählen Organic-Rankine-Cycle-Anlagen (ORC-Anlagen), Stirlingmotoren, Dampfmotoren und Vergasungsanlagen (Holzgasanlagen). Im Vergleich zu Dampfturbinenanlagen sind diese Technologien in einem niedrigeren Leistungsbereich realisierbar. Mit Vergasungsanlagen, die erst in den letzten Jahren in nennenswerter Anzahl errichtet wurden, sind im niedrigen Leistungsbereich von wenigen 100 kW_{el} relativ hohe elektrische Wirkungsgrade (knapp 30 %) erzielbar.

9.10.3 Potenziale in Österreich

Trotz eines starken Anstiegs der energetischen Holznutzung sowie einer deutlichen Ausweitung der stofflichen Nutzung (Schnittholz, Papier, Zellstoff, Platten) in den letzten zehn Jahren, wächst in Österreich laut den Ergebnissen der aktuellsten verfügbaren Waldinventur mehr Holz zu, als genutzt wird (BFW, 2017). Allerdings ist ungenutzter Waldzuwachs nur mehr im Kleinwald vorhanden; Waldflächen im Besitz von Betrieben und der Österreichischen Bundesforste AG wurden im Zeitraum 2000 bis 2009 im Durchschnitt leicht übernutzt. In Summe beläuft sich die jährliche Nutzung (für stoffliche und energetische Zwecke) auf 85 % des Zuwachses.

Zur Energieerzeugung genutzt wird allerdings nicht nur direkt aus dem Wald stammendes Holz, genutzt werden vor allem auch Nebenprodukte der Sägeindustrie (Sägenebenprodukte; SNP) wie Rinde, Sägespäne und Hackgut, Altholz, ligninhaltige Ablauge der Papierindustrie (Schwarzlauge), Baum- und Strauchschnitt u.v.m. Da ein wesentlicher Anteil des in der Industrie verarbeiteten Rundholzes importiert wird, stammt letztlich auch ein signifikanter Anteil der in Österreich energetisch verwerteten SNP aus dem Ausland. Das Potenzial holzartiger Biomasse hängt daher auch von zukünftigen Entwicklungen der Holzverarbeitenden Industrie ab. Die meisten Potenzialstudien deuten darauf hin, dass in Summe eine weitere Steigerung der energetischen Holznutzung in Österreich möglich ist.

9.10.4 Vor- und Nachteile

Dezentrale Wärmeerzeugung mit Biomasse-Kleinfeuerungsanlagen zeichnet sich im Allgemeinen durch eine hohe Wirtschaftlichkeit aus, wobei Anlagengrößen und regionale Rahmenbedingungen (Förderungen, regionale Brennstoffpreise) eine nicht unwesentliche Rolle spielen. Biomasseanlagen weisen generell höhere Investitionskosten als Öl- oder Gas-Heizsysteme auf. Die jährlichen Brennstoffkosten sind jedoch in der Regel deutlich niedriger. Aus dieser unterschiedlichen Kostenstruktur resultiert, dass Biomasseanlagen insbesondere bei einer hohen Auslastung (d. h. an Standorten mit hohem Wärmebedarf) im Vorteil sind. Außerdem werden die Wärmeerzeugungskosten von Biomasseanlagen weniger stark von Schwankungen der Brennstoffpreise beeinflusst als jene von Öl- oder Gaskesseln.

Die Wirtschaftlichkeit von Biomasseheizwerken hängt darüber hinaus stark von der Struktur des zu versorgenden Gebietes und der Auslegung der Anlage ab. Insbesondere zu große Auslegung von Heizwerken und geringe Wärmebedarfsdichten können die Wirtschaftlichkeit aufgrund geringer Auslastung bzw. hoher Wärmeverluste stark beeinträchtigen. Bei der Planung von Heizwerken bzw. Nahwärmenetzen ist auf jeden Fall zu berücksichtigen, dass Wärmebedarfsdichten aufgrund zunehmender thermischer Gebäudequalität im Neubau und fortschreitender Sanierung tendenziell zurückgehen.

Bei der Stromerzeugung mit Biomasse ist derzeit in der Regel nur unter Inanspruchnahme von Förderungen ein wirtschaftlicher Betrieb möglich. Von relativ günstigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen profitieren betriebseigene Anlagen der Holzverarbeitenden Industrie, da diese einerseits aufgrund des hohen Wärmebedarfs eine gute Auslastung erreichen und andererseits eine günstige Brennstoffversorgung gegeben ist (Rinde, Sägenebenprodukte).

Die Schaffung von Wertschöpfungseffekten durch die meist regionale Brennstoffversorgung ist neben der Reduktion von Treibhausgasemissionen als Vorteil jeglicher Energieversorgung auf Basis von Biomasse zu nennen. Gegenüber Kleinfeuerungsanlagen haben Heizwerke den Vorteil, dass Abgase wesentlich besser und effizienter gereinigt werden können. Hohe Brennstoff-Versorgungssicherheit und verhältnismäßig geringe Preisschwankungen sind weitere Vorteile von Energie aus Biomasse. Die Stromerzeugung aus Biomasse hat gegenüber Wind und Photovoltaik den Vorteil, dass Biomasseanlagen zur Bereitstellung von Grundlast geeignet sind.

9.10.5 Förderungen

Förderungen für Biomasse-Heizanlagen werden in Österreich sowohl bundesweit im Rahmen des Klima- und Energiefonds (KLIEN, 2017) als auch durch Landesförderungen (siehe ÖBMV, 2017) und zum Teil auf Gemeindeebene vergeben. Generell erfolgt die Förderung in erster Linie in Form von Investitionszuschüssen, wobei je nach Bundesland unterschiedliche Zuschüsse gewährt bzw. verschiedene Berechnungsmodi angewendet werden. Weiters zu erwähnen ist, dass Biomassethe Systeme in Österreich in zweifacher Weise steuerbegünstigt sind: durch den reduzierten Umsatzsteuersatz auf Holz und den Entfall der Energieabgabe bzw. der Mineralölsteuer.

Die Förderung der Stromerzeugung aus Biomasse erfolgt im Rahmen des Ökostromgesetzes über Einspeisetarife. Die aktuellen Einspeisetarife (2017) für Biomasse-KWK-Anlagen belaufen sich, je nach Anlagengröße, auf 10,50 bis 22,00 Cent/kWh_{el}. Bei Verwendung von Rest- oder Altholz sinken die Tarife um bis zu 40 %.

Mehr zum Thema

Österreichische Energieagentur, 2017. Holzströme in Österreich 2015, Austrian Energy Agency, Kooperationsplattform Forst Holz Papier, klimaaktiv energieholz. [http://www.klimaaktiv.at/erneuerbare/energieholz/holzstr_oesterr.html]

BFW, 2017. Website des Bundesforschungs- und Ausbildungszentrums für Wald, Naturgefahren und Landschaft, Österreichische Waldinventur 2007–09. [<http://bfw.ac.at/rz/wi.home>]

E-Control, 2017a. Ökostrombericht 2017: Jährlicher Bericht über die Ökostromentwicklung und die Kraft-Wärme-Kopplung [<http://www.e-control.at/de/publikationen/oeko-energie-und-energie-effizienz/berichte/oekostrombericht>]

E-Control, 2017b. Website der Energie-Control Austria, Öko-Energie – Informationen und Daten für die Ökostrombranche [<http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/oeko-energie>]

KLIEN, 2017. Holzheizungen [<https://www.klimafonds.gv.at/foerderungen/aktuelle-foerderungen/2017/holzheizungen/>]

ÖBMV, 2017. Website des Österreichischen Biomasseverbandes, Ansprechpartner für die Förderungen für Ihr Bundesland [<http://www.biomasseverband.at/service/foerderuebersicht/ansprechpartner-fuer-die-foerderungen-fuer-ihr-bundesland/>]

ÖBMV, 2017. Basisdaten Bioenergie 2017 [http://www.biomasseverband.at/publikationen/broschueren/?eID=dam_frontend_push&docID=5345]

qm heizwerke, 2017. „qm heizwerke“ auf der Website von klimaaktiv [http://www.klimaaktiv.at/erneuerbare/effiziente_heizwerke.html]

Statistik Austria, 2017. Website der Statistik Austria, Energiebilanzen [http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_und_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html]

9.11 Geothermie

Der Begriff Geothermie leitet sich aus dem Griechischen ab. „Gé“ steht für Erde oder Land und „thermós“ steht für warm oder heiß. Geothermie bedeutet demnach „Erdwärme“. Dabei handelt es sich um in der Erdkruste gespeicherte Wärmeenergie.

9.11.1 Marktdaten

Die energetische Nutzung geothermischer Quellen spielt in Österreich im Vergleich zur balneologischen Nutzung (Thermalbäder) eine verhältnismäßig kleine Rolle. Zu Beginn der 1980er Jahre wurde die erste geothermische Fernwärmanlage errichtet. Inzwischen sind österreichweit neun derartige Anlagen mit einer thermischen Leistung von ca. 61 MW in Betrieb. Von Fernwärmekunden werden laut Statistik Austria etwa 70 bis 90 GWh pro Jahr bezogen. In Oberösterreich sind sechs Anlagen mit 43,1 MW (Geinberg, Altheim, Simbach/Braunau, Haag, Obernberg, St. Martin/Innkreis), in der Steiermark drei Anlagen mit

17,9 MW (Bad Waltersdorf, Bad Blumau, Fürstenfeld) in Betrieb. In Ried im Innkreis (Mehrn-
bach) wurde 2012 eine weitere Geothermie-Fernwärmanlage in Betrieb genommen.

Lediglich drei dieser Anlagen werden zur gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme
eingesetzt (Altheim, Blumau, Braunau), die restlichen sieben Anlagen dienen nur der Bereit-
stellung thermischer Energie.

International spielt Geothermie in Ländern mit dünnerer Erdkruste oder höherem Tempera-
turgradienten im Untergrund eine größere Rolle. Zu nennen wären hier insbesondere die
USA, China, die Philippinen, Mexiko, Indonesien, Italien, Neuseeland, Japan, Island sowie
die Schweiz und Ungarn. Neuerdings beginnen auch afrikanische Länder entlang des
Großen Afrikanischen Grabenbruchs (z. B. Kenia) ihre Potenziale zu erschließen. Dort, wo
die erzielbaren Temperaturen und Wärmemengen hoch genug sind, kann auch eine
gekoppelte Strom- und Wärmeezeugung oder eine reine Stromerzeugung wirtschaftlich
erfolgen. So erzeugen internationale Konzerne verstärkt Aluminium in Ländern mit
schiffbaren Häfen und nahem, billigem Strom aus Geothermie.

9.11.2 Technologie

Je nach Tiefe der Erschließung und eingesetzter Technologie lässt sich zwischen ober-
flächennaher und tiefer Geothermie unterscheiden.

Oberflächennahe Geothermie bezeichnet die thermische Nutzung des Untergrunds bis zu
ca. 400 m Tiefe mittels Erdwärmesonden, Erdwärmekollektoren oder aus dem Grundwasser
mittels Wärmepumpen. Bis in eine Tiefe von 10–15 m unterliegt die Erdtemperatur, geprägt
durch den solaren Eintrag, jahreszeitlichen Schwankungen. Ab einer Tiefe von ca. 15 m ist
die Temperatur im Erdreich über das Jahr hinweg nahezu konstant. Aufgrund der Wärme
des Erdkerns nimmt die Erdtemperatur daraufhin kontinuierlich mit durchschnittlich ca. 3 °C
je 100 m zu.

Die in diesem Kapitel im Zentrum stehende tiefe Geothermie bezeichnet die thermische
Nutzung des Untergrunds ab ca. 400 m bis zu mehreren Kilometern mit Hilfe von Tiefen-
bohrungen. Die tiefe Geothermie nutzt entweder natürliche Warmwasservorkommen (hydro-
thermale Systeme) oder die im Gestein gespeicherte Wärme (petrothermale Systeme). Bei
hydrothermalen Systemen lässt sich aus dem Reservoir ohne Einpumpen von Wasser
genügend Heißwasser fördern. Durch den hohen Druck im Reservoir steigt das Wasser von
alleine hoch. Um das Wasser bis ganz an die Oberfläche zu befördern, muss dann je nach
geologischen Verhältnissen noch zusätzlich eine Pumpe zum Einsatz kommen. Ist der
Wasserdruck so hoch, dass keine Pumparbeit notwendig ist, spricht man von artesisch
gespanntem Grundwasser.

Um bei einer Geothermieanlage einen ausgeglichenen Grundwasserhaushalt einzustellen,
wird das thermisch genutzte Wasser durch eine Re-Injektionsbohrung wieder in die thermal-
wasserführende Gesteinsschicht zurückgeführt. Diese Bohrung liegt möglichst so weit von
der Förderbohrung entfernt, dass das abgekühlte, rückzuführende Wasser die Temperatur in
der Förderbohrung nicht absenkt. Ein Geothermiesystem mit Förder- und Re-Injektions-
bohrung wird auch als „Dublette“ bezeichnet.

Einsatzmöglichkeiten von Geothermie

Erdwärme lässt sich technisch, z. B. für Heizzwecke (z. B. über Fernwärmesysteme) und zum Teil auch zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung nutzen. Bei der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung spielen das Temperaturniveau und ein ausreichend hoher Volumenstrom der Heißwasserquelle eine entscheidende Rolle. Es gibt spezielle Kraftwerkprozesse (z. B. Organic Rankine oder Kalina Prozess), die Strom auch aus in Tiefen von 3 bis 6 km zu erzielenden, vergleichsweise niedrigen Temperaturniveaus (ca. 100–200 °C) erzeugen können. Trotz der mit 10–13 % relativ niedrigen elektrischen Wirkungsgrade wäre das längerfristige Stromerzeugungspotenzial aufgrund des hohen Geothermiepotenzials und der potenziell hohen Vollaststunden (bis zu 8.600 h/a) beachtlich.

Bisher lassen sich in Österreich reine Heizwerke eher wirtschaftlich darstellen als Heizkraftwerke. Technologische Entwicklungen und steigende Preise fossiler Energieträger werden zu weiteren Verbesserungen der Wirtschaftlichkeit führen.

9.11.3 Potenziale in Österreich

Angaben zum gesamten realisierbaren Potenzial der tiefen Geothermie für Österreich liegen zwischen 350 MW_{th} (Umweltbundesamt BE006, 1994), 430 MW_{th} und 11,3 MW_{el} (Geothermiepotenziale in Österreich, TU Graz; 2013) und 600 MW Leistung bzw. 894 GWh (vgl. Götzl). Mit 966 GWh kommt die Studie Regio Energy (siehe Box „Mehr zum Thema“) im Szenario 2020 maxi auf einen noch höheren Wert. Allerdings müssten hierzu hohe Förderungen wirksam werden. Die geologisch günstigsten Lagen sind die steirische Thermenregion, das ober- und niederösterreichische Molassebecken und das Wiener Becken. Bisher werden 61 MW thermische Energie genutzt.

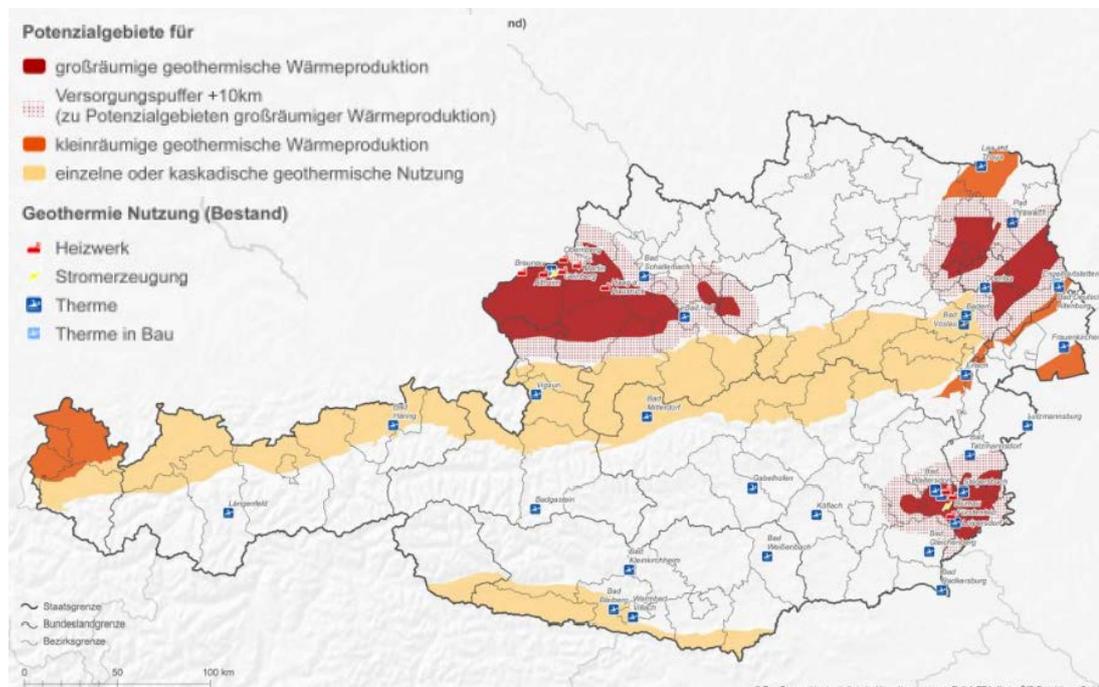


Abbildung 9-30: Bestand und Potenzialgebiete der hydrothermalen Geothermie in Österreich

Quelle: Forschungsprojekt REGIO Energy; <http://regioenergy.oir.at/>; 31.10.2014

9.11.4 Vor- und Nachteile

Geothermische Energie lässt sich weitgehend CO₂-neutral gewinnen und steht bei geringem Flächenbedarf dauerhaft als grundlastfähige Energieform zur Verfügung. Sie steigert die Unabhängigkeit von fossilen Energieträgern und ist im Gegensatz zu diesen eine sehr kosten- bzw. preisstabile Energieform.

Die Nutzung geothermischer Energie bedeutet hohe Investitionskosten, bei Fündigkeit allerdings auch lange Lebensdauern von 30 bis 40 Jahren. Die teure Erschließungsbohrung birgt ein hohes Fündigkeitsrisiko (Wasserquantität und -qualität; es besteht auch das Risiko, dass nachteilige chemische Eigenschaften des Thermalwassers zu hohen Aufbereitungskosten für eine technische Nutzbarkeit führen können). Häufig reduzieren Betreiber ihr Bohrrisiko durch entsprechende Versicherungsangebote oder staatliche Risikofonds (falls vorhanden). Die Hebung und Re-Injektion des Thermalwassers kann unter Umständen hohe Stromkosten verursachen. Die in Österreich gewinnbare Niedertemperaturenergie kann in Wasserrohrleitungen nur begrenzt weit transportiert werden, weshalb sich nicht alle Vorkommen – auch langfristig nicht – wirtschaftlich erschließen lassen werden.

9.11.5 Förderungen

Das BMLFUW fördert im Rahmen der Umweltförderung im Inland die Nahwärmeversorgung auf Basis erneuerbarer Energieträger, wenn Betriebe, sonstige unternehmerisch tätige Organisationen sowie Vereine oder konfessionelle Einrichtungen als Investor auftreten. Die Abwicklung der Förderansuchen erfolgt über die Kommunalkredit Public Consulting GmbH. Gefördert werden bis zu 35 % der förderungsfähigen Kosten einer Geothermieanlage samt Fernwärmeversorgungssystem. Weiters können auch alle Anlagenteile innerhalb der Grundstücksgrenze und im Eigentum des Förderwerbers, die zum Anschluss an ein Fernwärmenetz erforderlich sind, gefördert werden. Hier beträgt die Förderung bis zu 30 % der förderungsfähigen Kosten.

Im Rahmen des Ökostromgesetzes 2012 und der aktuellen, für 2016 und 2017 gültigen, Ökostrom-Einspeisetarifverordnung (veröffentlicht Dezember 2016) können Einspeisetarife für Ökostrom aus Geothermie für eine Dauer von 13 Jahren ab Inbetriebnahme gewährt werden. Voraussetzung dafür ist, dass ein Brennstoffnutzungsgrad bzw. gesamtenergetischer Nutzungsgrad von mindestens 60 % erreicht wird. Für Antragstellungen im Jahr 2017 betrug der Einspeisetarif für geothermische Stromerzeugungsanlagen 7,36 Cent/kWh. Im internationalen Vergleich ist dieser Einspeisetarif niedrig. Es gibt daher in Österreich derzeit im Rahmen des Ökostromgesetzes keine Projekte, wo eine gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung umgesetzt oder betrieben wird.

Mehr zum Thema

Geologische Bundesanstalt Wien [<http://www.geologie.ac.at/>]

GtV – Bundesverband Geothermie in Deutschland [www.geothermie.de/]

BINE Informationsdienst [<http://www.bine.info/themen/erneuerbare-energien/geothermie/>]

International Geothermal Association [<http://www.geothermal-energy.org/>]

REGIO Energie – Regionale Szenarien erneuerbarer Energiepotenziale in den Jahren 2012/2020 [<http://regioenergy.oir.at/>]

Promote Geothermal District Heating Systems in Europe (GEODH)
[<http://ec.europa.eu/energy/intelligent/projects/en/projects/geodh>]

Götzl, Gregor (2008): Geothermie in Österreich. Publikation zur Karte „Geothermie Wärmestrom“, Geologische Bundesanstalt Österreich, Wien.

Energetische Nutzung der Geothermie, Umweltbundesamt, BE006, Wien 1994

Angewandte Geophysik, Bände 1-3, H. Militzer, F. Weber, Springer, 1984-1987

Werner Bußmann, et al., BINE-Fachbuch „Geothermie – Energie aus dem Innern der Erde“, 1. Auflage 2012, ISBN: 978-3-8167-8321-3.

10 Energieeffizienz

10.1 Definition

Die Energieeffizienz misst, in welchem Ausmaß die eingesetzte Energie ausgenutzt wird. Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht ist ein möglichst geringer Energieeinsatz bei möglichst großem Output/Nutzen wünschenswert.

Als Maß für Energieeffizienz werden drei Arten von Indikatoren verwendet:

1. Wirtschaftlicher Indikator/Energieintensität: Energieverbrauch pro ökonomischer Leistungseinheit (kWh/€)
2. Technische Indikatoren:
 - a. Energieverbrauch pro physisch produzierte Einheit (kWh/Tonne, Liter, m² etc.)
 - b. Spezifischer Energieverbrauch (kWh/Anwendung, kWh/Wohnung, Liter/km, etc.)
3. Diffusionsindikatoren: Verbreitung von effizienten Geräten, effizienten Praktiken (z. B. Verbreitung von Energiesparlampen, A++ Geräten, Solaranlagen, Anteil ÖV etc.)

Für die ersten zwei Energieeffizienzindikatoren gilt: Je niedriger der Wert, desto höher die Energieeffizienz.

Diese drei Typen von Energieeffizienzindikatoren können auf allen Ebenen angewendet werden (National, Bundesland, Region, Gemeinde, Haushalt/Unternehmen). Entscheidend ist die Wahl eines für die jeweilige Fragestellung geeigneten Energieeffizienzindikators.

10.2 Mögliche Maßnahmen

Es gibt eine Vielzahl konkreter Maßnahmen, die zu einer Erhöhung der Energieeffizienz beitragen können.

Informationen

Ziel ist es, Nutzer darüber zu informieren,

- welche technischen Möglichkeiten zur Erhöhung der Energieeffizienz bestehen und
- wie durch die Änderung des eigenen Verhaltens eine effizientere Nutzung der jeweiligen Technologie möglich ist.

Beispiele dafür sind Kampagnen und bewusstseinsbildende Maßnahmen über breite Informationskanäle (z. B. Zeitungen, TV, Veranstaltungen etc.), aber auch Schulungen und Ausbildungen, die sich an konkrete, eingegrenzte Zielgruppen richten.

Technische Maßnahmen

Endenergie

Im Gebäudebereich können folgende Maßnahmen gesetzt werden:

- Geräte und Beleuchtung

- Anschaffung effizienter Haushaltsgeräte, Bürogeräte, Beleuchtungskörper
- Technische Maßnahmen zur Reduzierung von Stand-by-Verlusten
- Raumwärme und Warmwasser:
 - Thermische Sanierung von Gebäuden (senkt den Energiebedarf des Gebäudes). Hier gibt es folgende wichtige Einzelmaßnahmen: Fenstertausch, Dämmung der obersten/untersten Geschoßdecke, Fassadensanierung. Im Neubau sind neben ausreichende Wärmedämmung und Einsatz von Fenstern mit geringem U-Wert die Vermeidung von Wärmebrücken und dichte Gebäudehülle wichtig.
 - Einsatz bzw. Umstieg auf ein effizienteres Heizsystem (stellt die benötigte Energie effizienter bereit) und Einsatz der erneuerbaren Energieträgern. Die Wahl der jeweiligen Technologie und des Energieträgers hängt von den besonderen Anforderungen des Gebäudes ab. Grundsätzlich ist aber den auf erneuerbaren Energieträgern basierenden Technologien der Vorzug zu geben.

Die Maßnahmen des Gebäudebereichs betreffen sowohl Wohn- als auch Nicht-Wohngebäude.

Für Gemeinden und Regionen sind neben den Maßnahmen in Gebäuden die energieeffiziente Straßenbeleuchtung und Beschaffung wichtige Maßnahmen. Die Energiekosten für Straßenbeleuchtung haben an den gesamten Stromkosten von Gemeinden meist einen relativ hohen Anteil. Durch eine energieeffiziente bzw. ökologische Beschaffung werden Gemeinden einerseits ihrer Vorbildrolle gerecht und lösen andererseits eine verstärkte Nachfrage nach energieeffizienten Produkten und Dienstleistungen aus.

Im Bereich der Mobilität sind vor allem Maßnahmen zur Verbesserung des Angebots an öffentlichem Verkehr samt Schnittstelle zum Individualverkehr sowie verbesserte Rahmenbedingungen für RadfahrerInnen und FußgängerInnen von Bedeutung.

Energieerzeugung

Bei zentralen Energieerzeugungsanlagen gibt es eine wesentliche Energieeffizienz-Maßnahme:

- Verstärkter Einsatz von **Kraft-Wärmekopplung** bei der Erzeugung von Elektrizität und Fernwärme. Durch die kombinierte Erzeugung von Strom und Wärme in einer Anlage erhöht sich die Primärenergieeffizienz beträchtlich. Voraussetzung ist, dass in der Umgebung der Anlage ein ausreichend hoher Wärmebedarf besteht.

Technische Maßnahmen sollten generell mit Informationen kombiniert werden. So wird sichergestellt, dass die neue Technologie vom Nutzer optimal bedient wird.

10.3 Das neue Energieeffizienzgesetz in der Anwendung

Wie in Kapitel 3.3.1 beschrieben, besteht einer der Hauptinhalte des Bundes-Energieeffizienzgesetzes (EEffG) in der Verpflichtung von Energielieferanten (§10 des EEffG).

10.3.1 Grundzüge der Verpflichtung für Energielieferanten

Grundsätzlich gilt als Energielieferant jede natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die folgende Voraussetzungen erfüllt:

- Der Energielieferant liefert Energie(träger) an Endverbraucher in Österreich.
- Die Energieträger werden für energetische Zwecke genutzt (nicht stofflich).
- Die Lieferung erfolgt gegen Entgelt.

Die Eigenschaft als Energielieferant ist unabhängig vom Geschäftssitz. Das heißt, auch ausländische Unternehmen können als Energielieferant gemäß EEffG qualifiziert werden, sofern sie Endverbraucher in Österreich beliefern. Weiters ist entscheidend, dass die Art des gelieferten Endenergieträgers unerheblich ist.

Energielieferanten unterliegen folgenden Verpflichtungen:

- Jeder Energielieferant, der in einem Jahr mehr als 25 GWh Energie an Endkunden abgegeben hat, muss im darauf folgenden Jahr bei sich selbst, seinen eigenen Endkunden oder anderen Endenergieverbrauchern Energieeffizienzmaßnahmen nachweisen, die 0,6 % seiner Vorjahres-Energieabsätze an österreichische Endkunden entsprechen. 40 % davon sind durch Maßnahmensetzungen bei Haushalten im Wohnbereich nachzuweisen. Energielieferanten, die Endkunden im Mobilitätsbereich beliefern, können diese 40 %-Quote auch mittels Einsparungen durch Maßnahmen im privaten oder öffentlichen Verkehr erreichen.
Zu einer tatsächlichen Reduktion des absoluten Energieverbrauchs muss es nicht kommen. Die Verpflichtung zum Nachweis von Energieeffizienzmaßnahmen bedeutet nicht, dass Lieferanten weniger Energie verkaufen müssen.
- Zusätzlich haben diese Energielieferanten (über 25 GWh Energieabsatz an Endkunden), sofern sie mehr als 49 Mitarbeiter in Österreich beschäftigen und einen Umsatz oder eine Bilanzsumme von über 10 Millionen Euro aufweisen, eine Anlauf- und Beratungsstelle für Fragen zu den Themen Energieeffizienz, Energieverbrauch, Energiekosten und Energiearmut einzurichten.

10.3.2 Maßnahmen zur Erfüllung der Verpflichtung für Energielieferanten

Für die Erfüllung der Einsparverpflichtung von Energielieferanten von 0,6 % sind Maßnahmen grundsätzlich anrechenbar, wenn sie nachweisliche, mess- oder schätzbare Verringerungen des Verbrauchs von Endenergie nach sich ziehen. Entscheidend ist, dass die Maßnahme das Input-Output-Verhältnis (z. B. eines Gerätes oder Prozesses) verbessert und dem Energielieferanten auch mittels Nachweis zurechenbar ist und dass die gemäß EEffG erforderliche Dokumentation vorliegt. Grundsätzlich sind somit alle Maßnahmen anrechenbar, die den obigen Anforderungen entsprechen.

Die Grundsätze der Bewertung von Endenergieeffizienzmaßnahmen sind in der Richtlinienverordnung gemäß §27 des EEffG festgelegt. Anlage 1 dieser Richtlinienverordnung enthält sogenannte verallgemeinerte Methoden, die für eine Vielzahl von Anwendungsfällen standardisierte Einsparungswerte liefern.

Im Folgenden wird auf jene Energieeffizienzmaßnahmen eingegangen, für die verallgemeinerte Methoden verfügbar sind und die für Gemeinden und Regionen von besonderem Interesse sind.

Thermisch verbesserte Gebäudehülle (Neubau und Sanierung)

Die Maßnahme besteht in der Verbesserung der Gebäudehülle durch effizienten Neubau, umfassende Sanierungen oder die Sanierung einzelner Bauteile. Voraussetzung für die Anwendung der Methode ist das Einhalten sämtlicher baurechtlicher Vorgaben.

Wärmebereitstellung in Gebäuden

Die Maßnahme besteht in der Modernisierung des Heizsystems in einem Gebäude. Es liegen Anwendungsfälle für unterschiedliche Heizsysteme und Gebäudekategorien vor. Folgende Nicht-Wohngebäudekategorien können mit Hilfe standardisierter Einsparwerte bewertet werden: Bürogebäude, Kindergärten, Pflichtschulen, Höhere Schulen, Hochschulen, Hotels und Gaststätten.

Klimatisierung in Gebäuden

Die Maßnahme besteht in der Neuinstallation oder dem Austausch von zentrale Kompressionskältemaschinen oder Raumklimageräten in Gebäuden.

Beleuchtung

Die Maßnahme besteht in der Anschaffung bzw. Installation von effizienten Leuchtmitteln. Für LED und Energiesparlampen im Gebäudebereich liegen Anwendungsfälle für Haushalte und Nicht-Wohngebäude vor. Ein weiterer Anwendungsfall ist die Umstellung der Straßenbeleuchtung auf effiziente Technologien.

Solarthermische Anlagen und Photovoltaikanlagen

Die Maßnahme besteht in der Installation von solarthermischen Anlagen und PV-Anlagen zur Reduktion eigener Verbräuche. Entscheidend für die Anrechnung als Endenergieeinsparung ist, dass die durch die Anlagen erzeugte Energie zeitgleich am Standort verbraucht wird.

Flottenerneuerung

Die Maßnahme besteht im Ersatz eines bestehenden Fahrzeugs durch ein neues Fahrzeug. Voraussetzung für die Anwendung der verallgemeinerten Methode ist, dass das neue Fahrzeug einen um mindestens 15 % geringeren Normverbrauch aufweist als das bestehende Fahrzeug.

Alternative Fahrzeugtechnologien

Die Maßnahme besteht in der Anschaffung eines neuen Fahrzeuges mit alternativem Antrieb oder dem Ersatz eines bestehenden Fahrzeugs durch ein neues Fahrzeug mit alternativem Antrieb.

Spritspartraining

Die Maßnahme besteht in der Absolvierung eines Spritspartrainings zur Erlangung einer sparsamen Fahrweise. Die geforderten Inhalte des Spritspartrainings sowie die erforderliche Qualifikation des Trainers sind in der verallgemeinerten Methode definiert.

Mehr zum Thema

Energieeffizienzgesetz des Bundes

[\[https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20008914h\]](https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20008914h)

Monitoringstelle Energieeffizienz

[\[https://www.monitoringstelle.at/\]](https://www.monitoringstelle.at/)

Richtlinienverordnung gemäß §27 EEffG

[\[https://www.monitoringstelle.at/index.php?id=589\]](https://www.monitoringstelle.at/index.php?id=589)

Bewertung von Energieeffizienzmaßnahmen

[\[https://www.monitoringstelle.at/index.php?id=733\]](https://www.monitoringstelle.at/index.php?id=733)

10.4 Potenziale

Grundsätzlich wird zwischen dem technischen und dem wirtschaftlichen Potenzial für Energieeffizienzmaßnahmen bzw. Energieeinsparungen unterschieden. Das technische Potenzial spiegelt die aufgrund von Technologien bzw. Ressourcengrenzen möglichen Energieeffizienzmaßnahmen bzw. Energieeinsparungen wider. Bei der Ermittlung des wirtschaftlichen Potenzials werden vom technischen Potenzial nur jene Teile berücksichtigt, die sich unter Annahme konstanter Preise auf heutigem Niveau wirtschaftlich rechnen. Das wirtschaftliche Potenzial ist somit immer niedriger als das technische.

Laut einer Studie über Energieeffizienzpotenziale in der EU (im Auftrag der EU-Kommission, Link zur Studie siehe Box „Mehr zum Thema“) liegt das technische Potenzial für das Jahr 2020 bei 29 % (Einsparung gegenüber der Entwicklung ohne Maßnahmen) und bis 2030 bei 44 %. Das wirtschaftliche Potenzial liegt je nach politischen Anstrengungen zwischen 15 und 22 % für 2020 und zwischen 22 und 33 % für 2030. Im Vergleich der Einsparungsbereiche hat der Mobilitätsbereich mit 45 % den höchsten Anteil am gesamten Endenergieeinsparpotenzial. Es folgen der Haushaltbereich mit 28 %, die Industrie mit 16 % und Dienstleistungen mit 11 %.

Mehr zum Thema

Vergleich von Energieeffizienzkennzahlen in europäischen Staaten [\[http://www.odysseemure.eu\]](http://www.odysseemure.eu)

Energieeffizienzpotenziale in der EU

[\[https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2009_03_15_esd_efficiency_potentials_final_report.pdf\]](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2009_03_15_esd_efficiency_potentials_final_report.pdf)

Internationale Energieagentur - Energieeffizienz [<http://www.iea.org/topics/energyefficiency/>]
 Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft – Energieeffizienz
<http://www.bmwf.gv.at/EnergieUndBergbau/Energieeffizienz/Seiten/default.aspx>

10.5 Leuchtmittel

Nach dem stufenweisen Phase-out der klassischen Glühbirne sind nun ungerichtete (rundumstrahlende) Lampen noch als Halogen-Technologie sowie als LED- und Energiesparlampe am Markt erhältlich. Auch wenn Energiesparlampen gemäß EU-Recht in Verkehr gebracht werden können, haben sich Angebot und Nachfrage deutlich zu LED-Lampen hin verlagert. Jeder Lampentyp hat unterschiedliche Vor- und Nachteile, die in der folgenden Tabelle gegenübergestellt werden.

Tabelle 4: Übersicht über gebräuchliche Lampen

Lampentyp	Vor- und Nachteile
LED-Lampen	<ul style="list-style-type: none"> + 80 % weniger Energieverbrauch als eine Halogenlampe + 7- bis 12-mal längere Lebensdauer als eine Halogenlampe + Deutliche Kosteneinsparung über die Lebensdauer - etwas höherer Kaufpreis - Lichtverteilcharakteristik kann unterschiedlich im Vergleich zur Halogen-Glühbirne und Energiesparlampe sein (auch LED-Lampen in Birnenform können Spot-Charakteristik aufweisen)
Energiesparlampen	<ul style="list-style-type: none"> + 70 % weniger Energieverbrauch als eine Halogenlampe + 4- bis 8-mal längere Lebensdauer als eine Halogenlampe + vergleichsweise geringer Kaufpreis (aber Produktauswahl zugunsten LED-Lampen eher eingeschränkt) + deutliche Kosteneinsparung über die Lebensdauer - merkbare Anlaufzeit (Aufstartzeit) - enthält Quecksilber
Halogenlampen	<ul style="list-style-type: none"> + geringer Kaufpreis + exzellente Farbwiedergabe + brillantes Licht - geringe Effizienz sowie Lebensdauer - hohe Stromkosten

Quelle: Österreichische Energieagentur

LED-Lampen sind mittlerweile universell einsetzbar, vor allem wenn die volle Lichtmenge sofort nach dem Einschalten benötigt wird. Energiesparlampen eignen sich weniger gut für den Außenbereich, insbesondere bei niedrigen Außentemperaturen. Halogenlampen sind dann eine sinnvolle Wahl, wenn eine Leuchte nur relativ selten bzw. nur kurz täglich (max. 1 Stunde) eingeschaltet wird, oder wenn eine sehr hohe Farbwiedergabe wesentlich ist.

In der folgenden Tabelle werden gebräuchliche Lampen (typ. Fassung E27) hinsichtlich Effizienz und Kosten miteinander verglichen. Die Basis für den Vergleich ist die Annahme,

dass über einen Zeitraum von 10 Jahren diese Lampen mit 2,7 h täglich (entspricht 1000 h/Jahr) genutzt werden. Zum besseren Verständnis ist auch das Vergleichsbeispiel für die Glühbirne enthalten, obwohl deren Inverkehrbringung nicht mehr erlaubt ist.

Tabelle 5: Vergleich der Gesamtkosten für eine 60-Watt-Glühbirne und entsprechende Alternativen (Halogen-, Energiespar- und LED-Lampe)

	Glühbirne	Halogen-Lampe	Energiespar-Lampe	LED-Lampe
Lichtstrom (Lumen)	660	700	740	810
Elektrische Leistung (Watt)	60	46	12	10
Lichtausbeute (Lumen/Watt)	11	15	60	80
Effizienzklasse	D	C	A	A+
Lebensdauer (Stunden)	1.000	2.000	10.000	30.000
Kaufpreis (€) für eine Lampe	1	3	8	18
Kaufpreis (€) hochgerechnet für 10 Jahre [1]	10	15	8	6
Stromkosten (€) hochgerechnet für 10 Jahre [1]	128	98	25	21
Gesamtkosten (€) hochgerechnet für 10 Jahre [1]	138	113	33	27

[1] Annahme: Betrieb 1.000 h/Jahr, entspricht rd. 2,7 h/Tag

Quelle: Österreichische Energieagentur

In der folgenden Grafik wird der Vergleich der Gesamtkosten bezogen auf 1000 Betriebsstunden/a durchgeführt. Die Einsparungen von LED- und Energiesparlampen werden gegenüber einer Halogenlampe dargestellt, da Glühbirnen nicht mehr in Verkehr gebracht werden und nur in Restbeständen vorliegen.

Die Abbildung zeigt, dass bei dem Gesamtkostenvergleich Energiesparlampen und LED-Lampen die höchsten jährlichen Einsparungen gegenüber einer Halogenlampe erzielen. Glühbirnen weisen bei den untersuchten Leuchtmitteln hingegen die höchsten jährlichen Kosten auf. Sie liegen bei 13 € pro Jahr.

Ergebnisse des Gesamtkostenvergleichs von Haushaltslampen

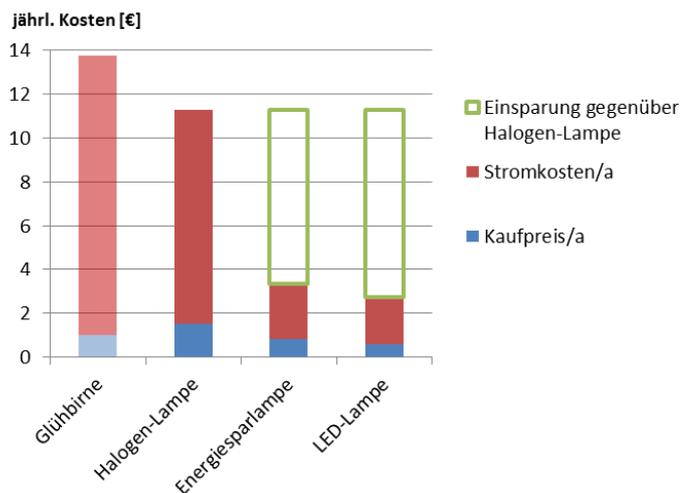


Abbildung 10-1: Gesamtkostenvergleich von Haushaltslampen

Quelle: Österreichische Energieagentur

Auswahlempfehlung

In der folgenden Tabelle sind wichtige Empfehlungen für die Auswahl von effizienten und qualitativ hochwertigen LED-Lampen angeführt. Diese Angaben finden sich auf der Verpackung bzw. in technischen Datenblättern, die von Herstellern als Download angeboten werden.

Tabelle 6: Empfehlung bei Lampen-Auswahl

	LED Birne	LED-Spot
Farbtemperatur (Kelvin)	2.700 – 3.200	
Farbwiedergabe-Index	80 (>90 für spez. Anforderungen)	
Lampenlebensdauer (h)	Mind. 20.000	
Energieeffizienz (basierend auf EU Label)	Mind. 80 lm/Watt	Mind. 65 lm/W

Quelle: www.topprodukte.at, 20.10.2016

Gesetzliche Richtlinien für die Inverkehrbringung von Haushaltslampen

- Anforderungen für Lampen mit ungebündeltem Licht („Birnen“-Form)

Seit September 2009 gelten entsprechend der Umsetzung der Ökodesign-Richtlinien Anforderungen für Lampen mit ungebündeltem Licht. Diese Lampen geben bspw. wie die klassische Glühbirne gleichmäßig Licht in alle Richtungen ab. Seit September 2009 müssen matte Lampen die Effizienzklasse A erfüllen. Für klare Lampen gilt seit September 2012 das Verbot für die Inverkehrbringung nach einem stufenweisen Ausstieg für alle Lampen, die eine Effizienzklasse C (Energieeffizienzindex EI max. 0,8) nicht erreichen. Aktuell sind damit Halogenlampen der Effizienzklasse C sowie Energiespar- und LED-Lampen am Markt

erhältlich. Ab 1. September 2018 wird für diesen Lampentyp nur mehr die Effizienzklasse B (EI max. 0,6) vorgesehen sein. Faktisch bedeutet dies ein komplettes Phase-Out für Halogenlampen mit den häufig eingesetzten Fassungen E27 und E14. (Ausnahmen gelten dann noch für die Lampen der Fassungen G9, d. h. in der Regel für sehr kleine Hochvolt-Halogenbirnen und für R7s (Halogenstäbe)).

- Anforderungen für Lampen mit gebündeltem Licht (Spot-Lampen)

Reflektor- oder Spotlampen werden als Lampen mit gebündeltem Licht kategorisiert, wenn sie mind. 80 % ihrer Lichtmenge in einem Kegel von einem Winkel von 120° abgeben. Für diesen Lampentyp als Glühlampe (Netzspannung mit den Fassungen GU 10, E27 und E4 sowie Kleinspannung 12 Volt bspw.) mit den Fassungen GU5.3 gelten seit 1. September 2016 die Mindestanforderung für den EI von max. 0,95 (entspricht der Effizienzklasse B).

Konkret bedeutet dies ein Phase-Out von Halogenspots, die mit Netzspannung betrieben werden, da diese das Effizienzmindestkriterium nicht erreichen können. Niedervolt-Spotlampen können mit einer Effizienzklasse B produziert werden und bleiben daher weiter am Markt verfügbar. Für LED-Spotlampen gilt ein EI von mindestens 0,20.

Informationen auf der Verpackung

Eine EU-Verordnung legt fest, welche Informationen, die für die richtige Auswahl von Haushaltslampen auf der Lampenverpackung wichtig sind, angegeben werden müssen.



- 1 Energieeffizienzklasse
- 2 Farbtemperatur (Kelvin)
- 3 Farbwiedergabeindex Ra
- 4 Lebensdauer (h)
- 5 Schaltfestigkeit (Anzahl der Schaltzyklen)
- 6 Anlaufzeit bei Energiesparlampen (Sek.)
- 7 Lichtstrom (Lumen)
- 8 Vergleichswert (Lichtstrom einer äquivalenten Standardglühlampe in Watt)
- 9 Dimmer-Eignung
- 10 Quecksilbergehalt (mg)

Abbildung 10-2: Wichtige Produktinformationen auf der Lampenverpackung

Quelle: Europäische Kommission, FEEI

Gesetzliche Richtlinien – Lampen für Bürobeleuchtung sowie Straßenbeleuchtung

Mit 2010 und 2012 wurden stufenweise Anforderungen für Leuchtstofflampen und Hochdruckentladungslampen (inkl. Vorschaltgeräte und Leuchten) eingeführt: Für Erstere sind

seit 2017 noch höhere Limits für Vorschaltgeräte (inkl. Kompatibilität der dazu passenden Leuchten) vorgesehen. Für die 2. Gruppe ist mit April 2015 das Phase-Out von Quecksilberdampf-Hochdruck-Lampen (HPM) sowie Natriumdampf-HD-Lampen (HPS) als Retrofit/Plug-In-Lampen mit HPM-VGs eingeläutet. Seit April 2017 gelten auch weitere Mindesteffizienzanforderung für Halogen-Metaldampflampen mit Leistungen bis zu 405 W sowie Vorschaltgeräte (EEI = A2). Der Leitfaden von CELMA bietet einen umfassenden Überblick dazu (siehe „Mehr zum Thema“).

Neues Effizienzlabel für Lampen und Leuchten

Für Haushaltslampen mit ungebündeltem Licht sowie für Spot- bzw. Reflektorlampen ist seit September 2013 auch ein Label für Spots verpflichtend. Zusätzlich wurden im September 2013 die Effizienzklassen A+ und A++ sowie ein Label für Haushaltsleuchten eingeführt, das informiert, wie effizient mögliche Lampentypen sind, die in der spezifischen Leuchte verwendet werden können.

Es ist jedoch zu beachten, dass für rundumstrahlende bzw. Spotlampen deutlich unterschiedliche Effizienzwerte für die gleiche Effizienzkategorie gelten. Annähernd direkt vergleichbar ist die Effizienzkategorie A+, die Kategorien A und B können hinsichtlich Effizienz jeweils zwischen Spots und rundumleuchtenden Lampen nicht verglichen werden.

Informationsquelle

Die Plattform topprodukte.at, ein Service von **klimaaktiv**, präsentiert die aktuell effizientesten und qualitativ hochwertigsten LED- und Energiesparlampen in Top-Listen und präsentiert regelmäßig die Ergebnisse von Produkttests aktueller LED-Lampenmodelle.

Mehr zum Thema

Topprodukte – ein Service von **klimaaktiv**: Toplisten für energieeffiziente und qualitativ hochwertige LED-Lampen und LED-Spots, inkl. regelmäßiger Produkttests aktueller LED-Lampenmodelle [www.topprodukte.at]

Broschüre „Beleuchtung im Dienstleistungssektor“ zu Grundlagen der energieeffizienten Gestaltung von qualitativ hochwertiger Beleuchtung im Dienstleistungssektor. [<https://www.klimaaktiv.at/suche.html?queryString=beleuchtung>]

Website des Klimaschutzprogramms **klimaaktiv** des BMLFUW mit Themenschwerpunkt „Energieeffiziente Beleuchtung“ [<http://www.klimaaktiv.at/energiesparen/beleuchtung.html>]

Website der Lichttechnischen Gesellschaft Österreichs [www.ltg.at]

Leitfaden der europäischen Beleuchtungsindustrie (CELMA&ELC) zur Anwendung der Verordnung (EG) Nr. 245/2009 [http://www.innenbeleuchtung.ltg.at/media/Downloads/2012/CELMA-GUIDE_D_2010_245_347.pdf]

EU-Verordnungen zu Ecodesign (Mindeststandards) bei Lampen zur Nutzung im Haushalt und im tertiären Bereich (inkl. Straßenbeleuchtung) und Labelling für Haushaltslampen und -leuchten:

[<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2013:225:0001:0012:DE:PDF>]

VO (EU) Nr. 244/2009 im Hinblick auf die Festlegung von Anforderungen an die umweltgerechte Gestaltung von Haushaltslampen mit ungebündeltem Licht

[\[http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:076:0003:0016:DE:PDF\]](http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:076:0003:0016:DE:PDF)

VO (EU) Nr. 245/2009 im Hinblick auf die Festlegung von Anforderungen an die umweltgerechte Gestaltung von Leuchtstofflampen ohne eingebautes Vorschaltgerät, Hochdruckentladungslampen sowie Vorschaltgeräte und Leuchten zu ihrem Betrieb

[\[http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:076:0017:0044:DE:PDF\]](http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:076:0017:0044:DE:PDF)

VO (EU) Nr. 1194/2012 im Hinblick auf die Anforderungen an die umweltgerechte Gestaltung von Lampen mit gebündeltem Licht, LED-Lampen und dazugehörigen Geräten

[\[http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2012:342:0001:0022:DE:PDF\]](http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2012:342:0001:0022:DE:PDF)

Del. VO 874/2012 im Hinblick auf die Energieverbrauchskennzeichnung von elektrischen Lampen und Leuchten

[\[http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2012:258:0001:0020:DE:PDF\]](http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2012:258:0001:0020:DE:PDF)

VO (EU) Nr. 2015/1428 zur Änderung der VO (EU) Nr. 244/2009, VO (EU) Nr. 245/2009 und Aufhebung der Richtlinie 2000/55/EG und Änderung der VO (EU) Nr. 1194/2012.

[\[http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/ALL/?uri=CELEX%3A32015R1428\]](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/ALL/?uri=CELEX%3A32015R1428)

10.6 Stand-by-Verluste

Als Stand-by-Verlust wird jener Energieverbrauch bezeichnet, der im Bereitschafts-, Wart- und im Aus-Zustand eines Geräts anfällt. Der Stand-by-Verbrauch macht lt. Statistik Austria in einem Haushalt durchschnittlich etwa 3,2 % des Stromverbrauchs aus (Strom- und Gastagebuch, 2012). In Ausnahmefällen kann dieser Anteil bis zu 10 % betragen.

Im typischen Fall dient die Stand-by-Funktion dazu, dass Geräte per Fernbedienung eingeschaltet werden können bzw. eine Status- bzw. Uhrzeitanzeige bieten. Bei Kopierern oder auch Kaffeemaschinen unterstützt der Bereitschaftsmodus eine sofortige Produktionsbereitschaft des Gerätes. Auch Haushaltsgeräte wie Waschmaschinen oder Geschirrspüler nutzen oftmals versteckt durchgehend elektrische Energie, um eine aktive Wasserauslaufschutzfunktion zu gewährleisten.

Obwohl Stand-by nur eine Neben- bzw. Zusatzfunktion von Geräten ist, sind vielfach die Betriebszeiten in diesem Modus länger als im tatsächlichen On-Modus. Konsequenz daraus ist, dass der Anteil des Stromverbrauchs im Bereitschaftszustand gegenüber dem Aktiv-Modus überwiegt, wie etwa im Fall von Arbeitsplatzdruckern, Scannern und Faxgeräten.

Maßnahmen gegen unnötigen Stand-by-Modus und Mindestanforderungen

Die EU hat im Rahmen der Umsetzung der Ökodesign-Richtlinie Höchstgrenzen für den Verbrauch im Stand-by- bzw. Aus-Zustand durch eine entsprechende Verordnung (EU-VO Nr. 1275/2008 (siehe „Mehr zum Thema“)) für folgende Gerätekategorien festgelegt:

- Haushaltsgeräte
- Informationstechnische Geräte (überwiegend zum Einsatz im Wohnbereich)
- Unterhaltungselektronik
- Spielzeuge, Freizeit- und Sportgeräte.

Diese Höchstgrenzen sind an sich ambitioniert und ein effektiver Beitrag zur Senkung des Stand-by-Stromverbrauchs. Sie gelten jedoch nur bei Stand-by-Modi mit klar definierter Charakteristik:

- „Bereitschaftszustand“ (Stand-by) bezeichnet einen Zustand, in dem das Gerät [...] nur folgende Funktionen zeitlich unbegrenzt bereitstellt: die Reaktivierungsfunktion oder die Reaktivierungsfunktion zusammen mit lediglich einer Anzeige, dass die Reaktivierungsfunktion aktiv ist, und/oder Information oder Statusanzeige.
- „Aus-Zustand“ bezeichnet einen Zustand, in dem das Gerät mit dem Netz verbunden ist, aber keine Funktion bereitstellt. Folgende Zustände gelten ebenfalls als Aus-Zustände: a) Zustände, in denen nur der Aus-Zustand angezeigt wird; b) Zustände, in denen nur Funktionen bereitgestellt werden, die die elektromagnetische Verträglichkeit nach den Bestimmungen der Richtlinie 2004/108/EG gewährleisten.

Seit 7. Jänner 2013 gelten folgende Werte für neu in Verkehr gebrachte Geräte in den o.g. Kategorien:

- Aus-Zustand: max. 0,50 Watt
- Bereitschaftszustand: max. 0,50 Watt bzw. max. 1,00 Watt, sofern eine Information bzw. Statusanzeige angeboten wird.

Sofern Geräte eine komplexere Stand-by-Funktion aufweisen, die von der obigen Definition abweicht, gelten keine verpflichtenden Anforderungen. Der Stromverbrauch dieser Geräte kann dann deutlich höher liegen. Vorgaben für Geräte, die einen Netzwerk-Stand-by-Modus aufweisen, werden aktuell auf EU-Ebene erarbeitet und in den nächsten Jahren Gültigkeit erlangen. Darüber hinaus sind auch in der EU-Verordnung Nr. 278/2009 für externe Netzteile auch Grenzen für den Verbrauch bei Nulllast definiert (siehe Tabelle 7).

Tabelle 7: EU-Anforderungen für externe Netzteile bei Nulllast

Ausgangsleistung (P ₀)	Externe AC/AC-Netzteile außer externen Niederspannungsnetzteilen	Externe AC/DC-Netzteile außer externen Niederspannungsnetzteilen	Externe Niederspannungsnetzteile (Ausgangsspannung <6 V und einer Ausgangsstromstärke von mind. 550 Milliampere laut Typenschild)
P ₀ ≤ 51,0 W	0,50 W	0,30 W	0,30 W
P ₀ > 51,0 W	0,50 W	0,50 W	k.A.

Quelle: Europäische Kommission

Eine wichtige Änderung der Stand-by-Verordnung ist durch die Einführung von Anforderungen an den Bereitschaftszustand mit Netzwerkfunktionen (network stand by) erfolgt, die als Verordnung (EU) 801/2013 veröffentlicht wurde. Damit wurde mit 1. Jänner 2015 auch die Power-Management-Anforderung (automatische Abschaltung) insbesondere für Kaffeemaschinen konkretisiert.

Beispielrechnung für mögliche Stand-by-Verbraucher in einem Haushalt

In der folgenden Darstellung werden beispielhaft typische Stand-by-Verbraucher aufsummiert und Jahresstromkosten je Kategorie ausgewertet:

Tabelle 8: Beispiele für Stand-by-Verbräuche in einem typischen Haushalt

Produkt-Kategorie	Leistung Stand-by [W]	Zeit On-Modus / Tag [h]	Zeit Stand-by Modus / Tag [h]	Jahresenergieverbrauch [kWh]	Kosten bei Stromtarif von 21 Cent/kWh [€]
IT					
PC	0,5	3	21	3,8	0,8
DSL-Router (mit WLAN)	6	0	24	52,6	11,0
Monitor	0,5	3	21	3,8	0,8
Drucker	0,5	3	21	3,8	0,8
Scanner	0,5	3	21	3,8	0,8
Unterhaltungselektronik					
Flat-TV	0,5	4	20	3,7	0,8
DVB-T-Box	10	0	24	87,6	18,4
HiFi-Anlage	10	4	20	73,0	15,3
3 Radios bzw. Mini-Hi-Fi	5	4	20	36,5	7,7
Spielkonsole	0,5	2	22	4,0	0,8
Haushaltsgeräte					
Waschmaschine	1	0,6	23,4	8,5	1,8
Geschirrspüler	1	0,6	23,4	8,5	1,8
Mikrowelle	1	0,3	23,7	8,7	1,8
Kommunikation					
Ladegeräte Handy	0,2	0	24	1,8	0,4
Anrufbeantworter	1,2	0	24	10,5	2,2
Sonstige					
Externe Netzteile / Ladestationen (Zahnbürste, Akkuschauber, Akkuhandstaubsauger etc.)	2	0	24	17,5	3,7
Summe				573,1	68,9

Quelle: Österreichische Energieagentur

Einen Sonderfall stellen die Bereitschaftsverluste (Abwärmeverluste) von Warmwasserbereitern dar, die im ungünstigen Fall signifikant ausfallen können. Das folgende Beispiel illustriert die Stand-by-Kosten eines ineffizienten Untertisch-Warmwasserbereiters:

Tabelle 9: Beispiel für Bereitschaftsenergieverluste von Warmwasserbereitern

	Zeit Stand-by-Modus / Tag [h]	Jahres-Energieverbrauch [kWh]	Kosten bei Stromtarif von 18 Cent/kWh [€]
Warmwasserbereiter (Untertisch 5 Liter)	24	255,5	51,1

Quelle: Österreichische Energieagentur

Praktische Tipps zur Vermeidung von Stand-by-Verlusten

- Mit einer Steckerleiste kann eine ganze Gerätegruppe einfach und bequem vom Stromnetz getrennt werden (bspw. PC, Monitor, Modem bzw. TV + DVB-Receiver). Aktuelle Tintenstrahldrucker haben bereits einen sehr geringen Stand-by-Verbrauch. Regelmäßiges Ein- und Ausschalten führt bei manchen Geräten zu erhöhtem Tintenverbrauch, da jedes Mal ein Reinigungszyklus der Patrone durchgeführt wird.
- Nutzung beim Kauf von Bürogeräten des unabhängigen Online-Services topprodukte.at zur Auswahl von Geräten mit geringem Stand-by-Verbrauch.
- Einstellung von optimalen Energieoptionen für PC und Drucker. So fährt der PC bspw. bei längeren Arbeitspausen automatisch in den stromsparenden Stand-by- oder Ruhezustand.
- Keine Bildschirmschoner nutzen, sondern Monitore ganz abschalten.
- Handwarme Netzteile bei nicht genutzten Geräten sind ein Indiz für vermeidbaren Stand-by-Verbrauch.

Mehr zum Thema

EU-Verordnungen zu Anforderungen bzgl. Stand-by- bzw. Leerlaufverluste [<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2013:225:0001:0012:DE:PDF>]

VO (EG) Nr. 1275/2008 im Hinblick auf die Festlegung von Ökodesign-Anforderungen an den Stromverbrauch elektrischer und elektronischer Haushalts- und Bürogeräte im Bereitschafts- und im Aus-Zustand

[<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2008:339:0045:0052:de:PDF>]

VO (EG) Nr. 278/2009 im Hinblick auf die Festlegung von Ökodesign-Anforderungen an die Leistungsaufnahme externer Netzteile bei Nulllast sowie ihre durchschnittliche Effizienz im Betrieb

[<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:093:0003:0010:DE:PDF>]

VO (EU) Nr. 801/2013 zur Änderung der VO (EG) Nr. 1275/2008 und VO (EG) Nr. 642/2009 [<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2013:225:0001:0012:de:PDF>]

Guidelines accompanying Commission Regulation (EU) No 801/2013 of 22 August 2013 amending Regulation (EC) No 1275/2008 with regard to ecodesign requirements for standby, off mode electric power consumption of electrical and electronic household and

office equipment, and amending Regulation (EC) No 642/2009 with regard to ecodesign requirements for televisions

[https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/Guidance%20document_Lot%2026_Networked%20Standby_clean%20FIN.pdf]

10.7 Haushaltsgeräte

Grundlegende Infos zum Energieeffizienzlabel

Eine Grundlage für das EU-Energieeffizienzlabel wurde bereits 1992 geschaffen. Die Einführung des EU-Labels mit den Effizienzklassen A–G ab 1995 hat einen effektiven Beitrag zur Verbesserung der Effizienz bei Haushaltsgeräten geleistet. Da sich ab 2000 abgezeichnet hat, dass das Potenzial bei Kühl- und Gefriergeräten bei weitem noch nicht ausgeschöpft war, wurden 2003 die Klassen A+ und A++ für diese Produktkategorie eingeführt.

Da auch für alle übrigen Gerätekategorien weitere Effizienzverbesserungen durch ein Label unterstützt werden sollten, wurde 2010 durch eine neue EU-Richtlinie ein grundlegend überarbeitetes Effizienzlabel eingeführt.



Neue Label-Version

Abbildung 10-3: Beispiel für das EU-Energieeffizienzlabel für Waschmaschinen in neuer Version

Tabelle 10: Gültigkeit Energieeffizienzlabel

	Altes Label	Neues Label
Kühl- und Gefriergeräte	Nicht mehr gültig	Seit Nov. 2011
Geschirrspüler	Nicht mehr gültig	Seit Dez. 2011
Waschmaschinen	Nicht mehr gültig	Seit Dez. 2011
Wäschetrockner	Nicht mehr gültig	Seit Mai 2013
Waschtrockner	Noch gültig	-

Lampen	Nicht mehr gültig	Seit Sept. 2013
Backöfen	Nicht mehr gültig	Seit Jänner 2015
Klimageräte	Nicht mehr gültig	Seit Jänner 2013
TVs	-	Seit Nov. 2011
	Altes Label	Neues Label
Staubsauger	-	Seit 1. Sept. 2014
Dunstabzugshauben	-	Seit Jänner 2015

Quelle: Europäische Kommission

Mit dieser neuen Labelversion waren folgende Änderungen verbunden:

- Einführung der Effizienzklassen A+, A++ und A+++ für alle o. g. Gerätekategorien
- Darstellung von grundsätzlich nur 7 Energieeffizienzklassen (A–G bzw. A+++ – D)
- Neue Berechnungsmethode: Bewertung des hochgerechneten Jahresenergieverbrauchs statt Energieverbrauch pro Zyklus
- Sprachneutral (einheitlich in der gesamten EU)
- Angabe der Energieklasse in Werbeanzeigen

Die Richtlinie 2010/30/EU zur Energieverbrauchskennzeichnung wurde Anfang August 2017 durch die Rahmenverordnung zur Energieverbrauchskennzeichnung ersetzt. Damit verschwinden die „Plusklassen“ zukünftig und die Buchstaben A bis G decken wieder alle zulässigen Energieeffizienzklassen ab. Auf Grund von Übergangsbestimmungen wird das Label im Lauf der kommenden zwei bis drei Jahre sukzessiv für die unterschiedlichen Produktgruppen eingeführt werden. Zusätzlich wird eine öffentliche Onlinedatenbank geschaffen werden. Ein zentrales Produktregister soll zudem die Mitgliedstaaten bei der Marktüberwachung unterstützen.

Zusätzlich wurden im Rahmen der Umsetzung der Ökodesign-Richtlinie auch Mindestanforderungen definiert: Seit Juli 2012 dürfen Kühl- und Gefriergeräte nur mehr ab der Effizienzklasse A+ in Verkehr gebracht werden. Für Waschmaschinen und Geschirrspüler ist seit Dezember 2013 A+ die maximal erlaubte Klasse.

Einsparungsmöglichkeiten und vorzeitiger Gerätetausch

In den folgenden Abbildungen werden für die Kategorien Kühl- und Gefriergeräte und Wäschetrockner Vergleiche zwischen dem jeweils aktuellen effizientesten Gerät (topprodukt. GOLD), einem Standardgerät (entspricht der EU-weit vorgeschriebenen Mindesteffizienz) und einem etwa 10-jährigen Bestandsgerät gezogen.

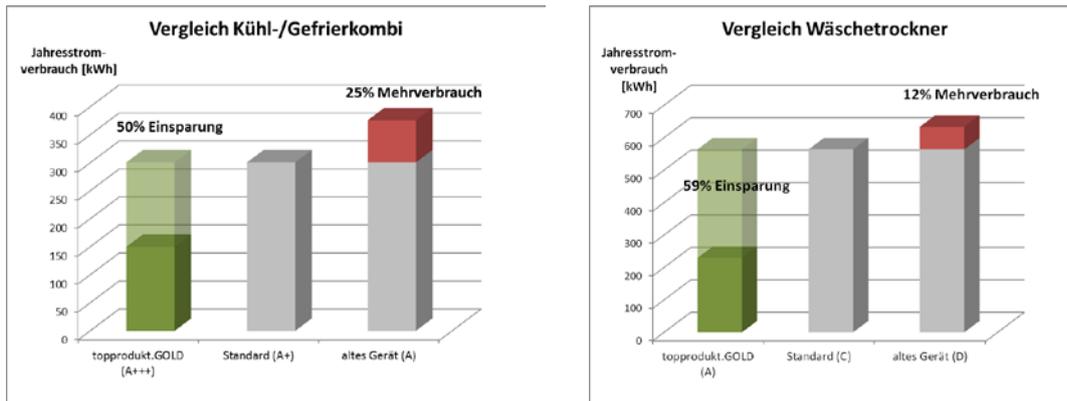


Abbildung 10-4: Energieverbrauch unterschiedlicher Geräte und Effizienzklassen im Vergleich

Quelle: Österreichische Energieagentur

Je nach Gerätekategorie ergeben sich sehr unterschiedliche Einsparmöglichkeiten: Höchste Einsparpotenziale lassen sich bei Kühl- und Gefriergeräten sowie Wäschetrocknern ausschöpfen. Bei Geschirrspülern und Waschmaschinen sind die Unterschiede vergleichsweise gering.

Die oben dargestellten Vergleiche bieten auch eine Basis für die Bewertung der Sinnhaftigkeit eines vorzeitigen Gerätetauschs in finanzieller Hinsicht. Ein Austausch eines funktionierenden mind. 10 Jahre alten Kühl-/Gefriergerätes der Effizienzklasse A oder B ist jedenfalls vorteilhaft, auch unter Berücksichtigung der ökologischen Aspekte bzw. Erzeugungsenergie (graue Energie). Sie sollten rechtzeitig bei Küchensanierungen oder bei zu häufigen Defekten ersetzt werden. Bei allen anderen Kategorien ist eine Beurteilung auch abhängig von allfälligen Reparaturen bzw. Defekten: Geschirrspüler sind im Rahmen des normalen Erneuerungszyklus zu ersetzen. Ein vorzeitiger Ersatz bietet sich aus energetischen Gründen nicht an. Funktionierende Waschmaschinen sollen dann durch ein Neugerät ersetzt werden, wenn diese älter als 15 Jahre sind, mit weniger als 1.200 U/Min. schleudern und viel Wasser verbrauchen. Es ist empfehlenswert, mindestens 5 Jahre alte Wäschetrockner der Klasse B oder C gegen sehr sparsame Geräte mit Wärmepumpentechnologie zu tauschen.

Informationsquelle

Die Plattform topprodukte.at, ein Service von **klimaaktiv** präsentiert die aktuell effizientesten und qualitativ hochwertigsten Haushaltsgeräte in Top-Listen.

Mehr zum Thema

topprodukte.at – ein Service von **klimaaktiv**: Toplisten für energieeffiziente und qualitativ hochwertige Haushaltsgeräte [\[www.topprodukte.at\]](http://www.topprodukte.at)

Energiespartipps die umweltberatung [\[http://images.umweltberatung.at/hm/strom_dt_nevk-infobl-energie.pdf\]](http://images.umweltberatung.at/hm/strom_dt_nevk-infobl-energie.pdf)

Verordnung (EU) 2017/1369 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 4. Juli 2017 zur Festlegung eines Rahmens für die Energieverbrauchskennzeichnung und zur Aufhebung der Richtlinie 2010/30/EU [\[http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2017.198.01.0001.01.DEU&toc=OJ:L:2017:198:TOC\]](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2017.198.01.0001.01.DEU&toc=OJ:L:2017:198:TOC)

10.8 Energieeffizienz bei KMU

Bedeutung von Energieeffizienzmaßnahmen in KMU

In Klein- und Mittelbetrieben bestehen beachtliche Potenziale zur Steigerung der Energieeffizienz. Obwohl sich viele Effizienzmaßnahmen in relativ kurzer Zeit rechnen und daher auch wirtschaftlich sinnvoll sind, setzen sich die meisten KMU noch nicht intensiv mit dem Thema auseinander. Dies liegt häufig daran, dass sich die Betriebe in erster Linie um die Qualität ihrer Produkte und Dienstleistungen kümmern und ihnen für eine vertiefende Beschäftigung mit dem Energieeinsatz die Zeit und das Know-how fehlen. Hier setzen Unterstützungsprogramme für KMU an.

klimaaktiv Programm „energieeffiziente Betriebe“

Im klimaaktiv Programm „energieeffiziente Betriebe“ werden seit 2005 Tools und Instrumente zur Förderung der Energieeffizienz in KMU entwickelt. Dazu zählen

- **Bewusstseinsbildung** in Betrieben durch themenspezifische Veranstaltungen und eine jährliche Auszeichnungsveranstaltung, bei der Betriebe, die Energieeffizienzmaßnahmen umgesetzt haben, vom Umweltminister ausgezeichnet werden.
- **Sammlung von Vorzeigeprojekten:** Bisher sind 276 erfolgreich umgesetzte Effizienzprojekte von österreichischen Betrieben auf der Programmwebsite nachzulesen. Diese Betriebe wurden seit 2008 vom Umweltminister ausgezeichnet.
http://www.klimaaktiv.at/energiesparen/betriebe_prozesse/vorzeigebetriebe.html
(2.10.2017)
- **Brancheninitiativen** zur Darstellung der Hauptenergieverbraucher, der Einsparpotenziale und der häufigsten Energieeffizienzmaßnahmen
http://www.klimaaktiv.at/energiesparen/betriebe_prozesse/branchenkonzepte.html
(2.10.2017).
- **Benchmarking:** Erstellung von aktuellen Energiekennzahlen (Benchmarks) für unterschiedliche Branchen (www.energymanagement.at; 2.10.2017).
- **Standardisierte Energieaudits und Schulungen:** Die Schnittstelle zwischen klimaaktiv und den Betrieben sind die EnergieberaterInnen. Das Programm setzt daher auf eine standardisierte Vorgangsweise bei der Durchführung von Energieberatungen und stellt erfahrenen EnergieberaterInnen Audit-Tools zur Verfügung.

Insgesamt waren 1.952 Schulungsplätze belegt. Einige Personen haben an mehreren Schulungen teilgenommen. Die Gesamtanzahl der ausgebildeten Personen beträgt 634. Auch EnergiemanagerInnen und TechnikerInnen von Betrieben nehmen vermehrt an den Schulungen teil und setzen daraufhin gezielte Maßnahmen im Unternehmen.

Partnernetzwerk: Vermittlung von kompetenten klimaaktiv Partnern.

Nützliche Tools für Betriebe und BeraterInnen

- Scribble Videos „Der Weg zum effizienten Betrieb“ und „Energiespartipps für Betriebe“
https://www.klimaaktiv.at/energiesparen/betriebe_prozesse/Energieeffizienz.html;
2.10.2017)

- Zischt's, Klopft's oder Blendet's? Plakate zur Mitarbeitermotivation zum selber Ausdrücken: Wo wird Energie verschwendet?
(https://www.klimaaktiv.at/energiesparen/betriebe_prozesse/Energieeffizienz.html;
2.10.2017)
- Haben Sie Ihre Energiekosten im Griff?
(https://www.klimaaktiv.at/service/publikationen/energiesparen/effiziente_betriebe.html;
2.10.2017)
- Effizienzcheck für Betriebe: Mit der Checkliste können Sie durch den Betrieb gehen und alle Bereiche auf Einsparpotenziale überprüfen.
(<https://www.klimaaktiv.at/service/tools/energiesparen/effizienzcheck.html>; 02.10.2017)
- Auditleitfäden für Druckluft, Pumpen, Ventilatoren-/Lüftungssysteme, Dampfsysteme, Kältesysteme, Beleuchtungssysteme und Systeme zur betrieblichen Abwärmenutzung
(http://www.klimaaktiv.at/energiesparen/betriebe_prozesse/technologieschwerpunkte.html;
2.10.2017)
- Branchenleitfäden geben Überblick über die besten Einsparmaßnahmen in der Branche.
(http://www.klimaaktiv.at/energiesparen/betriebe_prozesse/branchenkonzepte.html;
2.10.2017)
- KPC-Förderleitfäden für Branchen
(<https://www.umweltfoerderung.at/berichte-publikationen.html>; 02.10.2017)

Energieberatung (Energieaudit)

Viele Betriebe wissen nicht, welchen Anteil einzelne Prozesse und Anlagen an ihrem gesamten Strom- und Wärmeverbrauch haben. Im Rahmen einer ersten Energieberatung (Erstberatung) wird der Energieeinsatz im Unternehmen analysiert und die Hauptenergieverbraucher werden identifiziert. Erfahrene EnergieberaterInnen decken Schwachstellen auf und empfehlen erste Einsparmaßnahmen. Neben investiven Maßnahmen wie dem Ersatz alter Geräte durch effizientere neue Geräte werden im Rahmen von Erstberatungen oft auch Maßnahmen vorgeschlagen, für die das Unternehmen keine oder nur geringe Investitionen tätigen muss. Dazu zählen organisatorische und regelungstechnische Maßnahmen wie Verhaltensänderungen, z. B. Lichtausschalten oder auch Zurückschalten der Lüftung oder Heizung. Diese „low hanging fruits“, also leicht umzusetzende Maßnahmen, gibt es in jedem Unternehmen, das erst mit der Optimierung seines Energieeinsatzes beginnt. Die dadurch erreichten Einsparungen decken oft schon die Kosten für die Beratung ab. Um weitere Einsparmöglichkeiten zu finden, sind weitere Beratungen (Spezialaudits) nötig. Durch diese Audits werden Möglichkeiten zu Systemoptimierungen aufgedeckt.

Energiemanagementsystem / Umweltmanagementsystem

Eine nachhaltige Steigerung der Energieeffizienz und eine nachhaltige Verbesserung der Umweltauswirkungen können nur durch einen kontinuierlichen Prozess erreicht werden. Hier setzen Managementsysteme an. Umweltmanagement nach ISO 14001 oder EMAS und Energiemanagement nach ISO 50001 unterstützen Unternehmen bei der Verankerung von Verbesserungsprozessen in ihrer Organisationsstruktur. Betriebe, die ein Energiemanagementsystem einführen, können erfahrungsgemäß alleine durch die strukturierte Auseinan-

dersetzung mit dem Energieeinsatz schon Einsparungen von bis zu 5 % erreichen, und das ohne hohe Investitionen.

Die Einführung eines Energiemanagementsystems nach ISO 50001 muss von der Geschäftsführung beschlossen werden. Es müssen Ressourcen für die Umsetzung und Betreuung des Managementsystems freigegeben werden. Das bedeutet, es stehen finanzielle Mittel zur Durchführung von Energieaudits und Investition in effizientere Geräte zur Verfügung. Es gibt MitarbeiterInnen, die für die Umsetzung des Systems verantwortlich sind. Die gesamte Belegschaft wird in den Verbesserungsprozess eingebunden und kann Vorschläge einbringen. MitarbeiterInnen werden geschult, Wartungspläne erstellt, Beschaffungskriterien definiert. Einmal erreichte Einsparungen bleiben auch bestehen, da es Verantwortliche gibt, die für die Wartung und Überprüfung der Anlagen zuständig sind. Durch die Zertifizierung des Systems werden die aufgebauten Strukturen und Prozesse von externen ExpertInnen überprüft und Schwachstellen aufgedeckt. Damit kann der Kreislauf des kontinuierlichen Verbesserungsprozesses fortgesetzt werden.

Förderungen für Energieberatungen und Einführung von Managementsystemen

In Österreich gibt es in jedem Bundesland „Regionalprogramme für den betrieblichen Klima- und Umweltschutz“. Diese Programme haben Netzwerke von erfahrenen EnergieberaterInnen aufgebaut und können für jeden Beratungsfall branchen- oder technologiespezifische ExpertInnen empfehlen. Die Regionalprogramme bieten Erstberatungen und Umsetzungsberatungen mit Förderungen von 50–75 % an. Die Regionalprogramme fördern auch die Einführung von Umwelt- oder Energiemanagementsystemen, sofern es sich nicht um nach dem Bundes-Energieeffizienzgesetz verpflichtete Unternehmen handelt.

Investitionsförderungen für Energiesparmaßnahmen

Im Rahmen der „Umweltförderung Inland“ fördert das BMLFUW bis zu 35 % der förderfähigen Kosten. Gefördert werden Maßnahmen zur effizienten Nutzung von Energie bei gewerblichen und industriellen Produktionsprozessen sowie in bestehenden Gebäuden und Wärmerückgewinnungen. Die Kommunalkredit Public Consulting (KPC) ist für die Abwicklung der Investitionsförderungen zuständig. Neben Förderungen im Bereich Energiesparen gibt es Förderungen in den Bereichen Energieversorgung, Wasser, Altlasten, Verkehr und Mobilität.

Branchenspezifische Förderungen werden seit 2013 in Förderleitfäden zusammengestellt („KPC Leitfäden für Investitionsförderungen in Branchen“), parallel zu den klimaaktiv Branchenleitfäden.

Mehr zum Thema

klimaaktiv [www.klimaaktiv.at/eebetriebe]

Benchmarking / Energiekennzahlen [www.energymanagement.at]

Geförderte Energieberatungen für Betriebe in den Bundesländern:

[http://www.klimaaktiv.at/energiesparen/betriebe_prozesse/beratung_foerderung/beratungsleist_bld.html]

Investitionsförderungen [<https://www.umweltfoerderung.at/betriebe.html>]

10.9 Passivhaus-Standard

Unter Passivhausstandard versteht man einen energieeffizienten und -optimierten, umweltfreundlichen Gebäudestandard mit verschiedenen Bauformen, -materialien und -weisen mit einem Heizwärmebedarf von maximal 15 kWh/m²a bei einer Raumtemperatur von 20 °C (entspricht etwa 10 kWh/m²a nach OIB-Richtlinie 6 „Energieeinsparung und Wärmeschutz“; mit der OIB-Richtlinie 6 wurde die EU-Gebäuderichtlinie in nationales Gesetz umgesetzt. Sie dient als Basis für die Harmonisierung der bautechnischen Vorschriften der Bundesländer).

Ein Passivhaus verbraucht gegenüber einem Neubau bzw. Altbau zwischen 32 % (lt. OIB-RL 6 (2015) ist für Wohnungsneubauten mit einer konditionierten Bruttogeschoßfläche von bis zu 100 m² ein Heizwärmebedarf von 47,6 kWh/m²a (ab 2017), in Abhängigkeit der Geometrie und des Referenzklimas, einzuhalten) und 90 % weniger Heizwärme als ein herkömmliches altes Gebäude mit Heizwärmebedarf von ca. 180 bis 300kWh/m²a (vgl. http://www.building-typology.eu/downloads/public/docs/brochure/AT_TABULA_TypologyBrochure_AEA.pdf; 05.09.2017) und ist daher gegenüber Steigerungen von Energiepreisen weitaus unabhängiger als ein Standardgebäude.

In einem Passivhaus wird sowohl im Winter als auch im Sommer ein behagliches Innenklima erreicht. Dies geschieht einerseits durch die Nutzung bestehender Energiequellen wie Sonneneinstrahlung durch Fenster oder Wärmeabgabe von Menschen und Geräten und andererseits durch die Verwendung geeigneter Materialien, Bauteile und Beschattungsmaßnahmen. Auch die optimale Orientierung und Lage des Gebäudes spielen eine wichtige Rolle.

Ein Passivhaus kommt in der Regel ohne konventionelle Heizung aus – eine Lüftungsanlage mit hocheffektiver Wärmerückgewinnung sorgt für ein angenehmes Raumklima. Nur an sehr kalten Tagen ist eine geringe zusätzliche Wärmezufuhr notwendig, die über die Zuluft in die Wohnräume eingebracht werden kann. Wenn trotzdem eine konventionellere Heizung gewünscht wird, kann diese stark vereinfacht werden, z. B. mit wenigen Heizkörpern, die frei platziert werden können und nicht unter den Fenstern angeordnet werden müssen.

Die Luftqualität ist durch die kontrollierte Wohnraumlüftung – bei ordnungsgemäßer Planung und Ausführung – besser, da die Konzentration von Schadstoffen, Gerüchen, Sporen und Kohlendioxid geringer ist.

(http://www.bau-noe.at/fileadmin/user_upload/Dateien/Aktuelles/18_11/handbuch-hochwertige-lueftungsanlagen-fuer-wohngebaeude.pdf
<https://www.klimaaktiv.at/erneuerbare/erneuerbarewaerme/Heizungssysteme/Komfortlueftung.html>; 04.09.2017).

Die Oberflächentemperatur der Bauteile ist durch sehr gut gedämmte Wände, Decken (zwischen 0,5 °C und 1 °C Unterschied zur Innentemperatur) und Fenster mit einem besonders geringen U-Wert (2 °C bis 3 °C Unterschied zur Innentemperatur) praktisch ident mit der Raumtemperatur. Dadurch sind die Räume in einem Passivhaus behaglicher als in anderen Gebäudearten. Darüber hinaus kommt es, in Kombination mit einer guten Lüftungsanlage, zu keiner Entstehung von Zugluft und Schimmel. Auch der Schallschutz ist stark verbessert, da ein Luftaustausch auch mit geschlossenen Fenstern gegeben ist. Die Technik

der automatischen Frischluftzufuhr ist außerdem kompakt, einfach bedienbar, und die neueren Geräte haben auch sehr geringe Betriebskosten.

Wenn die Effizienz von Gebäuden durch bessere Dämmung, Passivhaus-Fenster und hoch-effiziente Wärmerückgewinnung verbessert wird, so sinkt der Jahresheizwärmebedarf; zugleich steigen aber die Errichtungskosten für das Gebäude. (siehe Abbildung 10-5).

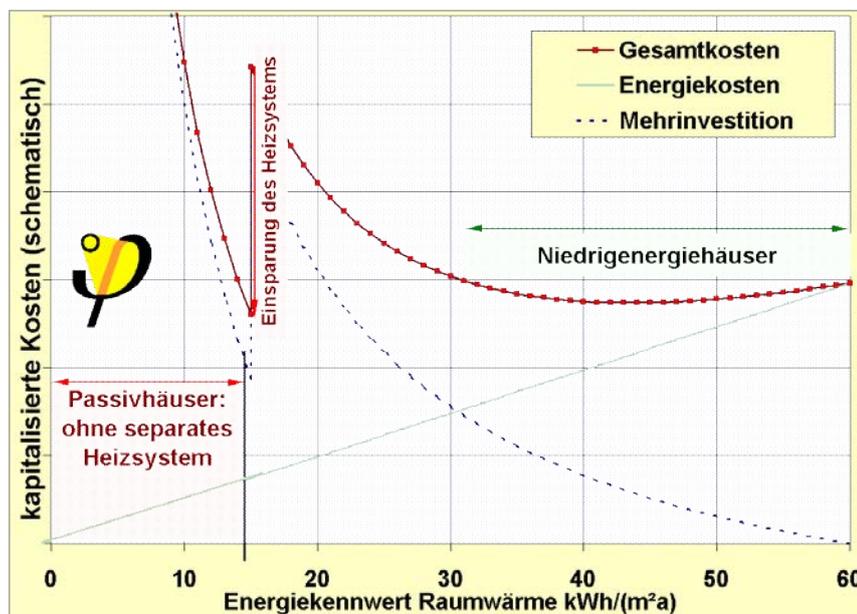


Abbildung 10-5: Kapitalisierte Gesamtkosten als Funktion des Jahres-Heizwärmebedarfs

Quelle: http://www.passiv.de/de/02_informationen/05_ph-mittleuropa/05_ph-mittleuropa_mehr.htm; 05.09.2017

Derzeit ist mit Mehrkosten von bis zu 4–8 % bei Errichtung von Gebäuden in Passivhausstandard zu rechnen (je nach Ausstattung und Heizsystem), welche durch die niedrigeren Betriebskosten über die Lebensdauer des Bauwerks aber wieder eingespart werden können (vgl. <https://www.hausbaumagazin.at/das-passivhaus-vorteile-nachteile-und-kosten-von-passivhaeusern/>; 04.09.2017 sowie Systematisation of experience with Passive Houses, Project Report Nr. 90). Durch den Komfortgewinn gegenüber Standardbauweisen ist ein sehr gutes Kosten-Nutzen-Verhältnis gegeben.

10.9.1 Dämmung und Fenster

Eine der wichtigsten Komponenten des Passivhauses ist eine sehr gute Wärmedämmung der Gebäudehülle. Es gibt eine Vielzahl an Baustoffen, die zum Einsatz kommen können. Die Stärke (Dicke) der Dämmung hängt von der Wärmeleitfähigkeit des Baustoffes und des Verhältnisses von Oberflächen zum Volumen des Gebäudes ab. Je nach Art der Baustoffe sollte mit einer Wandstärke von 25 bis 40 cm (U-Wert unter $0,15 \text{ W/m}^2\text{K}$) gerechnet werden.

In Mitteleuropa ist die Südorientierung der Hauptbelichtungsflächen für das Passivhaus wichtig, um die Sonneneinstrahlung ausreichend zu nutzen. Allerdings soll der Glasanteil in der Fassade 30 % nicht überschreiten, um eine Überhitzung im Sommer zu vermeiden. Wenn größere Fensterflächen erwünscht sind, muss darauf geachtet werden, dass außenliegende Verschattungselemente vorgesehen werden. Fenster müssen auch im Passivhaus geöffnet werden können, z. B. um im Sommer nachts überschüssige Wärme abführen zu

können. Der Einsatz von passivhaustauglichen Fenstern mit einem guten U-Wert für Verglasung und Rahmen ist sehr wichtig (U-Wert unter $0,8 \text{ W/m}^2\text{K}$).

Auch die Vermeidung der Wärmebrücken spielt eine wichtige Rolle beim Bau eines Passivhauses. Dies muss beim Einbau von Elementen wie Fenstern und Balkone beachtet werden.

10.9.2 Wohnraumlüftung

Um das Gebäude warm bzw. kühl zu halten, müssen die Transmissions- und Lüftungsverluste minimiert werden. Das ist durch eine kompakte und dichte Gebäudehülle erreichbar. Die hygienische Raumluftqualität wird durch mechanische Be- und Entlüftung gewährleistet. Eine Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung spielt eine wichtige Rolle im Konzept des Passivhauses, denn die Räume des Hauses werden über eine Komfortlüftung ständig mit frischer Luft versorgt. Mit Hilfe eines sehr effizienten Wärmetauschers wird die Wärme aus der Abluft auf die Frischluft übertragen. Damit die Abluft auch tatsächlich über den Wärmetauscher geleitet wird, ist es wichtig, dass die Gebäudehülle dicht ist. Andernfalls würde ein Teil der Abluft unkontrolliert durch Undichtigkeiten entweichen, und die Wärme könnte nicht zurückgewonnen werden. Die Wärmerückgewinnung muss im Sommer deaktiviert werden.

10.9.3 Luftdichtigkeitstest

Um Wärme- bzw. Kälteverluste zu minimieren, Zugluft und ungewollte Luftströmungen zu verringern und vor allem die Gefahr von Bauschäden durch eindringende Feuchtigkeit und in der Folge kondensierende Innenraumluft zu verhindern, wird auf die Dichtheit der Gebäudehülle und Anschlüsse zwischen den Bauteilen großer Wert gelegt. Daher es ist wichtig durch eine Folie oder dichtes Einputzen eine dichte Verfürgung geschaffen werden.

Es ist ratsam, mindestens zweimal während des Baus eines Passivhauses die Luftdichtheit zu messen (n50 Drucktest z. B. Blower-Door-Test – vor und nach dem Auftragen des Innenputzes), um eventuelle Undichtheiten zu beseitigen. Ein Passivhaus soll einen n50-Wert von höchstens $0,6/\text{h}$ haben; das heißt, dass bei einem Drucktest von 50 Pascal in der Stunde maximal 60 % der Raumluft durch mögliche Leckagen entweichen dürfen.

Die Messung wird durch ein elektrisch betriebenes Gebläse, welches in einer Öffnung (Tür oder Fenster) angebracht wird, durchgeführt. Mit diesem Gerät wird ein Unterdruck bzw. Überdruck im Gebäude erzeugt und die Luftmenge, die durch Leckagen strömt, gemessen.

10.9.4 Sanierung

Um steigende Energiekosten zu reduzieren, einen Beitrag zum Klimaschutz zu leisten und gleichzeitig den Ansprüchen von modernem Wohnen gerecht zu werden, rückt die Sanierung alter Gebäude mit Passivhauskomponenten immer mehr in den Mittelpunkt. Dabei sind wie beim Neubau eine sehr gute Wärmedämmung, Fenster mit geringem U-Wert, eine luftdichte Gebäudehülle und eine Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung unverzichtbar.

Wenn die Ausgangsbedingungen günstig sind, kann ein Altbau so modernisiert werden, dass der Passivhausstandard für Neubauten erreicht wird. In den meisten Fällen wird das aber nur mit großen baulichen Eingriffen und/oder unverhältnismäßig hohen Kosten möglich sein. Beispielsweise kann die mögliche Dicke der Fassadendämmung an engen Gehwegen

begrenzt sein, und oft können Wärmebrücken nicht vollständig eliminiert werden, weil vorhandene Wand-, Decken- und Balkonkonstruktionen hier Grenzen setzen. Der verbleibende Heizwärmebedarf wird dann etwas größer sein als bei neuen Passivhäusern. Trotzdem kann das Passivhauskonzept angewandt werden – in solchen Fällen spricht man von einer Sanierung mit Passivhauskomponenten.

Durch gute Dämmung (mind. 20 cm in unserem Breitengrad) und geeignete Fenster verbessert sich die Oberflächentemperatur und beugt der Entstehung von Tauwasser und Schimmel vor. Ein Austausch der Fenster ohne Anbringung der Wärmedämmung an der Gebäudehülle kann allerdings zu Tauwasser- und Schimmelbildung in den Innenräumen führen.

Bei der Planung soll eine luftdichte Ebene (Innen oder Außen) in der Gebäudehülle festgelegt werden (z. B. Außenputz oder Innenputz), um die Anschlüsse (in dieser Ebene) möglichst luftdicht auszuführen und die Putzrisse auszubessern. Um Bauschäden zu vermeiden, muss die Verbesserung der Luftdichtheit immer mit dem Einbau einer Lüftungsanlage und der Wärmedämmung des Gebäudes einhergehen.

Weiters ist zu beachten, das Gebäude möglichst wärmebrückenfrei zu sanieren, besonders im Bereich des aufgehenden Mauerwerks (oberhalb des Sockels), innenliegender tragender Wände, Balkone, Bauteil- und Installationsanschlüsse. Dabei ist zu beachten, dass dort, wo die Wärmebrücken nicht zu verhindern sind – wie z. B. bei Balkonen, innenliegenden gemauerten Wänden – die Wärmebrückenverlustkoeffizienten durch die Verlängerung des Wärmeabflusses verbessert werden. Um das zu erreichen, kann z. B. die Dämmung der Kellerdecke an den Kellerwänden ein Stück heruntergeführt werden, und die Fassadendämmung wird über die Kellerdeckenebene hinaus nach unten geführt.

Unbeabsichtigte Hinterlüftung der Dämmung durch Unebenheiten der alten Gemäuer ist zu vermeiden, weil sie die Dämmwirkung stark vermindert. Der Einsatz von Materialien mit geringer Wärmeleitfähigkeit, thermische Trennung und geometrische Optimierung sind in der Sanierung mit Passivhauskomponenten zu beachten.

Um Bauschäden im Bodenbereich zu verhindern, soll die Dämmung auf der Bodenplatte zum Innenraum diffusionsoffen ausgeführt werden. Wenn möglich, sollte der Kellerabgang zum unbeheizten Keller außerhalb der thermischen Hülle des Gebäudes angeordnet werden.

Bei Modernisierung von Altbauten mit Passivhauskomponenten müssen ergänzend zur Zuluftheizung häufig noch Heizkörper installiert werden. Andererseits können vorhandene Heizkörper auch weiter verwendet werden, womit bedeutende Kosten gespart werden können. Es kann auch ganz auf Zuluftheizung verzichtet werden. Der Wärmeerzeuger soll in der thermischen Gebäudehülle installiert werden. Wenn der Einbau einer zentralen oder wohnungsweisen kontrollierten Wohnungslüftung nicht möglich ist, muss trotzdem eine funktionierende Be- und Entlüftung über die Fensterlüftung hinaus sichergestellt werden. Eine Möglichkeit sind Lüftungsgeräte für einzelne oder Gruppen von Räumen, eventuell auch eine mechanische Abluftanlage. Bei der zuletzt genannten Lösung ist keine Wärmerückgewinnung mehr möglich, sodass der Heizwärmebedarf höher ist. Wärmepumpen zur Nutzung der Restwärme für die Warmwasserbereitung sind jedoch möglich.

Für eine permanente Versorgung der Wohnräume mit Frischluft bei geschlossenem Fenster, können auch die kompakten Fensterlüfter mit integriertem Wärmetauscher (mit Wärmerückgewinnung) eingesetzt werden.

Der Klima- und Energiefonds unterstützt mit dem Programm „Mustersanierung“ Projekte als Best-Practice Beispiele im Bereich der thermischen und energetischen Sanierung. Neben verschiedenen nützlichen Tools werden auch ausführliche Praxisberichte und Hintergrundwissen zur Verfügung gestellt.

Mehr zum Thema

Altbaumodernisierung mit Passivhauskomponenten

[\[http://www.passiv.de/downloads/05_altbauhandbuch.pdf\]](http://www.passiv.de/downloads/05_altbauhandbuch.pdf)

EnerPHit Classic, Plus und Premium Standard für die Altbaumodernisierung mit Passivhaus-Komponenten

[\[http://www.passiv.de/de/03_zertifizierung/02_zertifizierung_gebaeude/04_enerphit/04_enerphit.htm\]](http://www.passiv.de/de/03_zertifizierung/02_zertifizierung_gebaeude/04_enerphit/04_enerphit.htm)

Passivhaus-Bauteilkatalog, Ökologisch bewertete Konstruktionen bzw. Ökologie der Dämmstoffe, Passivhaus-Bauteilkatalog: Sanierung Ökologisch bewertete Konstruktionen

[\[http://www.ibo.at/de/publikationen/buecher.htm\]](http://www.ibo.at/de/publikationen/buecher.htm); Springer Verlag 2000, 3. Korrr. Auflage, Springer Architektur 2009 & Birkhäuser 2017]

Handbuch für Einfamilien-Passivhäuser in Massivbauweise [\[http://www.17und4.at/wp-content/uploads/2016/07/Forschungsbericht_Handbuch_fuer_Einfamilien-Passivhaeuser.pdf\]](http://www.17und4.at/wp-content/uploads/2016/07/Forschungsbericht_Handbuch_fuer_Einfamilien-Passivhaeuser.pdf)

Lüftung und Luftfeuchtigkeit

[\[https://passiv.de/former_conferences/Passivhaus_D/Lueftung_Luftfeuchte.html\]](https://passiv.de/former_conferences/Passivhaus_D/Lueftung_Luftfeuchte.html)

„Mustersanierung“: Best-Practice-Beispiele der im Bereich der thermischen Sanierung vom Klima- und Energiefonds unterstützt [\[http://www.mustersanierung.at/\]](http://www.mustersanierung.at/)

Informationen rund um das Passivhaus [\[http://www.igpassivhaus.at/\]](http://www.igpassivhaus.at/) sowie <http://www.innovativegebaeude.at/> und <http://www.passivhaus-austria.org/content/wirtschaftlichkeit>]

Gebäude thermisch optimieren

[\[http://www.klimaaktiv.at/gemeinden/gemeindegebaeude.html\]](http://www.klimaaktiv.at/gemeinden/gemeindegebaeude.html)

Systematisation of experience with Passive Houses Project Report Nr. 90, SINTEF 2012, von Michael Klinski, Judith Thomsen, Åshild Lappegard Hauge, Sidsel JerkØ og Tor Helge Dokka [\[http://www.sintefbok.no/Product.aspx?sectionId=65 &productId= 920&categoryId=17\]](http://www.sintefbok.no/Product.aspx?sectionId=65 &productId= 920&categoryId=17)

Luftdichte und wärmebrückenfreie Elektroinstallationen [\[http://www.elektro-plus.com/pdf/luftdichte-elektroinstallation.pdfh\]](http://www.elektro-plus.com/pdf/luftdichte-elektroinstallation.pdfh)

Richtige Heizung für das Haus: Broschüre von klimaaktiv

[\[https://www.klimaaktiv.at/haushalte/wohnen/heizen/heizung.html\]](https://www.klimaaktiv.at/haushalte/wohnen/heizen/heizung.html)

11 Mobilität

11.1 Verkehr in Zahlen und Fakten

Die Mobilität von Personen und Gütern stellt ein Grundbedürfnis dar. Neben nutzenstiftenden Wirkungen, wie der wirtschaftlichen und sozialen Teilhabe sowie der Versorgung einer Gesellschaft mit Konsumgütern, verursacht der Verkehr jedoch auch negative Umweltfolgen in Form von Treibhausgasemissionen, Luftschadstoffen, Lärm, Flächenverbrauch und Verkehrsunfällen. Mit einem Anteil von 29 % war Verkehr der zweitgrößte Auslöser von THG-Emissionen in Österreich, wie Abbildung 11-1 zeigt. Der Straßenverkehr war dabei im Jahr 2016 mit knapp 90 % vom Erdöl abhängig. Der Anteil an biogenen Treibstoffen lag bei rund 6 %, wobei der größte Anteil aus der Beimischung von Biodiesel und Bioethanol stammt. Der durch die fossilen Treibstoffe verursachte Treibhausgasausstoß lässt einen raschen und nachhaltigen Umstieg auf eine umweltverträgliche Organisation unserer Mobilität zur entscheidenden Frage werden. Dazu bedarf es einerseits organisatorischer und technischer Lösungen, andererseits aber auch einer Hinterfragung und Neuordnung unseres Mobilitätsverhaltens.

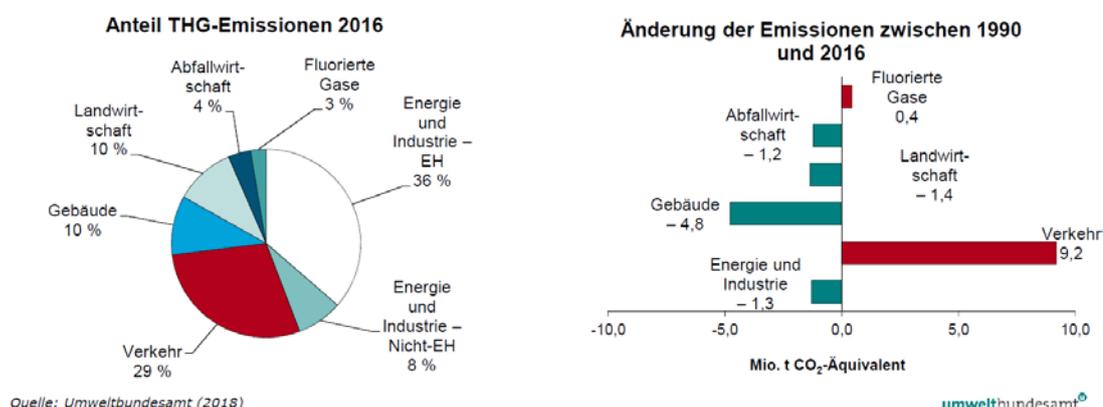


Abbildung 11-1: Anteil der Sektoren an den Treibhausgas-Emissionen 2016 und Änderung der Emissionen zwischen 1990-2016

Quelle: Umweltbundesamt, 2018

11.1.1 Energieverbrauch und Mobilitätskosten in Haushalten

Ein Haushalt mit privatem Pkw gibt etwa 16 % der Haushaltsausgaben für Mobilität aus, wohingegen ein Haushalt ohne privatem Pkw nur 5 % der Haushaltsausgaben für Mobilität aufwendet (Quelle: IEE-Projekt „Together on the move“). Abbildung 11-2 zeigt, dass bezogen auf den Energieverbrauch der Anteil der Mobilität bei HausbesitzerInnen mit privatem Pkw bei rund 48 % (13.500 kWh/a) liegt, wohingegen bei HausbesitzerInnen ohne privatem Pkw nur 16 % des Energieverbrauchs auf Mobilität entfallen (2.800 kWh/a).

Das bedeutet, dass der Energieverbrauch im Gesamthaushalt stark vom gewählten Verkehrsmittel abhängt: Besitzt der Haushalt ein oder mehrere Pkw, erhöht sich der Energieverbrauch für die Mobilität enorm. Ein Mix aus öffentlichem Verkehr, Radfahren, Zufußgehen und nur gelegentlicher Pkw-Nutzung, z. B. in Form von Carsharing, bringt hingegen eine wesentliche Reduktion der Kosten und des Energieverbrauchs mit sich (Quelle: IEE-Projekt „Together on the move“).

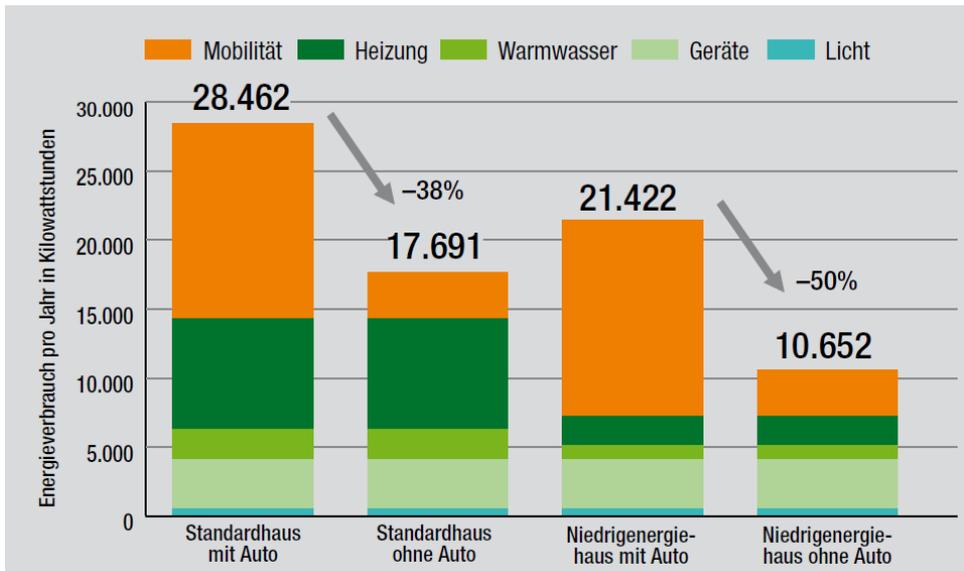


Abbildung 11-2: Wohnen ohne Auto senkt den Energieverbrauch enorm

Quelle: Frey (2010), VCÖ (Verkehrsclub Österreich) (2013)

Bestand an Kraftfahrzeugen

Die Anzahl der Kraftfahrzeuge in Österreich steigt seit 2006 kontinuierlich. Im Jahr 2016 verzeichnete die Statistik Austria einen Bestand von 6,65 Millionen Kraftfahrzeugen, wobei 4,82 Millionen Fahrzeuge davon Personenkraftwagen waren.

Dieselboom in Österreich

Lag im Jahr 2000 der Anteil der Dieselfahrzeuge noch bei rund 37 %, so waren 2016 rund 57 % aller Personenkraftwagen Dieselfahrzeuge und rund 42 % Benzinfahrzeuge.

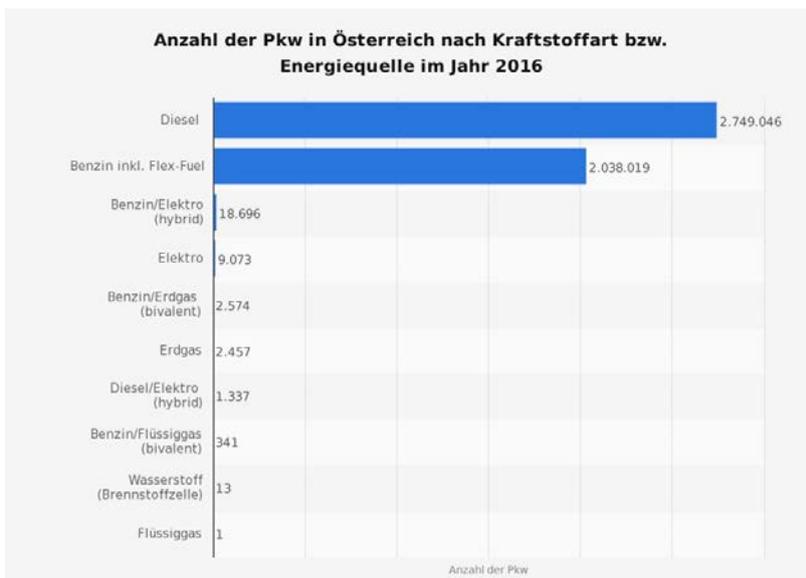


Abbildung 11-3: Anzahl der Pkw in Österreich nach Kraftstoffart im Jahr 2016

Quelle: VVO, 2016; Statistik Austria 2017

Elektrofahrzeuge – ein deutliches Wachstum zu verzeichnen

Während der Anteil von E-Fahrzeugen am gesamten Personenkraftwagen-Bestand derzeit noch relativ gering ist, verzeichnet die Zulassungsstatistik dennoch einen deutlichen Anstieg von Elektro-Pkw in Österreich. Im Jahr 2016 gab es in Österreich rd. 9.000 Pkw und Kombis mit rein elektrischem Antrieb (BEV: Battery Electric Vehicles), während es im Jahr 2015 noch rd. 5.000 Fahrzeuge bzw. im Jahr 2006 nur 127 Personenkraftwagen mit elektrischem Antrieb waren.

Motorisierungsgrad

Der Motorisierungsgrad gibt das Verhältnis zwischen Fahrzeugbestand und Bevölkerungsgröße an. In Österreich lag der Motorisierungsgrad im Jahr 1965 bei 109 Pkw pro 1.000 EinwohnerInnen. 2016 gab es in Österreich 550 Pkw pro 1.000 EinwohnerInnen.

Das Burgenland weist, wie Abbildung 11-4 zeigt, mit 649 Pkw pro 1.000 EinwohnerInnen den höchsten Motorisierungsgrad auf. Wien hat als Großstadt hinsichtlich des Motorisierungsgrades einen gewissen Ausnahmestatus (gute ÖV-Erschließung, kompakte Siedlungsstruktur, beschränktes bzw. bewirtschaftetes Parkplatzangebot etc.). Wien ist das einzige Bundesland, in dem der Motorisierungsgrad kontinuierlich sinkt. Dieser lag im Jahr 2008 bei 392 und im Jahr 2016 bei 371 Personenkraftwagen pro 1.000 EinwohnerInnen.

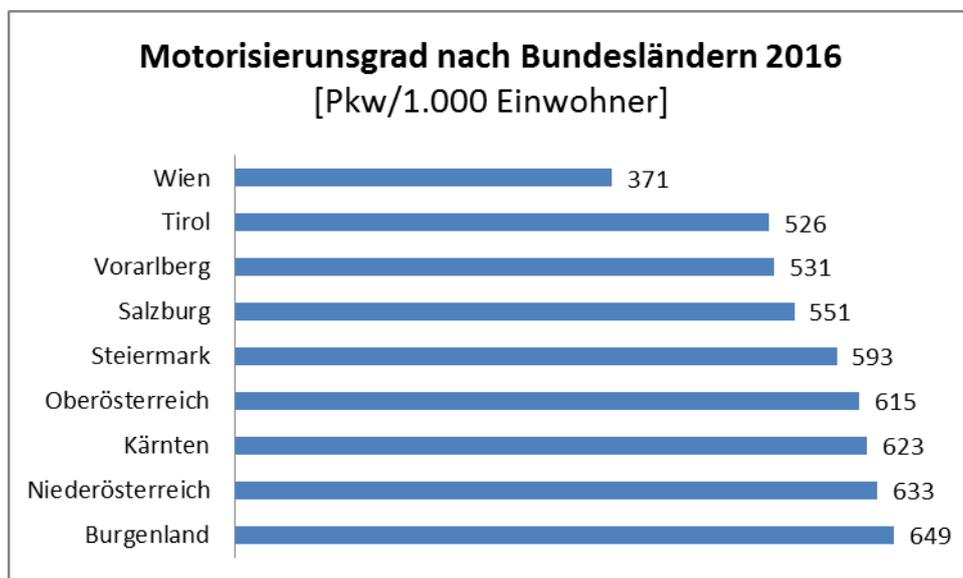


Abbildung 11-4: Motorisierungsgrad in Österreich und den Bundesländern

Quelle: Statistik Austria 2016, Österreichische Energieagentur 2017

Bei den mit der Fahrleistung im Personenverkehr, bzw. den mit dem Pkw, zurückgelegten Kilometern ergibt sich im internationalen Vergleich folgendes Bild: Die meisten Kilometer pro EinwohnerIn werden in Frankreich mit dem Pkw gefahren, nämlich rund 12.800 km pro Jahr, wie eine VCÖ-Analyse zeigt. In Österreich sind es laut der neuen Mobilitätserhebung „Österreich unterwegs“ statistisch gesehen rd. 9.000 km pro Person, die mit dem Auto gefahren werden. Zum Vergleich: In Deutschland wird pro Kopf und Jahr rund 2.000 km mehr mit dem

Pkw gefahren, in den Niederlanden hingegen um rund 450 km weniger als in Österreich, da viele Strecken mit dem Fahrrad zurückgelegt werden.

Die durchschnittliche Jahresfahrleistung von Pkw betrug in Österreich im Jahr 2014 14.106 km. Dieser Wert blieb in den letzten Jahren relativ unverändert und liegt lediglich 1 % unter dem Wert des Jahres 2000 (14.251 km/a). Im Jahr 1990 legten österreichische Pkw im Schnitt 14.522 km pro Jahr zurück, dieser Wert liegt um 3 % über dem Wert des Jahres 2014 (Quelle: ODYSSEE-Datenbank, TU-Graz).

11.1.2 Anzahl der Wege pro Person und Weglängen

In den Jahren 2013 und 2014 wurde im Auftrag des BMVIT, der Österreichischen Bundesbahnen (ÖBB), der Autobahnen- und Schnellstraßen-Finanzierungs-Aktiengesellschaft (ASFINAG) und einiger Bundesländer eine österreichweite Mobilitätserhebung („Österreich unterwegs“)¹⁰ durchgeführt, deren Daten Ende 2016 publiziert wurden. Der Erhebung „Österreich unterwegs“ zufolge werden in Österreich von jedem mobilen Einwohner bzw. jeder mobilen Einwohnerin an einem durchschnittlichen Werktag 2,8 Wege außer Haus unternommen. Interessant dabei ist, dass die Anzahl der Wege von Frauen größer ist als jene der Männer.

Etwas verkürzt zusammengefasst zeigt sich aus den österreichweit erhobenen Daten zu den durchschnittlichen Wegelängen, dass rd. 40 % der Pkw-Wege kürzer als 5 km sind. Ob diese kurzen Wegelängen jedoch häufiger innerhalb einer Wegekette vorkommen, ist aufgrund der methodischen Vorgehensweise nicht klar ablesbar. Dennoch kann dieser hohe Anteil kurzer Wegelängen ein Indiz für ein erhebliches Potenzial zur Steigerung von Fahrradnutzung und Fußwegen darstellen.

¹⁰ www.oesterreich-unterwegs.at

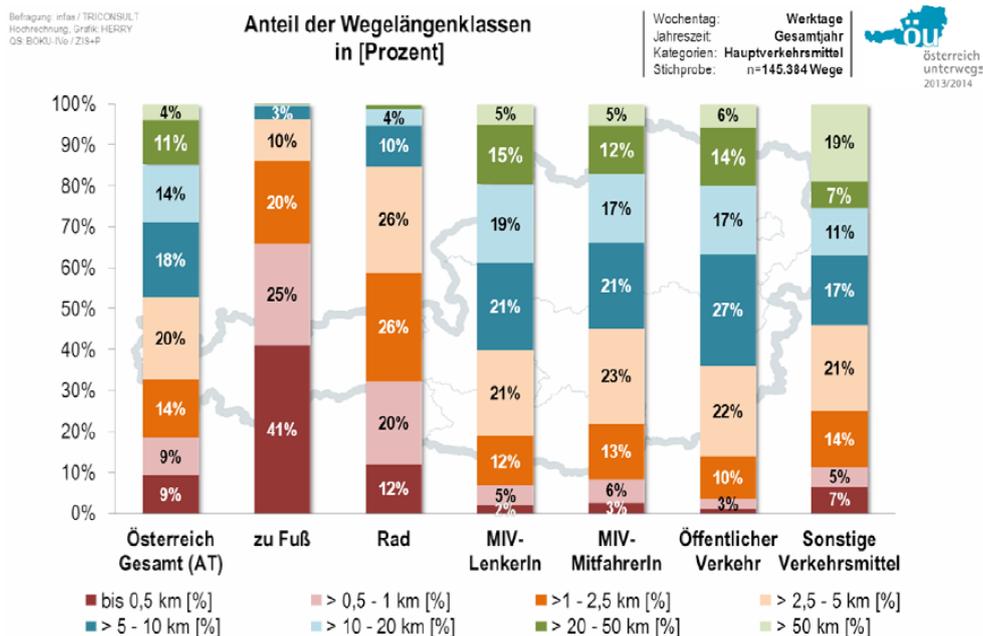


Abbildung 11-5: Anteil der Wegelängerklassen im Werktagsverkehr je Verkehrsmittel

Quelle: Österreich unterwegs, 2016

Modal-Split in Prozent nach Wegzweck (Gesamtjahr, Werktag)

Hauptverkehrsmittel	zu Fuß	Fahrrad	MIV-LenkerInnen	MIV-MitfahrerInnen	öffentl. Verkehr	sonstige Verkehrsmittel
Arbeitsplatz	7,6	6,6	60,1	5,1	20,2	0,5
Schule/Ausbildung	20,5	5,7	8,5	15,7	49,2	0,4
Begleitwege	16,0	2,4	66,8	8,7	6,1	0,1
Einkauf	25,1	7,6	45,5	13,0	8,7	0,1
private Erledigung	17,3	5,9	46,6	15,3	14,1	0,9
Freizeit	29,7	9,9	30,2	16,6	12,2	1,3

Abbildung 11-6: Wegzwecke und Verkehrsmittelwahl in Österreich 2013/2014

Quelle: Österreich unterwegs, 2016

11.1.3 Modal-Split

Der Modal-Split beschreibt die Verteilung unterschiedlicher Verkehrsmittel (Fuß, Rad, motorisierter Individualverkehr, öffentlicher Verkehr) auf einem Weg. Österreichweit weist der Modal-Split je nach Siedlungsstruktur starke Unterschiede auf. Diese Unterschiede lassen sich durch die lokal unterschiedlichen Rahmenbedingungen für die einzelnen Verkehrsträger erklären. So ist etwa ein Nachteil des Modal-Split, dass dieser nicht zwischen (vergleichsweise) langen und kurzen Wegen unterscheidet. Grundsätzlich lässt sich für Österreich jedoch sagen, dass der ÖV-Anteil einerseits in Wien deutlich höher ist als in anderen Bun-

desländern und andererseits in Städten durchwegs höher ist als in ländlichen Gebieten. In Vorarlberg liegt dafür etwa der Fahrradanteil stark über dem Durchschnitt. Durchschnittlich werden in Österreich 17 % der Wege zu Fuß, 6,5 % mit dem Fahrrad, 46 % mit dem Pkw als FahrerIn, 11 % als MitfahrerIn und 18 % mit öffentlichen Verkehrsmitteln zurückgelegt (Quelle: Österreich unterwegs 2016).

Dabei ist der Anteil der Wege zu Fuß seit der letzten österreichweiten Erhebung 1995 stark zurückgegangen, jener mit dem Pkw als FahrerIn stark und jener mit dem Fahrrad bzw. mit den ÖV leicht gestiegen.

Modal-Split in Prozent nach Erhebungsjahr (Herbst, Werktage)
Anteil an Wegen je Hauptverkehrsmittel

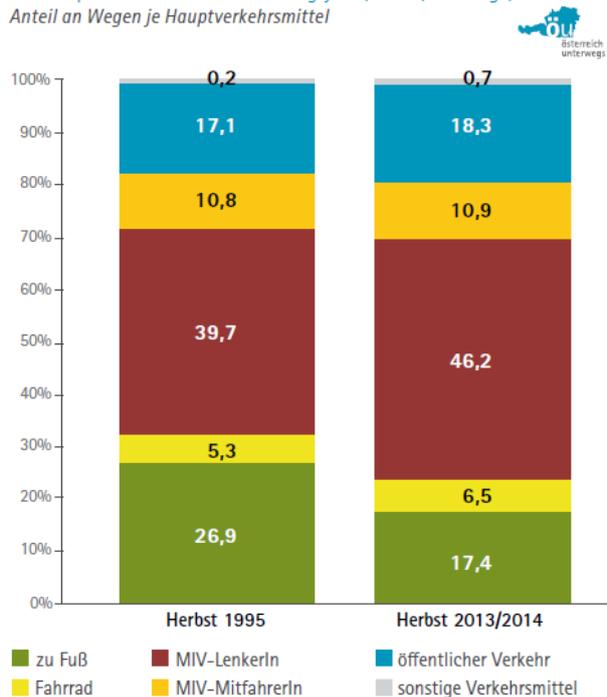


Abbildung 11-7: Modal-Split nach Bundesländern

Quelle: Österreich unterwegs, 2016

Radverkehrsleistung

Der Anteil der Haushalte, die zumindest ein oder mehrere Fahrräder zur Verfügung haben, lag 2013/14 durchschnittlich bei 71 %, wobei der geringste Anteil mit 55 % in Wien liegt und zentral gelegene Bezirke mit 77 % die Liste anführen. Etwa 2 % der gesamten Jahresverkehrsleistung wird in Österreich mit dem Fahrrad zurückgelegt, wobei die durchschnittliche Wegelänge bei Fahrradwegen bei rd. 3,5 km liegt (Österreich unterwegs 2016).

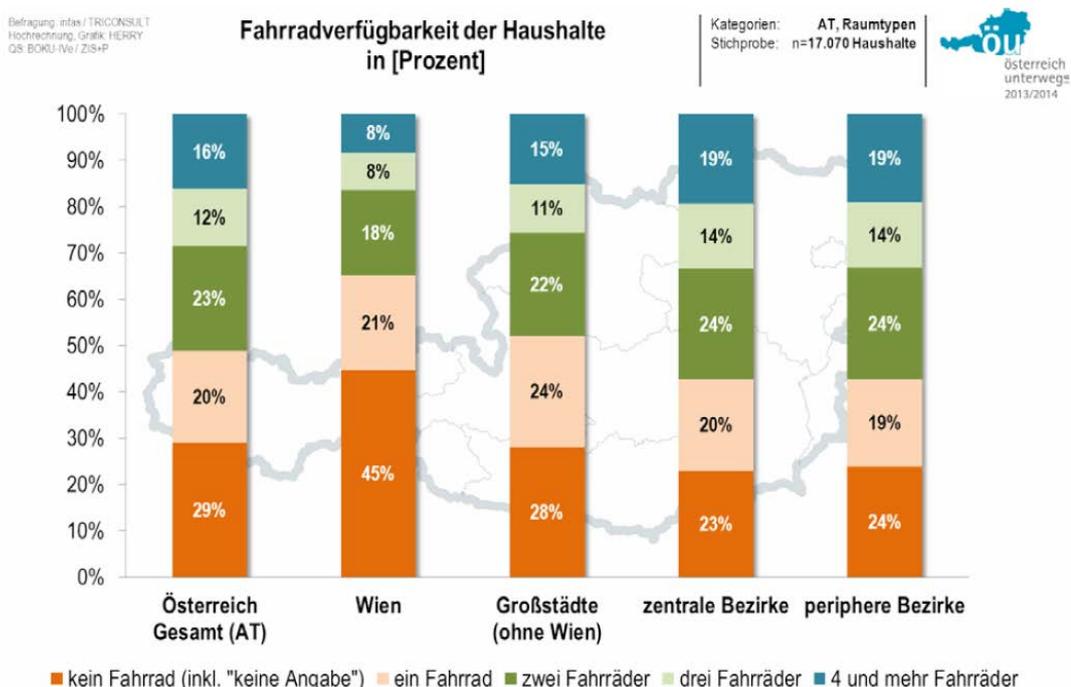


Abbildung 11-8: Verteilung der Fahrradverfügbarkeit der Haushalte 2013/14

Quelle: Österreich unterwegs, 2016

11.2 Individualverkehr braucht Platz

Im innerstädtischen Verkehr verringern öffentliche Verkehrsmittel nicht nur die CO₂-Emissionen, sondern auch das Verkehrsaufkommen auf den Straßen. Busse und Straßenbahnen können in kürzerer Zeit mehr Passagiere befördern als eine Vielzahl von Pkw. Drei Autobusse können gleich viele Passagiere transportieren wie 120 Pkw. Diese drei Busse überqueren eine Kreuzung innerhalb von 25 Sekunden. 120 Pkw mit derselben Passagieranzahl brauchen 247 Sekunden, um die Kreuzung zu überqueren, also etwa die 10-fache Zeit. Die Autobusse verursachen dabei weniger als ein Drittel der CO₂-Emissionen der Pkw (Quelle: IEE-Projekt „Together on the move“). Auf einem Pkw-Stellplatz finden bis zu 10 Fahrräder Platz.

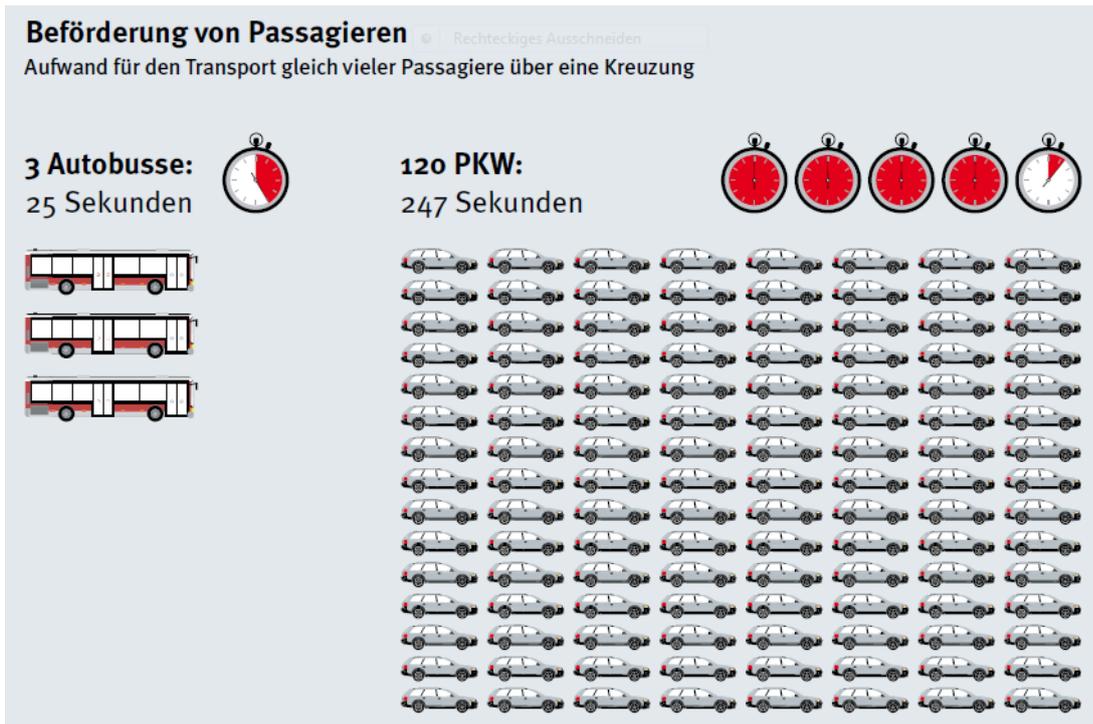


Abbildung 11-9: Beispiel für Platzverbrauch von Pkw

Quelle: Wiener Linien 2008

Pkw, parkend oder in Bewegung, verbrauchen also ungleich mehr wertvollen öffentlichen Raum als andere Verkehrsmittel. So können bis zu 10 normale Fahrräder auf der Fläche eines Pkw-Stellplatzes geparkt werden.



Dieses Autobahnkleeblatt nimmt eine Fläche in Anspruch, auf der man die ganze Altstadt von Salzburg (4.000 Wohnungen in 920 Häusern, 430 Gewerbebetriebe, 16 Kirchen, 13 Schulen, eine Universität) unterbringen könnte.

Foto: Luftbildverlag Hans Bertram GmbH / Sammlung Gesellschaft für ökologische Forschung

11.3 Flugverkehr und seine Bedeutung für den Klimawandel

Der Flugverkehr ist in der EU der am stärksten wachsende Verkehrssektor. Das spiegelt sich auch in der Klimabilanz wider. Seit dem Jahr 1990 haben sich die Treibhausgasemissionen des Flugverkehrs in der EU auf mehr als 150 Millionen Tonnen pro Jahr fast verdoppelt. Der EU-Flugverkehr ist damit für fast doppelt so viele Treibhausgase verantwortlich, wie Österreich insgesamt emittiert.

Flugreisen sind in der Regel die klimaschädlichste Variante, um von A nach B zu gelangen. Flugzeuge verursachen pro Personenkilometer bis zu 15 Mal mehr Treibhausgase als die Bahn. Zudem ist der internationale Flugverkehr außerhalb der EU bislang von Klimaver-

pflichtungen – sogar vom Pariser Klimaschutzvertrag (!) – oder dem Emissionshandelssystem der EU ausgenommen. Nun existieren zwar Forschungs- und Demonstrationsansätze, die den Flugverkehr klimaverträglicher machen sollen, diese stecken aber – verglichen mit Aktivitäten im Straßenverkehr – entweder noch in den Kinderschuhen oder aber starten von einem sehr hohen Niveau an THG-Emissionen.

Die Flugbranche wird hinsichtlich klimaschutzwirksamer Umweltmaßnahmen sehr schonend behandelt. Und nicht zuletzt auch wegen steuerlicher Vorteile sind die Flugpreise auf einem sehr niedrigen Niveau, was u. a. zu einem starken Anstieg der Passagierzahlen und einem raschen Wachstum der ganzen Branche führt. **Der Flugverkehr ist in Österreich der am stärksten wachsende Verkehrssektor.** Im Jahr 2014 wurden 8,85 Millionen Flüge und 1.370 Milliarden Passagierkilometer im Luftverkehr verzeichnet. Zudem wird ein Wachstum der Anzahl von Flügen sowie der dabei entstehenden Emissionen im Ausmaß von +45 % bis zum Jahr 2035 (Referenzjahr 2005) prognostiziert (Europäische Kommission, 2016).

Flugverkehr ist – geschichtlich gewachsen und aus wirtschaftspolitischen Gründen – steuerbegünstigt. Der Flugtreibstoff Kerosin ist (für den kommerziellen Flugverkehr) im Gegensatz zu Heizöl, Diesel und Benzin von der Mineralölsteuer befreit. Gemäß Angaben des VCÖ wird dadurch für die EU mit einem Steuerausfall von 32 Milliarden Euro pro Jahr gerechnet. Im Jahr 2010 wurden in Österreich rund 840 Mio. Liter Flugbenzin getankt, ohne dass dafür Mineralölsteuer bezahlt werden musste. Legt man eine Besteuerung in der Höhe der Mineralölsteuer auf Diesel zugrunde, betrug allein in Österreich der Steuerentgang durch die fehlende Besteuerung von Kerosin im Vorjahr rund 320 Mio. Euro. Zieht man davon die Einnahmen aus der Flugticketabgabe ab (rund 100 Mio. Euro im Jahr 2014) betrug diese indirekte Steuerbegünstigung 2014 etwa 220 Mio. Euro.

2015 verursachten Flüge weltweit 781 Millionen Tonnen an CO₂-Emissionen, wie die Internationale Luftverkehrsvereinigung (IATA) meldet. Zum Vergleich: Österreichs CO₂-Gesamtausstoß lag im Jahr 2015 bei rund 79 Millionen Tonnen.

Das Gefährliche daran: Die ausgestoßenen Treibhausgase sind in den üblichen Flughöhen wesentlich treibhauswirksamer als THG-Emissionen, die in Bodennähe entstehen (in 10.000 m Höhe z. B. laut Umweltbundesamt um den Faktor 2,7). Dieselbe Menge Treibhausgase wirkt also in üblichen Flughöhen entsprechend stärker. Dazu kommen noch Luftschadstoffe und Aerosole und eine Reihe weitere die Erderwärmung verstärkende Effekte. Einige wenige Effekte wirken zwar auch abkühlend, allerdings in wesentlich geringerem Umfang. Die sich bildenden Kondensstreifen sowie zusätzlich entstehende Zirrusbewölkung verstärken den Treibhausgaseffekt nochmals.

Der Flugverkehr verursacht folgende Emissionen und atmosphärische Prozesse, die klimawirksam sind:

- Emissionen von CO₂ (erwärmender Effekt)
- Bildung des treibhauswirksamen Gases Ozon infolge von NO_x-Emissionen (erwärmender Effekt)
- Minderung der atmosphärischen Konzentrationen des treibhauswirksamen Gases Methan, auch infolge der NO_x-Emissionen (abkühlender Effekt)
- Emission des treibhauswirksamen Gases Wasserdampf (erwärmender Effekt)

- Reflektion der Sonnenstrahlung durch die emittierten Sulfataerosole (abkühlender Effekt)
- Absorption der Sonnenstrahlung durch die emittierten Rußpartikel (erwärmender Effekt)
- Bildung von Kondensstreifen
- Bildung zusätzlicher Zirruswolken (erwärmender Effekt)
- Modifikation bestehender Zirrusbewölkung (Effekt unbekanntes Vorzeichens und sehr unsicherer Größenordnung)

Wird diese zusätzliche Klimawirkung berücksichtigt, verursacht ein Flugzeug pro Personenkilometer bei einem Kurzstreckenflug durchschnittlich 365 Gramm CO₂ und bei einem Langstreckenflug 291 Gramm. Das Flugzeug ist damit pro Kilometer etwa doppelt so klimaschädlich verglichen mit einem Pkw.

Der Ansatz der Verkehrsvermeidung ist im Flugverkehr also besonders wichtig. Sind Flüge unvermeidlich, sollten die entstehenden THG-Emissionen zumindest kompensiert werden (z. B. über Programme wie atmosfair, myclimate etc.).

Emissionshandel mit Einschränkungen – Treibhausgase von internationalen Flügen sollen auf dem Niveau von 2020 eingefroren werden

Während sich im Pariser Klimaschutzabkommen alle Staaten dazu verpflichtet haben, ambitionierten Klimaschutz zu betreiben, wachsen die Emissionen des internationalen Flugverkehrs ungebremsst weiter. Die internationale zivile Luftfahrtorganisation der Vereinten Nationen (ICAO) hat sich das Ziel gesetzt, die Nettoemissionen des Sektors nach 2020 „einzufrieren“. Dazu soll eine Reihe von Maßnahmen ergriffen werden: die Steigerung der Effizienz der Abläufe am Boden, optimierte Flugrouten, der Einsatz von Biotreibstoffen sowie Effizienzsteigerungen in der globalen Flugzeugflotte. All diese Maßnahmen werden jedoch kaum ausreichen, um das Wachstum des Sektors und somit auch das Wachstum der Emissionen zu bremsen. Die ICAO hat deshalb beschlossen, einen globalen marktbasierten Mechanismus einzurichten, mit dessen Hilfe die Emissionen aus dem Flugverkehr durch zertifizierte Klimaschutzprojekte am Boden ausgeglichen werden sollen (Offsetting), um also den gleichen Effekt zu erzielen, den man schon heute durch Kompensation der THG-Emissionen seiner eigenen Flüge erreichen kann.

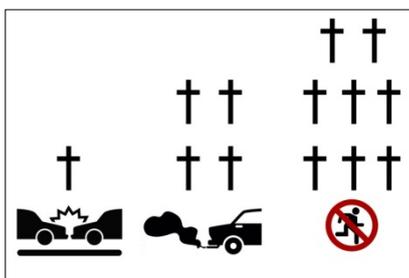
Seit 2012 ist der Flugverkehr in den EU-weiten Emissionshandel einbezogen. Die EU nahm allerdings interkontinentale Flüge nach Widerstand zahlreicher Länder aus dem System. Damit gilt der Handel vorerst nur für Flüge innerhalb der EU.

Mit einer EU-weiten Kerosinsteuer würden sich Effizienzmaßnahmen im Flugverkehr schneller rechnen und gerade in Zeiten niedriger Erdölpreise wäre dieser Anreiz wichtig. Die Zielsetzung, die Erderwärmung auf maximal zwei Grad zu beschränken, ist wohl nur erreichbar, wenn auch im Flugverkehr THG-emissionssenkende Maßnahmen ergriffen werden.

11.4 Mobilität und Gesundheit

Der motorisierte Individualverkehr wirkt sich erheblich auf die Gesundheit der Bevölkerung aus – direkt durch Abgase und Lärm und indirekt durch Umweltverschmutzung und Klimawandel. Die gravierendsten Auswirkungen des MIV auf die Gesundheit im Überblick:

- Krankheiten, insbesondere Übergewicht/Fettleibigkeit, infolge weniger aktiver Bewegung
- Atemwegserkrankungen durch Luftverschmutzung
- Verletzungen und Todesfälle durch Verkehrsunfälle
- Gesundheitsbeeinträchtigungen durch Verkehrslärm



Laut einer Studie der Weltgesundheitsorganisation (WHO) sterben bis zu achtmal mehr Menschen an den Folgen von Bewegungsmangel als bei Verkehrsunfällen und viermal so viele durch Luftverschmutzung.

Abbildung 11-10: Vergleich, wie viele Menschen durch Bewegungsmangel, Luftverschmutzung und Verkehrsunfälle sterben (FR/CH/AT)

Quelle: BMLFUW

Wie und womit wir uns fortbewegen, hat also direkten Einfluss auf unsere eigene Gesundheit. Mobilitätsformen, die körperliche Aktivität beinhalten, zu Fuß gehen und Radfahren, sei es in Kombination mit Öffentlichem Verkehr oder ohne, halten fit und sind wesentlich gesünder. Planung und politische Entscheidungsfindung sehen aber nur zu oft über diese positiven Effekte hinweg.

11.5 Klimafreundliches Mobilitätsverhalten – was kann jede/r Einzelne beitragen?

Zu Fuß gehen

Das klimafreundliche „Verkehrsmittel“ für kurze Distanzen existiert bereits. Es hat einen minimalen Platzbedarf, ist billig und sicher und verursacht weder Abgase noch Lärm. Knapp ein Fünftel der Pkw-Fahrten ist kürzer als 2,5 Kilometer, was zeigt, dass durch Zufußgehen oder Fahrradfahren eine Menge Autofahrten und Emissionen eingespart werden können – zumal Schadstoffausstoß und Spritverbrauch eines Autos auf den ersten Kilometern nach einem Kaltstart besonders hoch sind. Für eine Steigerung des Fußgängerverkehrs müssen Rahmenbedingungen geschaffen werden, die sicherstellen, dass die Wege (auch Wegeketten mit Einbindung von ÖV) direkt, leicht und sicher absolviert werden können. Breite Gehsteige, verkehrsberuhigte Zonen und ansprechend gestaltete Bereiche sind die Grundlage für angenehmes und sicheres Zufußgehen. An dieser Stelle sind Stadt- und Raumplanung gefordert.

Radfahren

Der Umstieg auf das Fahrrad hält nicht nur fit, sondern ist auch ein aktiver Beitrag zu sauberer Luft und gesunder Umwelt. Es ist das ideale Fortbewegungsmittel für kurze Strecken.

Österreich hat sich im Masterplan Radfahren das Ziel gesetzt, den Radverkehrsanteil bis 2025 auf 13 % am Modal Split zu steigern. Zahlreiche Beispiele zeigen, dass dies möglich ist. Wo der Radverkehr gefördert wurde, können Radverkehrsanteile von 10–20 % auch in

Österreich erreicht werden: Vorarlberg und Städte wie Baden, Graz oder Salzburg und Gemeinden wie Langenlois machen es vor. Wien konnte den Anteil des Radverkehrs auf 7,1 % steigern (2014).

Beim Radfahren wird so wenig Energie gebraucht, dass dieselbe Strecke sogar leichter als zu Fuß bewältigt wird. Es ist damit die energiesparendste Art, sich fortzubewegen.

Carsharing und öffentlicher Verkehr

Carsharing und Leihautos sind in Verbindung mit dem öffentlichen Verkehr und Rad eine echte Alternative zum eigenen Pkw. Man leiht sich ein Fahrzeug für genau den benötigten Zeitraum aus, wobei die Mietdauer auch nur eine einzelne Stunde betragen kann. Es gibt Carsharing-Angebote (z. B. Carsharing24/7 oder Caruso), die eine Plattform für private AutobesitzerInnen bieten, und gewerbliche AnbieterInnen, die Plattform und Fahrzeuge zur Verfügung stellen. Laut VCÖ ist bei einer Kilometerleistung bis zu 12.000 km pro Jahr die Benützung eines Carsharing- bzw. Leihautos anstelle eines eigenen Pkw meist billiger.

Angebote wie Carsharing oder Leihräder werden immer häufiger genutzt. Bei Mobility, dem führenden Carsharing-Unternehmen der Schweiz, gab es im Jahr 2012 rund 105.000 Carsharing-Nutzende, 2015 waren es bereits 127.000. Auch in Österreich gibt es derzeit mehrere kommerzielle Carsharing-Anbieter, wie car2go, DriveNow oder Zipcar. In größeren Städten wie z. B. in Wien hat sich in den letzten Jahren das „Freefloating“-Carsharing-System etabliert. Dabei werden die Autos in einem festgelegten Gebiet auf öffentlichen Flächen abgestellt. Der bereits registrierte Nutzer ortet via App das nächstgelegene Fahrzeug, hat die Möglichkeit, es für kurze Zeit (20 Minuten) zu reservieren und hat mittels Code jederzeit Zugang zum Fahrzeug seiner Wahl – sofern es verfügbar ist. In Wien gibt es derzeit zwei Anbieter für dieses System. Das Carsharing-Modell car2go stockt in Wien die Flotte auf 700 Fahrzeuge auf und zählt in Wien mehr als 113.000 registrierte KundInnen. DriveNow hat 70.000 KundInnen und 500 Fahrzeuge. Damit gibt es in Wien 2016 rund 183.000 Freefloating-Carsharing-KundInnen, wobei sich die Anzahl der KundInnen in den letzten fünf Jahren verzwanzigfacht hat.

In ländlichen Gebieten findet sich eher das standortbasierte Carsharing, wo die Fahrzeuge an einem oder mehreren fixen Stadtorten geparkt sind. Dieses System eignet sich auch für kleine Gemeinden oder Siedlungen. Anbieter wie ibiola oder Caruso bieten für viele Gemeinden und Wohnanlagen Carsharing-Angebote. So unterschiedlich Gestaltung und Zielsetzung dieser Carsharing-Modelle sind, gemeinsam ist ihnen, dass Autofahren nicht mehr an den Besitz geknüpft ist („Nutzen statt Besitzen“).

Langstrecken

Die Veröffentlichung der BMVIT-Erhebung „Österreich unterwegs 2016“ zeigt, dass nur jede zwanzigste Fahrt mit einem Pkw länger als 50 km ist. Bei diesen Fahrten wird gut ein Drittel der österreichweiten Personenkilometer gefahren. Langstrecken eignen sich besonders gut für die Nutzung öffentlicher Verkehrsmittel wie Bahn und Bus.

Die „letzte Meile“

Darunter versteht man die Strecke zwischen Zielpunkt des letzten öffentlichen Verkehrsmittels (z. B. Haltestelle, Bahnhof, Flughafen) zum eigentlichen Zielpunkt einer Reise. Für etwa 70 % der Pkw-Reisenden ist die mangelnde Mobilität am Reiseziel (ohne eigenen Pkw) ein

wesentliches Entscheidungskriterium, nicht öffentliche Verkehrsmittel zu benutzen – und damit ein wichtiger Ansatzpunkt für regionales Mobilitätsmanagement. Gerade in Tourismusgebieten ist ein attraktives Angebot für die letzte Meile und auch für die Mobilität vor Ort eine wichtige Voraussetzung für den Erfolg von „sanftem“, also klimafreundlichem Tourismus (siehe auch www.klimaaktivmobil.at „Mobilitätsmanagement für Tourismus und Freizeit“).

Spritsparen

Die Ergebnisse der klimaaktiv mobil Spritspartrainings zeigen, dass der Treibstoffverbrauch nachhaltig um 10–15 % für Pkw und 5–10 % für Lkw und Busse reduziert werden kann. Eine spritsparende Fahrweise trägt auch zur Verkehrssicherheit bei, vermindert die Kosten für Kraftstoffe und Wartung und reduziert Lärm und Schadstoffemissionen. Im Rahmen eines meist eintägigen Kurses werden Personen, darunter viele BerufsfahrerInnen, in spritsparender Fahrweise geschult.

Die Spritsparinitiative von klimaaktiv mobil bietet alle Infos zu Spritsparen unter www.klimaaktivmobil.at.



Abbildung 11-11: Spritspartipps

Quelle: Spritsparinitiative klimaaktiv mobil

CO₂-Emissionen von Treibstoffen

Je nach Treibstoffart entsteht bei der Verbrennung in Motoren neben Stickoxiden, Feinstaub und anderen Luftschadstoffen unterschiedlich viel CO₂:

(Quelle: <http://www5.umweltbundesamt.at/emas/co2mon/co2mon.html>): Datenstand: Oktober 2017

- 1 Liter Benzin verbrennt zu 2,76 kg CO₂

- 1 Liter Diesel verbrennt zu 3,09 kg CO₂
- 1 m³ Erdgas verbrennt zu 2,44 kg CO₂

(Quelle: <http://www5.umweltbundesamt.at/emas/co2mon/co2mon.html>): Datenstand: Oktober 2017

Treibstoffe aus nachwachsenden Rohstoffen werden als CO₂-neutral betrachtet.

Aufgrund der unterschiedlichen Volumeneinheiten und des unterschiedlichen Energiegehalts ist Erdgas schwieriger mit Benzin und Diesel zu vergleichen. Ein kg Erdgas (Compressed Natural Gas – CNG) entspricht dem Energiegehalt einer Menge von ca. 1,5 Liter Superbenzin bzw. 1,3 Liter Diesel. Ein Vergleich der Kosten für die unterschiedlichen Treibstoffarten ist in Abbildung 11-12 dargestellt.

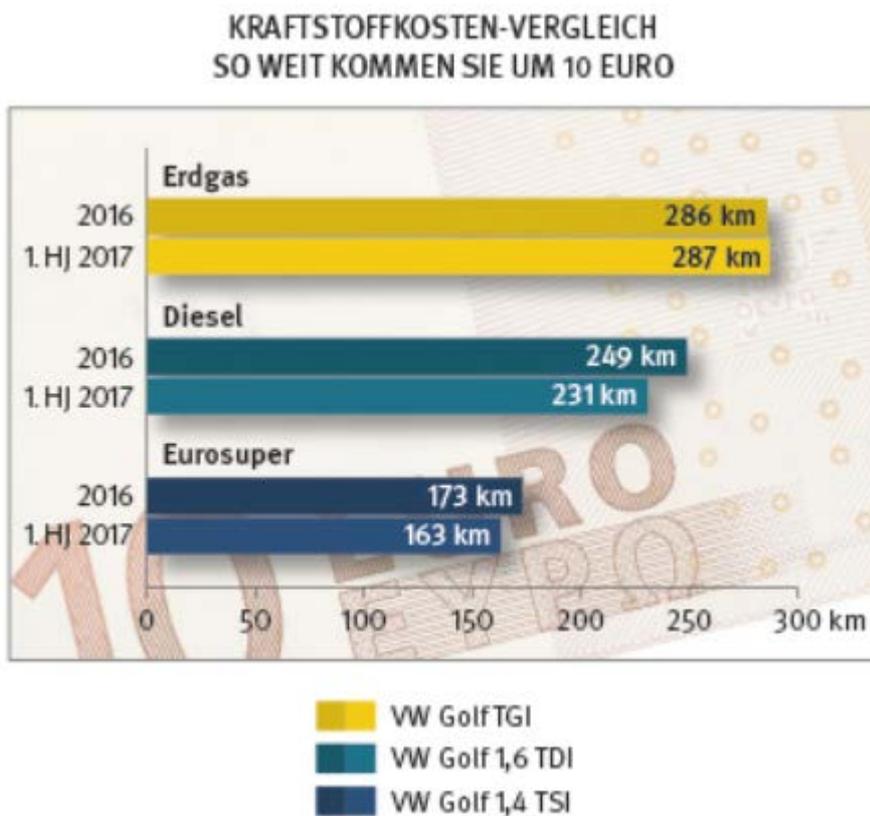


Abbildung 11-12: Modellrechnung am Beispiel eines VW Golfs mit Benzin-, Diesel- und Erdgasantrieb; Stand 06/2017

Quelle: <https://www.erdgasautos.at/sparen/betriebskosten/>

Alternative Treibstoffe

Biodiesel, Pflanzenöl, Bioethanol und Biogas werden aus nachwachsenden Rohstoffen wie Raps, Sonnenblumen, Zuckerrüben, Weizen oder Mais oder noch besser aus Altspeisefetten oder Abfall gewonnen. Sie können im Wesentlichen – wie fossile Kraftstoffe – in herkömmlichen Verbrennungsmotoren eingesetzt werden. Die direkten Emissionen bei der Verbrennung von Biokraftstoffen werden als null gerechnet, da beim Wachsen der Pflanzen gleich viel CO₂ aus der Atmosphäre aufgenommen wird, wie bei deren Verbrennung entsteht.

Betrachtet man auch die Emissionen, die bei den Vorarbeiten und der Produktion von Biokraftstoffen nötig sind, ändert sich die Bilanz.

Biodiesel

Biodiesel wird über einen chemischen Prozess aus Pflanzenölen oder auch Tier- und Altspesiefett gewonnen. Er kann fossilem Diesel beigemischt werden oder auch – fallweise nach geringfügigen Anpassungen – direkt in Dieselmotoren verbrannt werden.

Ethanol

Der Alkohol Ethanol wird über einen Gärungsprozess aus zuckerhaltigen Rohstoffen wie Getreide, Mais oder Zuckerrüben gewonnen. Er kann in geringeren Prozentsätzen fossilem Benzin beigemischt oder beinahe rein (85 % Ethanol) in speziell adaptierten Motoren verbrannt werden.

Erdgas und Biogas

Biogas wird durch sauerstofffreie Vergärung von Pflanzen und Reststoffen wie Gülle, Klärschlamm, Bioabfall und Speiseresten erzeugt. Dadurch können Treibhausgasemissionen vermieden werden, die sonst beim Abbau im Freien entstehen würden. Biogas besteht zu ca. 60 % aus Methan und kann nach Aufbereitung (Biomethan) entweder ins Erdgasnetz eingespeist oder über Tankstellen an Erdgasfahrzeuge abgegeben werden.

Biokraftstoffe der zweiten Generation

Für die Zukunft wird Biokraftstoffen der zweiten Generation eine bedeutendere Rolle zugeschrieben. Während in der ersten Generation flüssige Kraftstoffe aus den Inhaltsstoffen (wie z. B. Öl, Stärke, Zucker) von nur wenigen Teilen der Pflanzen gewonnen werden, werden in der zweiten Generation – ähnlich wie bei Biogas – die vollständigen Pflanzen als Rohstoff genutzt. Die Energiebilanz fällt dadurch deutlich besser aus. Ein Verfahren zur Herstellung ist die thermische Vergasung mit anschließender Verflüssigung durch die Fischer-Tropsch-Synthese. Alle Verfahren sind technisch deutlich aufwändiger als jene zur Herstellung der Biokraftstoffe der ersten Generation und befinden sich derzeit in der Phase der Demonstration und einzelner Pilotanlagen.

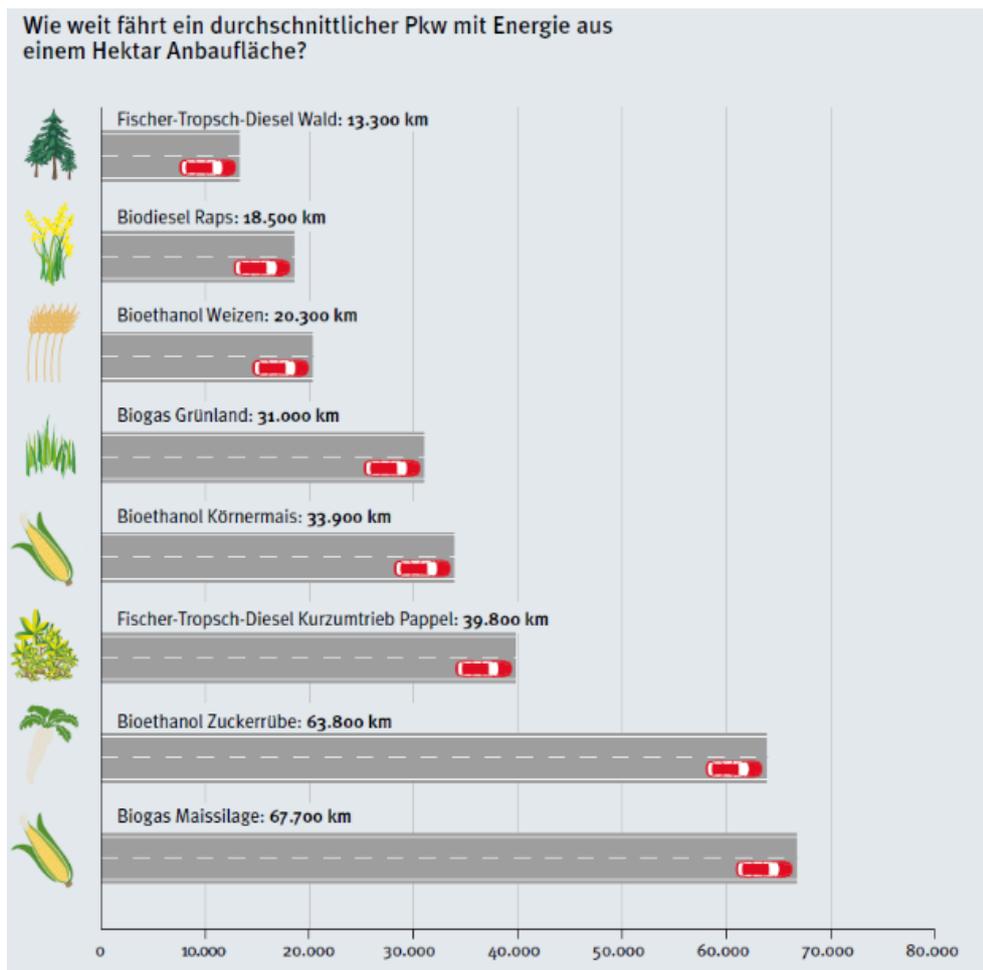


Abbildung 11-13: Vergleich Energieinhalt nach Rohstoff

Quelle: Ausstellung klimafreundlich mobil, TMW, 2008

Rohstoffe zur Biokraftstofferzeugung

	Pflanzenöl 	Biodiesel 	Bio-ethanol 	Biogas 	Synthetische Biokraftstoffe/BtL 
Raps 	✗	✗			
Sonnenblume 	✗	✗		✗	
Getreide 			✗	✗	
Stroh 				✗	✗
Mais 			✗	✗	
Zuckerrüben 			✗		
Waldholz 					✗
sonstige Biomasse 				✗	✗

 heutige Nutzung
  zukünftige Nutzung

Quelle: UBA, AEA, 2008

Abbildung 11-14: Einsatzmöglichkeiten von verschiedenen Rohstoffen

Quelle: Ausstellung klimafreundlich mobil, TMW, 2008

Beimischung Biokraftstoffe

In Österreich wurde im November 2004 die Biokraftstoff-Richtlinie im Rahmen der Novelle der Kraftstoffverordnung in nationales Recht umgesetzt. Darin wurden jene Stellen, die fossile Treibstoffe in Verkehr bringen, dazu verpflichtet, den gesamten in Verkehr gebrachten fossilen Otto- und Dieselmotorkraftstoffen Biokraftstoffe beizumischen. Ab 1. Oktober 2008 war das Richtlinienziel von 5,75 % zu erreichen. Das Ziel der Biokraftstoff-Richtlinie wurde in Österreich in erster Linie durch den Einsatz von Biodiesel erreicht. (WKO Arge Biokraftstoff, Umweltbundesamt). Im Jahr 2015 wurde in Österreich wieder ein hoher Prozentsatz an fossilen Kraftstoffen durch Biokraftstoffe substituiert. Das gültige Substitutionsziel von 5,75 % gemessen am Energieinhalt, wurde mit 8,9 % ein weiteres Mal deutlich übertroffen. Österreich liegt damit weiterhin im Spitzenfeld der EU 27.

Insgesamt wurden in Summe rd. 606.000 Tonnen Biodiesel, rd. 89.000 Tonnen Hydriertes Pflanzenöl (HVO), rd. 90.000 Tonnen Bioethanol und rd. 15.000 Tonnen Pflanzenöl in Verkehr gebracht.

Im Rahmen des Klima- und Energiepaketes der Europäischen Union, mit dem bis zum Jahr 2020 der Ausstoß von Treibhausgasen der Union um 20 % gegenüber 2010 gesenkt werden soll, wurde auch die Biokraftstoffstrategie der Union über 2010 hinaus fortgesetzt. Bis 2020 muss jedes Mitgliedsland mindestens 10 % der im Verkehr eingesetzten Kraftstoffe durch erneuerbare Energieträger, wie z. B. Biokraftstoffe oder Strom aus erneuerbaren Energiequellen, ersetzen.

E-Mobilität

Aus Sonnenlicht wird Strom: Private Photovoltaikanlagen haben in Österreich üblicherweise eine Leistung von 5kW. Bereits Anlagen mit einer Leistung von 2,5 kW (rund 14 m²) liefern in Österreich 2.500 kWh elektrische Energie pro Jahr und damit genug, um mehr als die durchschnittliche Jahresfahrleistung (rd. 14.100 km) eines Pkw abzudecken. Gemeinsam mit dem hohen Wirkungsgrad des Elektroantriebes entsteht so eine effiziente Alternative zu fossil angetriebenen Fahrzeugen

Die vom Umweltbundesamt in 2017 aktualisierte Fassung zur Studie „Ökobilanz alternativer Antriebe – Focus Elektromobilität“ kommt zu dem Schluss, dass mit Verbrennungsmotor betriebene Fahrzeuge den Großteil der THG-Emissionen verursachen. Elektrofahrzeuge erzeugen je nach Strommix und Systemgrenzen der Betrachtung deutlich weniger Emissionen. Der größten Einsparungen lassen sich hier erzielen wenn der Strom aus erneuerbaren Quellen bezogen wird – bis zu 87 % gegenüber einem rein fossilen Benzin PKW und bis zu 84 % gegenüber einem rein fossilen Diesel PKW. Bei einer LCA Betrachtung in Kombination mit Ökostrom liegen die Einsparungen zwischen 90 % - 100 %.

Seit 2008 initiiert und unterstützt der Klima- und Energiefonds gemeinsam mit dem BMNT den Aufbau von E-Mobilitätsmodellregionen. Der Ankauf von Ladestationen und E-Fahrzeugen, die Bereitstellung von erneuerbaren Energien sowie die Entwicklung von neuen Geschäfts- und Mobilitätsmodellen sind inhaltlicher Kern des Programms. Die Modellregionen sollen als Erfahrungsquelle, Keimzelle und Multiplikator für die Entwicklung der E-Mobilität in Österreich wirken. Derzeit gibt es in Österreich sieben E-Mobilitätsmodellregionen. Weitere Informationen dazu bietet die Plattform [e-connected](#).

Durch die steuerliche Begünstigung seit Beginn 2016, durch diverse Landes- und Bundesförderungen und sicher auch durch eine zunehmend attraktive Modellpalette stieg die Anzahl der E-Fahrzeuge geradezu rasant. 2017 haben Verkehrsministerium, Umweltministerium und Automobilimporteure ein neues, attraktives Förderpaket geschnürt und investierten gemeinsam 72 Mio. Euro für zusätzliche Förderungen. Infos dazu unter www.umweltfoerderung.at.

11.6 Mobilitätsmanagement

Mobilitätsmanagement umfasst Methoden und Strukturen zur Sicherstellung einer nachhaltigen Mobilität, wobei insbesondere dem Aktivverkehr (zu Fuß und Radfahren) sowie dem öffentlichen Verkehr eine tragende Rolle zukommt, aber auch der motorisierte Individualverkehr Berücksichtigung findet (Carsharing, Flottenmodelle auf betrieblicher oder kommunaler Ebene etc.). Die Aufgaben des Mobilitätsmanagements reichen dabei von der Einflussnahme auf die Fahrplangestaltung inkl. Vermittlung von Sonderleistungen (z. B. für touristischen

Verkehr) über die Elektromobilität bis hin zum Betrieb von Fahrgemeinschafts-Plattformen oder Carsharing-Modellen.

klima**aktiv** mobil bietet kostenlose Beratung und Unterstützung bei der Entwicklung von regionalen Mobilitätsmaßnahmen mit folgenden Schwerpunktprogrammen an:

- Mobilitätsmanagement für Betriebe, Bauträger und Flottenbetreiber
- Innovative klimafreundliche Mobilität für Regionen, Städte und Gemeinden
- Mobilitätsmanagement für Tourismus, Freizeit und Jugend
- Mobilitätsmanagement für Kinder, Eltern und Schulen
- Sprintspar-Initiative

Kompetente ExpertInnenteams stehen Österreichs Städten, Gemeinden und Regionen, der Tourismus- und Freizeitbranche, Betrieben, öffentlichen Einrichtungen, Bauträgern, Immobilienentwicklern und Investoren, Schulen und Jugendgruppen sowie insbesondere den Fuhrparkbetreibern im Auftrag des BMLFUW kostenfrei zur Verfügung, um mit ihnen maßgeschneiderte Lösungen im Verkehrsbereich zu erarbeiten.

Die Handlungsfelder sind vielfältig und reichen von der Erarbeitung und Unterstützung bei Umstellungen auf alternative Fahrzeuge, über die Entwicklung von Mobilitätsmanagement- und Transportrationalisierungsmaßnahmen zur Organisation und Vermarktung innovativer Mobilitätsangebote bis hin zu Sprintspar-Trainings und Bewusstseinsbildung von Jugendlichen für klimafreundliche Mobilität.

Förderung für CO₂-reduzierende Mobilitätsprojekte

Fuhrparkumstellungen auf alternative Fahrzeuge und erneuerbare Energien, E-Mobilität, Radverkehr und Mobilitätsmanagement werden im Rahmen von klima**aktiv** mobil durch Mittel des Klima- und Energiefonds finanziell gefördert. Die klima**aktiv** mobil BeraterInnen unterstützen bei der Fördereinreichung. Die Einreichung erfolgt über die Kommunalkredit Public Consulting GmbH (KPC).

11.7 Energieraumplanung

Die Raumplanungskompetenz liegt in Österreich in der Hand der Länder und Gemeinden. Gemeinden können im Rahmen der Ziele des Raumplanungsgesetzes die räumliche Entwicklung und innere Organisation ihrer Wohn- und Gewerbegebiete weitgehend selbständig festlegen und dadurch ganz entscheidenden Einfluss auf den Energieverbrauch im Gemeindegebiet nehmen. Um Klimaschutz und die Energiewende wirkungsvoll umzusetzen, brauchen wir effiziente Raumstrukturen. Klimaschonende, zukunftsorientierte Raumplanung kann den Gemeinden helfen, Kosten für Infrastruktur zu sparen, Klimaziele zu erreichen (Stichwort „Dekarbonisierung 2050“) und vor allem attraktive Lebensräume für BürgerInnen zu schaffen.

Eine Ansammlung von zehn energieeffizienten Gebäuden ist noch keine energieeffiziente Siedlung. Was ist Energieraumplanung eigentlich?

Hier – etwas verkürzt – die wesentlichen Ziele, die durch vorausschauende und zukunftsorientierte Planungsmaßnahmen erreicht werden können:

- Maßvoll verdichtete, kompakte Siedlungen reduzieren den Flächenbedarf pro Kopf und tragen wesentlich zur Schonung der Flächenressourcen bei.
- Funktionsdurchmischungen der Daseinsgrundfunktionen (Wohnen, Arbeiten, Versorgung, Bildung, Freizeit, Erholung, Kommunikation, Mobilität) verkürzen die Weglängen und machen Rad-, Fuß- und öffentlichen Verkehr leichter möglich.
- Starke regionale Zentren bieten attraktive Angebote für Arbeit, Ausbildung, Wohnen und wirken der Ausdünnung der ländlichen Regionen entgegen.
- Energieversorgung mit erneuerbaren Energieträgern aus der Region bedingt entsprechende Planung (und Freihaltung) der Flächen für Biomasse, Windanlagen, Solaranlagen, Versorgungsstrassen, Versorgungsgebiete, usw.
- Siedlungsentwicklung entlang der Achsen des Öffentlichen Verkehrs vermeidet zusätzlichen Individualverkehr.

Das örtliche Raumordnungskonzept, der Flächenwidmungsplan und der Bebauungsplan sind effektive Werkzeuge, mit denen Gemeinden die Weichen für eine lebenswerte, ressourcenschonende Zukunft stellen können.

In allen Raumplanungsprojekten und Standortentscheidungen der Gemeinden sollte eine möglichst effiziente Nutzung lokaler Gegebenheiten und vorhandener, erneuerbarer Energieressourcen berücksichtigt werden, um die Raumstrukturen möglichst energie-, flächen- und vor allem auch kosteneffizient zu entwickeln. Wesentlich für den erfolgreichen Planungsprozess ist auch die frühe Einbindung beteiligter Stakeholder (Planer, Energieversorger, Verkehrsverbände etc.)

Mehr zum Thema & Quellen

BMLFUW Biokraftstoffbericht 2017: [<https://www.bmlfuw.gv.at/umwelt/luft-laerm-verkehr/biokraftstoffbericht.html>]

EU-Verkehrsstatistiken [<http://ec.europa.eu/eurostat/web/transport/data/database>]

Umweltbundesamt, Berechnung Treibhausgasemissionen verschiedener Energieträger [<http://www5.umweltbundesamt.at/emas/co2mon/co2mon.htm>]

Umweltbundesamt Ökobilanz alternativer Antriebe – Focus Elektromobilität [http://www.umweltbundesamt.at/aktuell/publikationen/publikationssuche/publikationsdetail/?pub_id=2177]

Österreich unterwegs (2016): Ergebnisbericht zur österreichweiten Mobilitätserhebung „Österreich unterwegs 2013/2014“
www.oesterreich-unterwegs.at

Verkehr in Zahlen 2011
<http://www.bmvit.gv.at/verkehr/gesamtverkehr/statistik/viz11/index.html>

Umweltbundesamt [<http://www.umweltbundesamt.at/umweltsituation/verkehr/>]

IEE-Projekt „Together on the move“ [<http://www.together-eu.org/index.php?id=36&lang=en>]

Klimaschutzinitiative klima**aktiv** mobil [www.klimaaktivmobil.at]

Studie „Radfahren und Einkaufen“ BMFLUW 2010

[http://www.bmlfuw.gv.at/publikationen/umwelt/laerm_verkehr_mobilitaet/studie_radfahren_und_einkaufen.html]

Initiative für Elektromobilität und nachhaltige Energieversorgung [www.e-connected.at]

Statistik Austria [http://www.statistik.at/web_de/statistiken/verkehr/strasse/index.html]

Europäische Kommission (2016): European Aviation Environmental Report 2016. Brüssel.

12 Atomenergie

Atomenergie ist die Erzeugung von (fast ausschließlich elektrischer) Energie durch die Spaltung von schweren Atomkernen wie Uran, Plutonium oder auch Thorium. Die dabei freigesetzte (Wärme-)Energie wird von einem Kühlmittel aufgefangen, welches direkt oder indirekt zur Dampferzeugung genutzt wird. Die eigentliche Stromerzeugung findet dann im Anschluss durch eine Dampfturbine statt, die an einen Generator gekoppelt ist und gleicht vom Prinzip der eines Kohlekraftwerks.

Die Spaltung der Atomkerne geschieht durch Neutronen, die ihrerseits wieder aus der Spaltung von Atomkernen freigesetzt werden („Kettenreaktion“). Eine der Herausforderungen bei der Beherrschung der Atomenergie ist daher die Kontrolle dieser Kettenreaktion und die Vermeidung einer lawinenartigen Vermehrung der Anzahl der Neutronen.

Eine weitere Herausforderung bei der Nutzung dieser Technologie ist die Abfuhr der Restwärme, die aus den „Abfallprodukten“ der Kernspaltung entsteht. Diese Restwärme kann für eine kurze Zeit nach der Abschaltung bis zu 10 %, und für Jahre danach noch immer 1–3 % der Wärmeleistung des Reaktors betragen.

Die absolute Kontrolle der Kernspaltung und die sichere Abfuhr der Restwärme sind notwendig, um zu gewährleisten, dass die im Inneren eines Reaktors befindlichen radioaktiven Substanzen unter keinen Umständen in die nähere Umwelt oder Atmosphäre gelangen. Die technischen Einrichtungen und Standards, die diese Aufgaben sicherstellen sollen, gehören damit zu den wichtigsten Aspekten des Betriebs von Atomkraftwerken.

12.1 Wirtschaftlichkeit der Atomenergie

In der Anfangsphase der wirtschaftlichen Nutzung der Atomenergie wurde die Hoffnung gehegt, dass im Laufe der Zeit die Kosten der Errichtung von Atomkraftwerken durch gewonnene Erfahrung sinken würden, und so eine nahezu unbeschränkte und billige Energiequelle verfügbar sein würde. Diese Hoffnung hat sich jedoch in den letzten 40 Jahren nicht erfüllt (siehe Abbildung 12-1). Im Gegenteil, durch die gewonnene Erfahrung und die dadurch gestiegenen Anforderungen für Sicherheitseinrichtungen (siehe auch Kontrolle der Kettenreaktion und Abfuhr der Restwärme) sind die Baukosten für Atomkraftwerke sogar noch gestiegen („Actual Costs“). Die Schätzungen für die Kosten des Baus neuer Reaktoren steigen ebenfalls, und zwar sowohl jene der Befürworter der Kernenergie („Enthusiasts“) als auch die der Energieunternehmen („Utilities“) und Finanzexperten („Analysts“). Dass dieser Pessimismus nicht aus der Luft gegriffen ist, belegt die Entwicklung der Baukosten für die beiden neuesten Reaktoren, die derzeit in Olkiluoto/Finnland und Flamanville/Frankreich errichtet werden. Hier haben sich die Kosten im bisherigen Verlauf der Errichtung (die zudem noch lange nicht abgeschlossen ist) auf mehr als das Doppelte erhöht

KritikerInnen der Atomenergie weisen zudem darauf hin, dass die wahren Kosten der Stromerzeugung aus Kernenergie aus verschiedenen Gründen höher liegen, als von den Kraftwerksbetreibern behauptet. So gab und gibt es für nahezu alle Atomkraftwerkserrichtungen finanzielle Garantien staatlicher Stellen (wodurch die Finanzierungskosten sinken), eine Beschränkung oder staatliche Übernahme der möglichen Haftung bei Unfällen (was sich wiederum auf Versicherungstarife auswirkt), sowie Pauschalzahlungen für die Entsor-

gung des nuklearen Abfalls (dessen wahre Kosten aufgrund fehlender Endlager noch niemand kennt).

Baukosten fertiggestellter Reaktoren

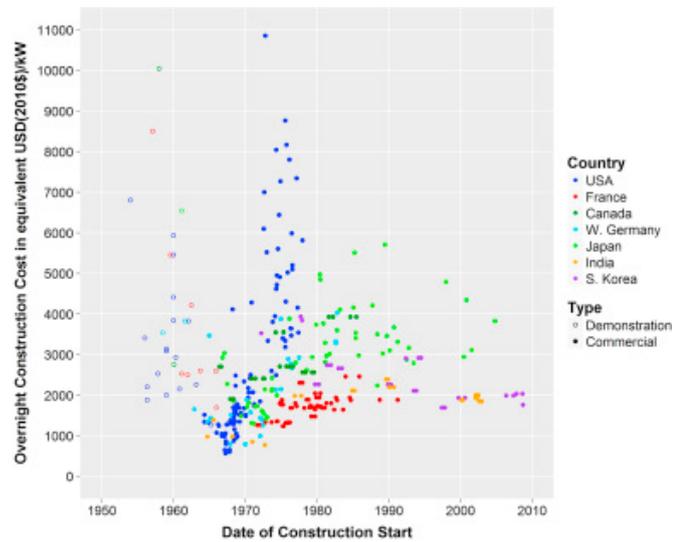


Abbildung 12-1: Baukosten von fertig gestellten Reaktoren in 2010 USD/kW (Barwert)

Quelle: Lovering J.R., A. Yip & T. Nordhaus (2016) 'Historical Construction Costs of Global Nuclear Power Reactors', *Energy Policy* 91: 371-382

Spezifische Kosten von Kernkraftwerksprojekten

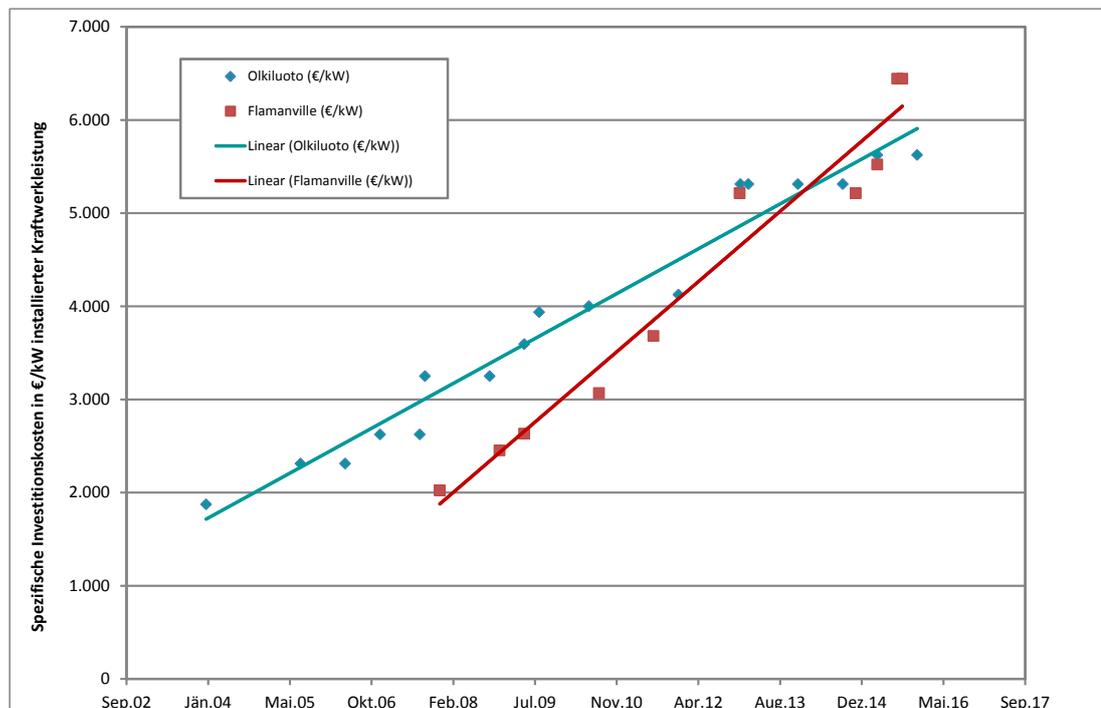


Abbildung 12-2: Angaben zu den spezifischen Investitionskosten der Kernkraftwerksprojekte in Olkiluoto und Flamanville, die zwischen 2004 und 2016 veröffentlicht wurden

Quellen: TVO, Areva, EDF, div. Medienberichte, Darstellung: AEA

12.2 Atomenergie in Europa

Die Entwicklung der Atomenergie in Europa zeigt ein differenziertes Bild. Im dritten Quartal 2014 sind in der EU 129 Atomreaktoren in 14 Ländern in Betrieb. Diese Reaktoren erzeugen zusammen ca. 800 TWh Strom (das entspricht ungefähr dem 12-Fachen des österreichischen Stromverbrauchs oder ca. 29 % des EU-Stromverbrauchs; siehe **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**).

Drei Länder planen, in den nächsten 10–20 Jahren aus der Atomenergie auszusteigen (Belgien, Deutschland, Niederlande). Im Gegenzug dazu sind in drei Ländern insgesamt vier Fso gar ein Atomeinstieg angedacht. Insgesamt kann man sagen, dass die Atomenergie in der EU stagniert; die Hauptentwicklung findet in Nicht-EU-Ländern und in Asien statt, wo die meisten Reaktoren in Bau sind (s. Abbildung 12-3)

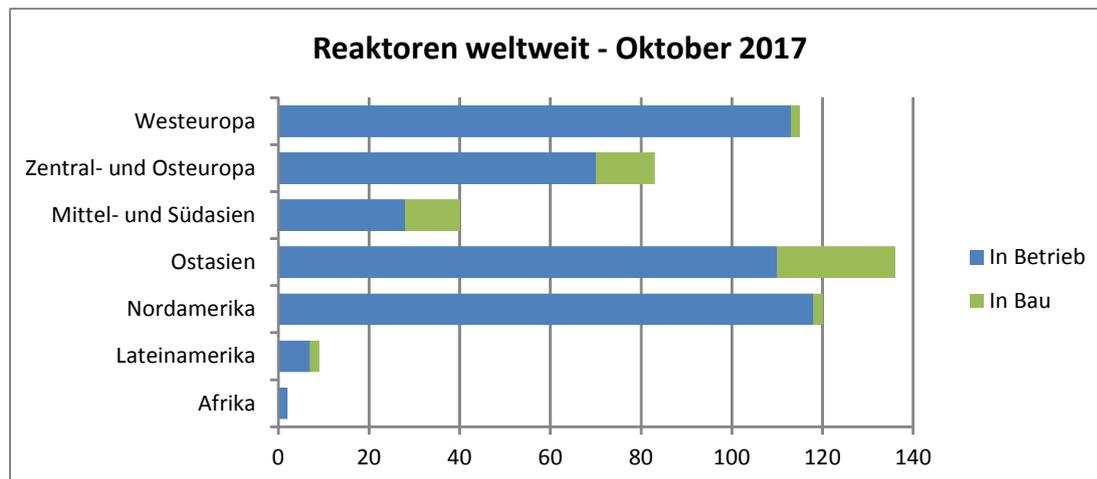


Abbildung 12-3: Anzahl der betriebenen, in Bau befindlichen und abgeschalteten Reaktoren, Oktober 2017

Quelle: <http://www.iaea.org/PRIS/>, 2.10.2017, Darstellung Österreichische Energieagentur

Land	Anzahl der Reaktoren	Erzeugte Strommenge* [TWh]	Anteil [%]	Weitere Entwicklungen
EU				
Belgien	7	41	52 %	derzeit geplanter Ausstieg bis 2025
Bulgarien	2	15	35 %	Ausbaustopp aus finanziellen Gründen
Deutschland	8	80	13 %	geplanter Ausstieg 2022
Finnland	4	22	34 %	dzt. 1 Reaktor in Bau, weitere geplant
Frankreich	58	386	72 %	geplante Reduzierung des Anteils an der Stromproduktion; dzt. 1 Reaktor in Bau
Großbritannien	15	65	20 %	weiterer Ausbau geplant
Italien				ausgestiegen 1990
Litauen				ausgestiegen 2009
Niederlande	1	4	3 %	geplanter Ausstieg 2034
Polen				Atomeinstieg geplant
Rumänien	2	10	17 %	Ausbaustopp aus finanziellen Gründen
Schweden	10	61	40 %	
Slowakei	4	14	54 %	dzt. 2 Reaktoren in Bau
Slowenien	1	5	35 %	dzt. kein weiterer Ausbau angedacht
Spanien	7	56	21 %	kein weiterer Ausbau
Tschechien	6	23	29 %	plant weitere Reaktoren
Ungarn	4	15	51 %	plant weitere Reaktoren
Nicht-EU				
Russland	36	184	17 %	dzt. 7 Reaktoren in Bau
Schweiz	5	20	34 %	Ausstieg 2034
Türkei				Atomeinstieg geplant
Ukraine	15	76	52 %	dzt. 2 Reaktoren im Bau

Tabelle 11: Status der Nuklearenergie in Europa, Oktober 2017

Quelle: Daten der Tabelle: <http://www.iaea.org/PRIS/CountryStatistics/CountryStatisticsLandingPage.aspx>,

2.10.2017, Recherchen (Österreichische Energieagentur) * *Nettoerzeugung 2016 (ausgenommen Bulgarien (Bruttoerzeugung))*

12.3 Risiken der Atomenergie

Die Nutzung jeglicher Technologie birgt Risiken. Diese sind jedoch im Falle des Betriebs von Atomkraftwerken schwerwiegender als bei der Nutzung von konventionellen oder alternativen Stromerzeugungstechnologien. Die Risiken lassen sich mit den Begriffen Sicherheit, Abfallproblematik und nukleare Proliferation zusammenfassen.

Der Begriff Sicherheit umfasst die beiden Herausforderungen, die bereits oben genannt wurden, nämlich die Beherrschung der Kettenreaktion sowie die Abfuhr der Restwärme. Die

Beherrschung der Kettenreaktion ist notwendig, um zu verhindern, dass sich die Energieabgabe eines Reaktors innerhalb kürzester Zeit (d. h. im Bereich von Sekunden) um ein Vielfaches erhöht und so der Reaktor buchstäblich explodiert. Ein Unfall dieses Typs fand am 26. April 1986 im heute ukrainischen Tschernobyl statt; dabei wurde radioaktives Material aus dem Reaktorinneren sowohl in der näheren Umgebung des Reaktors wie auch über weite Teile der nördlichen Hemisphäre verteilt, mit mitunter massiven gesundheitlichen Auswirkungen auf die betroffene Bevölkerung. Die Sperrzone um die von einer Abdeckung provisorisch gesicherte Reaktorruine umfasst eine Fläche von 4.300 km².

Weniger dramatisch (da langsamer), dafür genauso schwerwiegend ist es, wenn die Abfuhr der Restwärme nicht mehr gewährleistet wird. Dadurch kommt es in weiterer Folge zum Schmelzen des Kerns („Kernschmelze“), und damit ebenfalls zur Freisetzung von radioaktiven Stoffen in die Atmosphäre. Unfälle dieser Art fanden schon (mit unterschiedlich gravierenden Folgen) mehrfach statt. Der jüngste (und schwerwiegendste) Vorfall dieser Art war die Reaktorkatastrophe von Fukushima in Japan als Folge des Tsunamis vom 11. März 2011. Dabei fand in drei von sechs Reaktoren eine Kernschmelze statt.

Ein weiteres mit der Atomenergie verbundenes Risiko betrifft den Bereich der Atommülllagerung. Im Laufe des Betriebs von Atomkraftwerken entstehen aus dem verwendeten Brennstoff verschiedene radioaktive Abfälle. Während die Radioaktivität des Großteils der Abfälle in relativ kurzer Zeit (d. h. im Bereich von Jahren bis Jahrzehnten) stark abnimmt, verbleibt ein kleiner, aber sehr problematischer radioaktiver Rest. Dieser muss für einen Zeitraum von Jahrtausenden bis Jahrzehntausenden so sicher gelagert werden, dass er unter keinen Umständen Atmosphäre, Erdreich oder Grundwasser verseuchen kann (Die Herausforderung wird umso deutlicher, wenn man bedenkt, dass eine der ältesten bekannten Städte (Jericho) vor kaum 11.000 Jahren errichtet wurde.).

Der letzte Begriff, Proliferation, betrifft den militärischen Aspekt von Atomenergie. Sowohl Know-how als auch Materialien, die in zivilen Atomenergieprogrammen verwendet werden, können die Grundlage bilden für weitere Forschungen und Entwicklungen mit dem Ziel, Atomwaffen zu entwickeln. Je größer die Menge der in der zivilen Nutzung der Kernenergie verwendeten Materialien, desto leichter ist es, Ausgangsstoffe für die Atomwaffenentwicklung abzuzweigen.

12.4 Klimaschutz durch Atomenergie?

Ein Argument, das die Befürworter der Atomenergie neben der vermeintlichen Wirtschaftlichkeit vorbringen, ist deren CO₂-freie Stromerzeugung und damit ein Klimaschutzbeitrag. Das stimmt zwar für den Betrieb von Atomkraftwerken. Betrachtet man jedoch den gesamten Lebenszyklus von Uran (dem Brennstoff von Atomkraftwerken), und bezieht man den Bau und die Entsorgung der Kraftwerke mit ein, so stellt man fest, dass in diesem Lebenszyklus sehr wohl CO₂-Emissionen anfallen (siehe Abbildung 12-4). Die Art der Gewinnung des Brennstoffs sowie die Beschaffenheit der Uranvorräte lassen zudem darauf schließen, dass diese Emissionen in Zukunft noch sehr stark steigen werden (vgl. LCA Nuklear Bericht).

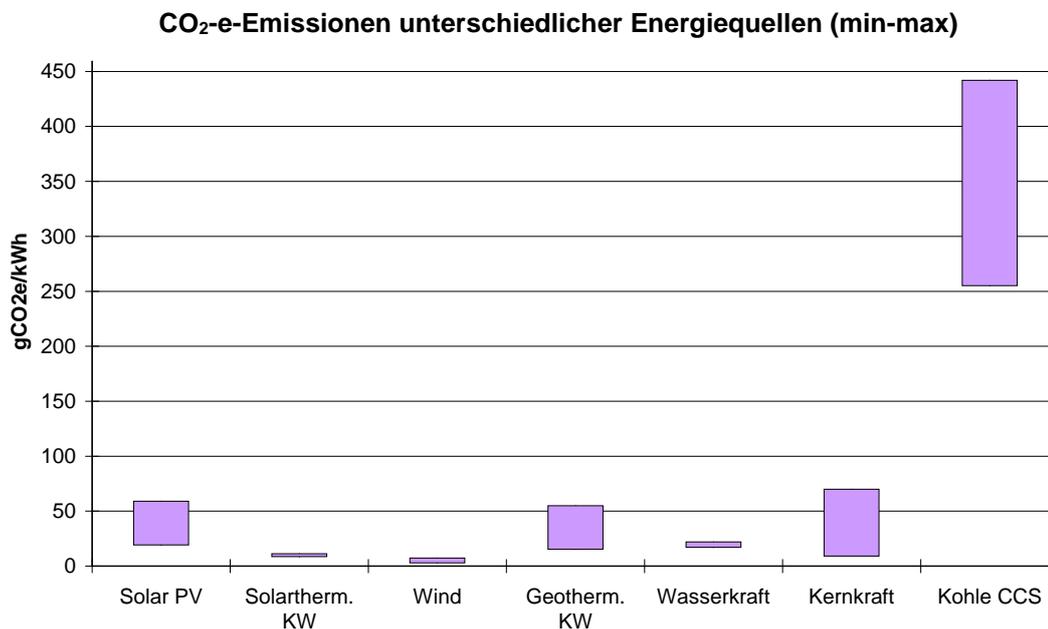


Abbildung 12-4: CO₂-e-Emissionen unterschiedlicher Energiequellen (min-max)

Quelle: Jacobson, M. Z. (2009): Review of Solutions to Global Warming, Air Pollution and Energy Security, in: Energy & Environmental Science 2, 148–173.

Mehr zum Thema

LCA Nuklear-Bericht [http://www.ecology.at/lca_nuklearindustrie.htm]

BMLFUW [<http://www.bmlfuw.gv.at/umwelt/strahlen-atom.html>]

Umweltbundesamt

[www.umweltbundesamt.at/aktuell/publikationen/publikationsliste/?pub_category_id=18]

Die Zukunft der Kernenergie in Europa – 68 Fragen und Antworten

[http://www.bmlfuw.gv.at/umwelt/strahlen-atom/antiakwpolitik/stud_kernenergie.html]

Greenpeace [<http://www.greenpeace.org/austria/de/themen/atom/>]

Global2000 [<https://www.global2000.at/themen/atomkraft>]

Wissensportal Kernenergie [<http://www.kernfragen.de>]

IAEA [<http://www.iaea.org/>]

13 Rucksack und Fußabdruck

13.1 Ökologischer Rucksack

Der ökologische Rucksack ist die sinnbildliche Darstellung der Menge an Ressourcen, die bei der Herstellung, dem Gebrauch und der Entsorgung eines Produktes oder einer Dienstleistung verbraucht werden. D. h., er beinhaltet alle Energie- und Materialströme, die innerhalb des Lebenszyklus eines Produktes oder einer Dienstleistung entstehen. Die Menge an Ressourcen soll im Rahmen der Ökobilanz einen Vergleichsmaßstab bieten, mit dem verdeutlicht wird, welche ökologischen Folgen die Bereitstellung bestimmter Güter und Dienstleistungen verursacht.

Der Verbrauch an natürlichen Ressourcen hat sich in den letzten Jahrzehnten stark erhöht. Im Jahr 1980 wurden den globalen Ökosystemen knapp 40 Mrd. Tonnen an Ressourcen (wie z. B. Metalle, fossile und erneuerbare Energieträger, Wasser) entnommen, heute beträgt der weltweite Verbrauch bereits 60 Mrd. Tonnen pro Jahr. Das ist eine Erhöhung um 50 %. Wenn sich gegenwärtige Trends fortsetzen, wird dieser Ressourcenverbrauch bis zum Jahr 2030 auf 100 Mrd. Tonnen anwachsen. Dadurch werden sich Umweltprobleme, die mit dem Energie- und Ressourcenverbrauch zusammenhängen, weiter dramatisch verschärfen. Knappheiten sowohl an erneuerbaren Ressourcen (wie land- und forstwirtschaftliche Flächen, Wasser) als auch an nicht-erneuerbaren Ressourcen (z. B. Metalle und fossile Energieträger) werden weltweit deutlich zunehmen (vgl. Ökosoziales Forum).

Österreich und die gesamte EU sind zunehmend von Importen natürlicher Rohstoffe aus anderen Weltregionen abhängig. Ein Drittel der in Europa verbrauchten Rohmaterialien und Energieträger werden bereits importiert, bis 2030 könnte die Importquote bei Erdöl bei 90 % liegen; bei einigen seltenen Metallen, die für Zukunftstechnologien eine besondere Bedeutung haben, liegt die Importquote schon heute bei 100 %. Viele der Rohstoffe werden in Entwicklungs- und Schwellenländern gewonnen, oft mit stark negativen ökologischen und sozialen Auswirkungen auf die Bevölkerung vor Ort (vgl. Ökosoziales Forum).

Der Pro-Kopf-Konsum von Ressourcen ist global gesehen sehr ungleich. Im Schnitt konsumieren NordamerikanerInnen etwa 90 Kilogramm Ressourcen pro Tag und Kopf, EuropäerInnen etwa 45 Kilogramm pro Tag. In Afrika liegt der Pro-Kopf-Verbrauch bei nur etwa 10 Kilogramm pro Tag. Für eine ökologisch, sozial und ökonomisch zukunftsfähige Entwicklung gilt ein Verbrauch von etwa 20 Kilogramm pro Kopf als Richtwert (vgl. Ökosoziales Forum).

Eine Möglichkeit der Visualisierung der (globalen) Materialflüsse bietet die Website www.materialflows.net anhand derer man die Materialflüsse aus dem Abbau, dem Handel und dem Konsum von Ressourcen errechnen kann.

Beispiele zum Ressourcenrucksack einiger Produkte

Der Ressourcenrucksack zeigt deutlich auf, wie umweltschonend Produkte wirklich hergestellt werden. Durch eine klare Kennzeichnung sollte dieser Aspekt auch den KonsumentInnen umweltbewusstes Einkaufen erleichtern.

Glühlampen

Tabelle 12: Ökologischer Rucksack von Glühlampen

Werte bei 8.000 Betriebsstunden	Energiesparlampe	Herkömmliche Glühbirne
Material-Rucksack	129 g	620 g
Wasser-Rucksack	2,971 g	16,023 g
Fläche	31 mm ²	250 mm ²
CO ₂ -Rucksack	34 g	182 g

Quelle: SERI, ECR (Efficient Consumer Response)

Mineralwasser

Tabelle 13: Ökologischer Rucksack von Mineralwasser

Werte für 1 l Mineralwasser	Mineralwasser in Recycling-PET-Flasche	Mineralwasser in PET-Flasche
Material-Rucksack	199 g	228 g
Wasser-Rucksack	7 g	10 g
Fläche	0,5 mm ²	4 mm ²
CO ₂ -Rucksack	103 g	109 g

Quelle: SERI, ECR (Efficient Consumer Response)

Weitere Produkte

Tabelle 14: Ökologischer Rucksack weiterer Produkte

Produkt (Eigengewicht)	Gewicht des ökologischen Rucksacks (Material, Wasser, Luft (inkl. Energie))	Verhältnis (Eigengewicht : ökologischer Rucksack)
Motorrad (190 kg)	3300 kg	1 : 17,4
Auto (S-Klasse, 1500 kg)	70.000 kg	1 : 46,7
Computer-Chip (0,09 g)	20 kg	1 : 222.222
Musik-CD (15 g)	1,6 kg	1 : 106,7
Laptop (2,8 kg)	434 kg	1 : 155
Goldring (5 g)	2.700 kg	1 : 540.000
Silberring (5 g)	38 kg	1 : 7.600

Quelle: Schmidt-Bleek, 2007

Der zunehmende Verbrauch von Rohstoffen führt auch zu einer zunehmenden Produktion von Abfällen und Emissionen. Die natürlichen Ressourcen, die in unsere Wirtschaft einfließen, kehren zwangsläufig früher oder später wieder in die Umwelt zurück. Besonders drastisch und gefährlich ist dieser Zusammenhang im Bereich Energie, hängt der Verbrauch fossiler Energie doch unmittelbar mit dem Klimawandel zusammen. Im Jahr 2012 entfielen 66 % des weltweiten Energieverbrauchs auf fossile Energieträger. Die IEA geht im World Energy Outlook (2016) davon aus, dass der Energiebedarf bis 2040 um mehr als 30 %

steigen wird, wobei die fossilen Energieträger weiterhin eine tragende Rolle bei der Deckung des Energiebedarfs einnehmen werden. Die IEA rechnet mit einer weiterhin steigenden Nachfrage bei Erdöl. Hingegen wird Kohle als Energieträger immer mehr an Bedeutung verlieren.

Tabelle 15: Beispiele zum CO₂-Rucksack einiger Produkte

	g CO ₂	Quelle
1 kWh Strom	66,54 (nur CO ₂)	E-Control (Stromkennzeichnungsbericht 2016)
1 kWh Ökostrom	0	Ökostrom AG
1 kg Tomaten aus Holland	104,7	SERI im Auftrag von AMA
1 kg Tomaten aus Wien	0,7	SERI im Auftrag von AMA
1 kg Äpfel aus Südafrika	263,1	SERI im Auftrag von AMA
1 kg Äpfel aus der Steiermark	22,6	SERI im Auftrag von AMA
1 kg Rindfleisch aus Argentinien	282,4	SERI im Auftrag von AMA
1 kg Rindfleisch aus Oberösterreich	23,1	SERI im Auftrag von AMA

Quelle: Stromkennzeichnungsbericht der E-Control 2016; Abfallwirtschaftsverband Steiermark: <http://www.abfallwirtschaft.steiermark.at/cms/beitrag/10168866/4335176/>

Angesichts der eingangs genannten Zahlen ist eine absolute Reduktion des Ressourcen- und Energieverbrauchs unbedingt notwendig, um einem ökologischen Kollaps entgegenzuwirken. Maßnahmen zur Steigerung der Ressourcen- und Energieeffizienz sind unerlässlich, genauso wie eine Optimierung der Stoffkreisläufe und ein verändertes Konsumverhalten, um nur ein paar Beispiele zu nennen.

Mehr zum Thema

Ökologischer Rucksack

[\[http://www.nachhaltigkeit.info/artikel/schmidt_bleek_mips_konzept_971.htm\]](http://www.nachhaltigkeit.info/artikel/schmidt_bleek_mips_konzept_971.htm)

Ökosoziales Forum [\[http://oekosozial.at/\]](http://oekosozial.at/)

SERI [\[http://www.seri.at/\]](http://www.seri.at/)

Visualisierung von Materialflüssen: [\[http://www.materialflows.net/\]](http://www.materialflows.net/)

13.2 Ökologischer Fußabdruck

Das Modell des Ökologischen Fußabdrucks wurde Anfang der 1990er Jahre vom Kanadier William Rees und dem Schweizer Mathis Wackernagel als Indikator für den menschlichen Ressourcenkonsum entwickelt. Der ökologische Fußabdruck ist die Menge an produktiven Land- und Wasserflächen, die notwendig ist, die Ressourcen, die Menschen konsumieren, bei gegebener Technologie bereitzustellen und ihren Abfall aufzunehmen. Je größer dieser Fußabdruck, umso stärker beeinflusst unser Lebensstil das ökologische Gleichgewicht.

Die Summe der auf der Erde verfügbaren produktiven Fläche, abzüglich jener Fläche, die für die Erhaltung der Biodiversität (das sind minus 12 %) notwendig ist, ergibt einen weltdurchschnittlichen umweltverträglichen Fußabdruck. Dieser Soll-Wert beträgt 1,8 Hektar pro EinwohnerIn. Er stellt somit jene Fläche dar, die den Menschen maximal zur Verfügung

steht, ohne dass die Biodiversität und die zukünftigen Generationen in ihrem Recht an Ressourcennutzung benachteiligt werden. Damit unser Lebensstil als nachhaltig bezeichnet werden kann, sollte dieser Grenzwert nicht überschritten werden. Wird mehr Fläche zur Befriedigung der menschlichen Bedürfnisse verbraucht, so geht das auf Kosten der Natur und Umwelt. Die Menschen leben dann nicht mehr nur von den Zinsen, sondern bereits vom „ökologischen Kapital“. Die nachstehenden Abbildungen veranschaulichen den ökologischen Fußabdruck ausgewählter Länder und Regionen.

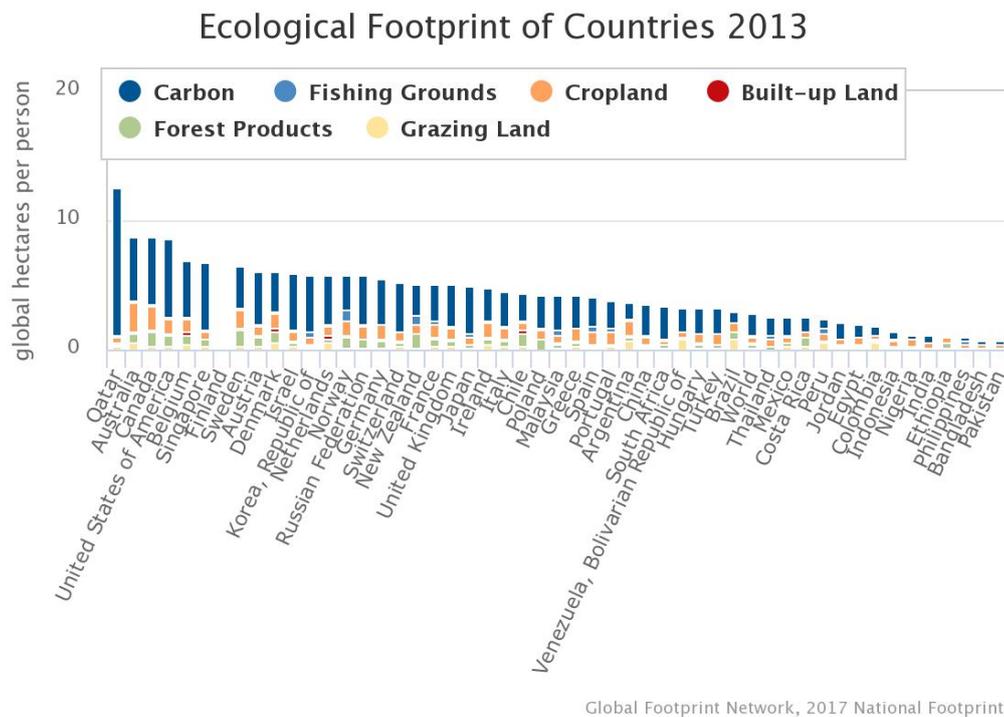


Abbildung 13-1: Ökologischer Fußabdruck im Ländervergleich 2013

Quelle: Daten Global Footprint Network

Der Vergleich des Ökologischen Fußabdrucks nach Regionen macht deutlich, dass in den meisten Regionen der Erde – eine Ausnahme bilden Asien und Afrika – mehr produktive Flächen beansprucht werden, als für eine nachhaltige Sicherung der Biokapazität zulässig ist.

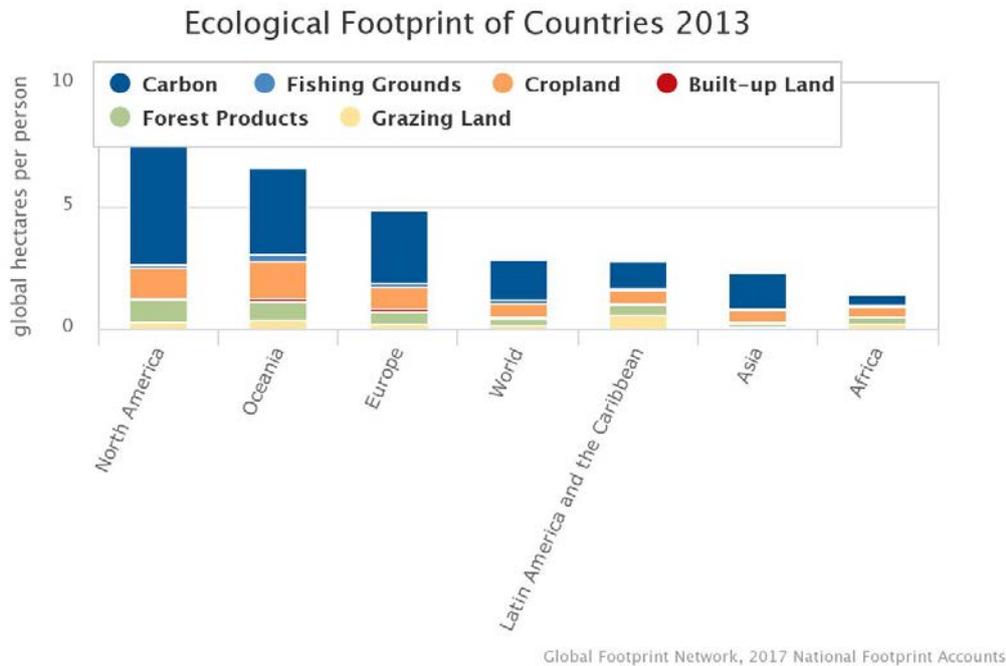


Abbildung 13-2: Ökologischer Fußabdruck nach Regionen 2013

Quelle: Daten Global Footprint Network,

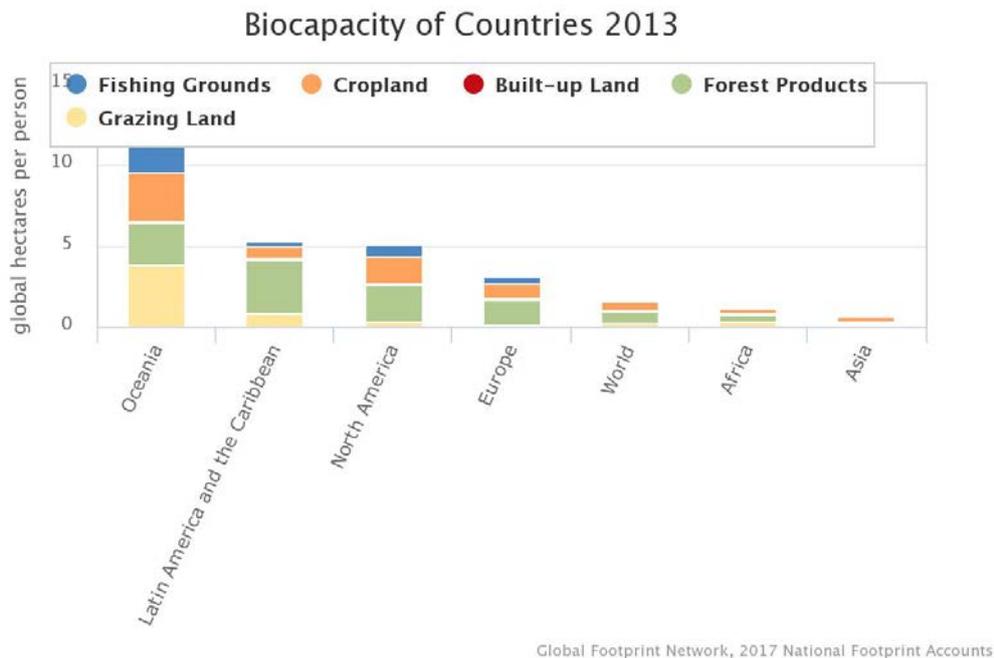


Abbildung 13-3: Ökologische Biokapazität nach Regionen 2013

Quelle: Daten Global Footprint Network

Die weltweite Ressourcenentnahme beschleunigt sich überdies von Jahr zu Jahr. War im Jahr 2017 schon der 2. August Welterschöpfungstag, d. h. der Tag, ab dem die Menschheit alle Ressourcen beansprucht hatte, die für dieses Jahr zur Verfügung standen, wäre nachhaltig gewirtschaftet worden, so war dieser 2002 noch der 21. Oktober (2008: 23. September; 2009: 25. September; 2010: 21. August; 2011: 27. September (Abweichung zu 2012 aufgrund methodischer Veränderungen in der Datenerfassung) 2012: 22. August 2013: 20. August 2014: 19. August; 2015: 13. August).

CO₂-Fußabdruck

Der CO₂-Fußabdruck ist ein Teil des ökologischen Fußabdrucks, wobei sein Fokus auf den Klimawirkungen menschlicher Aktivitäten liegt. Definiert wird der CO₂-Fußabdruck als die Größe der Waldfläche, die benötigt wird, um alle CO₂-Emissionen abzüglich der Emissionen, die von Ozeanen aufgenommen werden, aufzunehmen. Die benötigte Fläche spiegelt den Flächenbedarf für das Verbrennen fossiler Energieträger wider. Diese Berechnungsmethode impliziert nicht, dass in der Aufforstung ganzer Wälder die Lösung des Klimaproblems bestünde. Es zeigt vielmehr, dass dem Planeten die Kapazität zur Aufnahme des emittierten Kohlenstoffdioxids fehlt.

Das CO₂ von fossiler Energie macht ca. 50 % des gesamten ökologischen Fußabdrucks aus, weshalb eine Reduktion dieses CO₂-Fußabdrucks wesentlich ist, um die ökologische Ressourcenerschöpfung zu beenden.

Unterscheidung ökologischer Rucksack und ökologischer Fußabdruck

Der ökologische Rucksack kennzeichnet jene Menge an Stoffen und Energie, die der Umwelt entnommen wird, um ein bestimmtes Produkt oder eine Leistung zu erzeugen. Der ökologische Fußabdruck ist ein Maß für den Ressourcenverbrauch von Menschen, um einen gewissen Lebensstil aufrecht zu erhalten.

Der ökologische Rucksack ergänzt den Fußabdruck also insofern, als er die einzelnen Produkte genau unter die Lupe nimmt. Wenn man Produkte und Dienstleistungen mit einem kleinen ökologischen Rucksack bevorzugt, so wird auch der ökologische Fußabdruck kleiner und umgekehrt.

Mehr zum Thema

BMLFUW Online-Fußabdruck-Rechner: [<http://www.mein-fussabdruck.at/>]

Online-Fußabdruck-Rechner für Schulen: [<http://www.umweltbildung.at/online-materialien/interaktive-tools/fussabdrucksrechner-fuer-schulen-fars.html>]

Global Footprint Network: [<http://www.footprintnetwork.org>]

Welterschöpfungstag: [<http://www.overshootday.org/>]

Lexikon der Nachhaltigkeit:

[http://www.nachhaltigkeit.info/artikel/kologischer_fussabdruck_733.htm]

CO₂-Fußabdruck: [http://www.footprintnetwork.org/de/index.php/gfn/page/carbon_footprint/]

CO₂-Fußabdruck Rechner: [http://uba.klimaktiv-co2-rechner.de/de_DE/page/]

14 BürgerInnenbeteiligung

Die Nutzung erneuerbarer Energieträger ist ein wichtiger Baustein für den Umbau des österreichischen Energiesystems und hilft Gemeinden und Regionen dabei, ihre Energieversorgung unabhängiger zu machen. Das Konzept der BürgerInnenbeteiligung zur Finanzierung erneuerbarer Energieträger vereint zentrale Aspekte einer erfolgreichen regionalen Energiepolitik: Lokal verfügbare Potenziale erneuerbarer Energien werden unter finanzieller Einbindung der Bevölkerung nachhaltig genutzt. Immer mehr Gemeinden und Regionen können mithilfe von BürgerInnenbeteiligungsmodellen einen Beitrag zu einer unabhängigeren Energieversorgung leisten.

Zentrale Elemente bei BürgerInnenbeteiligungsmodellen sind:

- **Einbindung der BürgerInnen:** Diese kann bereits in der Planungsphase durch gezielte Informationen erfolgen. Spätestens starten Einbindung und Information der BürgerInnen im Zuge der Bewerbung der zu vergebenden Anteile an der Energieerzeugungsanlage. Eine entsprechende Information bzw. Öffentlichkeitsarbeit sollte auch während des Betriebes der Anlage fortgeführt werden (z. B. aktuelle Erzeugung und bisherige Erzeugung gesamt).
- **Gemeinde oder Region als Initiator der Anlage:** Die Gemeinde oder Region stellt die notwendigen Flächen zur Verfügung und initiiert bzw. organisiert Modelle, bei denen sich auch Private an den Anlagen finanziell beteiligen können. Die Flächen können dabei Gebäudedächer oder sonstige Freiflächen (Wiesen, Felder) sein.
- **Anteile für BürgerInnen:** BürgerInnen erwerben Anteile an der Anlage. Der Investition steht dabei ein regelmäßiger Ertrag aus der Stromproduktion gegenüber – mit der Gewissheit einer nachhaltigen und lokalen Verwendung des Finanzierungsbeitrags.
- **Kooperation mit weiteren regionalen Akteuren:** Oft erfolgt die BürgerInnenbeteiligung auch in Kooperation mit einem lokalen Energieversorger oder einer regionalen Bank. Dies sichert die Einbindung von Expertise in technischer und rechtlicher bzw. finanzieller Hinsicht.

Zusätzliche Beratung unerlässlich

Bei Interesse einer Gemeinde oder Region an BürgerInnenbeteiligungsmodellen ist neben einer technischen Beratung bei der Installation der Anlage auch eine Rechtsberatung durch ausgewiesene ExpertInnen unbedingt erforderlich, um kapitalmarktrechtliche Fragen im Vorhinein zu klären. Auch regionale Energieagenturen und Beratungsstellen sowie das e5-Programm können relevante Informationen bereitstellen.

Good-Practice

In **Baden** bei Wien wurden mit Hilfe der Badener Sonnenbausteine auf drei Gebäuden der Stadt Photovoltaikanlagen mit einer Gesamtleistung von 60 kWp errichtet. Jeder Sonnenbaustein im Wert von 500 € bringt auf 10 Jahre garantiert 3,5 % Zinsen. Die Einzahlung erfolgt über ein projektgebundenes Kapitalsparbuch bei einer Sparkasse – dem Finanzierungspartner des Projekts. Durch die Zwischenschaltung eines Bankinstituts werden eventuelle kapitalmarktrechtliche Probleme bei der Durchführung des Projekts vermieden (<http://www.badener-sonnenkraft.at/>; 7.9.2017).

Über den Verein „Energie Bezirk **Freistadt**“ können sich private Haushalte und Unternehmen ab 500 € am „Helios Sonnenkraftwerk“ beteiligen. Derzeit sind knapp 100 Einzel-Photovoltaikanlagen mit einer Gesamtmodulfläche von rund 15.000 m² bzw. einer Leistung von 2 MWp auf geeigneten öffentlichen und privaten Dachflächen im Bezirk installiert. Die Anlagen generieren einen jährlichen Ertrag von 3,3 % des eingesetzten Kapitals über die Vertragslaufzeit von 15 Jahren (www.helios-sonnenstrom.at/; 7.9.2017).

Auf dem Flugdach des Bauhofes in **Bregenz** wurde 2012 eine 39 kWp Photovoltaikanlage errichtet. Die Dachfläche wurde von der Stadt Bregenz kostenlos zur Verfügung gestellt. Die Anlage wurde von BürgerInnen finanziert und zusätzlich von der Stadt mit 200 € je kWp gefördert. Gesellschaftsrechtlich handelt es sich bei dem Projekt um eine Genossenschaft mit 40 GenosschafterInnen. Die Rückzahlung erfolgt zu 88 % in € und zu 12 % in Talenten, einer Regionalwährung, was den regionalen Charakter der BürgerInnenbeteiligungsanlage noch stärker unterstreicht (<http://www.allmenda.com/crowd>; 7.9.2017).

In **Wörgl** wurde in Zusammenarbeit mit den kommunalen Stadtwerken das Modell der „Wörgler Sonnenscheine“ entwickelt. Es handelt sich dabei um ein virtuelles Bürgerbeteiligungsmodell an den Wörgler Sonnenschein-Kraftwerkspark. Die PV-Module werden auf gemeindeeigenen Flächen installiert. Ein „Wörgler Sonnenschein“, im Wert von 900 € entspricht 0,5 kWp. Die Beteiligten erhalten ein Strombezugsrecht in der Höhe der jeweiligen Beteiligung, wobei der Wert der aktuellen Sonnenstromerzeugung für 20 Jahre jährlich direkt auf der Stromabrechnung gutgeschrieben wird (<http://unsereenergie.woerql.at/>; 31.10.2014).

Mehr zum Thema

BürgerInnenbeteiligung Erneuerbare [http://www.e3-consult.at/files/publikationen/2011-10-10_regioL_Studie_Beteiligungsmodelle_Endbericht.pdf]

Photovoltaik-Bürgerbeteiligungsleitfaden des klimaaktiv e5-Programms [http://www.e5-gemeinden.at/fileadmin/e5/pdf/medienberichte/PV_in_Gemeinden_2014.pdf]

Kapitalmarktrechtliche Fragen [<http://www.klimafonds.gv.at/service/studien-blue-globe-reports/erneuerbare-energien/e-paper-disclaimer/>]

15 Best-Practice-Datenbank

Die nachfolgende Tabelle stellt die öffentlich verfügbaren Best-Practice-Datenbanken für Gemeinden und Regionen vor.

Tabelle 16: Öffentlich verfügbare Best-Practice-Datenbanken für Gemeinden und Regionen

Best-Practice Datenbanken für Gemeinden	Kurzbeschreibung	Arten von Information	Anzahl der Gemeinden/ Projekte	Verwaltung	Kontakt	Datenbank-URL
Best Practice Klima- und Energiemodellregionen	Best Practice Beispiele im Bereich Klimaschutz aus den Klima- und Energiemodellregionen	Kategorien: Erneuerbare Energien, Energieeffizienz, Mobilität, Öffentlichkeitsarbeit & Bewusstseinsbildung, öffentliche Beschaffung, Raumplanung/Bodenschutz	ca. 90 Modellregionen	Klimabündnis für den Klimafonds	office@klima-energiemodellregionen.at	http://www.klimaundenergiemodellregionen.at
Best Practice Datenbank Klimabündnis	Darstellung und Beschreibung kommunaler Klimaschutzprojekte in den Kategorien: Mobilität, Erneuerbare Energien, Energieeffizienz, Öffentlichkeitsarbeit und Bewusstseinsbildung, Land- und Forstwirtschaft, Entwicklungszusammenarbeit	Projektbeschreibung, Kosten, CO2-Einsparung, Erfolgsfaktoren, Motivationsfaktoren, Sonstiges	ca. 120	Klimabündnis im Rahmen eines Klimafonds-Projekts	petra.brachovina@klimabuendnis.at	http://www.klimabuendnis.at/best-practice-datenbank/best-practice-datenbank-uebersicht
Best Practice Datenbank e5 Österreich	Darstellung und Beschreibung kommunaler Klimaschutzprojekte in den Kategorien: Entwicklungsplanung, Kommunale Gebäude, Energieversorgung, Mobilität, Interne Organisation, Bewusstseinsbildung	Projektbeschreibung, CO2- oder Energieeinsparung, Erfolgsfaktoren, Sonstiges	ca. 100	Österreichische Energieagentur (Geschäftsstelle e5 Österreich)	office@e5-gemeinden.at	www.e5-gemeinden.at http://www.e5-gemeinden.at/index.php?id=18&no_cache=1
Energiewendekarte Österreich	Darstellung und Beschreibung der Vorreiter der lokalen Energiegewende in Österreich und Auflistung von High-Light Projekten	Kurzbeschreibung Gemeinde, Liste High-Light-Projekte, Kontakt	ca. 100	Österreichische Energieagentur	carmen.marksteiner@energagency.at	www.klimaaktiv.at/oe-meinden
Best Practice Datenbank e5 Salzburg	Darstellung und Beschreibung kommunaler Klimaschutzprojekte in den Kategorien: Entwicklungsplanung, Kommunale Gebäude, Energieversorgung, Mobilität, Interne Organisation, Bewusstseinsbildung	Projektbeschreibung, CO2- oder Energieeinsparung, Erfolgsfaktoren, Sonstiges	ca. 30	SIR - Salzburger Institut für Raumordnung und Wohnen	sir@salzburg.gv.at	http://www.e5-salzburg.at/e5-projektauswahl
Best Practice Datenbank e5 Vorarlberg	Darstellung und Beschreibung kommunaler Klimaschutzprojekte in den Kategorien: Entwicklungsplanung, Kommunale Gebäude, Energieversorgung, Mobilität, Interne Organisation, Bewusstseinsbildung	Projektbeschreibung, CO2- oder Energieeinsparung, Erfolgsfaktoren, Sonstiges	ca. 50	Energieinstitut Vorarlberg	info@energieinstitut.at	https://www.energieinstitut.at/gemeinden/das-e5-landesprogramm/e5-gemeinden-in-vorarlberg/
energyprojects Projekte zu erneuerbarer Energie	Projekte zu erneuerbarer Energie in Österreich	Kategorien: Biomasse, Biogas, Biotreibstoffe, Wasserkraft, Sonnenenergie, Windenergie, Geothermie, integrierte Anlagen;	ca. 80	Energiepark Bruck an der Leitha	r.roggenbauer@energiepark.at	http://www.energyprojects.at/

Quellen: Klimafonds-Projekt komklima, Recherchen Österreichische Energieagentur

Die nachfolgende Tabelle stellt die öffentlich verfügbaren Best-Practice-Datenbanken mit Teilelementen (z. B. Gebäude) für Gemeinden und Regionen vor.

Tabelle 17: Öffentlich verfügbare Best-Practice-Datenbanken für Gemeinden und Regionen mit Teilelementen

Best-Practice-Datenbank allgemein (mit Teilelementen für Gemeinden)	Kurzbeschreibung	Detailbeschreibung	Anzahl der Gemeinden/ Projekte	Verwaltung	Kontakt	URL
klimaaktiv Gebäudedatenbank	Sammlung von Best Practice Beispielen von Neubauten (Wohn- und Dienstleistungsgebäude) und Sanierungen in Österreich; die Datenbank vereint Gebäude aus folgenden Datenbanken: klima:aktiv, IG Passivhaus, Staatspreis für Architektur und Nachhaltigkeit-Projekte	HWB, Nutzfläche, Gemeinde, Objekttyp	ca. 1000	ÖGUT als Programmmanager von klima:aktiv Bauen und Sanieren	klimaaktiv@oegut.at	http://www.klimaaktiv.at/bauen-sanieren/bestpractice.html
klimaaktiv Mobil Projektdatenbank	Sammlung von Projekten im Rahmen von klima:aktiv mobil	Projektname, CO2-Einsparung, Kontakt	ca. 500	klimaaktiv mobil Dachmanagement Österreichische Energieagentur	klimaaktivmobil@energieagentur.at	https://maps.klimaaktiv.at/index.php?id=20
Haus der Zukunft	Forschungs- Technologie- und Entwicklungs- (FTE-)Projekte aus den bisherigen Ausschreibungen im Rahmen von Haus der Zukunft	Projektkategorien: Büro- und Nutzbauten, Wohnbauten, Plus-Energie Gebäude (Studien und Umsetzung), Neubau (Gebäude und Konzepte), Sanierung (Gebäude und Konzepte), etc.	ca. 300-400		office@hausderzukunft.at	http://www.hausderzukunft.at/projekte/index.htm

Quellen: Klimafonds-Projekt komklima, Recherchen Österreichische Energieagentur

Die nachfolgende Tabelle stellt die nicht öffentlich verfügbaren Best-Practice-Datenbanken für Gemeinden und Regionen vor.

Tabelle 18: Nicht öffentlich verfügbare Best-Practice-Datenbanken für Gemeinden und Regionen

Weitere Best-Practice-Datenbank nicht öffentlich zugänglich	Kurzbeschreibung	Detailbeschreibung	Anzahl der Gemeinden/ Projekte	Verwaltung	Kontakt	URL
qm heizwerke	Biomasse Nah- und Fernwärmeanlagen, die über eine Förderung von qm-Heizwerke abgewickelt wurden	Zugang zu diesen Daten hat neben dem bearbeitenden Qualitätsbeauftragten und Planer, der zuständige Bauherr und die Kommunalkredit Public Consulting sowie die Landesförderstellen. Datenbank deckt laut Alexandra Malik vom LEV rund 70-80% aller Biomasse-Großanlagen in Ö ab. Anlagen über 400 kw Kesselleistung bzw. über 1.000 Trassenmeter		Landesenergieverein Steiermark	a.malik@lev.at	http://www.qm-heizwerke.at/
energitta	Best-practise DB des e5-Programms für e5-BeraterInnen	Informationen zu allen Maßnahmen der e5-gemeinden		eea forum		www.european-energy-award.org
UR	Datenbank			KPC	A.Mueller@kommunalkredit.at	

Quelle: Klimafonds-Projekt komklima, Recherchen Österreichische Energieagentur

16 Energiebuchhaltung

16.1 Was ist Energiebuchhaltung?

Energiebuchhaltung bedeutet

- die regelmäßige Erhebung und Aufzeichnung des Energieeinsatzes bei Objekten (Liegenschaften, Gebäude, Anlagen) aufgeschlüsselt nach Energieträgern und/oder Nutzungsart.
- die Auswertung und Darstellung der eingesetzten (End-)Energie aufgeschlüsselt auf Anwendungsbereiche, die jeweilige Fläche (oder andere Bezugsgrößen) und Zeit.

Warum Energiebuchhaltung in Gemeinden?

Der Energieeinsatz in öffentlichen Gebäuden (von Städten und Gemeinden) ist ein klassisches Beispiel für einen Nutzer-Eigentümer-Konflikt, bei dem der Eigentümer darüber hinaus häufig mit einem Informationsdefizit konfrontiert ist: Zwischen Anlagenbetreibern, Gebäudenutzern, Gebäudeverwaltung und Finanzabteilungen, die für die Energiekosten aufkommen müssen, werden vielfach keine oder ungenügend Informationen über den Energieeinsatz bzw. den Anlagen- und Gebäudezustand ausgetauscht.

Energiebuchhaltung kann ein nützliches Werkzeug sein, um diesen Mangel abzubauen.

Energiebuchhaltung ist

- eine Grundvoraussetzung für das Monitoring und die Bewertung der energetischen Qualität eines Gebäudes und dessen energietechnischer Anlagen. Die Ergebnisse einer solchen Bewertung unterstützen ein frühzeitiges Erkennen von defekten Anlagen sowie die Auswahl von Sanierungsobjekten und die Analyse möglicher Einsparpotenziale.
- ein wichtiges Controlling-Instrument bei der Evaluierung von erfolgten Energiesparmaßnahmen.
- hilfreich bei der Auswahl von Objekten, die für Contracting-Projekte (Drittfinanzierungsprojekte) geeignet sind.

Darüber hinaus kann Energiebuchhaltung ein nützliches Planungsinstrument für Gemeinde-Budgets, eine Hilfe für die Erstellung von Energieberichten, Emissions- und Energiebilanzen sowie ein Anreiz für den effizienten Umgang mit Energie (Bewusstseinsbildungsprozess /Benutzerverhalten) sein. Energiebuchhaltung auf Gemeindeebene ist idealerweise vernetzt mit anderen Gemeinden der Region zu betrachten.

Seit vielen Jahren gibt es in Österreich Versuche, den Einsatz von Energiebuchhaltung in Gemeinden auszuweiten. Die im öffentlichen Bereich verfügbaren und für die kommunale Energiebuchhaltung geeigneten Software-Tools sind vielfältig. Es gibt eine ganze Bandbreite an Tools, die von einfachen Excel-Tools bis zu ausgefeilten (Online-) Software-Tools reichen. Die jeweilige Situation in den Bundesländern ist sehr unterschiedlich und es gibt auch seitens der Länder keine Vorschrift, welche Software-Tools für die Energiebuchhaltung zum Einsatz kommen sollen. Sehr wohl gibt es aber vereinzelt gesetzliche Rahmenbedingungen/Landesbeschlüsse, die eine Energiebuchhaltung für Gemeinden vorschreiben/-

empfehlen. Einige sich derzeit im Einsatz befindlichen Energiebuchhaltungs-Tools werden in der folgenden Tabelle kurz vorgestellt. Zusätzlich wird das Kennzahlen-Monitoring-Tool für die Klima- und Modellregionen kurz beschrieben, welches wiederum die regionale Energieaufbringung und die regionale CO₂-Bilanz erfasst.

Weitere Tools von privaten sowie öffentlichen Anbietern sind am deutschsprachigen Markt erhältlich. Die lokalen und regionalen Energieagenturen sehen in der Energiebuchhaltung für Gemeinden vielfach eine wesentliche Aufgabe und stehen als Ansprechpartner für weiterführende Informationen zum Thema Energiebuchhaltung und zu empfehlenswerten Tools für die Gemeinden zur Verfügung.

Tabelle 19: Ausgewählte Energiebuchhaltungs-Tools

Software Tools	Kurzbeschreibung	Arten von Informationen	Datenbank	Kosten für Gemeinden	Entwickler	Datenbank-URL/Informationen
Energiebuchhaltung Online – EBO	EB-Bilanzierungstool: Erstellung Jahresbericht. Für jedes Objekt kann eine mehrjährige Verbrauchsentwicklung dargestellt werden, und eine Zusammenfassung der Strom-, Wasser- und Wärmeverbräuche aller kommunalen Gebäude, Anlagen, Fahrzeuge und Maschinen; automatische Erstellung eines Energieberichts.	Energie- und Kostenverteilung der Gebäude, Entwicklungstendenzen, Verteilung der Energieträger, CO ₂ -Werte, Grenz- und Zielwert, Anteil Erneuerbarer zu nicht Erneuerbarer Energie, etc.	Online-Programm	Gestaffelte Lizenzgebühr und Jahresgebühr	Vorarlberger Energieinstitut	http://www.energieinstitut.at/ebo/
energyControl	EB-Bilanzierungstool: für die Erfassung der Energieverbräuche und Energiekosten in kommunalen Gebäuden, in Privathaushalten als auch in Betrieben geeignet. Monatliche Erfassung aller relevanten Zählerstandswerte.	Energieverbrauch und Energiekosten der kommunalen Gebäude, Entwicklungstendenzen, Grundlage für weitere Maßnahmen, Informationen über mögliche unterschiedliche Nutzerverhalten	Online-Programm	Kostenlos	HTL Rankweil	http://www.energycontrol.at/
Siemens Navigator (EMC)	Ganzheitliches Energiemanagementsystem: Technologieplattform, die alle für das Energiemanagement benötigten Funktionen über das Internet bereitstellt;	Energieverbräuche von Gebäuden und Liegenschaften, Identifizierung von Einsparpotenzialen, Beurteilung von Einsparmaßnahmen, Schadstoffemissionen und Verbrauchskosten;	Online-Programm	Lizenzgebühr und Jahresgebühr	Siemens-Division Building Technologies	https://advantage.siemens.com/
EXCEL-Energiebuchhaltungsprogramm - OÖ	EB-Bilanzierungstool: Dieses Tool des Landes OÖ richtet sich grundsätzlich an kleinere Gemeinden mit wenigen Gebäuden. Graphische Darstellung der Verbrauchsentwicklung und Energiekennzahlen möglich.	Jährliche Aufzeichnung des Energieverbrauchs. In der Energiekennzahl werden die Bereiche Raumwärme, Warmwasser und stromspezifische Anwendungen gemeinsam berücksichtigt.	Excel (Zip-Datei)	Kostenlos	Land Oberösterreich	http://www.land-oberoesterreich.gv.at/35099.htm
E-Buch	EB-Bilanzierungstool: E-Buch der AEE dient der Erfassung und Verwaltung energierelevanter Daten und Kaltwasserverbrauchsdaten. Erstellung eines Energieberichtes möglich.	Eingabeoberfläche für die Objektdaten (Objekttyp, Standort, Bau-jahr, Flächen, etc.); Eingabeoberfläche für Verbraucherdaten (bei Heizanlagen etwa Baujahr, Fabrikat, Kesseltyp, etc.) und Verbräuche (Datum, Menge, Kosten, Brennstoff, etc.); Auswertungsoberfläche für eine Detailauswertung für ein Gebäude und eine gemeinsame Auswertung für mehrere Gebäude im Vergleich.	Access Datenbank	Kostenpflichtig, Preis gestaffelt nach Anzahl von Objekten	AEE	http://www.aee.or.at/cms/unsere-angebote/qualitaetskontrollen/energiebuchhaltung.html
VKW Energiecockpit	Ganzheitliches Energiemanagementsystem: Webbasierte Energiemanagement-Software der Vorarlberger Kraftwerke AG.	Ermöglicht eine umfangreiche automatische Erfassung, Auswertung und Kontrolle der Energieflüsse aller Energieträger.	Online-Programm	Nicht bekannt	Vorarlberger Kraftwerke AG	https://www.vkw.at/inhalt/at/vkw-effizienz-energiecockpit.htm
Kennzahlen-Monitoring	Kennzahlen-Monitoring der KEM: Dieses Tool dient der Erhebung von Kennzahlen betreffend Wirkungsgrad der Klimaschutzmaßnahmen in der betreffenden Klima- und Energie-Modellregion. Erfassung der Wirkungen auf die regionale Energieaufbringung und die regionale CO ₂ -Bilanz	Die Datenabfrage zum Kennzahlen-Monitoring in den 5 Excel-Tabellenblättern umfasst folgende Bereiche: Gesamtverbrauch, Wärmeerzeugung, Kälteerzeugung, Stromproduktion, Mobilität.	Excel	Nicht zutreffend	Klima- und Energiefonds/ Energieagentur der Regionen	n.a.

16.2 Hilfestellung bei der Softwareauswahl

Elektronische Erfassung versus manuelle/visuelle Erfassung

Die manuelle/visuelle Erfassung/Ablesung der Daten ist die einfachste Methode und auch jene Methode, bei der das Bewusstsein für Energieverbrauch geschaffen wird. Mit der monatlichen Erfassung der Daten erhält der/die „EnergiebuchhalterIn“ ein Gespür für die Dimensionen, und gravierende Veränderungen fallen sofort auf, ohne aufwendige Berichte generieren zu müssen. Oftmals werden dadurch bereits in der Einführungsphase durch die an die Gebäudenutzer weitergegebenen Informationen, Einsparpotenziale erkannt und eine Reduktion des Energieverbrauchs umgesetzt (Beobachtungen von Missständen, die ohne Budgetaufwand abgestellt werden konnten).

Die elektronische Erfassung ist natürlich die komfortabelste Methode, allerdings mit einmaligen Investitionskosten für die Zähler und die Übertragungseinrichtung bzw. Auslesegeräte, sowie auch mit laufenden Kosten z. B. für GSM-Gebühren usw., verbunden.

Simplex Excel-Tool versus ausgefeiltes Software-Tool

Elementar für die Auswahl einer geeigneten Energiebuchhaltungs-Software ist die Erstellung eines Anforderungsprofils (technische Anforderungen, organisatorische Anforderungen, benutzerspezifische Anforderungen, spezielle Anforderungen an eine Energiebuchhaltung). Es ist wichtig, den richtigen Kompromiss zwischen Aufwand und Nutzen der Energiebuchhaltungsführung zu finden. Sehr kleine Gemeinden mit wenigen Gebäuden sollten in der Regel mit einem einfachen Excel-Tool auskommen. Darüber hinaus ist es wichtig, den finanziellen Rahmen für den Erwerb eines Energiebuchhaltungs-Systems sicherzustellen. Ausgefeilte (Online) Software-Tools gewährleisten eine optisch ansprechende, übersichtliche und flexible Auswertung und Darstellung der Daten; diese wiederum erleichtert die Interpretation und Kommunikation der Ergebnisse. Oftmals werden vorkonzipierte Berichte automatisch erstellt. Diese Berichte können als entscheidende Grundlage dienen, um die politischen Entscheidungsträger über die Entwicklung des kommunalen Energieverbrauchs ins Bild zu setzen. Diese Grundinformation ist wiederum die Basis, um eine Zustimmung für die Umsetzung konkreter Einsparungsmaßnahmen zu bekommen.

Vorteile einer Onlinebuchhaltung

- Kein Installationsaufwand
- Einfacher Zugang auf jedem PC mit Internetanschluss
- Höchstmögliche Datensicherheit, Datenspeicherung auf externen Servern
- Updates und Erweiterungen werden zentral durchgeführt – somit ist man immer auf dem neuesten Stand.
- Bessere Unterstützungsmöglichkeiten bei Problemen und Fragen
- Einfacher Quervergleich über Gebäudetypen, da die Daten zentral verfügbar sind.
- Einfache Auswertung durch elektronische Erfassung
- Vorkonzipierte Berichte
- Gemeindeübergreifender Energieverbrauchsüberblick
- Automatische Klimadatenbereinigung

Tipps zur Auswahl geeigneter Software

Die getroffene Entscheidung wird wahrscheinlich langfristige Auswirkungen haben. Der Umstieg von einem System auf ein anderes ist durch die häufig auftretenden Schwierigkeiten beim Datentransfer (Stammdaten, alte Zeitreihen) eine aufwendige und unter Umständen teure Angelegenheit. Überstürzte bzw. schlecht vorbereitete Entscheidungen können entsprechend negative Folgen zeigen.

Einbeziehung beteiligter Personen und Dienststellen

Der Erfolg qualitativ hochwertiger Energiebuchhaltung hängt im großen Ausmaß von der Kooperation betroffener Personen und Dienststellen ab. Aus diesem Grund müssen Anforderungen und Anregungen von betroffenen Personen miteinbezogen werden, bzw. muss regelmäßig über den Stand der Arbeiten berichtet werden. Der Nutzen aus der Energiebuchhaltung muss transparent gemacht werden.

Unterstützung sicherstellen

Die Unterstützung von Vorgesetzten und Entscheidungsträgern für die Einführung von Energiebuchhaltung ist von höchster Bedeutung.

Verantwortlichkeiten festlegen

Noch bevor mit den Vorbereitungsarbeiten für den Aufbau einer Energiebuchhaltung begonnen werden kann, sollten die Verantwortlichkeiten innerhalb der Gemeindeverwaltung festgelegt werden (z. B. Energiebeauftragte/r, MitarbeiterIn im Energie-, Umwelt- oder Gebäudereferat).

Beratung in Anspruch nehmen

Viele lokale oder regionale Energieagenturen können wertvolles Know-how nicht nur in der Auswahl eines Softwarepaketes, sondern auch bei der Implementierung (z. B. Stammdatenerhebung, Auswahl der Objekte) und in der Anfangsphase der Anwendung bieten.

Mehr zum Thema

Software-Tools exemplarisch:

Energiebericht Online [<http://www.energieinstitut.at/?sID=3002>]

energyControl [<http://www.energycontrol.at/>]

Siemens Navigator [<https://eadvantage.siemens.com/sso/login>]

E-Buch [<http://www.aee.or.at/cms/unser-angebot/qualitaetskontrolle/energiebuchhaltung.html>]

VKW Energiecockpit [<https://www.vkw.at/inhalt/at/vkw-effizienz-energiecockpit.htm>]

Informationen in den Bundesländern:

Burgenland: [<http://www.energieburgenland.at/gemeinden.html>]

Kärnten: [<http://www.aee.or.at/cms/unser-angebot/qualitaetskontrolle/energiebuchhaltung.html>]

Niederösterreich: [<http://www.umweltgemeinde.at/energiebuchhaltung-fuer-noe-gemeinden/>]

Oberösterreich: [<https://www.land-oberoesterreich.gv.at/35099.htm>]

Salzburg: [https://www.salzburg.gv.at/energie_/Seiten/energie_energiebuchhaltung.aspx]

Steiermark: [<http://www.technik.steiermark.at/cms/ziel/101820079/DE/>]

Tirol: [<http://www.energie-gemeinde.at/wir-unterstuetzen-sie/energieeffiziente-gemeindegebaeude/energiebuchhaltung/>]

Vorarlberg: [<http://www.energieinstitut.at/energiebuchhaltung-senkt-kosten-in-vorarlbergs-gemeinden/>]

Wien: [https://www.wien.gv.at/wudk/internet/wuisbatch/Prod/html/detail_15066085.html]

Allgemeine Informationen:

Link zu einigen Landesenergieagenturen [<http://www.e5-gemeinden.at/index.php?id=87>]

17 Institutionen und Verbände

Institutionen	
Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus	Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus Stubenring 1 1010 Wien Tel.: +43-1-71100-0 service@bmlfuw.gv.at www.bmlfuw.gv.at
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie	Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie Radetzkystraße 2 1030 Wien Tel.: +43-1-711 62 65 0 www.bmvit.gv.at
Bundesministerium für Digitalisierung und Wirtschaftsstandort	Bundesministerium für Digitalisierung und Wirtschaftsstandort Stubenring 1 1010 Wien Tel.: +43-1-71100-0 service@bmdw.gv.at https://www.bmdw.gv.at/Seiten/default.aspx
Burgenländische Energie Agentur	Burgenländische Energie Agentur Marktstraße 3 7000 Eisenstadt Tel.: +43-5-9010 2220 office@eabgld.at www.eabgld.at
E-Control	Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control) Rudolfsplatz 13a 1010 Wien Tel.: +43-1-24724-0 office@e-control.at www.e-control.at/
energie:bewusst Kärnten	energie:bewusst Kärnten Flatschacher Straße 70 9020 Klagenfurt Tel.: +43-50 536 18802 energiebewusst@ktn.gv.at www.energiebewusst.at
Energieinstitut Vorarlberg	Energieinstitut Vorarlberg Stadtstraße 33/CCD 6850 Dornbirn Tel.: +43-5572-31202-0 info@energieinstitut.at www.energieinstitut.at/
Energie Tirol	Energie Tirol Südtiroler Platz 4 6020 Innsbruck Tel.: +43-512-589913 office@energie-tirol.at

	www.energie-tirol.at
Energie- und Umweltagentur Niederösterreich	Energie- und Umweltagentur NÖ (eNu) Grenzgasse 10 3100 St. Pölten Tel.: +43-2742-219 19 office@enu.at www.enu.at
Österreichisches Institut für Bauen und Ökologie	IBO - Österreichisches Institut für Bauen und Ökologie GmbH Alserbachstraße 5/8 A-1090 Wien Tel.: + 43 (0) 1 319 20 05 ibo@ibo.at http://www.ibo.at/de/index.htm
Klima- und Energiefonds	Klima- und Energiefonds Gumpendorferstraße 5/22 1060 Wien Tel.: +43-1-58503-90 office@klimafonds.gv.at www.klimafonds.gv.at
Kommunalkredit Austria – Bereich Energie und Umwelt	Kommunalkredit Austria AG Türkenstraße 9 1092 Wien Tel.: +43-1-31631-0 kommunal@kommunalkredit.at www.kommunalkredit.at
Energieagentur Steiermark GmbH	Energieagentur Steiermark GmbH Nikolaiplatz 4a/l 8020 Graz Tel.: +43 316 269 700 0 office@ea-stmk.at www.lev.at
ÖGUT	ÖGUT – Österreichische Gesellschaft für Umwelt und Technik Hollandstraße 10/46 1020 Wien Tel.: +43-1-3156393-0 office@oegut.at www.oegut.at
ÖMAG	OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG Alserbachstraße 14-16 1090 Wien Tel.: +43-5-78766-10 kundenservice@oem-ag.at www.oem-ag.at
Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency (AEA)	Österreichische Energieagentur Mariahilfer Straße 136 1150 Wien Tel.: +43-1-5861524-0 office@energyagency.at www.energyagency.at

OÖ Energiesparverband	OÖ Energiesparverband Landstraße 45 4020 Linz Tel.: +43-732-7720-14380 office@esv.or.at www.energiesparverband.at
Salzburger Institut für Raumordnung & Wohnen - SIR	Salzburger Institut für Raumordnung und Wohnen Schillerstraße 25, Stiege Nord, 3. Stock 5020 Salzburg Tel.: +43-662-62 34 55 sir@salzburg.gv.at www.sir.at
die umweltberatung	"die umweltberatung" Niederösterreich Bereich Bildung & Wissen Grenzgasse 10 3100 St. Pölten Tel.: +43-2742-71829 niederoesterreich@umweltberatung.at "die umweltberatung" Wien Buchengasse 77 1100 Wien Tel.: +43-1-8033232 service@umweltberatung.at www.umweltberatung.at/
Umweltbundesamt	Umweltbundesamt GmbH Spittelauer Lände 5 1090 Wien/Österreich Tel.: +43-1-31304 office@umweltbundesamt.at www.umweltbundesamt.at
Verbände	
AEE – Arbeitsgemeinschaft ERNEUERBARE ENERGIE – Dachverband	AEE – Arbeitsgemeinschaft ERNEUERBARE ENERGIE – Dachverband Feldgasse 19 8200 Gleisdorf Tel.:+43-3112-5886-0 office@aee.at www.aee.at/aee/index.php
Austria Solar	Austria Solar – Verein zur Förderung der thermischen Solarenergie Mariahilfer Straße 89/22 1060 Wien Tel.: +43-1-5811327 11 office@austriasolar.at www.solarwaerme.at
e5 Österreich	Geschäftsstelle des Vereins "e5 Österreich - Programm für energieeffiziente Gemeinden" c/o Österreichische Energieagentur Mariahilfer Straße 136

	<p>A-1150 Wien Tel.: +43 (0)1 586 1524 0 office@e5-gemeinden.at www.e5-gemeinden.at</p>
Erneuerbare Energie Österreich	<p>Erneuerbare Energie Österreich Neubaugasse 4/7-9 1070 Wien Tel.: +43-1-522 0766 DW 60 office@erneuerbare-energie.at www.erneuerbare-energie.at/</p>
Dachverband Innovative Gebäude Österreich	<p>Dachverband Innovative Gebäude Österreich Seidengasse 13/3 1070 Wien Tel.: +43 699 15900500 office@innovativegebaeude.at www.innovativegebaeude.at</p>
Österreichischer Biomasse-Verband	<p>Österreichischer Biomasse-Verband Franz Josefs-Kai 13/4 1010 Wien Tel.: +43-1-533 07 97 office@biomasseverband.at www.biomasseverband.at</p>
Photovoltaic Austria	<p>Bundesverband Photovoltaic Austria Neustiftgasse 115A/19 1070 Wien Tel.: +43-1-5223581 office@pvaustria.at www.pvaustria.at</p>
proPellets Austria	<p>proPellets Austria – Netzwerk zur Förderung der Verbreitung von Pelletsheizungen Hauptstraße 100 3012 Wolfsgraben Tel.: +43-2233-70146-0 office@propellets.at www.propellets.at</p>
TPSCA	<p>Technologieplattform Smart Cities Austria Sekretariat: Energieinstitut der Wirtschaft Webgasse 29/3 1060 Wien Tel.: +43-1-343 3430 -50 office@energieinstitut.net www.tp-smartcities.at/</p>
Urban Innovation Vienna (UIV)	<p>UIV Urban Innovation Vienna GmbH Operngasse 17-21 1040 Wien Tel.: +43 1 4000 842 60 office@urbaninnovation.at www.urbaninnovation.at</p>
Wärmepumpe Austria	<p>Wärmepumpe Austria Bockgasse 2a</p>

	4020 Linz Tel.: +43-732 600 300 office@waermepumpe-austria.at www.waermepumpe-austria.at
--	--