

Institut für Energetik und Umwelt
gemeinnützige GmbH

Institute for Energy and Environment



Kurzfassung

**Auswirkungen der Änderungen des
Erneuerbare-Energien-Gesetzes
hinsichtlich des Gesamtvolumens der Förderung,
der Belastung der Stromverbraucher sowie
der Lenkungswirkung der Fördersätze
für die einzelnen Energiearten**

Bearbeitung:

IE:

Matthias Reichmuth (Projektleiter), Werner Bohnenschäfer, Jaqueline Daniel,
Nicolle Fröhlich, Dr. Klaus Lindner, Markus Müller, Andreas Weber, Janet Witt

Prognos:

Friedrich Seefeldt (Leitung), Dr. Almut Kirchner, Christian Michelsen

Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie

Inhaltsverzeichnis

1	Ziel der Untersuchung.....	1
2	Marktentwicklung und Rentabilität der erneuerbaren Energien.....	1
2.1	Methodik	1
2.2	Entwicklung und Rentabilität von Strom aus Wasserkraft	1
2.3	Entwicklung und Rentabilität von Strom aus Deponie-, Klär- und Grubengas.....	2
2.4	Entwicklung und Rentabilität von Strom aus Biomasse	2
2.5	Entwicklung und Rentabilität der geothermischen Stromerzeugung	3
2.6	Entwicklung und Rentabilität der Windenergie	3
2.7	Entwicklung und Rentabilität der Fotovoltaik	4
2.8	Gesamtüberblick.....	4
3	Analyse der Auswirkungen auf die Letztverbraucher	7
3.1	Ausgangslage.....	8
3.2	Der Wälzungsmechanismus nach EEG	9
3.3	Relative und absolute Mehrbelastungen des EEG	9
4	Bewertung und Empfehlungen	12
4.1	Empfehlungen zu den Einspeisevergütungen.....	12
4.2	Empfehlungen zur Besonderen Ausgleichregelung	14

1 Ziel der Untersuchung

Mit der durchgeführten Untersuchung wurde analysiert, inwieweit die Novelle des EEG 2004 dazu beigetragen hat, die Fördereffizienz zu verbessern. Im Vordergrund der Untersuchungen standen einerseits die Fragen, welche Lenkungswirkung von den neuen Regelungen ausgeht, wie sich die Rentabilität der unterschiedlichen Technologien entwickelt hat und bei welchen Technologien sich der Zubau neuer Anlagen verstärkt oder verringert hat. Andererseits war zu untersuchen, welche Belastungen sich aus dem geltenden EEG für die unterschiedlichen Nutzergruppen unter den Stromverbrauchern durch den Umwälzungsmechanismus ergeben.

2 Marktentwicklung und Rentabilität der erneuerbaren Energien

2.1 Methodik

Für die unterschiedlichen Energieträger, für deren Stromeinspeisung nach dem EEG garantierte Mindestvergütungen gezahlt werden, wurden jeweils aktuelle Statistiken zur Marktentwicklung ausgewertet sowie einschlägige Forschungsinstitute und Branchenverbände befragt. Zur Bewertung der Rentabilität wurden auf Basis der VDI 2067 für insgesamt 32 Basis-Varianten Modellfälle berechnet, die jeweils einer typischen Anlagenkonzeption entsprechen. Ausgehend von den Berechnungen für die Basisvarianten wurden Sensitivitätsanalysen durchgeführt, bei denen verschiedene Parameter variiert wurden (z. B. Zinssatz oder Jahresertrag). Im Bereich der Biomasse wurden zusätzlich auch Technologie-Varianten unterschieden, für die sich neben den Kosten auch die Einspeisevergütungen unterscheiden.

2.2 Entwicklung und Rentabilität von Strom aus Wasserkraft

Garantierte Mindestvergütungen gemäß EEG betreffen primär kleine Wasserkraftanlagen bis einschl. 5 MW Leistung. Bei größeren Anlagen wird unter bestimmten Voraussetzungen der Mehrerlös vergütet, der sich aus einer Leistungssteigerung durch eine Anlagenerneuerung ergibt, bisher fanden jedoch noch keine derartigen Erneuerungen an großen Wasserkraftanlagen statt. Alle weiteren Aussagen und Statistiken beziehen sich daher ausschließlich auf die „Kleinwasserkraft“ mit installierten Leistungen bis maximal 5 MW.

Die Anlagenzahl und die installierte Leistung der Kleinwasserkraftanlagen ist seit Inkrafttreten des EEG im Jahr 2000 nur sehr langsam angestiegen, beim Zubau handelte es sich fast durchweg um die Modernisierung von Altanlagen, die in der zweiten Hälfte des 20. Jahrhunderts still gelegt worden waren. Eine Wirkung der durch die EEG-Novelle 2004 erhöhten Vergütung für kleine Anlagen bis 500 kW Leistung war in den vorliegenden Statistiken noch nicht erkennbar.

Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen führen zu dem Ergebnis, dass die Rentabilität der Kleinwasserkraft in der Regel gegeben ist, wenn sich die Investitionen auf die Modernisierung vorhandener Anlagen beschränken. Die umfangreichen Investitionen beim Bau von Wasserkraftanlagen an neuen Standorten unter Beachtung aller naturschutzrechtlichen Anforderungen amortisieren sich jedoch in aller Regel nicht, so dass die durch Neubau erschließbaren Potenziale bislang überwiegend ungenutzt bleiben. Der allmähliche Anlagenzubau durch Reaktivierung von Altanlagen macht sich in der Statistik der eingespeisten Strommengen noch nicht gravierend bemerkbar, da zwischen trockenen und wasserreichen Jahren erheblich stärkere Schwankungen auftreten und die Stromerzeugung hierdurch stärker beeinflusst wird.

2.3 Entwicklung und Rentabilität von Strom aus Deponie-, Klär- und Grubengas

Die Stromeinspeisung aus Deponie-, Klär- und Grubengas hat sich seit Inkrafttreten des EEG stetig erhöht, diese Entwicklung wurde v. a. durch die vermehrte Zahl von Grubengasanlagen getragen. Dabei zeigt sich, dass große Grubengasanlagen rentabler arbeiten können als kleine. Die Entwicklung der Stromeinspeisung aus Deponiegas stagniert, da das Abfallwirtschaftsrecht neue Deponien, aus denen Deponiegas entstehen könnte, inzwischen nicht mehr zulässt. Die Verstromung von Klärgas dient nach Angaben des Statistischen Bundesamtes überwiegend der Eigenversorgung der Anlagen. Der Strom wird nur dann ins Netz eingespeist, wenn der damit erzielte Erlös höher ist als es die vermiedenen Beschaffungskosten des Stroms. In der Regel war die Verstromung von Klärgas jedoch auch schon vor Inkrafttreten des EEG betriebswirtschaftlich sinnvoll und Stand der Technik. Da die Alternative einer Klärschlamm-entsorgung in fast allen Fällen teurer ist als die Gewinnung des Gases und dessen Verstromung, ist die Stromgewinnung aus Klärgas in der Regel vom EEG nicht abhängig.

2.4 Entwicklung und Rentabilität von Strom aus Biomasse

Die Energieerzeugung aus Biomasse erlebte sowohl durch das EEG 2000 als auch durch dessen Novelle 2004 einen starken Aufschwung. Dieser konzentriert sich derzeit auf diejenigen Bereiche, in denen sich durch das Bonussystem (insbesondere für nachwachsende Rohstoffe und für Kraft-Wärme-Kopplung) höhere Einspeiseerlöse erzielen lassen als vor der Novelle. Am stärksten war die Zunahme im Bereich größerer Biogasanlagen zu beobachten. Die Nutzung von Waldrestholz kommt in neuen Anlagen kaum vor, da die entsprechenden Vergütungssätze keinen rentablen Betrieb ermöglichen. Auch die Rentabilität von Anlagen zur Altholzverwertung ist durch die Regelung des § 8 Abs. 1 Satz 2 EEG nicht mehr gegeben, zumal die Verfügbarkeit von freien und preisgünstigen Altholzmengen stark zurückgegangen ist. Bei Anlagen auf Pflanzenölbasis ist ein rentabler Betrieb unter den aktuellen Rahmenbedingungen nur dann möglich, wenn importiertes Palmöl zum Einsatz kommt.

In den durchgeführten Vollkostenrechnungen ergeben sich rentable Vergütungen teilweise nur durch die Kombination mehrerer günstiger Faktoren. Dass der Markt in diesem Bereich dennoch stark wächst, liegt teilweise daran, dass die Betreiber dieser Anlagen hauptsächlich landwirtschaftliche Betriebe sind, die auf eigene Ressourcen kostensenkend zugreifen können (z. B. ungenutzte Ställe als Lager, kostengünstige Arbeitskraft, vorhandene Landmaschinen).

2.5 Entwicklung und Rentabilität der geothermischen Stromerzeugung

Projekte zur geothermischen Stromerzeugung wurden durch die Novelle des EEG verstärkt angestoßen, die langen Vorlaufzeiten lassen die Inbetriebnahme neuer Anlagen jedoch erst 2007 erwarten. Die einzige bereits laufende Anlage wurde zur Wärmeversorgung errichtet und speist seit 2003 zusätzlich Strom ein.

Die Rentabilität der Anlagen wird unter den angenommenen Rahmenbedingungen als gut eingestuft, insbesondere, wenn auch Wärme ausgekoppelt und verkauft werden kann. Die entsprechenden Voraussetzungen (z.B. hohe Thermalwassertemperatur) sind jedoch nur in bestimmten Regionen gegeben. Für innovative Technologien, die auch an anderen Standorten einsetzbar wären (z. B. Hot-Dry-Rock-Verfahren) amortisieren sich die hohen Investitionskosten durch die EEG-Vergütung dagegen nicht, auch weil diese Verfahren noch nicht bis zur Marktreife entwickelt sind.

2.6 Entwicklung und Rentabilität der Windenergie

Die Windenergie trägt zu mehr als 60 % zur Einspeisung des Stroms bei, der nach dem EEG vergütet wird. Nach einer steilen Aufwärtsbewegung zu Beginn des Jahrzehnts hat sich der Zubau inzwischen etwas abgeflacht, was vor allem an der Verknappung zugelassener Standorte für neue Anlagen liegt. Die Degression der Vergütung hat bei gleichzeitig steigenden Rohstoffpreisen dazu geführt, dass ein rentabler Anlagenbetrieb nur noch an windstarken Standorten möglich ist. Der § 10 Abs. 4 EEG, wonach die Stromeinspeisung aus Anlagen an Standorten, an denen weniger als 60 % des Referenzertrags erreicht werden, nicht mehr gemäß EEG vergütet wird, hatte dabei keine Auswirkungen, da den Wirtschaftlichkeitsberechnungen zufolge an diesen Standorten ohnehin kein rentabler Betrieb möglich gewesen wäre.

Im Falle von Repowering stellt sich die Rentabilität besser dar, allerdings besteht zum Abriss der noch existierenden Altanlagen kein spezieller Anreiz, so dass Repowering erst in der Zukunft an Bedeutung gewinnen wird.

Der Beginn der Stromerzeugung aus Windenergie auf See gemäß § 10 Abs. 3 EEG (offshore) hat sich u. a. deshalb verzögert, weil die Branche des Anlagenbaus bisher vorwiegend in das risikoärmere Exportgeschäft investiert hat. Eine umfassende Bewertung kann hierfür erst erfolgen, wenn entsprechende Betriebserfahrungen vorliegen.

2.7 Entwicklung und Rentabilität der Fotovoltaik

Die Stromerzeugung aus Sonnenenergie (Fotovoltaik) erlebte durch die seit Januar 2004 (im Zuge des Vorschaltgesetzes) eingeführten erhöhten Vergütungssätze einen starken Aufschwung. Damit verbunden war eine Nachfragesteigerung, die 2004 und 2005 zu einer Verknappung und Verteuerung der Ausgangsstoffe führte.

Die Fotovoltaik-Freiflächenanlagen, deren Vergütung am niedrigsten ist, erlebten 2004 einen Boom (nach erstmaliger Einbeziehung in das EEG). Danach ging deren Marktanteil an der neu installierten Leistung wieder zurück, da Dachanlagen rentabler betrieben werden konnten, das Segment der größeren Dachanlagen erlebte den stärksten Aufschwung.

Die Bonusregelung aus § 11 Abs. 2 Satz 2 für gebäudeintegrierte Anlagen führte für dieses Marktsegment nicht zur Rentabilität, wenn die verminderten Erträge durch eine suboptimale Ausrichtung der Fassaden und Dächer berücksichtigt wird. Diese Form der Nutzung der Fotovoltaik blieb daher eine Nischenanwendung.

Die für Fotovoltaik stärkere Degression der Einspeisevergütungen bis 2006 führte dazu, dass die Rentabilität derzeit stark vom Standort abhängt. An sonnenreichen Standorten (v. a. in Süddeutschland) können mit dem Betrieb einer Dachanlage Überschüsse erwirtschaftet werden, an Standorten mit besonders schwacher Einstrahlung ist die Rentabilität nur noch unter günstigen Rahmenbedingungen (z. B. niedriger Zinssatz zur Finanzierung) gegeben.

2.8 Gesamtüberblick

In Abbildung 1 ist die Entwicklung der Stromeinspeisung und der Vergütungen von 2001 bis 2004, gegliedert nach den unterschiedlichen Energiearten, dargestellt. Die Rentabilität der untersuchten Varianten ist in den Abbildungen 2 und 3 enthalten. In Abbildung 2 sind zudem obere und untere Werte für Stromgestehungskosten markiert, welche im Rahmen der Sensitivitätsanalysen ermittelt werden konnten. In Abbildung 3 sind als Variation Stromgestehungskosten und Einspeisevergütungen von untersuchten technologischen Varianten der definierten Basisfälle für Biomasse dargestellt und – neben der Grundvergütung – die gewährten Boni angegeben. Die Daten der Abbildung 3 beziehen sich auf 2005, weil nur für diesen Bezugszeitpunkt gesicherte Kostendaten zu den unterschiedlichen Biomasse-Anlagen vorliegen, so dass auch die Einspeisevergütungen des Jahres 2005 zum Vergleich herangezogen werden.

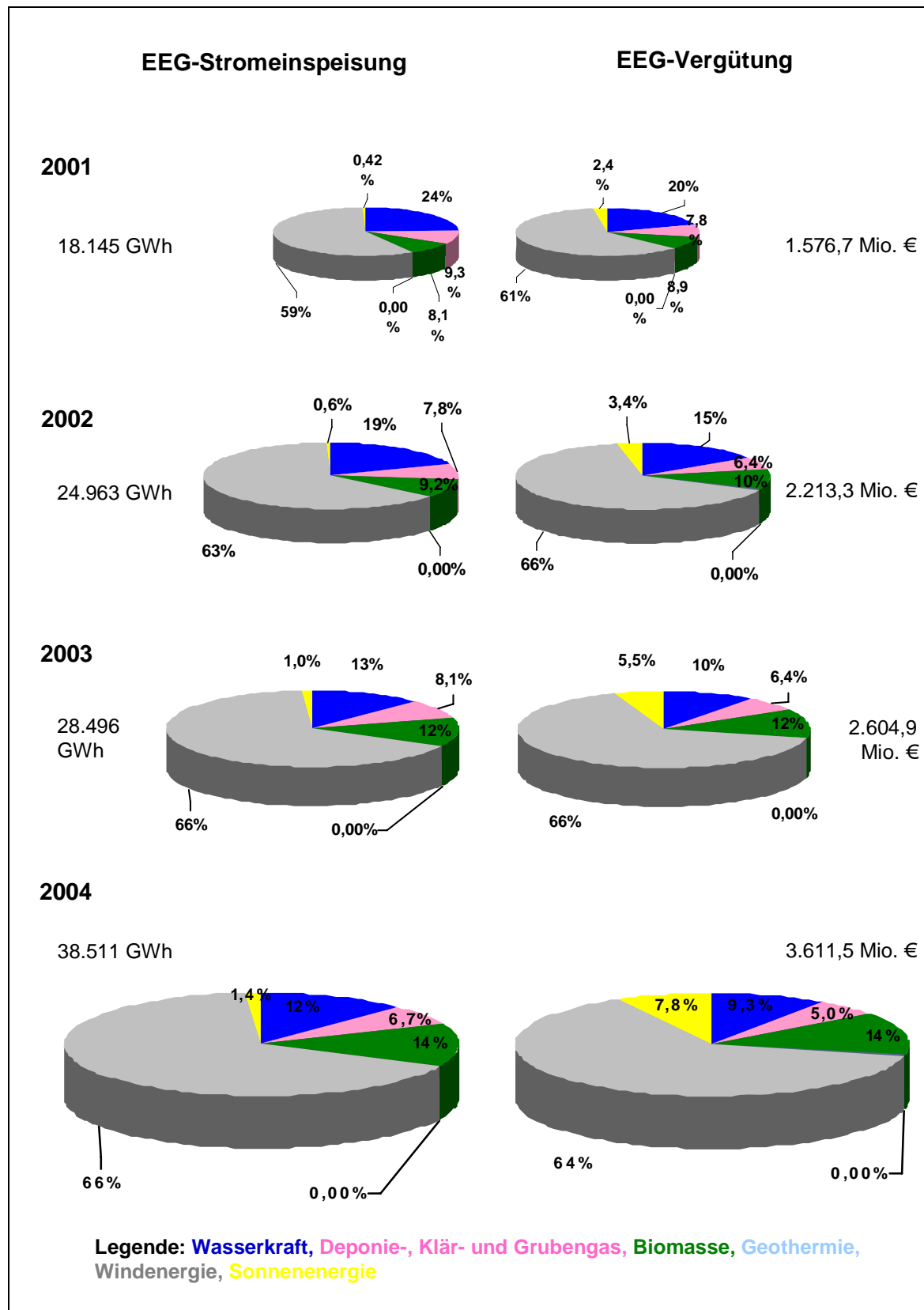


Abbildung 1 Entwicklung der eingespeisten Strommengen und ihrer Vergütung für alle nach EEG begünstigten regenerativen Energien von 2001 bis 2004

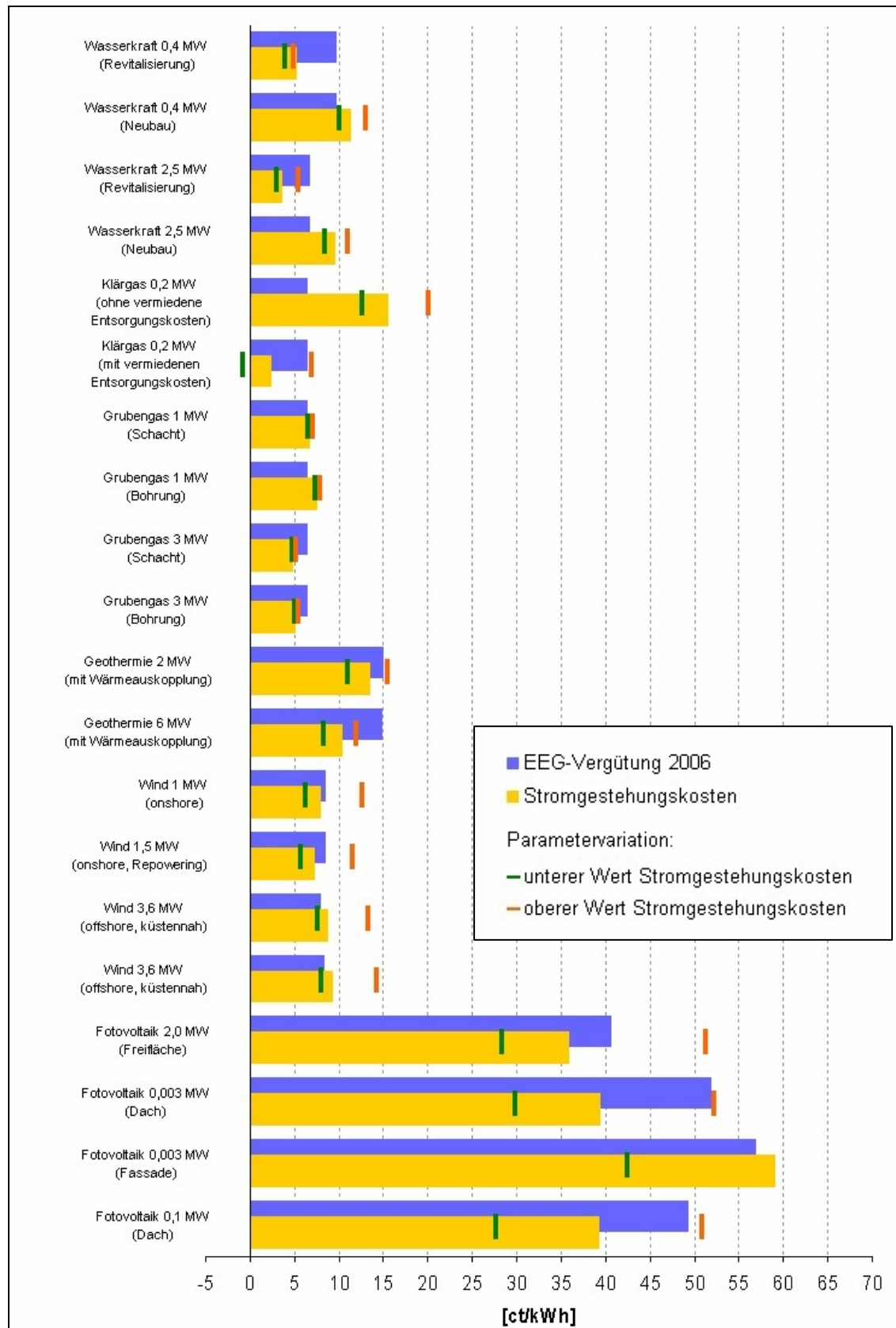


Abbildung 2 Vergleich der Stromgestehungskosten (jeweils im Basis- bzw. Referenzfall) von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien (ohne Biomasse) mit der EEG-Einspeisevergütung

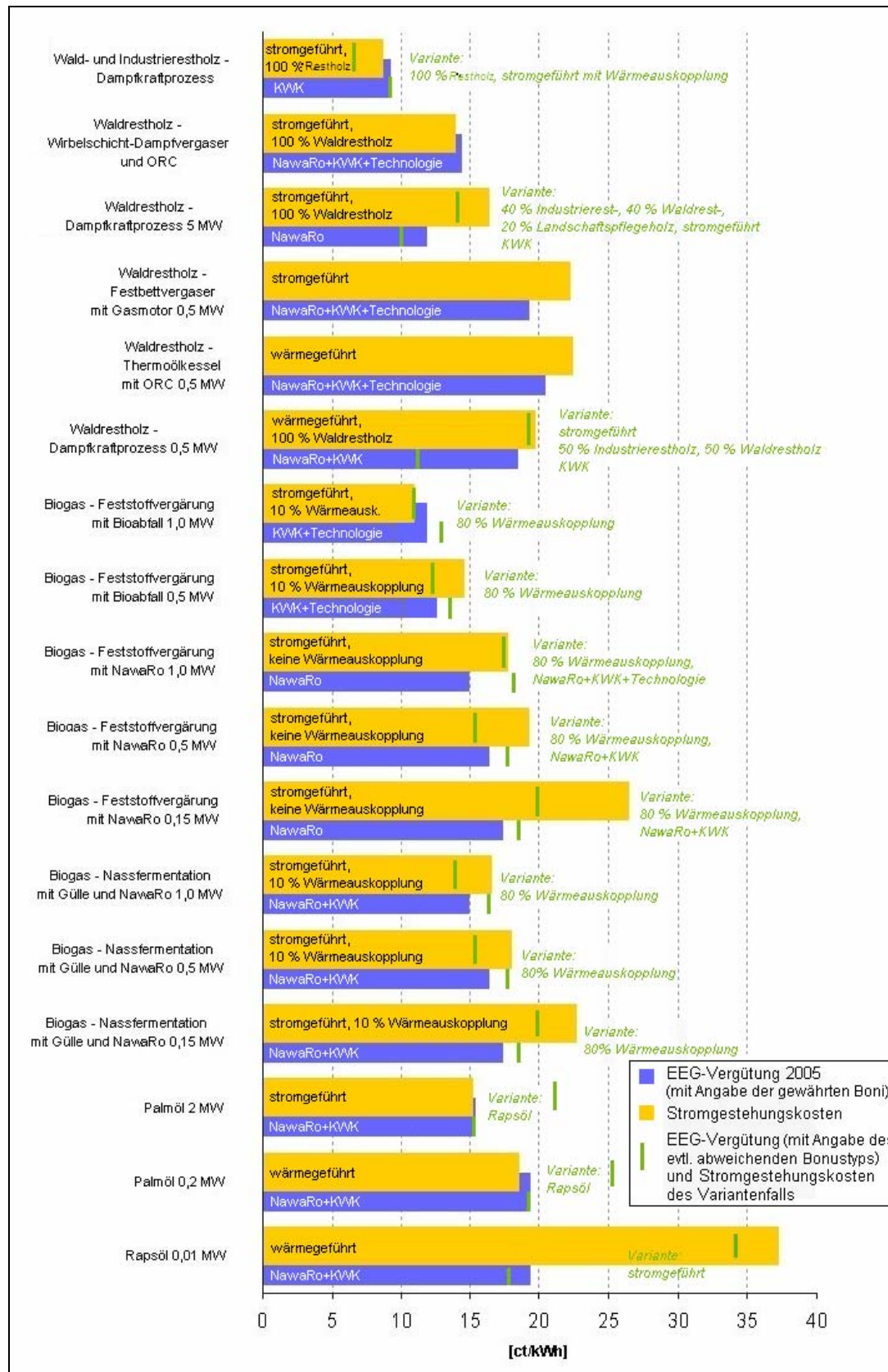


Abbildung 3 Vergleich der Stromgestehungskosten von Anlagen zur Biomassennutzung mit der EEG-Einspeisevergütung

3 Analyse der Auswirkungen auf die Letztverbraucher

3.1 Ausgangslage

Das Aufkommen aus dem EEG ist in den letzten Jahren kontinuierlich gestiegen. Aufgrund der Novelle des EEG im Jahr 2004 sind das eingespeiste Volumen und die überwältigten Kosten stärker als in den Vorjahren angewachsen (vgl. hierzu Abbildung 4).

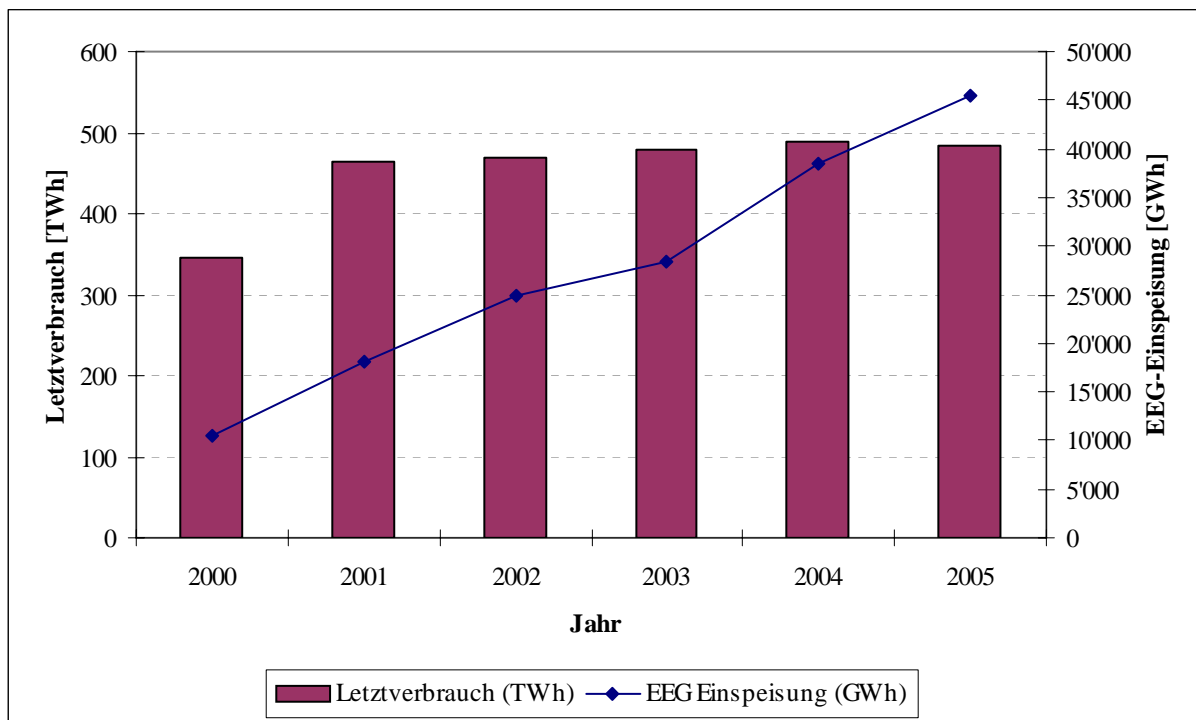


Abbildung 4: Letztverbrauch und EEG-Einspeisung 2000 bis 2005 [Quelle: VDN]

Nach der erstmaligen Einführung der besonderen Ausgleichsregel („Härtefallregelung“) mit der Änderung des EEG vom 16. Juli 2003 (EEG §11a) wurde diese Regelung bei der Novellierung im Jahr 2004 ausgeweitet (EEG-Novelle §16). Dabei wurden auch Unternehmen mit geringerer Stromintensität und geringerem Stromverbrauch in die Regelung einbezogen. Um die Belastung nicht-privilegierter Abnehmer bei gleichzeitig wachsender Entlastung privilegierter Abnehmer nicht zu groß werden zu lassen, wurde zusätzlich eine so genannte „Deckelung“ (EEG-Novelle § 16 Abs. 5 Satz 1) eingeführt. Diese begrenzt den Anstieg der härtefallbedingten Belastung auf max. 10 % der EEG-bedingten Vorjahresbelastung der nicht-privilegierten Letztverbraucher. Dadurch entsteht ein komplexer Regelungsmechanismus.

3.2 Der Wälzungsmechanismus nach EEG

Die Überwälzung des eingespeisten EEG-Stroms sowie der finanziellen Belastung aufgrund der gezahlten Vergütungen (so genannte „EEG-bedingte Belastung“) erfolgt in mehreren Schritten (vgl. hierzu Abbildung 5), wobei der letzte Schritt, Überwälzung von den Stromlieferanten unter Anrechnung der *vermiedenen Beschaffungskosten* auf die Letztverbraucher gesetzlich nicht geregelt ist. Insbesondere existiert keine einheitliche Regelung zur Festsetzung und Veröffentlichung der vermiedenen Beschaffungskosten.

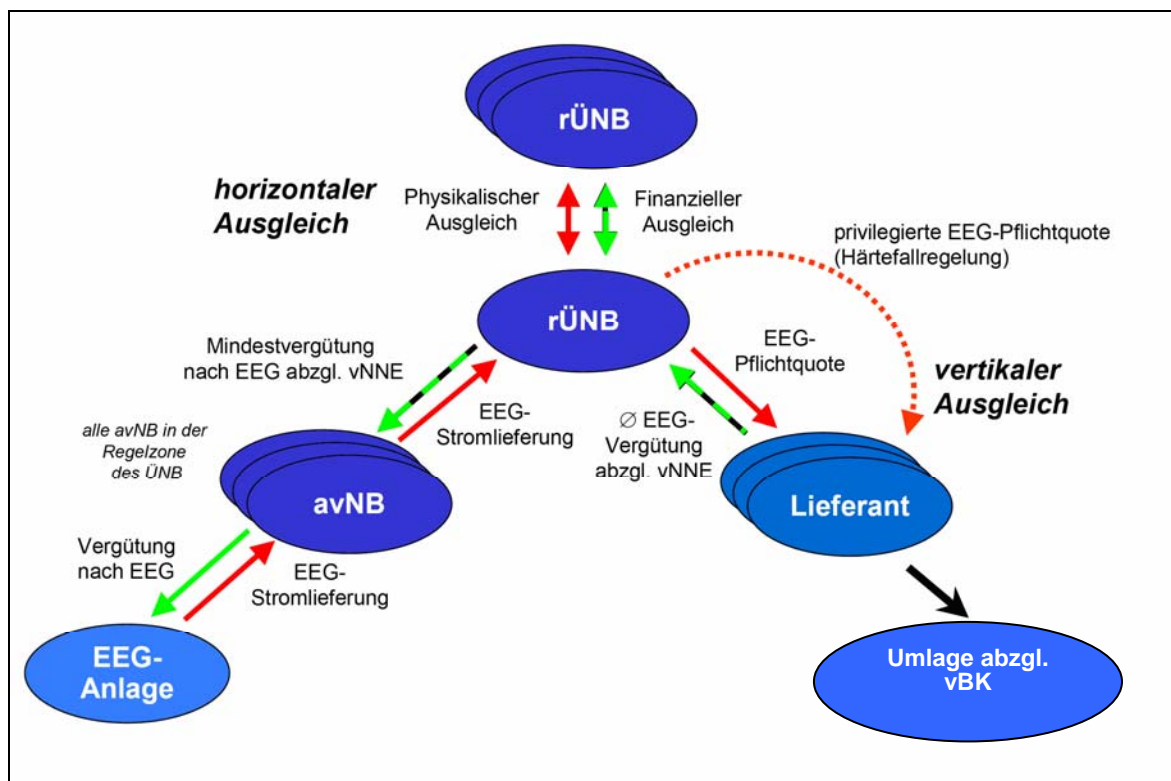


Abbildung 5 Wälzungsmechanismus gemäß der EEG-Novelle von 2004 [Quelle: VDN]

3.3 Relative und absolute Mehrbelastungen des EEG

Das Spektrum der Letztverbraucher reicht von den Privaten Haushalten mit einem Verbrauch von wenigen tausend kWh bis hin zu stromintensiven Unternehmen des Produzierenden Gewerbes mit einer Abnahme von z. T. über 1 Mrd. kWh. Hinsichtlich ihrer ökonomischen Voraussetzungen sind sie nur bedingt vergleichbar. Die in Tabelle 1 definierten Abnahmefälle wurden so gewählt, dass diese den Regelungsmechanismus des EEG in geeigneter Weise verdeutlichen. Dabei haben die Stromkosten im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistung meist einen geringen Anteil an der Bruttowertschöpfung (Stromintensität).

Tabelle 1 Ausgewählte Verbrauchstypen mit typischem Stromverbrauch [eigene Berechnung]

Ausgewählte Verbrauchstypen		[MWh]
PHH	3-Personenhaushalt (PHH), nicht vorsteuerabzugsberechtigt	3,5
EH	Gewerblicher Kleinverbraucher (GHD), z. B. Einzelhandel (12 Angestellte) Stromintensität ca. 1,5%, vorsteuerabzugsberechtigt	80
KH	Gewerblicher Großverbraucher (GHD), z. B. Krankenhaus (250 Betten) Stromintensität ca. 3%, nicht vorsteuerabzugsberechtigt	2.000
LNP	Letzter Nicht-Privilegierter Verbraucher (IND), Stromintensität knapp unter 15%, vorsteuerabzugsberechtigt	9.900
ETP	Erster Teil-Privilegierter Verbraucher (IND), Stromintensität knapp über 15%, vorsteuerabzugsberechtigt	10.100
TeilP	Teil-Privilegierter Verbraucher (IND), Stromintensität ca. 20 %, vorsteuerabzugsberechtigt	95.000
VollP	Vollprivilegierter Verbraucher (IND), Stromintensität ca. 33 %, vorsteuerabzugsberechtigt	1.000.000

Die Strompreise aus Sicht der Letztverbraucher streuen stark über die betrachteten Abnahmefälle. In absoluter Höhe ergeben sich aktuell (incl. aller Bestandteile) Strompreise zwischen 4,5 ct/kWh (industrieller Großabnehmer) und 22 ct/kWh (Ökostromtarife Haushaltskunden). Dabei variieren die staatlichen Bestandteile zwischen 0,5 ct/kWh (industrieller Großabnehmer) und 7 ct/kWh (Haushaltskunden).

Während *ohne* die Novelle die Belastung aus der EEG Umlage für den privilegierten Abnehmer durchschnittlich 0,33 ct/kWh und für den nicht-privilegierten Abnehmer durchschnittlich 0,56 ct/kWh betragen hätte, reduziert sich *mit* der Novelle die Belastung für den vollprivilegierten Abnehmer auf 0,11 ct/kWh bzw. für den teilprivilegierten Abnehmer in der Nähe der Schwelle auf einen Betrag von 0,16 ct/kWh. Die Werte können individuell variieren, aufgrund der von Versorger zu Versorger differierenden vermiedenen Beschaffungskosten.

Dabei partizipieren neben den mit der Teilprivilegierung neu hinzu gekommenen Wirtschaftszweigen (insbesondere Schienenbahnen, Metall, Holz, Ernährung, Textil, Gummi und Energie) auch die bereits in 2004 privilegierten, besonders stromintensiven Wirtschaftszweige (Nichtmetall, Stahl, Chemie, Papier und Zement), die mit über 45 TWh drei Viertel des privilegierten Verbrauchs ausmachen und (je nach Wirtschaftszweig und Unternehmen) bis zu 100 % privilegiert werden¹.

¹ Es ist zu berücksichtigen, dass die Privilegierung auf Basis der Vorjahreswerte (hier 2003) genehmigt und abgewickelt wird. Dies kann in einzelnen, im Folgezeitraum stark rückläufigen Produktionsbereichen dazu führen, dass eine größere Strommenge privilegiert wird, als die letztlich abgenommene.

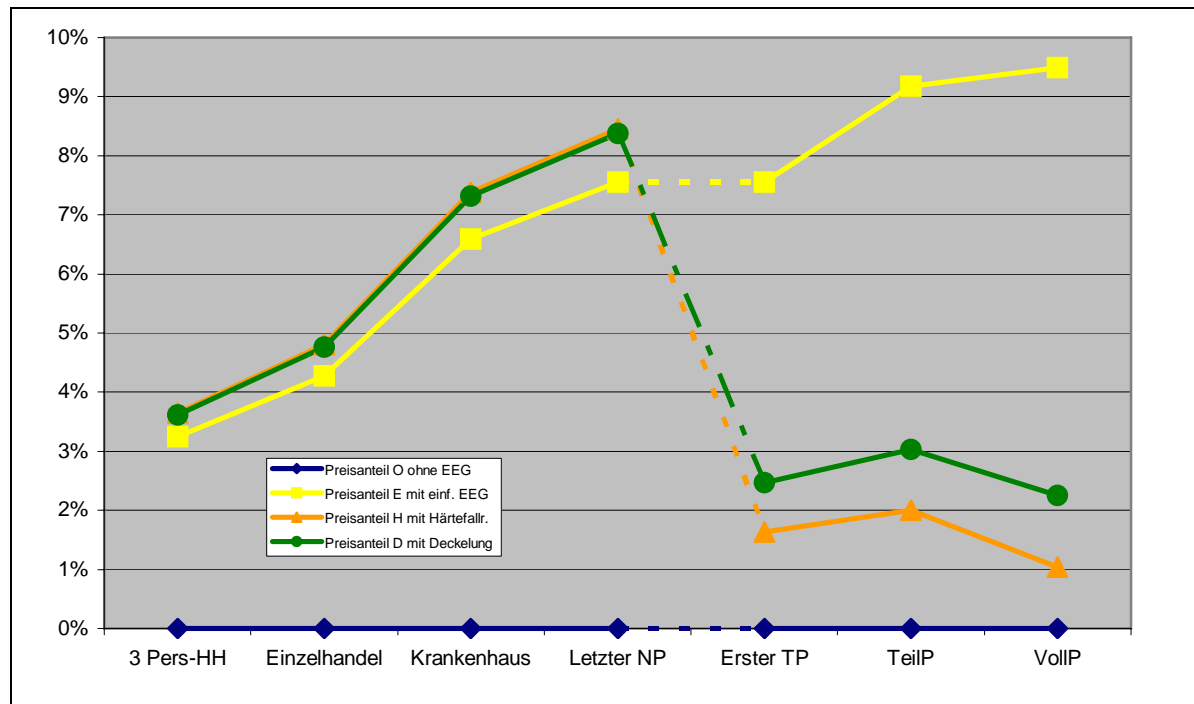


Abbildung 6 Relative Preisbestandteile mit und ohne EEG-Regelungen (Quelle: Eigene Darstellung)

Im Ergebnis beträgt die EEG-Belastung 2005 zwischen 2 % und 8 % des Strompreises, die relativ höchste Belastung entsteht beim letzten nicht-privilegierten Verbraucher (vgl. grüne Kurve in Abbildung 6). Gegenüber dem Fall „Härtefallregelung ohne Deckelung“ (orange Kurve) führt die „Deckelung“ zu einer Kompensation, ohne, dass dies bei den restlichen Verbrauchergruppen zu einer signifikanten Entlastung führt. Letzteres ist durch die geringe „Hebelwirkung“ des privilegierten Verbrauchs bedingt, da dieser nur knapp 13 % des gesamten Letztverbrauchs ausmacht.

In absoluter Höhe variieren die Mehrkosten aufgrund des EEG von 22 €/a für einen typischen Haushalt bis zu mehr als 1 Mio. €/a für den typischen, großen stromintensiven industriellen Abnehmer. Beim Übergang zwischen dem letzten nicht-privilegierten Verbraucher zum ersten teil-privilegierten Verbraucher entsteht allerdings ein Sprung mit hohen negativen Grenzkosten: Wenige verbrauchte Einheiten mehr führen im gewählten Beispiel zu einer Minderung der jährlichen Stromkosten um mehr als 40.000 € (vgl. Tabelle 2, farbige Hervorhebungen).

Tabelle 2 Relative Kostenbelastungen aufgrund des EEG (incl. Härtefallregelung und Deckelung) (Quelle: Eigene Berechnungen)

		3PHH	EH	KH	LNP	ETP	TeilP	VollP
Umsatz / Budget	[k€a]	43,400	3.000	15.000	9.900	10.100	60.000	430.000
Stromkosten	[k€a]	0,630	11	178	700	671	5.137	51.692
Mehrkosten EEG	[k€a]	0,022	0,521	13	59	17	156	1.162
Stromk./ Umsatz	[%]	1,45%	0,36%	1,19%	7,00%	6,71%	8,56%	12,02%
Mehrk./ Stromk.	[%]	3,61%	4,76%	7,32%	8,37%	2,46%	3,03%	2,25%
Mehrk./ Umsatz	[%]	0,05%	0,02%	0,09%	0,59%	0,17%	0,26%	0,27%

4 Bewertung und Empfehlungen

4.1 Empfehlungen zu den Einspeisevergütungen

Generell hängt die Rentabilität der verschiedenen Anlagen nicht nur von den Einspeisevergütungen ab, sondern auch von den besonderen Standortfaktoren (z. B. Globalstrahlung, Existenz von Wärmeabnehmern) sowie von den Einflüssen auf dem Weltmarkt (etwa Preisentwicklung für Stahl). Eine Differenzierung der Vergütungssätze, die allen deutschen Standorten gleichermaßen gerecht wird, lässt sich daher für keine der Technologien erreichen.

Die unterschiedliche Struktur der Branchen sowie der unterschiedliche Abstand der Einspeisevergütung vom Börsenpreis für Strom führen dazu, dass einige Wertschöpfungsketten, die sich zur Stromgewinnung aus regenerativen Energien gebildet haben, stärker von den Vergütungssätzen des EEG abhängen (z. B. Solarzellenherstellung) als andere (z. B. Wasserbau).

Aus den Untersuchungsergebnissen leiten sich nachfolgende **Empfehlungen** ab.

Möglicher Wegfall von Energiearten aus dem EEG

Da die Stromerzeugung aus **Klärgas** und aus **Deponiegas** von den Vergütungen durch das EEG nicht abhängig ist, könnten diese Technologien aus dem EEG gestrichen werden.

Veränderungen in der Grundvergütung

Wenn die Wasserkraft als grundlastfähige Energiequelle eine größere Rolle spielen soll, dann wird empfohlen, die Vergütung für **Kleinwasserkraftwerke**, die an neuen Standorten errichtet werden, um ca. 3 bis 4 ct/kWh anzuheben.

Wenn die **Fotovoltaik-Freiflächenanlagen** als preisgünstigste Form der Solarstromerzeugung künftig größere Marktanteile erhalten sollen, wird empfohlen, die Grundvergütung für **Fotovoltaik-Dachanlagen** nach § 11 Abs. 2 Satz 1 um ca. 4 ct/kWh abzusenken.

Änderungen der Vergütungsdauer

Wenn das Ziel besteht, die spezifischen Stromgestehungskosten durch EEG-Anlagen zu senken, dann könnte die Dauer der Vergütung für **Geothermieranlagen** auf 30 Jahre angehoben und die Vergütungshöhe entsprechend abgesenkt werden, so dass über die Lebensdauer von 30 Jahren der gleiche Gesamterlös erzielt werden kann wie heute.

Da die technische Lebensdauer von **Grubengasanlagen** an keinem Standort 10 Jahre überschreitet, kann der Vergütungszeitraum für diese Anlagen auf 10 Jahre verkürzt werden. Dies ist ohne Einfluss auf die Vergütungshöhe möglich, da sich die entsprechenden Anlagen bereits heute in kürzeren Zeiträumen amortisieren müssen.

Degression der Einspeisevergütung für Neuanlagen

In den Bereichen **Kleinwasserkraft, Windenergie (onshore) und Grubengas** ist zu prüfen, ob die Degression der Vergütungssätze vermindert werden kann, da aus heutiger Sicht nur noch geringe Kostenreduktionen erwartet werden können.

In den Bereichen **Offshore-Windeenergie und Geothermie** sollte das Einsetzen der Degressionsregelung so lange verschoben werden, bis mehrjährige Betriebserfahrungen mit mehreren Anlagen vorliegen.

Wird angestrebt, die preisgünstigste Form der Stromerzeugung mittels Fotovoltaik zu erhalten, so sollte versucht werden, die weitere Degression der Vergütung von Strom aus solarer Strahlungsenergie zwischen **Freiflächen- und Dachanlagen** wieder einheitlich zu gestalten. Eine Vereinheitlichung der Degression bei dem Prozentsatz, der schon heute für Freiflächenanlagen gilt, erscheint realistisch.

Skaleneffekte großer Anlagen

Es wird empfohlen, zu prüfen, in den Bereichen **Geothermie, Grubengas und Biomasse** die Vergütungssätze unterschiedlich großer Anlagen stärker als bisher zu spreizen, um Skaleneffekte stärker als bisher zu berücksichtigen. Dort, wo verschiedene Leistungsklassen ohnehin verschieden vergütet werden, können die Abstände zwischen den Vergütungssätzen erhöht werden, die Zahl der Leistungsklassen muss dabei nicht ansteigen.

Bonussysteme bei Biomasse

Es ist zu prüfen, inwieweit für die Etablierung innovativer Technologien zur Stromerzeugung in Bioenergieanlagen ein gesetzlich geregelter Investitionskostenzuschuss im Vergleich zum Technologiebonus wirksamer sein könnte, zumal dieser stärker an die Kostenverhältnisse der unterschiedlichen Technologien angepasst werden könnte, ohne die Differenzierung des EEG unnötig zu erhöhen. Aufgrund der höheren Anlagenwirkungsgrade innovativer Techniken könnten Bioenergieanlagen dann zu einem noch effektiveren Rohstoffeinsatz und zum technischen Fortschritt beitragen.

Wenn Anreize zur stärkeren Verstromung von naturbelassenem Holz (Wald oder Energiepflanzenanbau) geschaffen werden sollen, könnten sich zusätzliche Anreize voraussichtlich dann entwickeln, wenn in den Holz(heiz)kraftwerken eine Brennstoffmischung für die Boni-Vergütung zulässig wäre, d.h. NawaRo-Brennstoffe anteilig vergütet werden, und durch eine Mischung mit unbelasteten Althölzern ein kostengünstigerer Betrieb erreicht wird.

Zukünftige Vergütung bei höheren Strommarktpreisen

Es sollte geprüft werden, mit welchen Maßnahmen rechtlich verhindert werden kann, dass bei einem Anstieg der Marktpreise über das Niveau der EEG-Vergütung hinaus Anlagenbetreiber von EEG-Anlagen zusätzliche Erlöse als Mitnahmeeffekte erzielen.

4.2 Empfehlungen zur Besonderen Ausgleichregelung

Nachvollziehbarkeit und Transparenz des Wälzungsmechanismus

Die beteiligten Parteien sollten eine gemeinsame Berechnungsvorschrift erarbeiten und verbindlich vereinbaren. Mit der Berechnungsvorschrift sollte die der Berechnung zugrunde zu legende Datenbasis und deren offizielle Veröffentlichung (mit Terminen) einheitlich festgelegt werden. Sofern Datenschutzaufgaben bei der Veröffentlichung sensibler Daten wie bei der Veröffentlichung vermiedener Beschaffungskosten einzelner stromintensiver Wirtschaftszweige bestehen, so sind formale Verfahren der Aggregation geeigneter Durchschnittswerte zu bestimmen. Ggf. ist ein geeigneter Index festzulegen, nach dem die durchschnittlich vermiedenen Beschaffungskosten bestimmt und fortgeschrieben werden.

Funktionsweise und Aufkommen des Wälzungsmechanismus

Zur Minderung der Belastung von Letztverbrauchern ist der Ansatz von vermiedenen Beschaffungskosten sachlich gerechtfertigt. Dabei ist eine bundeseinheitliche Regelung zur Ermittlung und Berechnung der vermiedenen Beschaffungskosten anzustreben. Hierzu besteht vertiefter Forschungsbedarf, nach welchen sachlichen und formalen Kriterien die Ermittlung und Berechnung der vermiedenen Beschaffungskosten zu erfolgen hat.

Belastungen von Letztverbrauchern

Die relativen Preisbelastungen aufgrund des EEG (ohne Härtefallregelung) sind umso höher, je geringer die Strombezugpreise sind. Die relativen Mehrbelastungen gemessen am Umsatz bzw. verfügbaren Budget sind insbesondere bei stromintensiven Abnehmern besonders hoch, sofern keine Regelung zur Entlastung vorhanden ist. Die Einführung der Härtefallregelung für stromintensive Letztverbraucher ist diesem Umstand wirkungsvoll begegnet. Allerdings hat die Einführung der Deckelungsregelung mit der Novelle 2004 diesen Effekt wieder teilweise kompensiert. Sofern bei stromintensiven Letztverbrauchern eine wirkungsvolle Begrenzung

der Mehrbelastung angestrebt wird, sollte dies durch eine Festlegung *effektiver* Mehrbelastungen pro Verbrauchseinheit erreicht werden.²

Belastungen von Letztverbrauchern im Bereich der Schwellenwerte

Einen erheblichen Mangel in der derzeitigen Ausgestaltung des EEG-Wälzungsmechanismus und der Härtefallregelung stellt der Übergang vom letzten nicht-privilegierten Verbraucher zum ersten teil-privilegierten Verbraucher dar. An diesem Übergang entstehen hohe negative Grenzkosten. Um eine Verstetigung der Mehrbelastungen der Letztverbraucher an den Schwellen zu erreichen, ist beim Übergang zwischen letztem nicht-privilegierten Verbraucher zum ersten teil-privilegierten Verbraucher der Mechanismus der sprunghaften Entlastung der gesamten, bzw. von 90% der gesamten Verbrauchseinheiten zu überarbeiten. Vielmehr empfiehlt sich an den Schwellen eine Regelung zur Entlastung jeder zusätzlichen, über die Schwellen hinaus gehenden Verbrauchseinheit. In Verbindung mit einem festen effektiven Umlagewert (z. B. 0,05 ct/kWh) erfolgt damit im Bereich der Teilprivilegierung eine allmählich abnehmende, relative Mehrbelastung bis hin zur Vollprivilegierung.

Ausblick

Hinsichtlich der bestehenden Regelung gibt es Überarbeitungsbedarf; zumindest in einzelnen Fragen zeichnen sich Lösungswege ab, die den o. g. Anforderungen gerecht werden und die Transparenz erhöhen. Dies betrifft die Klarheit der Formulierung, die Ausgestaltung der Berechnungsvorschriften, die Transparenz und Klarheit bzgl. des Ansatzes der vermiedenen Kosten und zuletzt die Verstetigung der Be- und Entlastung in der Nähe der Schwellenwerte.

2 Mit der effektiven Begrenzung der Mehrbelastung der privilegierten Letztverbraucher bei einem oder mehreren konstanten Werten geht eine *zusätzliche* Mehrbelastung der nicht-privilegierten Letztverbraucher einher. In Anbetracht der o. g. Hebel schwächt sich auf Seiten der nicht-privilegierten Letztverbraucher dieser Effekt erheblich ab und wirkt sich damit sehr gedämpft aus.