

Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland

Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für
Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
FKZ 901 41 803

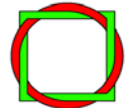
Kurzfassung

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)
Institut für Technische Thermodynamik
Joachim Nitsch, Wolfram Krewitt, Michael Nast, Peter Viebahn

Institut für Energie- und Umweltforschung (ifeu)
Sven Gärtner, Martin Pehnt, Guido Reinhardt,
Regina Schmidt, Andreas Uihlein
unter Mitarbeit von Karl Scheurlen (IUS Potsdam)

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie
Claus Barthel, Manfred Fishedick, Frank Merten

Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal – Februar 2004



Hintergrund und Zielsetzung der Untersuchung

Das Wachstum erneuerbarer Energien war in der Vergangenheit wesentlich durch die Gegebenheiten der bundesdeutschen Förderpolitik geprägt. Dazu gehören einerseits Erfolge wie die relativ kontinuierliche Unterstützung von Forschung und Entwicklung über die letzten drei Jahrzehnte und der Marktdurchbruch für die Windenergie sowie das Heranführen einiger anderer Technologien an die Schwelle zur energiewirtschaftlichen Relevanz durch das frühere Stromeinspeisungsgesetz. In Teilbereichen hat es aber auch manche nur zaghafte und zu wenig wirksame Anstrengungen und damit zum Teil auch Rückschläge auf dem Weg zu einer breiteren Markteinführung von erneuerbaren Energien gegeben. Erst seit kurzer Zeit zeichnet sich, nicht zuletzt durch die Etablierung des EEG und seiner stetigen Weiterentwicklung als auch wegen der glaubwürdigen Zielsetzung einer Verdopplung des Beitrag erneuerbarer Energien bis 2010, eine zielstrebigere Ausbaustrategie ab. Aber auch für die erfolgreiche Umsetzung dieses Ziels sind noch weitere Maßnahmen zu ergreifen. Vor dem Hintergrund weiter bestehender Nachhaltigkeitsdefizite in der Energieversorgung wird diese Verdopplung nur als ein erster Einstieg in den weiteren Ausbau der Nutzung von erneuerbaren Energien angesehen. Die angestrebten Klimaschutzziele erfordern, dass erneuerbare Energien längerfristig zur Hauptenergiequelle der Energieversorgung werden mit Anteilen um 50 % bis etwa zur Jahrhundertmitte. Das BMU hält es folgerichtig für erforderlich, dass nach 2010 der Anteil erneuerbarer Energien in Deutschland pro Dekade um etwa 10 % steigt.

Diese ehrgeizigen Ausbauziele verlangen nach einer soliden Analyse der damit verbundenen Auswirkungen auf Umwelt, Energiewirtschaft, Wirtschaft im allgemeinen und Gesellschaft. Die wesentlichen Akteure müssen in die Lage versetzt werden, den langfristigen Ausbauprozess von erneuerbaren Energien und seine Wirkungen bereits jetzt möglichst genau beurteilen zu können. Den unzweifelhaft bestehenden ökologischen Entlastungswirkungen eines deutlichen Ausbaus von erneuerbaren Energien hinsichtlich der Schonung fossiler Energieressourcen und der Verringerung von Treibhausgasemissionen stehen punktuell auch umweltbelastende Auswirkungen gegenüber. Zudem können sich technologiespezifische Konflikte zwischen Klima- und Naturschutz ergeben, die zu einer Revision von ausschließlich technisch oder ökonomisch geprägten Ausbaupostellungen führen können. Als Beispiele für Konfliktfelder genannt seien der Gewässerschutz (Wasserkraft), Eingriffe in die Landschaft (Windkraft) und eine intensive Nutzung von Biomasse für energetische Zwecke im Spannungsfeld mit zunehmenden Ansprüchen nach einer „Ökologisierung der Landwirtschaft“ und der stärkeren Berücksichtigung von Naturschutzbelangen.

Um die Gestaltung eines „ökologisch optimierten“ Ausbaus erneuerbarer Energien zu unterstützen, verfolgt das Projekt die folgenden Ziele:

- *Technische, ökonomische und potenzialbezogene Charakterisierung aller relevanten Technologien zur Strom- und Wärmeerzeugung und begrenzt auch zur Kraftstoffbereitstellung.*
- *Darstellung und Bewertung aller Umweltwirkungen dieser Technologien mittels Ökobilanzen und unter Einbeziehung wesentlicher Naturschutzaspekte.*
- *Eine ökologische und ökonomische Bewertung verschiedener Ausbaupfade von erneuerbaren Energien im Rahmen der Weiterentwicklung des gesamten Energiesystems. Unter Beachtung volkswirtschaftlicher und sozialer Gesichtspunkte werden daraus Strategien für einen ökologisch optimalen Ausbau erneuerbarer Energien abgeleitet.*
- *Analyse der energiepolitischen und energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen und möglicher Instrumente zum Erreichen der Ausbauziele. Daraus werden entsprechende Maßnahmenbündel und energiepolitische Handlungsempfehlungen formuliert.*

Besonderer Wert wurde dabei auf die Herausarbeitung der dynamischen Wechselwirkungen des langfristigen Entwicklungsprozesses (Betrachtungszeitraum bis 2050) erneuerbarer Energien gelegt und zwar sowohl im Hinblick auf die nutzbaren Potenziale, die noch möglichen Fortschritte bei der Technologieentwicklung und bei der Kostenreduktion als auch bei den ökologischen Wirkungen infolge sich ändernder Wirtschaftsstrukturen und den aus einem verstärkten Ausbau resultierenden ökonomischen Wirkungen. Der ökologischen Komponente des Ausbaus war dabei ein zwar wesentlicher Teil der Arbeiten gewidmet, aber gleichzeitig war diese flankiert durch ein Bündel von Zielsetzungen, die aus den Anforderungen an eine zukünftig nachhaltige Energieversorgung resultieren.

Die Untersuchung war eingebettet in den Forschungsschwerpunkt „Umwelt und Erneuerbare Energien“ des BMU. Aus Mitteln des Zukunftsinvestitionsprogramms (ZIP) und des Umweltforschungsplans (UFOPLAN) der Bundesregierung wurden im Jahr 2001 eine Reihe von Studien in Auftrag gegeben, die wesentliche Aspekte eines umweltgerechten Einsatzes einzelner Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien untersuchen sollten. Die vorliegende Studie sollte eine Dachfunktion wahrnehmen und die zahlreichen Einzelerkenntnisse und Ergebnisse dieser Untersuchungen beim Entwurf von Ausbaustrategien berücksichtigen und in ein Gesamtbild integrieren. Infolge dieses von vornherein abgestimmten Vorgehens, das sich über den gesamten Bearbeitungszeitraum erstreckte und u. a. zu mehreren gemeinsamen Workshops führte, konnte diese Untersuchung auf eine einzigartige Fülle fundierter Ergebnisse für die einzelnen Technologiebereiche aufbauen und sie für den Entwurf und die Bewertung von Ausbaupfaden erneuerbarer Energien nutzen. Zusätzlich konnte mit Hilfe einer Untersuchung zum Potenzial von Brennstoffzellen der wichtige Bereich des Wärmemarkts und der Kraft-Wärme-Kopplung einer detaillierten Betrachtung unterzogen und die Ergebnisse für die vorliegende Studie genutzt werden.

Diese Untersuchungen im Rahmen des BMU-Forschungsschwerpunkts „Umwelt und Erneuerbare Energien“ sind:

- „*Naturschutzaspekte bei der Nutzung erneuerbarer Energien.*“ Projektleitung G. Reinhardt, IFEU Heidelberg.
- „*Monitoring zur Wirkung der BiomasseV auf der Basis des EEG aus Umweltsicht.*“ Projektleitung J. Fischer, IE Leipzig.
- „*Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse.*“ Projektleitung U. Fritsche, Öko-Institut Darmstadt
- „*Weiterer Ausbau der Windenergienutzung im Hinblick auf den Klimaschutz.*“ Projektleitung J-P. Molly, DEWI Wilhelmshaven.
- „*Untersuchungen zur Vermeidung und Verminderung von Belastungen der Meeresumwelt durch Offshore - Windenergieparks im küstenfernen Bereich der Nord- und Ostsee.*“ Projektleitung R. Knust, AWI Bremerhaven.
- „*Geothermische Stromerzeugung – Vernetzung und Bewertung der Aktivitäten im Bereich geothermischer Stromerzeugung.*“ Projektleitung M. Kaltschmitt, IE Leipzig.
- „*Hochtemperatur-solarthermische Stromerzeugung – Studienprogramm „SOKRATES“.* Projektleitung Studienprogramm F. Trieb, DLR Stuttgart.
- „*Umweltauswirkungen, Rahmenbedingungen und Marktpotenziale des dezentralen Einsatzes stationärer Brennstoffzellen.*“ Projektleitung W. Krewitt, DLR Stuttgart.
- „*Erneuerbare Energien und Umwelt in Zahlen.*“ Projektleitung F. Staiß, ZSW Stuttgart.

Der Bearbeitungszeitraum erstreckte sich vom 1. Juni 2001 bis 31. Dezember 2003. Zusätzlich zu zwei Zwischenberichten im November 2001 und Juli 2002 wurden zwei spezielle Arbeitberichte zu den Themen „Erneuerbares Energiengesetz“ und „Instrumente im Wärmemarkt“ im Februar 2003 erstellt. Der Endbericht wurde dem Auftraggeber Ende Februar 2004 übergeben.

Dr. Joachim Nitsch

Stuttgart, Februar 2004

INHALT DER KURZFASSUNG

1 NACHHALTIGKEITSANFORDERUNGEN AN DIE ENERGIEVERSORGUNG UND LÖSUNGSANSÄTZE	- 1 -
2 CHARAKTERISIERUNG DER TECHNOLOGIEN ZUR NUTZUNG ERNEUERBARER ENERGIEN.....	- 4 -
3 UMWELTAUSWIRKUNGEN DURCH STROM-, WÄRME- UND KRAFTSTOFFBEREITSTELLUNG AUS ERNEUERBAREN ENERGIEN.....	- 12 -
4 ERNEUERBARE ENERGIEN UND NATURSCHUTZ – POTENZIALE ZUR NUTZUNG ERNEUERBARER ENERGIEN UNTER BERÜCKSICHTIGUNG VON LANDSCHAFTS- UND NATURSCHUTZBELANGEN.....	- 16 -
5 SZENARIEN EINES ÖKOLOGISCH OPTIMIERTEN AUSBAUS ERNEUERBARER ENERGIEN – ERGEBNISSE UND SCHLUSSFOLGERUNGEN.....	- 25 -
6 ERFOLGREICHER POLITIKRAHMEN FÜR ERNEUERBARE ENERGIEN	- 42 -

1 Nachhaltigkeitsanforderungen an die Energieversorgung und Lösungsansätze

*„Es kommt nicht darauf an, die Zukunft vorherzusagen, sondern es kommt darauf an, auf die Zukunft vorbereitet zu sein.“
Perikles, 500 v. Chr.*

Seit mehr als zwei Jahrzehnten prägt der Begriff „Nachhaltige Entwicklung“ die Diskussionen, wenn es um einen schonenden Umgang mit unserer natürlichen Umwelt, um eine gerechtere Verteilung des Wohlstands in der Welt und um eine humane Gestaltung der Lebensgrundlagen für alle Menschen geht. Aus dieser Diskussion sind auch Leitlinien entstanden, die als Orientierung für die im Energiesektor handelnden Akteure und für die Entwicklung energiepolitischer Handlungsstrategien dienen können. Sie lauten:

- (1) **Zugang und Verteilungsgerechtigkeit für alle.**
- (2) **Effektive Ressourcenschonung.**
- (3) **Umwelt-, Klima- und Gesundheitsverträglichkeit**
- (4) **Soziale Verträglichkeit**
- (5) **Risikoarmut und Fehlertoleranz**
- (6) **Umfassende Wirtschaftlichkeit**
- (7) **Bedarfsgerechte Nutzungsmöglichkeit und dauerhafte Versorgungssicherheit**
- (8) **Verstärkung internationaler Kooperation**

Diese Leitlinien verlangen ein erweitertes Verständnis von Fortschritt und Entwicklung, insbesondere in den hoch industrialisierten Staaten, wenn ein Umsteuern in Richtung Nachhaltigkeit auf globaler Ebene gelingen soll. Die Bundesregierung hat im April 2002 eine nationale Strategie für eine nachhaltige Entwicklung beschlossen. Über die ökologischen Herausforderungen hinaus dient die Strategie als Handlungsanleitung für eine umfassende zukunftsfähige Politik, um der Generationen übergreifenden Verantwortung für eine ökonomisch, ökologisch und sozial tragfähige Entwicklung gerecht zu werden. In der nationalen Nachhaltigkeitsstrategie zählt der umweltverträgliche Ausbau erneuerbarer Energien zu den wesentlichen Pfeilern einer nachhaltigen Energieversorgung.

Misst man die heutige Energieversorgung an diesen Leitlinien, so lassen sich vier wesentliche Nachhaltigkeitsdefizite erkennen, deren Minderung oder Vermeidung gleichzeitig angegangen werden müssen, wenn man dem Nachhaltigkeitsprinzip näher kommen will:

1. **Der übermäßige Verbrauch begrenzter Energieressourcen**
2. **Die sich bereits abzeichnende globale Klimaveränderung**
3. **Die Risiken der Kernenergienutzung**
4. **Das extrem starke Gefälle des Energieverbrauchs zwischen Industrie- und Entwicklungsländern**

Eine völlig objektive Abwägung und Gewichtung zwischen überwiegend anerkannter Klimafähigung, den zu erwartenden Verknappungs- und Verteuerungstendenzen im fossilen Bereich, den divergierenden Haltungen zu den Risikoaspekten der Kernenergie und den volkswirtschaftlichen und sozialen Schäden, die durch den extrem unausgewogenen Zugang zu Energie entstehen, erscheint aus heutiger Sicht nicht möglich.

Eine idealtypische Entwicklung der globalen Energieversorgung, die alle vier genannten Nachhaltigkeitsdefizite gleichzeitig angeht, sollte bis zur Mitte des Jahrhunderts entsprechend **Abbildung 1** verlaufen. Ausgangspunkt ist ein „Einfrieren“ des derzeitigen mittleren

Pro-Kopf-Verbrauchs in Höhe von 70 GJ/a (2000), was bei deutlich steigender Energieproduktivität durchaus ein weiteres erhebliches Wachstum von Gütern und Dienstleistungen erlaubt. Die OECD-Staaten halbieren in diesem Szenario ihren Energieeinsatz als Beitrag zur Milderung der krassen Ungleichverteilung des weltweiten Energieverbrauchs. Dies erlaubt eine Verdopplung des Pro-Kopf-Verbrauchs der Entwicklungsländer und sichert ihnen, entsprechend ihrer wachsenden Bevölkerungszahl, im Jahr 2050 einen Anteil von 75 % am Primärenergieverbrauch von dann 635 EJ/a – dem 1,5-fachen von heute. Die Beseitigung bzw. Verringerung der anderen drei Nachhaltigkeitsdefizite verlangt eine Halbierung des fossilen Energieeinsatzes bis 2050, eine Aufgabe der Kernenergienutzung und eine Umstellung der weitgehend umweltschädlichen „traditionellen“ Biomassenutzung (Brennholzbeschaffung) auf eine umweltverträgliche „moderne“ Biomassenutzung. Der Einsatz moderner Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien müsste demnach bis 2050 um das 24-fache auf rund 470 EJ/a wachsen; sie würden dann 75 % des Gesamtbedarfs decken.

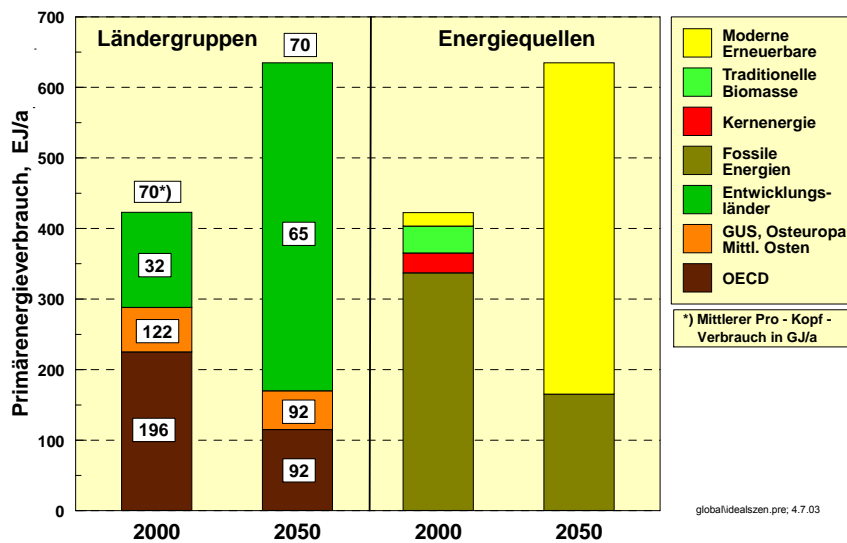


Abbildung 1: Idealszenario einer nachhaltigen globalen Energieversorgung für das Jahr 2050 hinsichtlich der Verminderung bzw. Beseitigung der vier wesentlichen Nachhaltigkeitsdefizite (Bevölkerungswachstum von 6 Mrd. in 2000 auf 9 Mrd. Menschen in 2050).

Im Gegensatz zu den unterschiedlichen Vorstellungen über mögliche Effizienzsteigerungen, zum zukünftigen Einsatz der Kernenergie und zu den Möglichkeiten einer machbaren CO₂-Rückhaltung in großem Umfang, kommen nahezu alle aktuellen Untersuchungen zur globalen Energiesituation zu der einheitlichen Aussage, dass nur eine deutliche Steigerung des Beitrags erneuerbarer Energien die Chance bietet, in einen nachhaltigen Energiepfad einzuschwenken. Angaben für ihren Beitrag im Jahr 2050 an der globalen Energieversorgung reichen von knapp 200 EJ/a bis über 600 EJ/a. Der in obigem „Idealszenario“ ermittelte Beitrag in Höhe von 470 EJ/a stellt also keineswegs die Obergrenze des für möglich gehaltenen Einsatzes erneuerbarer Energien im Jahr 2050 dar. Sie sind somit **die einzigen verlässlichen Garanten für eine zukunftsfähige Energieversorgung.**

Ein entsprechendes politisches oder gesellschaftliches Handeln bezüglich der Weiterentwicklung der Energiewirtschaft in Richtung stärkerer Nachhaltigkeit auf globaler Ebene ist erst in Ansätzen erkennbar. Erfreulicherweise haben sich aber im europäischen Umfeld die Gestaltungsimpulse in diese Richtung weiter verstärkt. Das europäische Parlament und die europäische Kommission haben den Diskussionsprozess wesentlich belebt und wichtige Beschlüsse zur Ausweitung erneuerbarer Energien gefasst. Auf maßgebliche Initiative Deutschlands entstand u. a. auch die Johannesburger Erklärung: „The Way forward on

Renewable Energy.“ in der sich rund 100 Länder verpflichten, sich ehrgeizige Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien zu setzen. Auf der **Internationalen Konferenz für Erneuerbare Energien („Renewables 2004“)**, zu dem die Bundesregierung im Juni 2004 nach Bonn einlädt, sollen dazu u. a. konkrete bi- und multilaterale Kooperationen vereinbart werden.

Vor dem Hintergrund der dargelegten vier wesentlichen Nachhaltigkeitsdefizite der Energieversorgung lassen sich die für die **Umgestaltung der deutschen Energieversorgung** erforderlichen Zielsetzungen und näherungsweise auch der dazu gehörige Zeitplan dieses Umbaus ableiten. Die substantielle Reduktion der Treibhausgasemissionen und der Ausstieg aus der Nutzung der Kernspaltungsenergie stellen die Oberziele der deutschen Energiepolitik dar. Dabei gilt es jedoch, die acht Nachhaltigkeitsleitlinien für Energiesysteme einzuhalten. Die dazu erforderlichen Lösungsstrategien stellen Unterziele der Energiepolitik dar, nämlich

- eine wesentliche Steigerung der Energieproduktivität (möglichst Verdopplung bis 2020) auf allen Stufen und in allen Bereichen der Energiewandlung und –nutzung;
- insbesondere eine deutliche Ausweitung der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme (mindestens Verdopplung, längerfristig Ausschöpfung der strukturellen Potenziale mittels fortschrittlicher, dezentraler Technologien);
- eine deutliche und lang anhaltende Steigerung des Beitrags erneuerbarer Energien mit dem „Verdopplungsziel 2010“ (bezogen auf 2000) und einem anzustrebende Anteil um 2050 von rund 50% am Primärenergieverbrauch.

Prüft man auf der Basis der Leitlinien die daraus resultierenden Konsequenzen für die Energieversorgung, so sind eine Reihe von Forderungen unmittelbar erfüllbar bzw. inhärent an die obige Strategie geknüpft. Dies sind vor allem Klimaverträglichkeit, Risikoarmut, internationale Verträglichkeit, Schaffung von Innovationsimpulsen und zukunftsträchtigen Arbeitsplätze, Sozialverträglichkeit, gesellschaftliche Akzeptanz und Generationengerechtigkeit. Andere Forderungen stellen noch eine Herausforderung dar, da sie aus heutiger Sicht noch nicht hinreichend erfüllt sind und neuartige bzw. insgesamt wirksamere Lösungsbeiträge erfordern, die auch innerhalb bestimmter Zeiträume zu verwirklichen sind. Dazu gehören:

- Sicherstellung einer jederzeit bedarfsgerechten Versorgung unter Beibehaltung der Kompatibilität mit bestehenden bzw. sich weiterentwickelnden Infrastrukturen und Versorgungseinrichtungen.
- Eine effiziente Nutzung fossile Ressourcen in der (suboptimalen) Übergangszeit als auch anderer knapper Ressourcen auf Dauer (Landflächen, mengenmäßig aber insbesondere auch aus Naturschutzsicht; Beanspruchung von Biomasseressourcen; Bedarf an nichtenergetischen Rohstoffe zur Anlagenerstellung).
- Absicherung der volks- und betriebswirtschaftlichen Verträglichkeit in der Transformationsphase durch die Gestaltung kosteneffizienter Aufbaupfade unter Einschluss von Aufwendungen für Forschung, Entwicklung und Markteinführung der neuen Technologien und der dazu erforderlichen infrastrukturellen und organisatorischen Veränderungen.

Obwohl nur noch wenige die prinzipielle Notwendigkeit einer Umgestaltung der Energieversorgung bezweifeln, gibt es zur Leistungsfähigkeit einer **Entwicklungsstrategie die wesentlich auf „Effizienz“ und „Erneuerbare Energien“ setzt**, unter Verweis auf obige offenen Punkte noch sehr unterschiedliche Einschätzungen. Die vorliegende Studie ist deshalb so angelegt, dass sie zur weiteren Klärung und Beantwortung der noch offenen Fragen in diesen Bereichen beiträgt und Lösungswege dafür aufzeigt.

2 Charakterisierung der Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien

Zur Nutzung der vielfältigen Erscheinungsformen erneuerbarer Energien stehen außerordentlich zahlreiche Technologien zur Verfügung, die sich im Hinblick auf Entwicklungsstand, Kosten, Leistung, Einsatzbereiche und Entwicklungspotenzial deutlich voneinander unterscheiden. Während die Wasserkraft seit Jahrzehnten zur Stromerzeugung genutzt wird, machen andere Technologien wie die geothermische Stromerzeugung in Deutschland gerade ihre ersten Schritte in die Felderprobung. Auch bei der Biomassenutzung stehen bewährte „alte“ Technologien neben neuen Verfahren wie der Vergasung, die noch ihren Weg in die endgültige Marktreife finden müssen. Mit der fluktuierenden Sonnen- und Windenergie müssen angebotsabhängige Beiträge ins Netz integriert werden, während die Wasserkraft und die Geothermie weitgehend unabhängig von meteorologischen Bedingungen Energie zur Deckung der Grundlast zur Verfügung stellen können. Die Leistung einzelner Anlagen variiert um mehrere Größenordnungen (von 1 kW und weniger bei Fotovoltaikanlagen bis zu mehreren 100 MW bei Wasserkraftwerken); meist handelt es sich um „dezentrale“ Technologien, die unmittelbar oder nahe beim Verbraucher eingesetzt werden, aber auch der „großtechnische“ Einsatz in Form von Offshore-Windparks oder solarthermischen Kraftwerken wird in Zukunft erfolgen.

Um die jeweiligen Vorteile der verschiedenen Technologien ausnutzen zu können und sie miteinander zu vernetzen, muss die ganze Bandbreite der verfügbaren Optionen zur Marktreife gebracht und Schritt für Schritt in die bestehenden Versorgungsstrukturen integriert werden. Für die zukünftige Energieversorgung steht dann ein sich ergänzendes Portfolio von umweltfreundlichen Technologien zur Strom- und Wärmeversorgung und zur Bereitstellung von Kraftstoffen bereit.

Die einzelnen Technologien:

- Mit der **Wasserkraft** steht eine ausgereifte Technologie zur Verfügung, mit der seit langem wirtschaftlich Strom erzeugt wird. Zusätzliche Potenziale können vor allem durch die Modernisierung und Erweiterung bestehender Anlagen erschlossen werden. Die noch vorhandenen geringen Kostensenkungspotenziale werden voraussichtlich durch die zunehmend schwieriger zu erschließenden Standorte und wachsende Umweltauflagen kompensiert. Tendenziell ist davon auszugehen, dass für kleine Anlagen, die häufig schon höhere Stromerzeugungskosten aufweisen, die Anforderungen zur Einhaltung ökologischer Mindestanforderungen mit anteilmäßig höheren Kosten als bei großen Anlagen verbunden sind.
- Die dynamische Entwicklung der **Windkraft** hat innerhalb kurzer Zeit zur Etablierung eines energiewirtschaftlich relevanten Marktes geführt. Im Jahr 2002 wurde in Deutschland mit dem Prototyp einer 4,5 MW Anlage die derzeit leistungsstärkste Windenergieanlage der Welt installiert. In Deutschland stagnierten allerdings die Kosten für neue Anlagen in den letzten Jahren. Dies ist vor allem auf die anhaltend hohe Nachfrage und auf die erheblichen Vorleistungen der Hersteller zur Entwicklung und Einführung immer neuer Anlagen zurückzuführen. Da aber durch technische Weiterentwicklungen die spezifischen Erträge gesteigert wurden, konnten auch die Stromgestehungskosten weiter gesenkt werden.

Ein großer Teil der Gebiete mit guten Windverhältnissen wird in Deutschland inzwischen zur Windstromerzeugung genutzt. Vor allem in den Küstenregionen ist die Windenergienutzung an ihre Grenzen gekommen. Eine Möglichkeit für den weiteren Ausbau ist das Repowering, also der Austausch veralteter kleiner Anlagen durch moderne Großanlagen. Große Potenziale von langfristig bis zu über 100 TWh/a können auf der See (Offshore) erschlossen werden. Den zusätzlichen Kosten für Gründung und Netzanbindung stehen

höhere Erträge gegenüber, so dass langfristig Stromgestehungskosten von unter 5 cts/kWh realisierbar sein werden.

- Obwohl die Wachstumsrate des weltweiten **Fotovoltaik**-Marktes in den letzten Jahren bei über 30 %/a lag, ist der Beitrag dieser Technologie zur Stromversorgung noch sehr klein. Die Entwicklungsarbeiten konzentrieren sich auf die Verbesserung bestehender Module und Systemkomponenten sowie auf die Entwicklung neuer Zelltypen im Dünnschichtbereich und neuer Einsatzmaterialien für kristalline Zellen. Es wird erwartet, dass die Wirkungsgrade kommerzieller kristalliner Siliziumzellen in den nächsten Jahren auf 15 bis 20 % ansteigen und dass Dünnschichtzellen mit reduziertem Materialeinsatz kommerziell zur Verfügung stehen werden. Die kontinuierlich gefallenen Herstellungskosten lassen erwarten, dass sich die spezifischen Systemkosten bis 2010 um nahezu 50 % reduzieren lassen. Darüber hinaus besteht langfristig noch ein erhebliches Kostenminderungspotenzial, so dass bis 2050 in Mitteleuropa Stromgestehungskosten um 10 cts/kWh erreicht werden können. Im Vergleich zu anderen Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien ist die Fotovoltaik dementsprechend als Langfristoption einzuschätzen. Sie bezieht ihre Bedeutung aus ihrer sehr hohen Einsatzflexibilität, ihren noch hohen technischen und ökonomischen Entwicklungsmöglichkeiten und dem sehr großen technischen Potenzial.
- Die **Biomasse**, die zur Bereitstellung von Wärme, zur Stromerzeugung und zur Bereitstellung biogener Kraftstoffe genutzt wird, trägt heute über die Hälfte der in Deutschland aus erneuerbaren Energieträgern bereitgestellten Endenergie bei und kann mit einem äußerst vielfältigen Technologieportfolio genutzt werden. Wesentlich für die Wirtschaftlichkeit der Biomassenutzung sind die Kosten der Einsatzstoffe, die heute von „negativen“ Kosten (Gutschrift für vermiedene Entsorgungskosten) für Althölzer über preiswerte Reststoffe bis hin zu den teureren Energiepflanzen reichen. Dementsprechend groß ist die Bandbreite der resultierenden Energiegestehungskosten. Eine der wirtschaftlich günstigsten Optionen ist heute der Einsatz von Altholz in Dampfturbinen- (Heiz-) Kraftwerken, der seit langem Stand der Technik ist. Durch die Vergasung fester Biobrennstoffe können wesentlich vielfältigere Einsatzbereiche erschlossen werden. Diese Option ist allerdings technisch noch nicht völlig ausgereift und heute noch relativ kostspielig. Langfristig wird erwartet, dass mit der Nutzung von Holzgas sowohl in kleinen BHKW-Einheiten (Motoren und Brennstoffzellen) als auch in GuD-Kraftwerken sehr günstige Stromerzeugungskosten erreicht werden. Ein großes Potenzial für die Nutzung fester Biomasse besteht auch in Kleinanlagen und größeren Heizzentralen und -werken mit Nahwärmenetzen zur Wärmeerzeugung. In Deutschland hat in den letzten Jahren „Biodiesel“ aus Rapsmethylester (RME) an Bedeutung gewonnen. Auch Verfahren zur Erzeugung von synthetischen Kraftstoffen aus biogenen Synthesegasen werden eine zunehmend wichtige Rolle spielen.
- Die **Geothermie** wird in Deutschland schon seit langem zur Bereitstellung von Wärme genutzt. Um auch die Stromerzeugung aus Geothermie voranzubringen ist noch weitere intensive Forschung und Entwicklung erforderlich. Vor allem die Schaffung großer wärmetauschender Flächen im Untergrund (HDR-Verfahren) und die Verbesserung von Wärme-Kraft-Maschinen mit organischem Arbeitsmittel (ORC-Anlagen) sind in zukünftigen Vorhaben zu optimieren. In geeigneten Regionen Deutschlands wird der Betrieb von Pilotanlagen zur geothermischen Stromerzeugung und Kraft-Wärme-Kopplung vorbereitet. Im November 2003 konnte das erste deutsche Erdwärme-Kraftwerk in Neustadt-Glewe mit einer Leistung von 210 kW in Betrieb genommen werden. Da die geothermische Stromerzeugung noch am Anfang ihrer Entwicklung steht, wird erwartet, dass in Zukunft noch erhebliche Kostenminderungen durch effizientere Bohr- und Simulationsverfahren und durch die Verbesserung der Wirkungsgrade der Stromerzeugungsanlage realisiert werden können, so dass trotz der heute noch hohen Kosten (ca. 18 bis 20 cts/kWh) langfristig mit Stromgestehungskosten – je nach Höhe der Wärmevergütung – von 6 bis 8 cts/kWh gerechnet wird. Mit dem großen technischen Angebotspotenzial zur

Stromerzeugung von 300 TWh/a könnte der gesamte Grundlastanteil der deutschen Stromerzeugung bereitgestellt werden. Durch die sowohl ökologisch als auch ökonomisch wünschenswerte Kraft-Wärme-Kopplung wird allerdings das Stromerzeugungspotenzial durch die im Energiesystem nutzbare Wärme beschränkt. Voraussetzung für die Erschließung des dann immer noch großen strukturellen Potenzials (66 TWh/a) ist ein erheblicher Ausbau von Wärmeverteilnetzen.

- Kleinere **solarthermische Kollektorsysteme** für Brauchwassererwärmung oder Heizungsunterstützung sind heute technisch weitgehend ausgereift und werden dank gezielter Förderung vielfältig eingesetzt. Im Gegensatz dazu stehen große saisonale Wärmespeicher, die Wärme vom Sommer bis in den Winter speichern, erst in Pilotanlagen zur Verfügung. Erst mittels solarer Nahwärmesysteme mit saisonaler Speicherung könnten große Teile des gesamten Niedertemperaturwärmemarktes in Deutschlands mit solarer Energie versorgt werden. Entscheidend für die Markteinführung werden geringe Speicherkosten und eine ausreichende Nutzwärmeausbeute sein (Minimierung von Speicher- und Netzverlusten). Bei Anlagen mit saisonaler Wärmespeicherung liegt der Anteil des Speichers an den Gesamtkosten heute noch bei über 50 %. Trotz der noch hohen Speicherkosten sind allerdings auch heute die solaren Wärmekosten einer großen Solaranlage mit saisonaler Speicherung nicht höher als bei den weit verbreiteten kleinen Warmwasseranlagen. Ein wesentliches Hemmnis bei der Einführung von Großanlagen ist die Notwendigkeit, den Speicher so groß zu bauen, das eine größere Anzahl von Verbrauchern über ein Nahwärmenetz angeschlossen werden muss und somit längere finanzielle Vorleistungen zu erbringen sind. Je nach Anlagenkonfiguration liegen die langfristig erreichbaren solaren Wärmekosten zwischen 4 und 7 cts/kWh.
- **Solarthermische Kraftwerke** können als konzentrierende Systeme nur das direkte Sonnenlicht nutzen und sind damit auf sonnenreiche Standorte angewiesen. So befinden sich in Nordafrika erhebliche technische Ausbaupotenziale, die den lokalen Bedarf weit überschreiten. In einem ausgebauten europäischen Verbundnetz könnten diese großen und kostengünstigen Potenziale genutzt werden. Die verschiedenen solarthermischen Kraftwerkskonzepte (Parabolrinnenkraftwerk, Solarturmkraftwerk, Paraboloidkraftwerk; Aufwindkraftwerk) bieten gute Chancen zur technischen Weiterentwicklung und Kostensenkung. Ein wichtiges technisches Entwicklungsziel ist die Realisierung großer thermischer Energiespeicher, um die Betriebszeit der Anlagen über die Sonnenscheindauer hinaus zu erhöhen. Je nach Einstrahlung und Betriebsweise (zum Beispiel Stromerzeugung in Verbindung mit Meerwasserentsalzung) werden Stromgestehungskosten von unter 5 cts/kWh erwartet. Langfristig kann das Kostenniveau für solaren Importstrom inklusive der Transportkosten auf 5,5 cts/kWh frei Grenze sinken. Voraussetzung für die notwendige Kostendegression ist eine zügige Markteinführung in den nächsten Jahren
- Bei sehr großen Anteilen erneuerbarer Energien an der Energieversorgung tritt allmählich die Bereitstellung **regenerativen Wasserstoffs** als gut speicherbarer Energieträger in den Vordergrund. Er kann genutzt werden, um die Fluktuation der Strombereitstellung auszugleichen und um erneuerbare Energien für den Verkehrsbereich über den möglichen Beitrag biogener Kraftstoffe hinaus zu erschließen. Alle Primärenergien, die in Form von Elektrizität nutzbar gemacht werden können, sind mit der Wasserelektrolyse relativ effizient und kostengünstig in Wasserstoff umwandelbar. Langfristig sind sowohl mit Windstrom als auch mit Strom aus solarthermischen Kraftwerken Wasserstoffkosten um 8 cts/kWh erreichbar. Die Kostenbarriere gegenüber heute üblichen Energiepreisen kann allerdings selbst bei ausgereiften erneuerbaren Systemen auf mittlere Sicht nur schwer überwunden werden. Da regenerativer Wasserstoff wegen seiner Herstellung aus Elektrizität rund 80 bis 100 % teurer als diese selbst ist, ist die direkte Nutzung erneuerbaren Stroms im Bereich der stationären Energienutzung in der Regel vorzuziehen, solange sich nicht die Grenzen dieser Stromnutzung kostentreibend auswirken.

- Eine ganze Reihe weitere Erscheinungsformen erneuerbarer Energien können bei Bedarf mit entsprechend angepassten Technologien genutzt werden. Es handelt sich u. a. um Gezeiten-, Wellenenergie-, und Meereswärmekraftwerke, die entweder Abwandlungen konventioneller Kraftwerke darstellen (Gezeitenkraftwerk) oder speziell auf die Darbietungsform der Energie hin konzipiert sind. In Pilotanlagen wurden die entsprechenden Anlagen erprobt (insbesondere Wellenkraftwerke). Sie demonstrieren die große Vielfalt an Nutzungsmöglichkeiten, die in den uns umgebenden natürlichen Energieströmen steckt.

Zukünftige Kostenentwicklung der Technologien

Die meisten der heute genutzten Techniken zur Nutzung erneuerbarer Energien befinden sich in einer frühen Phase der Marktentwicklung. Dementsprechend liegen auch die Kosten für die Strom- Wärme- und Kraftstofferzeugung in der Regel heute noch über den Kosten der konventionellen Konkurrenzsysteme (Beispiel Stromerzeugung in **Abbildung 2**). Durch technische Weiterentwicklungen, Verbesserungen bei der Herstellung und bei Fertigung in größeren Serien können allerdings diese Kosten im Vergleich zu etablierten Technologien überproportional reduziert werden. Gerade bei der Entwicklung von Langfristszenarien, die Zeiträume von mehreren Dekaden umfassen, spielt die zeitliche Dynamik der Kostenentwicklung eine entscheidende Rolle für die Identifizierung von volkswirtschaftlich sinnvollen Ausbaustrategien.

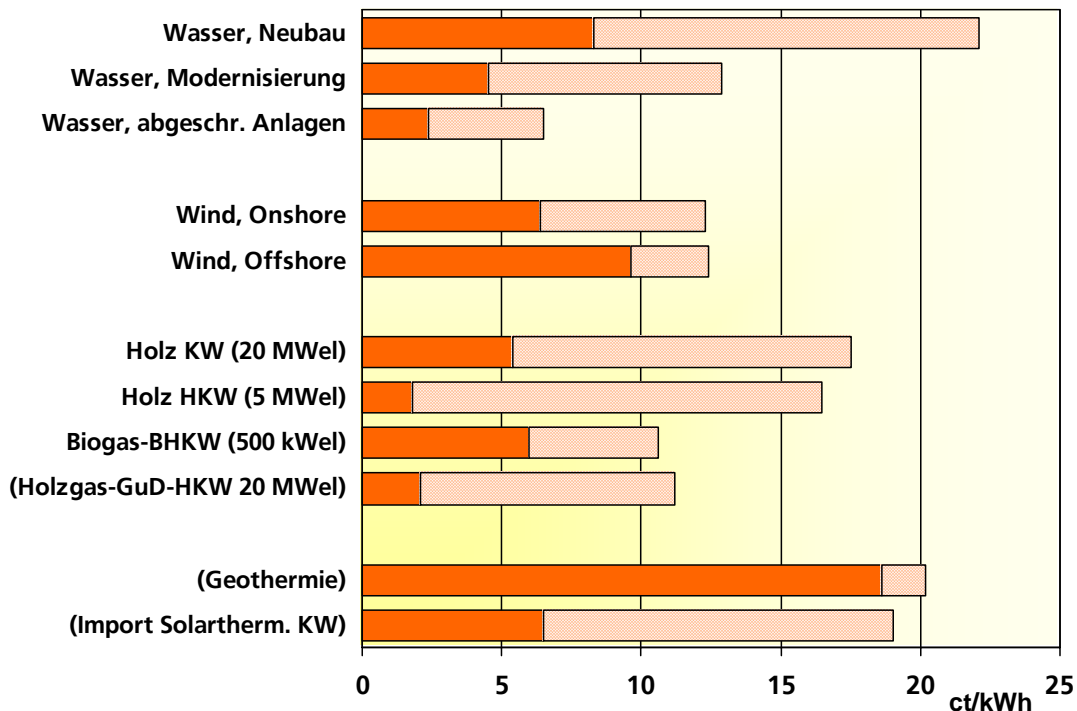


Abbildung 2: Bandbreite der derzeitigen Stromerzeugungskosten aus erneuerbaren Energien (ohne Fotovoltaik mit 50 bis 80 cts/kWh).

Der bei vielen Produkten empirisch beobachtete Zusammenhang zwischen spezifischen Investitionskosten und der kumulierten Produktionsmenge einer Technologie kann durch Lernkurven dargestellt werden. Die erreichbare Kostenreduktion bei Verdopplung der kumulierten Produktion wird als Lernfaktor bezeichnet (bei einem Lernfaktor $f = 0,9$ sinken die Kosten bei einer Verdopplung der kumulierten Produktion um 10 %, dies entspricht einer

Lernrate von 0,1). Um mit Hilfe von Lernkurven die zukünftige Kostenentwicklung abschätzen zu können, wurden aus Literaturdaten technologiespezifische Lernfaktoren und die Entwicklung der kumulierten installierten Leistung abgeschätzt. Die aus den Lernkurven abgeleiteten Kostenentwicklungen für die verschiedenen Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien sind in **Abbildung 3** dargestellt.

Die Entwicklung der Windenergiemärkte ist in den letzten 20 Jahren regional sehr unterschiedlich verlaufen, dementsprechend wurden in verschiedenen Studien relativ große regionale Unterschiede zwischen den jeweiligen Lernfaktoren beobachtet. Während z. B. in England, einem Land in dem die Windenergie bisher nur sehr zögerlich ausgebaut wird, der Lernfaktor noch bei 0,75 liegt und damit auf eine starke Kostendegression hinweist, wurde in Deutschland für Windenergieanlagen, die zwischen 1990 und 2000 gebaut wurden, ein Lernfaktor von 0,94 ermittelt. Die geringe Lernrate von 0,06 lässt sich vor allem mit den hohen Vorleistungen der Hersteller erklären, die in sehr kurzen Zeiträumen mit großem Entwicklungsaufwand immer wieder neue Leistungsklassen auf den Markt gebracht haben. Obwohl erwartet wird, dass das vorhandene Kostenminderungspotenzial noch nicht ausgeschöpft ist, wird hier für Onshore-Anlagen die für Deutschland ermittelte geringe Lernrate übernommen und im Betrachtungszeitraum als konstant angesetzt. Wegen der bis jetzt geringen Erfahrungen im Offshore-Bereich wird dort allerdings noch ein höheres Kosten-senkungspotenzial erwartet und von einer entsprechend größeren Lernrate ausgegangen.

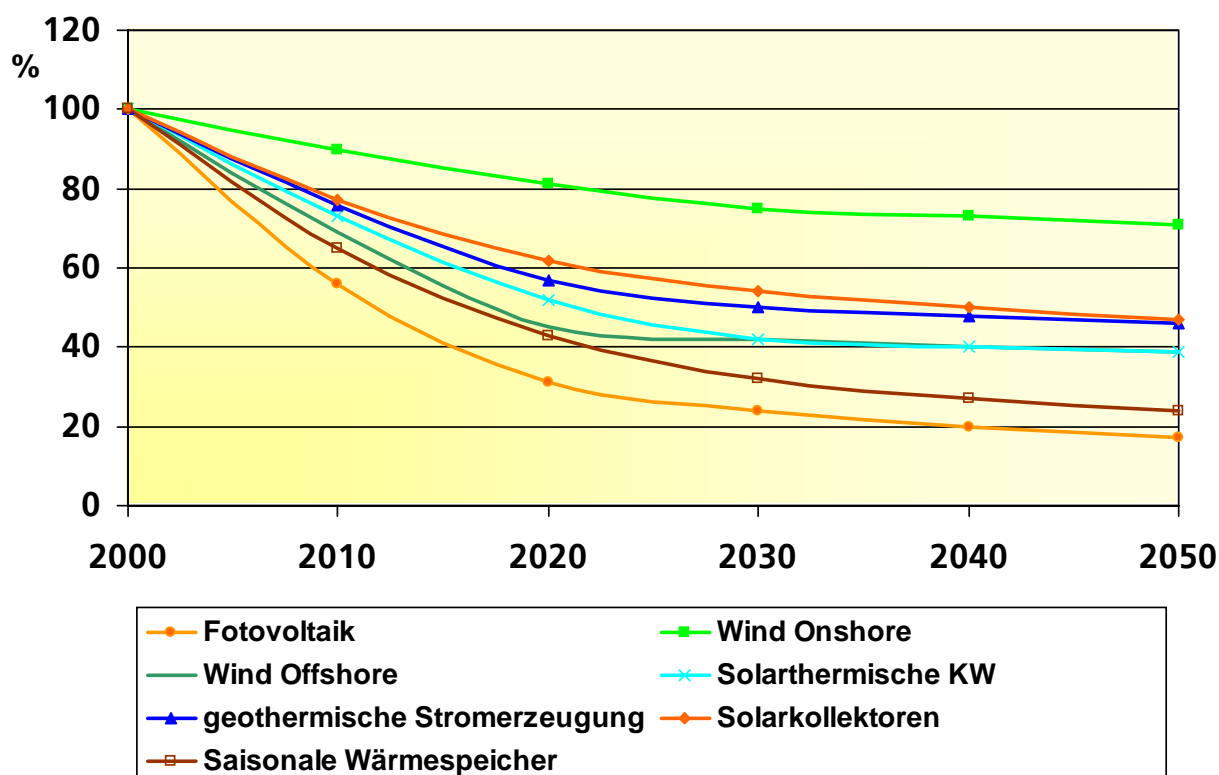


Abbildung 3: Zukünftige Kostenentwicklung (normiert auf heutiges Kostenniveau) der Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien, abgeleitet aus Lernkurven (Mengenpfad für alle Ausbauszenarien).

Für keine der Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien wurden Lernkurven so intensiv untersucht wie für die Photovoltaik, und für kaum eine andere Technologie findet man in der Literatur ähnlich übereinstimmende Aussagen: als Mittelwert über verschiedene Modultypen liegt der Lernfaktor für PV-Module über einen Zeitraum von 30 Jahren ziemlich konstant bei 0,80, was relativ hoch ist. Kostendaten für in Deutschland in den letzten zehn Jahre installierte Fotovoltaikanlagen weisen ebenfalls auf einen Lernfaktor von 0,80 hin,

wenn von einem globalem Markt und damit einem globalen Lernen ausgegangen wird. Diese durchaus optimistische Einschätzung wird dadurch gestützt, dass die Wirkungsgrade von PV-Modulen sowohl im Labor als auch unter realen Bedingungen immer noch kontinuierlich gesteigert werden können. Es ist allerdings davon auszugehen, dass langfristig auch bei der Fotovoltaik die Möglichkeiten zur Kostenreduktion durch technisches Lernen zurückgehen und damit die Lernrate sinken wird.

Wegen der geringen Zahl der bis heute gebauten solarthermischen Kraftwerke ist es besonders schwierig, hierfür zuverlässige Lernfaktoren abzuleiten. Es wird hier angenommen, dass der aus den Daten für in Kalifornien gebauten Parabolrinnenkraftwerke abgeleitete Lernfaktor von 0,88 sich im Laufe der Markteinführung bis 2030 auf 0,95 verändert. Für Anlagen zur geothermischen Stromerzeugung liegen trotz einer weltweit installierten Leistung von über 8.000 MW_{el} in der Literatur keine Lernkurven vor. Da bei der Geothermie ein großer Teil der Kosten durch die Tiefbohrungen verursacht wird, können die Werte der Ölförderungen für eine Analogieüberlegung herangezogen werden. Szenarien des IPCC gehen von einer Minderung der geothermischen Stromgestehungskosten von fast 50 % alleine im Zeitraum 2020 bis 2050 aus. Für Wasserkraftwerke, die in der Zeit zwischen 1975 und 1993 in den OECD-Ländern gebaut wurden, wurde ein Lernfaktor von 0.986 ermittelt. Es ist davon auszugehen, dass durch Ausgleichsmaßnahmen für den Naturschutz, die bis zu 30 % des Investitionsvolumens betragen können, die spezifischen Kosten für Wasserkraftwerke im Laufe der Zeit eher steigen werden, insbesondere wenn man sich den Potenzialgrenzen nähert. Aus Zahlen für den deutschen Kollektormarkt lässt sich ein Lernfaktor für Solarkollektoren von knapp 0,90 ableiten, der auf ein technisch relativ weit ausgereiftes System hindeutet. Wegen des heute noch sehr niedrigen Marktvolumens, das sich weitgehend auf Demonstrationsanlagen beschränkt, wird dagegen beim Bau von saisonalen Wärmespeichern langfristig eine Kostenminderung von über 70 % erwartet.

Es zeigt sich, dass die meisten Technologien bei Beibehaltung hoher Wachstumsraten bis zum Jahr 2020 ihre Kosten auf ein Niveau zwischen 30 und 60% der heutigen Kosten und im weitgehend ausgereiften Zustand (nach 2040) auf 20 bis unter 50% zu senken im Stande sind.

Aus der Verknüpfung der verfügbaren technisch-strukturellen Potenziale mit der erwarteten Kostenentwicklung lassen sich für jede Technologie Angebotskurven für das jeweilige Ausbaupotenzial ableiten, wie sie beispielhaft in **Abbildung 4** für die Windenergie und in **Abbildung 5** für die Wasserkraft dargestellt sind. Das Potenzial zur Windenergienutzung an windhöffigen Standorten auf dem Festland ist bereits weitgehend ausgeschöpft. Mit rund 60 TWh bieten dagegen Regionen mit einer Windgeschwindigkeit unter 5 m/s (in 10 m über Grund) noch ein großes Potenzial, dessen Erschließung aber mit höheren Kosten verbunden ist. Mit über 80 TWh bietet vor allem der Offshore-Bereich ein großes Ausbaupotenzial. Wird dieses Potenzial zügig erschlossen, so kann gleichzeitig eine deutliche Minderung der Kosten erreicht werden. Bereits bis zum Jahr 2020 werden für Neuanlagen je nach Standort Stromgestehungskosten zwischen 3 und 5 cts/kWh erwartet, die damit unter den Kosten auch an guten Onshore-Standorten liegen.

Das durch Modernisierungsmaßnahmen zu erschließende Stromerzeugungspotenzial bei Wasserkraftanlagen mit einer Leistung über 5 MW wird auf ca. 1,3 TWh/a, das Erweiterungspotenzial in Laufwasserkraftwerken auf 1 TWh/a und das Potenzial durch Neubauten an bereits genutzten Standorten auf 0,3 TWh/a geschätzt. Durch Neubauten am Hochrhein, am Oberrhein und an der Donau könnten theoretisch weitere 1,6 TWh/a erschlossen werden. Aus heutiger Sicht sind allerdings Neubauten an diesen Standorten unter anderem aus Naturschutzgründen nicht realisierbar. Wird zusätzlich das Ausbaupotenzial kleiner Wasserkraftanlagen von knapp 1 TWh/a berücksichtigt, so lässt sich das technisch verfügbare Potenzial der Wasserkraftnutzung durch Modernisierung und Erweiterung bestehender Anlagen sowie durch den Ausbau kleiner Wasserkraftanlagen um insgesamt ca. 3,6 TWh/a erhöhen.

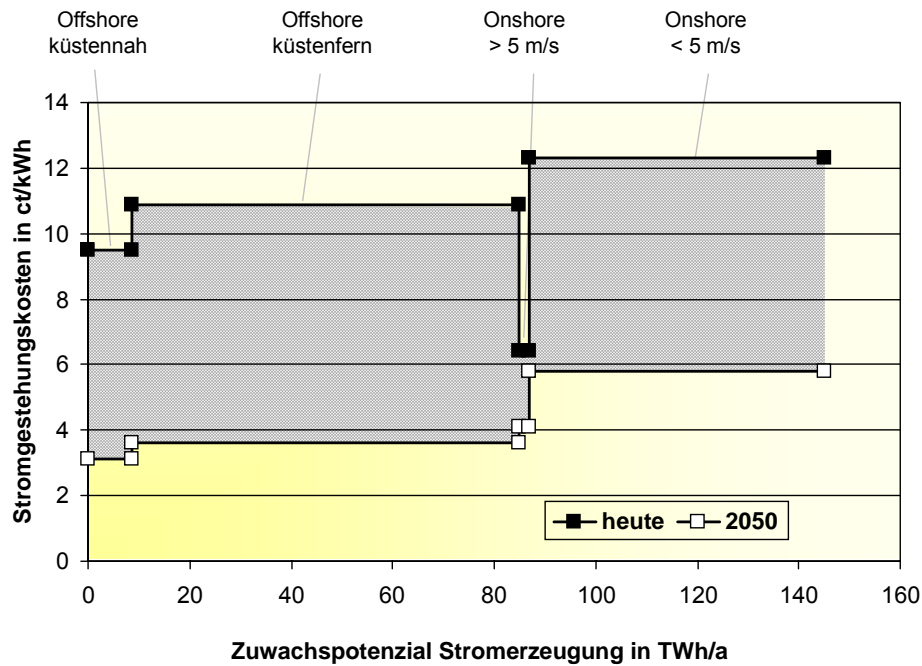


Abbildung 4: Angebotskurve für das Zuwachspotenzial der Windenergie in Deutschland

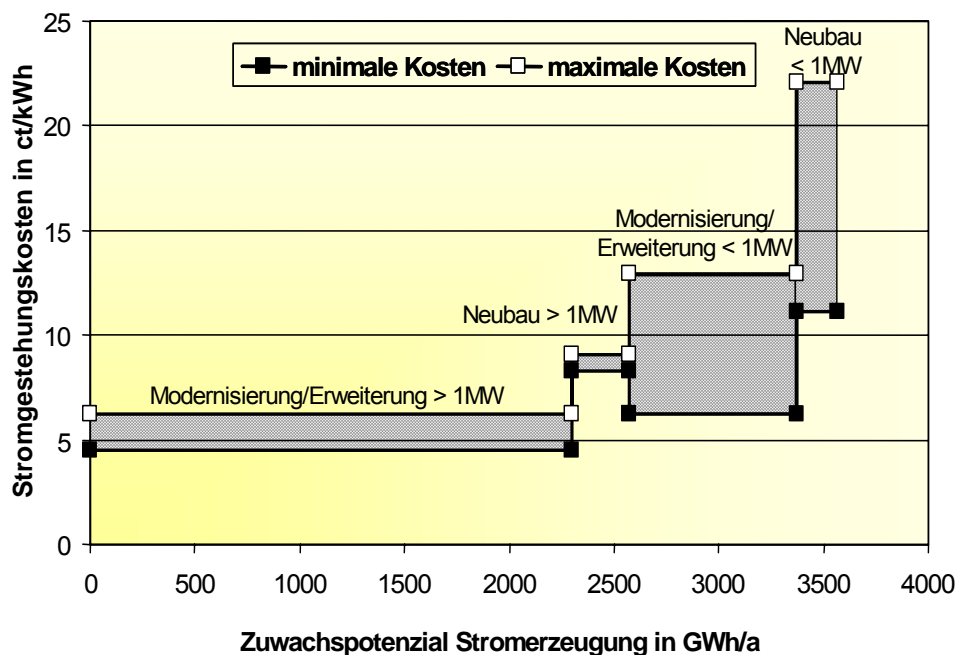


Abbildung 5: Angebotskurven für das Zuwachspotenzial der Wasserkraft in Deutschland.

CO₂-Vermeidungskosten

Der Bandbreite der heutigen Strom- und Wärmegestehungskosten entsprechend spannen auch die **CO₂-Vermeidungskosten** einen großen Bereich auf. Die CO₂-Vermeidungskosten für die Stromerzeugung (**Abbildung 6**) aus Windkraft, Geothermie, solarthermischen Kraftwerken und Biomasse liegen heute zwischen 40 und 80 €/t CO₂, während die Vermeidungskosten für die Fotovoltaik heute noch knapp 1000 €/t CO₂ betragen. Wegen der sinkenden Kosten für die Nutzung erneuerbarer Energien und der gleichzeitig steigenden fossilen

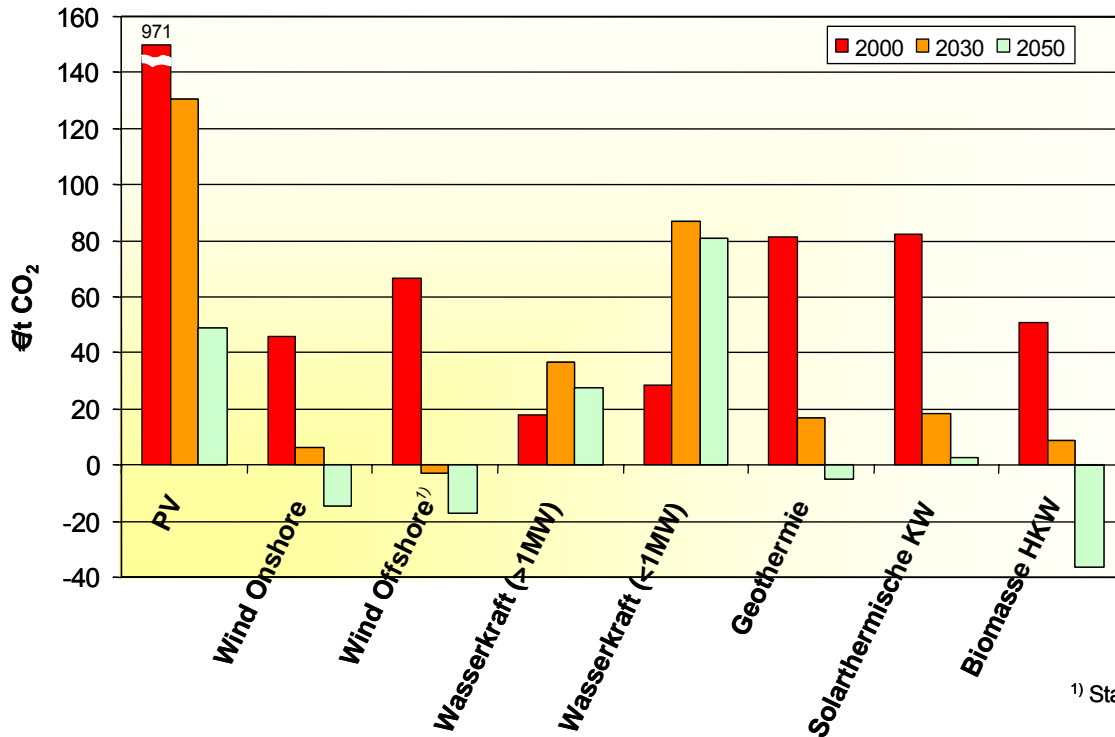


Abbildung 6: CO₂-Vermeidungskosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Bezug: Mix neuer fossiler Kondensationskraftwerke entsprechend dem Referenzszenario; Preisentwicklung fossiler Energieträger „mittlere Variante“

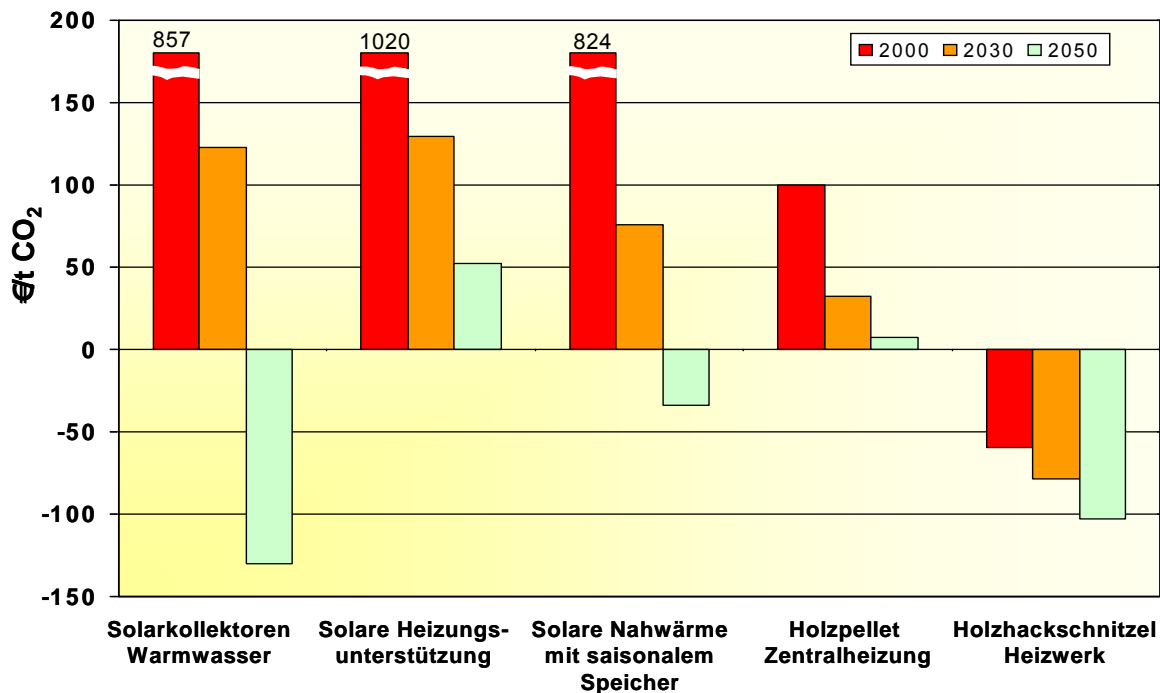


Abbildung 7: CO₂-Vermeidungskosten durch die Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien. Bezug: Wärmeversorgung eines Einfamilienhauses mit einem Mix aus Gas-Brennwertkessel und Öl-Niedertemperaturkessel entsprechend dem Referenzszenario. Entwicklung der Brennstoffpreise „mittlere Variante“

Brennstoffpreise werden allerdings langfristig für die meisten Technologien negative CO₂-Vermeidungskosten erreicht, d. h. durch den Einsatz erneuerbarer Energien kann, neben einer Verminderung von CO₂-Emissionen, gleichzeitig eine Verminderung des volkswirtschaftlichen Aufwands für die Stromerzeugung erreicht werden. Erneuerbare Energien weisen damit langfristig ein beträchtliches Potenzial zur kostengünstigen Minderung von Treibhausgasemissionen auf, wenn die noch mögliche Kostendegression mobilisiert und die heute noch nicht genutzten Technologien wie Offshore-Windkraft, geothermische Stromerzeugung, Biomassevergasung oder solarthermische Kraftwerke am Markt etabliert werden.

Die CO₂-Vermeidungskosten der Wärmebereitstellung mit Solarkollektoren (**Abbildung 7**) liegen heute noch in der Größenordnung von 800 bis 1.000 €/t CO₂. Allerdings besteht auch hier ein großes Potenzial um die Vermeidungskosten zu senken, so dass je nach Einsatzgebiet und Anlagenkonfiguration langfristig auch mit Solarkollektoren negative CO₂-Vermeidungskosten erreicht werden können. Die CO₂-Vermeidungskosten der Biomassenutzung hängen entscheidend von der Entwicklung der Brennstoffkosten ab. Bei Brennstoffpreisen von rund 1 cts/kWh führt die Wärmeerzeugung in einem Holzhackschnitzel-Heizwerk schon heute zu negativen CO₂-Vermeidungskosten.

3 Umweltauswirkungen durch Strom-, Wärme- und Kraftstoffbereitstellung aus erneuerbaren Energien

Jede technologische Aktivität, so auch die Nutzung erneuerbarer Energieträger, ist mit Umweltwirkungen verbunden. Entscheidend für eine Gesamtbewertung erneuerbarer Energieträger ist jedoch, wie diese Technologien heute und zukünftig im Vergleich zu den Konkurrenztechnologien zu bewerten sind und inwieweit die Umweltwirkungen kausal auf die Eigenschaften der erneuerbaren Energiesysteme zurückzuführen sind oder vielmehr durch Bereitstellung von Energie, Transportdienstleistungen und Materialien „von außen“ in das System der erneuerbaren Energieträger „importiert“ werden.

Im ersten Schritt wurden zur Beantwortung dieser Fragen Übersichts-Ökobilanzen wichtiger Energieketten auf Basis erneuerbarer Energieträger erstellt (Bezugsjahr 2010) und mit der konventionellen Energiebereitstellung verglichen. Als zweiter Schritt wurde eine Dynamisierung der Bilanzen durchgeführt. Hierzu wurden die technischen Eigenschaften der erneuerbaren Energiesysteme und die Entwicklung der „Hintergrundsysteme“ (Systeme, die nicht unmittelbar Teil des untersuchten Systems sind, aber für dessen Herstellung, Nutzung oder Entsorgung notwendig sind, beispielsweise der Kraftwerkspark für die Bereitstellung von Produktionsenergie) auf den Zeitpunkt 2030 fortgeschrieben.

Aus den Übersichts-Ökobilanzen (siehe **Abbildung 8** für eine beispielhafte Auswahl) folgt, dass **für alle erneuerbaren Energieketten der Einsatz erschöpflicher Energieressourcen und die Emissionen klimaschädlicher Gase im Vergleich zum konventionellen System äußerst niedrig sind**. Die entsprechenden Umweltwirkungen der erneuerbaren Energiesysteme liegen beim Strom bei maximal 20 % eines zukünftig zu erwartenden Referenzmixes, bei der Wärme bei max. 15 % des Referenzmixes und bei Kraftstoffen bei maximal 55 % des zukünftigen Diesel-Pkws. Im ökobilanziellen Vergleich der erneuerbaren Energiesysteme ergibt sich bei den untersuchten **materiellen Ressourcen** (Eisenerz, Bauxit) eine geringere oder ähnlich hohe Beanspruchung durch erneuerbare Energiesysteme wie bei den konventionellen Systemen. Ausnahmen sind die Fotovoltaik (Rahmen und Montage), Sonnenkollektoren (Kollektoren und Stützkonstruktion) und Windkraft (Stahlurm). Zu beachten ist, dass die mit der Bereitstellung der Materialien verbundenen anderen Umweltwirkungen selbstverständlich erfasst sind und dass außerdem gerade der Materialeinsatz stark von den örtlichen Gegebenheiten abhängt (z. B. Betoneinsatz für Wasserkraftwerke, Aluminium für Fotovoltaik je nach Integration etc.).

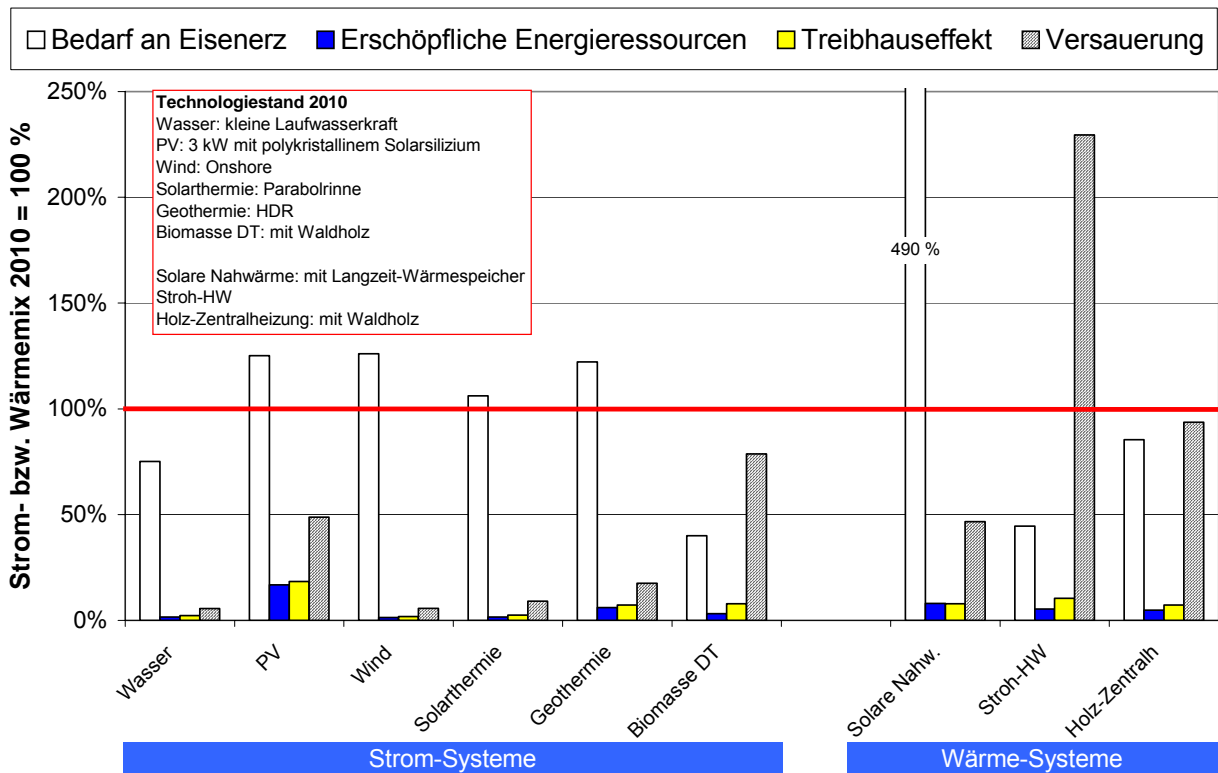


Abbildung 8 : Ergebnisse der Übersichtsökobilanzen verschiedener erneuerbarer Energiesysteme (beispielhafte Auswahl an Systemen und Umweltwirkungen). Die Darstellung ist normiert auf einen zukünftigen Strommix gemäß Referenzszenario bzw. Kleinverbraucher-Wärmemix.

Abbildung 9 zeigt, dass durch den Ausbau erneuerbarer Energien der durch die Stromerzeugung induzierte Eisenbedarf um 1,5 Prozentpunkte auf insgesamt 5,5 % des gesamten Eisenbedarfs in Deutschland steigt. Damit bleibt der durch den Stromerzeugungssektor hervorgerufene Eisenbedarf im Vergleich zum Eisenbedarf des Bausektors und des Fahrzeugbaus klein. Neben den verwendeten Standardbau- und -maschinenbaumaterialien greifen insbesondere Solarzellen auf weitere Materialien zurück. Je nach Solarzellentyp kann es bei einem großflächigen Ausbau der PV insbesondere bei Dünnschichtzellen zu Material-Engpässen kommen, die durch ein effizientes Ressourcen- und Recyclingmanagement sowie eine Materialdiversifizierung zu entschärfen sind.

Bei den anderen Umweltwirkungen ergibt sich keine eindeutige Ergebnisrichtung für oder gegen erneuerbare Energien. Der Vergleich ist vielmehr abhängig von einer Vielzahl kontextabhängiger Größen, u. a.

- der untersuchten Technologievariante (z. B. polykristalline, monokristalline oder amorphe Silizium- oder Dünnschicht-Solarzellen; Dampfturbine oder Motor-BHKW, etc.);
- der Art der eingesetzten Energieträger, insbesondere bei Biomasse, und ihrer spezifischen Eigenschaften (Brennstoffinventar, Transportdistanzen, etc.);
- der geographischen Lage, topografischen Einbindung und lokalen Bedingungen der Anlage (ausschlaggebend für solare Einstrahlung, Volllaststunden, Aufwendungen für Stauwehre bei Wasserkraft, etc.) und
- der Einbindung in die lokale Infrastruktur (z. B. Gebäudeintegration von Photovoltaik).

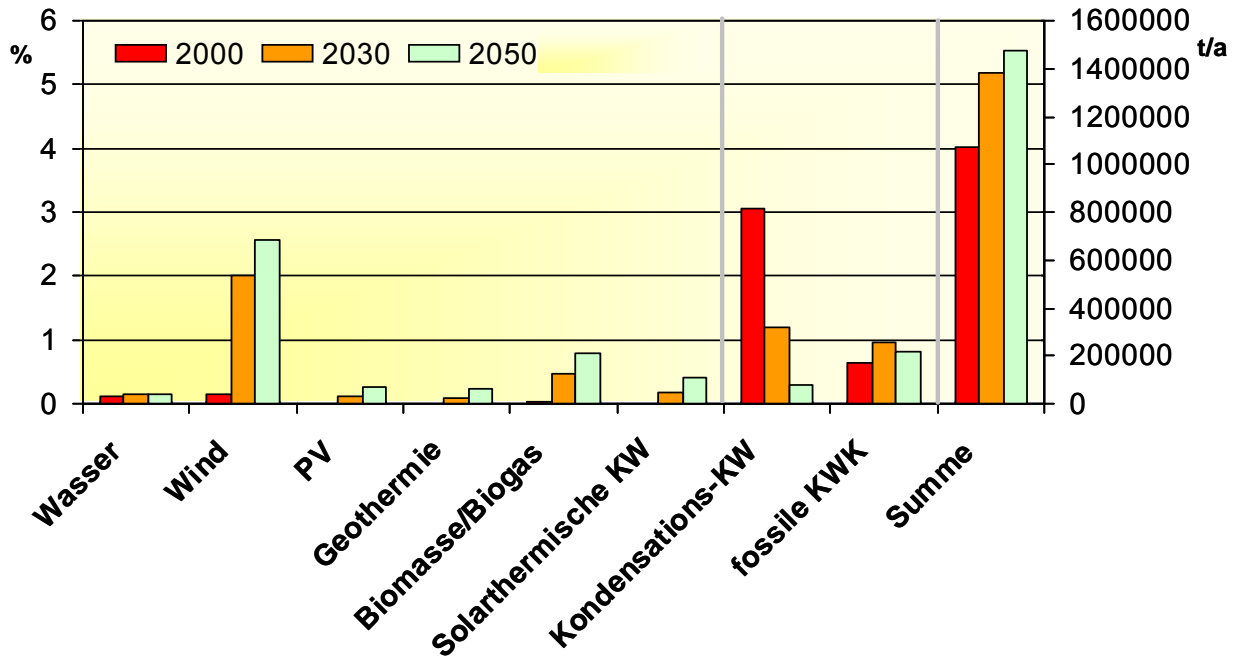


Abbildung 9: Jährlicher kumulierter Eisenbedarf für die Stromerzeugung im Szenario NaturschutzPlus in Prozent des gesamten Eisenbedarfs in Deutschland im Jahr 2000 (ohne Gut-schrift für KWK-Wärme)

Eine ökologische Bilanzierung erneuerbarer Energiesysteme kann hier zwangsläufig nur Aussagen für typische Anlagen machen. Die **Versauerung** beispielsweise ist bei den stromerzeugenden Systemen deutlich unter dem zukünftigen Referenzmix bzw. in ähnlicher Größenordnung mit Ausnahme des Biogas-Systems, das aufgrund der Ammoniak-Emissionen des landwirtschaftlichen Systems über dem Referenzmix liegt. Die wärmeerzeugenden Systeme liegen ebenfalls bis auf den Energieträger Stroh unter dem Referenzmix bzw. in ähnlicher Größenordnung. Dabei emittieren strohbeheizte Heizwerke mehr versauernde Substanzen (Chlor- und Schwefelgehalt, NO_x -Emissionen) als Kurzumtriebsholz und dieses wiederum auf Grund der Aufwendungen für Düngemittel und Anbau und der landwirtschaftlichen Emissionen mehr als Waldholz.

Für **Eutrophierung** ist das Muster etwas anders: Stromerzeugende Systeme ohne Biomasse sind deutlich besser als der Referenzmix, Biomassensysteme liegen allerdings deutlich über dem Referenzmix (Ausnahme: Mitverbrennung von Waldholz). Dies ist insbesondere darauf zurückzuführen, dass die NO_x -Emissionen kleiner Anlagen höher liegen und die Vorteile, die sich bei der Versauerung gegenüber dem Referenzmix durch die vermiedenen SO_2 -Emissionen der Kohle-Kraftwerke ergeben, bei der Eutrophierung nicht zum Tragen kommen.

Der **Sommersmog** ist bei allen stromerzeugenden Systemen und Verkehrssystemen geringer als bzw. ähnlich hoch wie beim Referenzmix (Ausnahme Altholz); bei den wärmeerzeugenden Systemen liegt das Stroh-Heizwerk sowie die Zentralheizung circa um einen Faktor 2 über dem Referenzmix.

Insgesamt ergeben sich also eindeutige Vorteile bei Treibhauseffekt und Verbrauch erschöpflicher Energieressourcen. Bei den anderen Wirkungskategorien gibt es keine eindeutige Ergebnisrichtung. Eine objektive Entscheidung kann somit nicht gefällt werden. Zieht man die große Bedeutung für den energetischen Ressourcenverbrauch respektive Treib-

hauseffekt sowie den großen spezifischen Beitrag des Energiesystems zu diesen Umweltwirkungen heran, so erweisen sich alle erneuerbaren Energieträger für diese Umweltwirkungen als deutlich vorteilhaft gegenüber den konventionellen Varianten.

Insbesondere bei Biomasse ist nicht nur die Bestimmung der Umweltwirkungen pro Kilowattstunde Endenergieträger relevant, sondern auch **die mit einer Energieeinheit Biomasse erzielbaren Umweltentlastungen**, da es bei biogenen Energieträgern immer die Möglichkeit gibt, sie in verschiedenen Sektoren einzusetzen, nämlich in der Strom- oder Wärmeherzeugung bzw. im Verkehrssektor. Vergleicht man die Reduktionswirkung am Beispiel der CO₂-Emissionen in den verschiedenen Einsatzbereichen, so leisten insbesondere **KWK-Systeme und Biomasse-Mitverbrennung** einen erheblichen Beitrag zum Klimaschutz. Aufgrund der hohen Effizienz der Heizungssysteme ist auch der Einsatz in der Wärmeversorgung klimapolitisch vertretbar, allerdings weniger klimawirksam als der Einsatz in effizienter KWK. Die Nutzung biogener Festbrennstoffe im mobilen Bereich, beispielsweise die Herstellung von Biomass-to-Liquid (BTL)-Kraftstoffen, spart aus heutiger Sicht pro eingesetzter Biomasse weniger Kohlendioxid als der Einsatz in der effizienten KWK oder Wärmeversorgung.

Die zunehmende Durchdringung des Strom- und Wärmesektors mit erneuerbaren Energien, die steigende Effizienz des Kraftwerksparks und die abnehmende Kohlenstoffintensität des Strom- und Wärmesektors auf der einen Seite und eine zunehmend aufwändigere Rohölgewinnung und -weiterverarbeitung andererseits werden jedoch dazu führen, dass diese Unterschiede in der Klimareduktionswirkung mit fortschreitender Zeit geringer werden. Ähnliches gilt, wenn durch die Kraftstoffherzeugung gleichzeitig effizientere Antriebe ermöglicht würden und somit nicht nur die Verbrennung von konventionellem Kraftstoff vermieden, sondern zudem eine Kraftstoffersparnis erzielt wird (Beispiel Wasserstoff).

Bei Anbaubiomasse ist zusätzlich gerade aufgrund der – gegenüber den fossilen Brennstoffen – flächenintensiven Land- und Forstwirtschaft die Einbeziehung der **Flächeninanspruchnahme** äußerst wichtig. Hier erzielt unter den untersuchten Bioenergieträgern die Kurzumtriebsnutzung die größte Einsparung an Klimagasen pro Flächeneinheit, gefolgt von Ethanol aus Zuckerrüben und Biodiesel aus Raps. Die beiden „Reststoffe“ Stroh und Waldholz haben zwar einen gegenüber der Anbaubiomasse geringeren Flächenertrag, insgesamt aber auch ein nennenswertes Einsparpotenzial.

Bei Bioenergieträgern ergeben sich weitere Umweltwirkungen insbesondere, wenn die Biomasse über die Landwirtschaft als Anbaubiomasse bereitgestellt wird, wie das bei der Kurzumtriebsplantage für die festen Bioenergieträger sowie Raps und Zuckerrübe für die Produktion von Biokraftstoffen der Fall ist. Die bekanntesten Umweltwirkungen durch die Landwirtschaft sind – neben den in der Ökobilanz bereits quantitativ erhobenen – Nährstoffeintrag in Grund- und Oberflächengewässer durch Erosion und Verlagerung, Gefährdung durch Pestizide und Rückgang der Artenvielfalt bzw. Biodiversität. Während erstere Umweltwirkungen bei mehrjährigen Pflanzen aufgrund der ganzjährigen Bodenbedeckung ein deutlich geringeres Austrags- bzw. Auswaschpotenzial aufweisen als einjährige Pflanzen, kann das Risiko einer Gefährdung durch Pestizide durch Ökolandbau minimiert werden; im konventionellen Landbau werden bei mehrjährigen Kulturen deutlich weniger Pestizide eingesetzt als bei den einjährigen Kulturen Raps und Zuckerrübe. Aus Sicht der Artenvielfalt ist ein Energiepflanzenanbau dann als unproblematisch anzusehen, wenn die Produktion von Bioenergieträgern gemäß den Anforderungen der guten fachlichen Praxis standortangepasst erfolgt und die Umsetzung des überregionalen Biotopverbunds nach §3 und die in §5 BNatSchG geforderten Hecken, Randgehölze und Trittsteinbiotope als Vernetzungselemente des Biotopverbunds in der Agrarlandschaft durch die Energieträgerproduktion nicht beeinträchtigt werden.

Zukünftige Entwicklungen werden die durch erneuerbare Energiesysteme verursachten Umweltwirkungen weiter deutlich senken. Dafür verantwortlich sind verschiedene Faktoren:

- Fortschritte bei den technischen Parametern der Energiewandler, insbesondere verbesserte Nutzungsgrade, verbesserte Emissionscharakteristik, erhöhte Lebensdauer etc.

- Fortschritte bezüglich der Produktionsprozesse der Energiewandler bzw. Brennstoffe, z. B. verminderte Sägeverluste oder Waferdicken bei Solarzellen, verringerter Düngemiteinsatz und höhere Erträge beim Biomasseanbau, etc.
- Fortschritte bei den „von außen“ aus dem konventionellen Energie- und Verkehrssystem angeforderten Dienstleistungen, beispielsweise verbesserte Strom- oder Prozesswärmebereitstellung für die Herstellung der Systeme, ökologisch optimierte Transportsysteme für den Biomasse-Transport, etc.
- Durch eine Verringerung der erzielbaren Gutschriften für Nebenprodukte der regenerativen Energieketten kann es in Zukunft auch zu verringerten ökologischen Entlastungswirkungen kommen (Beispiel RME).

Insgesamt lässt sich durch die Erschließung der Optimierungspotenziale wie auch durch die Verbesserungen in der Material- und Energiebereitstellung eine deutliche Reduktion der Umweltwirkungen erreichen. Als Beispiel ist in **Abbildung 10** die dynamisierte Bilanz des polykristallinen Fotovoltaik-Systems und der Einfluss der verschiedenen Optimierungsparameter gezeigt. In den untersuchten Beispielen könnten die Umweltwirkungen der Systeme im Jahr 2030 gegenüber den Systemen des Jahres 2010 um 20 bis 30 %, im Fall der Photovoltaik sogar um circa 50 % gesenkt werden.

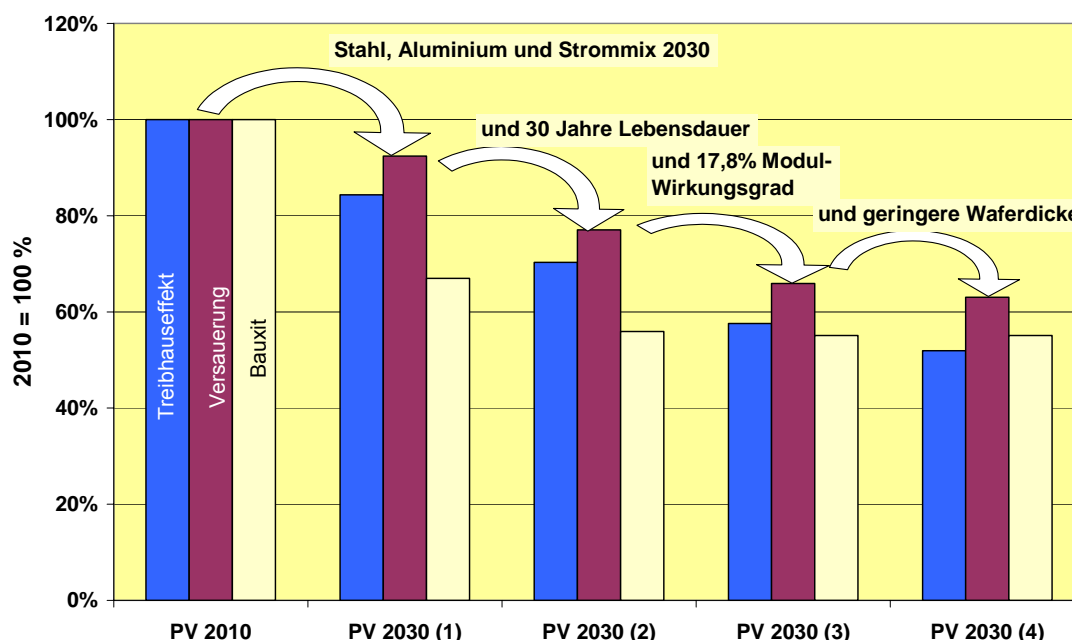


Abbildung 10: Dynamisierte Bilanz erneuerbarer Energiesysteme: Beispiel Fotovoltaik. Die Darstellung ist normiert auf die Umweltwirkungen des nicht dynamisierten Systems.

4 Erneuerbare Energien und Naturschutz – Potenziale zur Nutzung erneuerbarer Energien unter Berücksichtigung von Landschafts- und Naturschutzbelangen

Neben den in den Ökobilanzen untersuchten Umwelteinwirkungen sind mit der Nutzung erneuerbarer Energien zum Teil auch Eingriffe in lokale und regionale Ökosysteme verbunden. Aus naturschutzfachlicher Sicht kann es daher zu Einschränkungen bei der Nutzung erneuerbarer Energien kommen. Um mögliche Auswirkungen naturschutzfachlich begründeter Restriktionen auf die Nutzung erneuerbarer Energien in der Szenarienanalyse aufzuzeigen, werden zwei unterschiedliche Potenzial-Varianten eingeführt:

- Die Variante „**Basis**“ zeigt ein technisch-strukturell nutzbares Potenzial erneuerbarer Energien auf, das bereits wesentliche Belange des Naturschutzes (z. B. Ausschluss von Windparks in Naturschutzgebieten u. ä.) berücksichtigt. Aus Sicht des Natur- und Landschaftsschutzes kann aber auch dieses Potenzial nicht immer vollständig genutzt werden, da aufgrund kleinräumiger Gegebenheiten naturschutzfachliche Anforderungen an einzelnen Standorten nicht erfüllt werden können und diese damit für eine Nutzung erneuerbare Energien nicht zur Verfügung stehen.
- Um diese spezifischen Belange des Naturschutzes, die in der Regel während der Genehmigungsphase einzelner Anlagen im Rahmen der Umweltverträglichkeitsprüfung untersucht werden, auch bei der Entwicklung von Szenarien für das gesamte Energiesystem perspektivisch zu berücksichtigen und damit das nutzbare Potenzial erneuerbarer Energien nicht zu überschätzen, wird in der Variante „**NaturschutzPlus**“ ein aus naturschutzfachlichen Gründen zusätzlich reduziertes Potenzial abgeleitet, das langfristig auch unter strengen naturschutzfachlichen Anforderungen für die Nutzung erneuerbarer Energien zur Verfügung steht. Bei der Nutzung von Biomasse ergeben sich aber auch zusätzliche Potenziale durch naturschutzbedingte Pflegemaßnahmen. An manchen Stellen werden auch Restriktionen empfohlen, die sich aus Akzeptanzüberlegungen ableiten, da diese vielfach nicht strikt von Naturschutzaspekten trennbar sind.

Die möglichen Konfliktfelder zwischen erneuerbaren Energien und dem Naturschutz und die daraus abzuleitenden Restriktionen für die Nutzung erneuerbarer Energien sind im Folgenden zusammengestellt.

Wasserkraft: Die von einer Wasserkraftanlage ausgehenden Auswirkungen auf Fließgewässer sind von den lokalen Gegebenheiten und der eingesetzten Technologie abhängig. Durch ökologische Mindestanforderungen und Maßnahmen der Eingriffsminimierung können auftretende Probleme entschärft, wenn auch nicht völlig ausgeglichen werden. Als ökologische Mindestanforderungen sind die Gewährleistung der Durchgängigkeit für Fische und wirbellose Tiere, die Gewährleistung eines ökologischen Mindestwasserabflusses sowie die Vermeidung von Schwellbetrieb und von Beeinträchtigung des Grundwasserspiegels der Auen zu nennen. Aus ökologischer Sicht ist eine Einteilung von Wasserkraftwerken nach Größenklassen nicht sinnvoll, da weder die „kleine“ noch die „große“ Wasserkraft per se zu einer ökologisch völlig unbedenklichen Form der Wasserkraftnutzung führt. Dagegen ist eine Unterscheidung hinsichtlich der Eingriffstiefe nach Neubauten an weitgehend unberührten Flussläufen, Neubauten und Erweiterungen an bereits genutzten Standorten und Modernisierungen bzw. Wiederinbetriebnahmen von Kraftwerken zu treffen. Neubauten von Kleinwasserkraftwerken können also „umweltbelastender“ sein, als die Modernisierung bestehender größerer Kraftwerke.

Das auch unter ökologischen Vorbehalten heute noch verfügbare technisch-strukturelle Ausbaupotenzial wird auf **4 bis 5 TWh/a** geschätzt. Dabei kann der größte Beitrag durch die Modernisierung von großen Wasserkraftwerken erschlossen werden. Prinzipiell sollte eine Modernisierung immer mit einer Verbesserung der ökologischen Situation der Fließgewässer einhergehen. Wird der Neubau von Wasserkraftanlagen an den heute noch weitgehend naturbelassenen Flüssen vollständig ausgeschlossen, so **verkleinert sich das Ausbaupotenzial um etwa 1 TWh/a**. Im Vergleich mit dem gesamten Potenzial erneuerbarer Energien in Deutschland ist diese Einschränkung des Nutzungspotenzials klein. Es ist allerdings davon auszugehen, dass durch diese Restriktion insbesondere der Neubau von Kleinwasserkraftanlagen betroffen ist.

Windenergie: Alleine wegen ihrer Größe und der Notwendigkeit, windgünstige Randbedingungen zu nutzen, führen Windenergieanlagen zu einer Veränderung des Landschaftsbildes. Je nach Ausstattung der Landschaft können sie dabei landschaftliche Merkmale „hoher Eigenart und Schönheit“ stören und damit ein nach dem Bundesnaturschutzgesetz zu schützendes Gut beeinträchtigen. Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes lassen sich jedoch nur schwer verallgemeinernd charakterisieren, da sie von den spezifischen Verhältnissen der

betroffenen Landschaft abhängen. Durch den Ausbau der Windenergie wird der zunehmende Nutzungsdruck auf die freie Landschaft weiter erhöht.

Direkte Auswirkungen auf Vögel durch Vogelschlag sind für Windenergieanlagen vereinzelt zu beobachten, sie sind ähnlich einzuschätzen wie für Stromfreileitungen oder Funkmasten. Wesentlicher sind Beeinträchtigungen durch Beunruhigung und Scheuchwirkungen, da einige Vogelarten Windenergieanlagen im Umkreis von bis zu mehreren hundert Metern meiden. Im Küstenraum werden die bis zu mehreren Kilometern Binnendeichs gelegenen Flächen regelmäßig von Zugvögeln genutzt, so dass die Errichtung von Windenergieanlagen in diesem Bereich deutliche Auswirkungen insbesondere auf Zugvogelarten haben kann. Abhängig von den Standorteigenschaften der Windkraftanlage wurden auch Beeinträchtigungen des bodennahen Vogelzuges in Mittelgebirgsregionen beobachtet. Auch durch Offshore-Windparks können Flächen, die als Rast- und Nahrungsgebiete für Vögel dienen, dauerhaft gestört werden.

Gesicherte Kenntnisse über mögliche Auswirkungen durch den Bau und Betrieb von Offshore-Anlagen auf am Gewässerboden lebende Organismen liegen bisher kaum vor. Auch über die möglichen Wirkungen von Magnetfeldern der Verbindungskabel zwischen Offshore-Windpark und Einspeisungsstelle an Land insbesondere auf weit wandernde Fischarten weiß man bisher relativ wenig. Um den Stand des Wissens zu verbessern, fördert das Bundesumweltministerium verschiedene Maßnahmen zur ökologischen Begleitforschung.

In einer detaillierten Analyse für zwei Beispielregionen (Niedersachsen als Küstenregion und Baden-Württemberg als Binnenland) konnte gezeigt werden, dass das technische Potenzial der Windenergienutzung durch Restriktionen des Natur- und Landschaftsschutzes zwar deutlich eingeschränkt wird, dass aber andererseits trotz strenger naturschutzfachlicher Anforderungen alleine in den beiden untersuchten Regionen noch ein beträchtliches Potenzial zum Ausbau der Windenergie zur Verfügung steht (**Abbildung 11**). Aufgrund der aktuellen Marktentwicklung und der bis heute **ausgewiesenen Eignungsgebieten** für die Windenergienutzung geht man inzwischen davon aus, dass der Ausbau der Windenergienutzung an Land eine Größenordnung von **bis zu 30.000 MW** erreichen kann. Die im Rahmen des Repowering auf der verfügbaren Fläche zu installierende Kapazität dürfte wesentlich von der in den Flächennutzungsplänen festgelegten zulässigen maximalen Höhe der Anlagen abhängen. Wird eine sorgfältige Standortplanung vorausgesetzt, so stehen einem solchen Ausbau Naturschutzkriterien nicht als limitierender Faktor gegenüber.

Die Windenergienutzung an Land wird nicht alleine durch Naturschutzbelange, sondern möglicherweise mehr noch durch Aspekte des Landschaftsschutzes und damit letztendlich durch die gesellschaftliche Akzeptanz eines weiteren Windenergieausbaus begrenzt werden. Bei der zurzeit in vielen Regionen laufenden Ausweisung von Eignungsgebieten für die Windenergienutzung zeichnet es sich ab, dass die für die Windenergienutzung zur Verfügung stehenden Flächen deutlich kleiner als die auch unter naturschutzfachlichen Restriktionen nutzbaren Flächen sind. So kommt z. B. ein Gutachten zum Konfliktpotenzial Windenergie und Naturschutz für Mecklenburg-Vorpommern zu dem Ergebnis, dass nach Berücksichtigung von Ausschlussflächen zum Schutz des Landschaftsbildes und der Lebensraumfunktionen etwa 5 % der Landesfläche aus Sicht des Naturschutzes zur Aufstellung von Windenergieanlagen geeignet sind. Nach einer Abwägung konkurrierender Nutzungsmöglichkeiten und der Berücksichtigung der Windverhältnisse wurden allerdings in den regionalen Raumordnungsprogrammen letztlich nur 0,5 % der Landesfläche als Eignungsgebiete ausgewiesen. In Schleswig-Holstein liegt der Anteil der Eignungsflächen bei ca. 1 % der Landesfläche, in den Binnenländern ist dieser Anteil deutlich kleiner. In Baden-Württemberg ist die Ausweisung von Vorranggebieten noch nicht flächendeckend abgeschlossen, allerdings liegt der Anteil der ausgewiesenen Vorranggebiete in der Region Stuttgart, zu der auch Teile der Schwäbischen Alb mit günstigen Windverhältnissen gehören, bei knapp 0,1 % der Gesamtfläche.

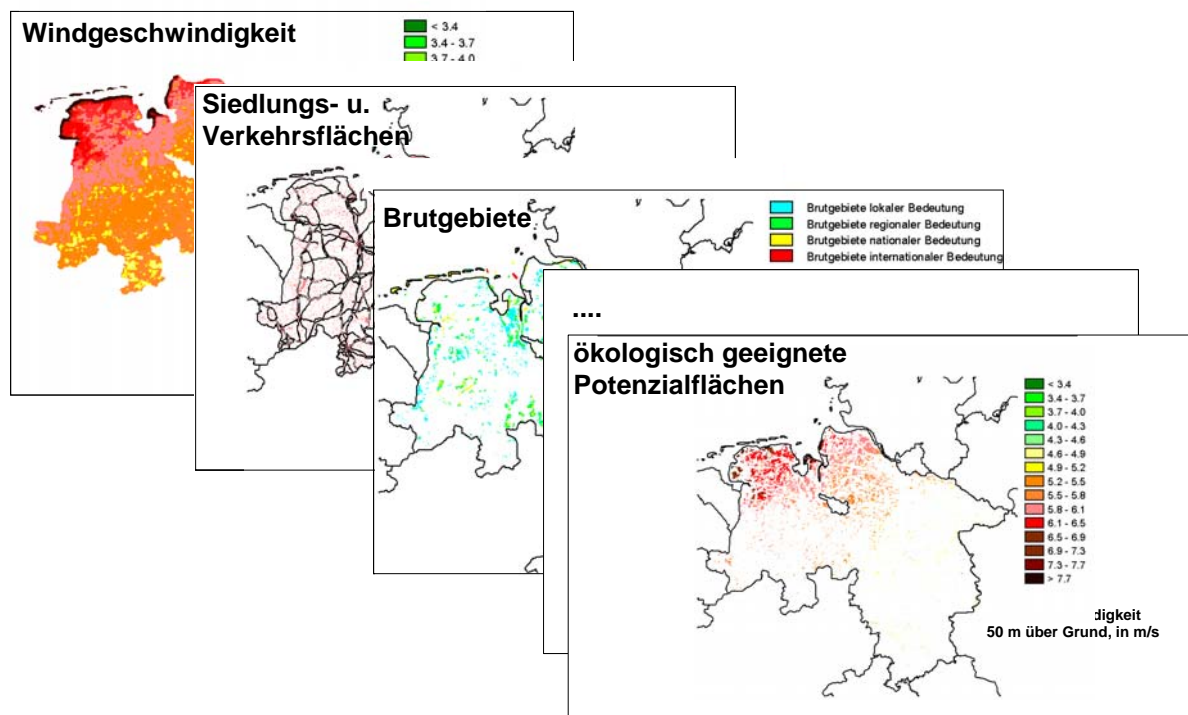


Abbildung 11: GIS-gestützte Abschätzung des Windenergiepotenzials unter naturschutzfachlichen Restriktionen am Beispiel Niedersachsens

Um die erhöhte gesellschaftliche Sensibilität gegenüber einem weiteren Ausbau der Windenergienutzung an Land, die zu einem großen Teil auf die Auswirkungen von Windenergieanlagen auf das Landschaftsbild zurückzuführen ist, perspektivisch zu berücksichtigen, wird in der Variante NaturschutzPlus mit einem reduzierten Windenergiepotenzial gerechnet. Ausgehend von den in verschiedenen Regionen Deutschlands bis heute ausgewiesenen Eignungsflächen wird angenommen, dass zukünftig insgesamt rund **ein halbes Prozent** der Fläche in Deutschland für die Windenergienutzung zur Verfügung stehen wird, wobei die Anteile in den Küstenregionen größer und im Binnenland deutlich kleiner sind. Je nach Anlagengröße liegt damit das **Ausbaupotenzial bei etwa 20.000 bis 25.000 MW**. Es handelt sich dabei ausdrücklich um eine „weiche“ Potenzialgrenze, die nicht primär aus naturschutzfachlichen Belangen abgeleitet ist sondern vor allem auch langfristig die soziale Akzeptanz der Windenergienutzung sicherstellen soll.

Für die Windenergienutzung auf See sind von der Bundesregierung erste konfliktarme Flächen identifiziert worden, die als besondere Eignungsgebiete für Offshore Windparks in Betracht kommen. Da es sich bei der Windenergienutzung aus See um einen großflächigen und langfristigen Eingriff in die Meeresumwelt handelt und die anlagenbezogenen Auswirkungen von **Offshore-Windparks** mangels praktischer Erfahrung nur mit Unsicherheit prognostiziert werden können, soll zur Wahrung des Vorsorgeprinzips ein stufenweiser Ausbau realisiert werden. Dabei setzt die Realisierung der jeweils nächsten Stufe ein positives und belastbares Ergebnis hinsichtlich der Umwelt- und Naturverträglichkeit voraus. Es wird davon ausgegangen, dass **bis 2030 eine Kapazität von 20.000 bis 25.000 MW** erschlossen werden kann.

Biomasse: Bioenergieträger können aus einer Vielzahl biogener Ressourcen bereitgestellt werden, die vor allem der Land- und Forstwirtschaft entstammen, aber auch aus anderen Bereichen wie aus der Landschaftspflege, industriellen Prozessen oder Haushalten. Grundsätzlich schließen sich Naturschutz und Biomassebereitstellung nur auf sehr wenigen Kernflächen des Naturschutzes (z. B. Prozessschutzflächen in Kernzonen von Nationalparks) vollständig aus. Eine Flächenkonkurrenz im engeren Sinne spielt bei der Ermittlung der

Potenziale für Energie aus Biomasse daher nur eine untergeordnete Rolle. Vielmehr stehen bei deren Ermittlung unterschiedliche Flächenbelegungen landwirtschaftlicher Flächen, z. B. durch Acker- oder Grünlandnutzung, im Vordergrund. Hierzu zählt insbesondere - mit dem größten Einzelpotenzial - die Flächenbelegung landwirtschaftlicher Flächen durch mehrjährige Pflanzen, die auf stark erosionsgefährdeten Standorten aus Naturschutzsicht erwünscht sein kann. Gegenüber der Bereitstellung der Biomasse ist die energetische Umwandlung von Biomasse unter Berücksichtigung der derzeitigen rechtlichen Rahmenbedingungen aus Naturschutzsicht von untergeordneter Bedeutung.

Ausgangspunkt der Flächenpotenzialermittlung ist die derzeitige Flächennutzung. Die naturschutzspezifischen Flächenansprüche bzw. Kriterien wie z. B. Biotopverbundflächen und erosionsgefährdete Flächen werden auf die derzeitige Flächennutzung übertragen und daraus die zukünftige Flächennutzung unter besonderer Berücksichtigung der Naturschutzaspekte abgeleitet. Dabei ergeben sich nicht nur Abschläge, sondern auch Zuschläge, die bisher bei Potenzialabschätzungen nicht berücksichtigt wurden. Dies ist z. B. dann der Fall, wenn sich aus Naturschutzanforderungen heraus die Anbaufläche für annuelle Kulturen reduziert, auf diesen Flächen aber zukünftig Grünland entwickelt werden soll, das wiederum Biomasse liefert, die energetisch genutzt werden kann. In Zusammenhang mit der Biomassebereitstellung hat § 3 des Bundesnaturschutzgesetzes, in dem Flächenziele für den überregionalen Biotopverbund vorgegeben sind, eine besondere Bedeutung. Auf den hier als Zielsetzung ausgewiesenen **10 % der Gesamtfläche Deutschlands** werden vorrangig Naturschutzziele angestrebt, was jedoch nicht bedeuten muss, dass hier eine Biomassenutzung ausgeschlossen ist. Vielmehr sind auf diesen Flächen Umnutzungen (Acker zu Grünland) oder Nutzungsextensivierungen zu erwarten, sofern die Flächen nicht bereits derzeit für den Naturschutz ausgewiesen sind und entsprechend genutzt werden.

Damit spielen zwei Biomasseursprungspfade eine Rolle: Anbaubiomasse und Nutzung von Restbiomassen. Die **Anbaubiomasse** wird durch die Flächenpotenziale begrenzt. Dazu ist in **Abbildung 12** dargestellt, welchen Einfluss die drei Ziele „Nachhaltigkeitsziele der Bundesregierung wie Ausweitung des Ökolandbaus“, „Bereitstellung von Flächen zum Biotopverbund gemäß §3 und §5 des Bundesnaturschutzgesetzes“ und „Bepflanzen aller erosionsgefährdeten Ackerstandorte mit mehrjährigen Kulturen“ gegenüber einer Politik ausüben, die diese Ziele nicht oder nur teilweise verfolgt. Bei der Umsetzung aller genannten Ziele stehen **in 2010 rund 2,3 Mio. Hektar und in 2050 rund 1,9 Mio. Hektar Ackerlandflächen weniger** für einen landwirtschaftlichen Nichtnahrungsmittelanbau – und damit auch nicht für Energiepflanzen – gegenüber einem „Totalausbau“ gemäß der Potenzialvariante BASIS zur Verfügung (**BASIS: 2,5 Mio. ha in 2010 bzw. 6,1 Mio. ha in 2050**). Im Jahr 2010 kämen demnach nur relativ marginale Flächen um 0,2 Mio. ha für einen Energiepflanzenanbau in Frage. Diese steigen über die folgenden Dekaden jedoch insbesondere auf Grund der Bevölkerungsentwicklung und der Ertragssteigerung in der Landwirtschaft deutlich an und liefern langfristig auch unter strengen Kriterien der Potenzialvariante NaturschutzPlus mit 4,2 Mio. ha ein nennenswertes Biomassepotenzial.

Andererseits ergeben sich aus diesen Restriktionen zusätzliche Potenziale auf Naturschutzflächen, denn auf dem größten Teil der dem Naturschutz zugeführten Flächen kann Biomasse produziert werden. Dazu zählen Biomassen aus der Pflege der Waldsäume, des Offenlands, der Kompensationsflächen und des Biotopverbunds wie auch durch den Mittel- bzw. Niederwald. Durch die Biomasseabfuhr von aus Naturschutzsicht wünschenswerten Flächen ergeben sich inklusive der Biomasse vom Anbau mehrjähriger Pflanzen auf erosionsgefährdeten Standorten immerhin ca. 150 PJ/a zusätzliche Mengen an Biomasse (Abbildung 12, Kreis). Dieses Potenzial entspricht größenordnungsmäßig beispielsweise der gesamten Biogasmenge aus allen Biomassen oder der gesamten Energiemenge aus allen Restholzfraktionen (Industrierestholz, Altholz und Holz im Hausmüll) und stellt somit ein bisher noch nicht beachtetes enormes Bioenergiepotenzial dar.

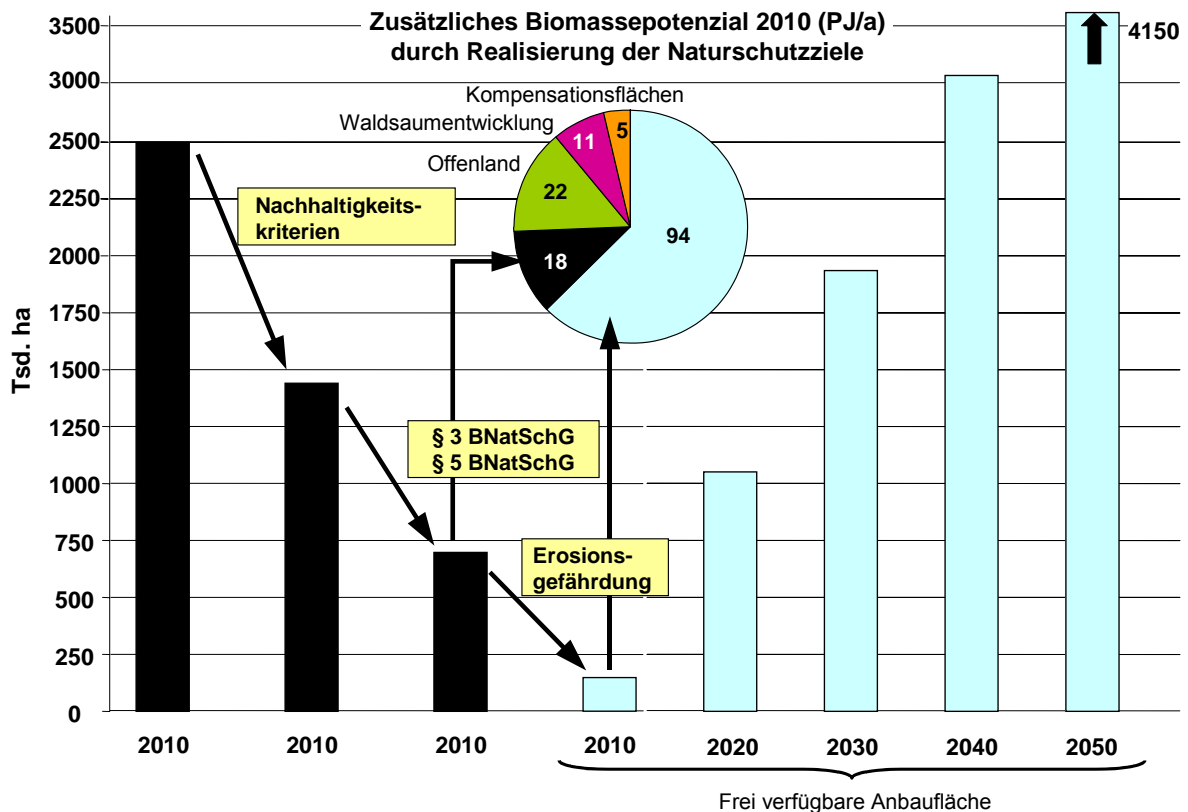


Abbildung 12 : Reduktion von Flächenpotenzialen im Jahr 2010 (ausgehend von der Potenzialvariante BASIS) infolge der Umsetzung verschiedener Naturschutzziele (vier Balken links); daraus resultierendes zusätzliches „Biomassepotenzial“ (150 PJ/a, Tortendiagramm) und Wachstum dieser reduzierten Flächen (vier Balken rechts) in der Potenzialvariante NaturschutzPlus bis 2050.

Fügt man obige zusätzlich verfügbare Biomassen den üblichen, bereits in bisherigen Potenzialanalysen erfassten **festen Reststoffen** (Wald- und Schwachholz, zusätzlich erschließbares Waldholz, Stroh, Landschaftspflegegut, Industrierestholz, Altholz, Holz aus Hausmüll, Klärschlamm, Zoomasse, extensives Grünland) hinzu, so erhält man für die Potenzialvariante BASIS eine Energiemenge von rund 740 PJ/a für das Jahr 2010. Diese bleibt über den Betrachtungszeitraum praktisch konstant. Das aus der Vergärung von tierischen Exkrementen und Einstreu, aus Ernterückständen, aus Gewerbe- und Industrieabfällen, aus organischen Siedlungsabfällen entstehende **Biogas** sowie die Klär- und Deponiegaspotenziale ergeben weitere, ebenfalls konstante 160 PJ/a, sodass sich die **Reststoffpotenziale in der Potenzialvariante BASIS auf 900 PJ/a** belaufen. Unter den Bedingungen der **Potenzialvariante NaturschutzPlus** reduzieren sich diese Werte für feste Reststoffe auf 530 PJ/a (2010) bzw. 580 PJ/a (2050) und für Biogase auf 145 PJ/a, also insgesamt auf **675 PJ/a (2010) bzw. 725 PJ/a (2050)**.

Die zur Verfügung stehende Biomasse kann ganz oder teilweise entweder stationär zur Erzeugung von Strom und Wärme oder zur Herstellung von Kraftstoffen verwendet werden. Das gesamte verfügbare Biomassepotenzial hängt, wegen unterschiedlicher Ausbeuten somit auch vom Verhältnis der stationären zur mobilen Nutzung ab, (**Abbildung 13**). Das energiebezogene Potenzial des Anbaus von Biomassen ist für die stationäre Strom- und Wärmeerzeugung etwa doppelt so groß wie ihre Nutzung für die Herstellung von Biokraftstoffen. Das Potenzial der Reststoffe ändert sich im Laufe der Zeit nicht wesentlich, während das Potenzial für Anbaubiomasse bis zum Jahr 2050 deutlich steigt. Hierdurch wird, insbesondere in der Potenzialvariante NaturschutzPlus, auch ein möglicher Zeitpfad für den Ausbau des Biomassemarktes vor allem im Kraftstoffbereich vorgegeben. Zumindest in den nächsten 20

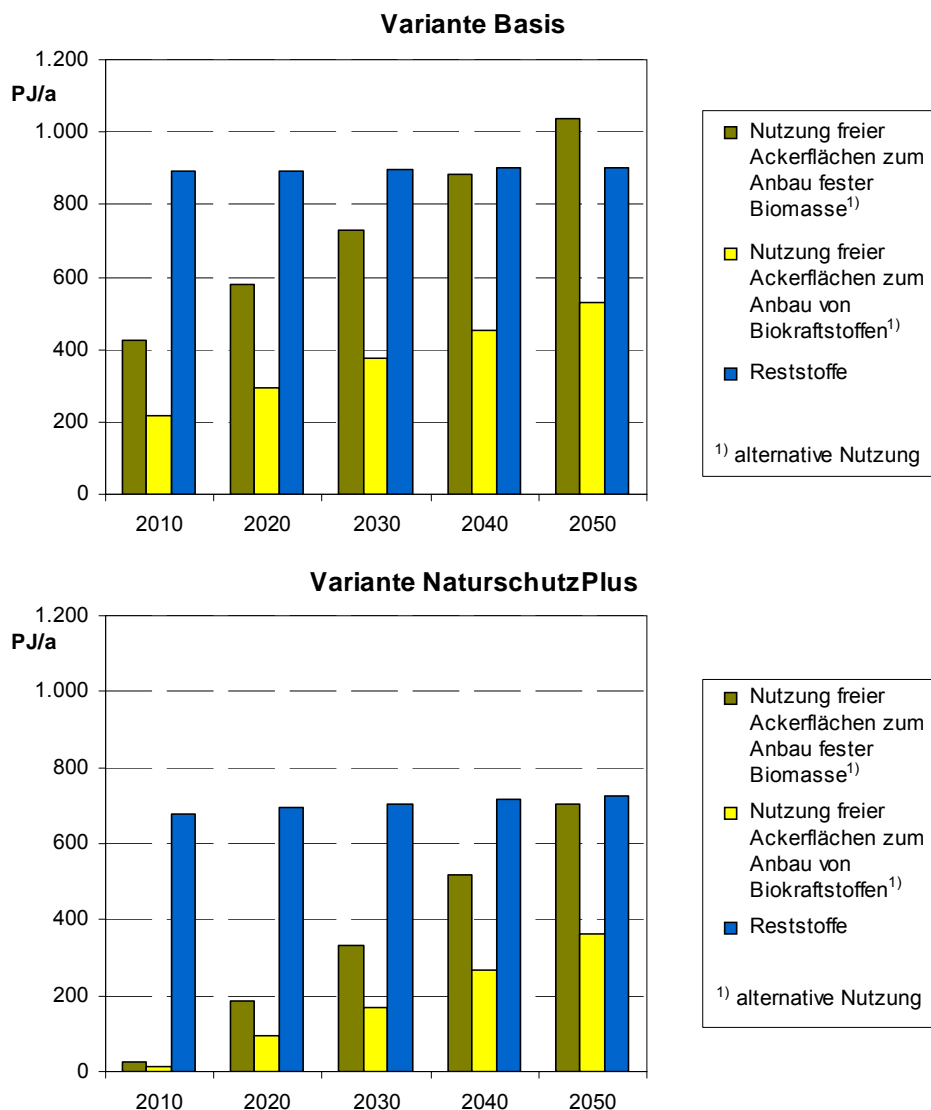


Abbildung 13: Zeitliche Entwicklung der Biomassepotenziale von Reststoffen und von Anbauflächen unter Berücksichtigung verschiedener Nutzungsoptionen für Energiepflanzen.

Jahren ist das Potenzial zur Nutzung organischer Reststoffe – unabhängig von der Berücksichtigung von Naturschutzbelangen – deutlich größer als das Potenzial der Anbaubiomasse.

Durch die Restriktionen der Variante NaturschutzPlus wird das Potenzial in allen Fällen um etwa 25 % reduziert. Damit wird deutlich, dass durch die Forderungen des Naturschutzes im Bereich des Biotopverbundes zwar gewisse Restriktionen gegenüber einem Totalausbau an Energiepflanzen existieren, andererseits sich aber in den anderen Bereichen zusätzliche nennenswerte Potenziale ergeben, so dass die Kombination „Naturschutz“ und die „energetische Nutzung von Biomasse“ hier Hand in Hand gehen.

Fotovoltaik und Solarkollektoren: Der Bau und Betrieb von gebäudeintegrierten Fotovoltaikanlagen und Solarkollektoren ist aus Naturschutzsicht unproblematisch. Kontrovers diskutiert wird dagegen der Bau von großen Freiflächenanlagen „auf der grünen Wiese“. Zwar sind Freiflächenanlagen nicht mit einer Flächenversiegelung gleichzusetzen, sie bedeuten aber letztendlich immer einen zusätzlichen Flächenbedarf, der aus Sicht des Umweltschutzes möglichst zu vermeiden ist. Es ist abzusehen, dass durch große Freiflächenanlagen das Problem der Beeinflussung des Landschaftsbildes zunehmend eine Rolle spielen wird und

sich damit auch hier – ähnlich wie bei der Windenergie – eine Akzeptanzdiskussion in der Gesellschaft einstellt. Durch eine Beschränkung auf gebäudeintegrierte Anlagen kann dies vermieden werden.

In den verschiedenen Szenarien wird das sehr große Potenzial, das alleine innerhalb bestehender Siedlungsstrukturen zur Verfügung steht (Fotovoltaik: 105 TWh_{el}/a; Kollektoren: 360 TWh_{th}/a) bei weitem nicht ausgenutzt, so dass aus Kapazitätsgründen die Belegung von Freiflächen nicht notwendig ist. Aus industriepolitischer Sicht mag die Installation von Freiflächenanlagen eine wichtige Rolle für die schnelle und kostengünstige Ausweitung der Marktvolumina spielen. Durch die im Entwurf zur EEG-Novelle festgeschriebenen Voraussetzungen für eine Förderung soll sichergestellt werden, dass ökologisch sensible Flächen nicht überbaut werden. Trotzdem sollten Freiflächen nur unter strengen Kriterien und im Sinne einer Überbrückungsstrategie während der Markteinführung genutzt werden.

Geothermische Strom- und Wärmeerzeugung: Um eine nachhaltige Nutzung der Ressource Erdwärme zu gewährleisten, sollte das technische Potenzial wegen des geringen natürlichen Wärmestroms nur innerhalb eines sehr langen Zeitraums sukzessive erschlossen werden. Bei einem Erschließungszeitraum von 1.000 Jahren ergibt sich ein technisches Angebotspotenzial von 300 TWh_{el}/a, dass durch Einschränkungen auf der Nachfrageseite, insbesondere durch die nutzbare Wärmemenge bei KWK-Anlagen deutlich auf rund 65 TWh/a reduziert wird. Genauso wie andere Formen der Energiebereitstellung stellt auch die Nutzung der Geothermie einen Eingriff in das natürliche Gleichgewicht der Umwelt (hier der oberen Erdkruste) dar. Die Folgen möglicher Einwirkungen wie z. B. einem hydraulischen Kurzschluss zwischen unterschiedlichen Schichten im Untergrund durch die Bohrungen sind nach heutigem Wissen als gering einzuschätzen. Eine Abkühlung des Untergrundes wird zu Veränderungen der Chemie im Reservoir und möglicherweise zu mikroseismischen Erscheinungen führen. Da sich dies in großer Tiefe abspielt und im Allgemeinen keine Verbindung mit der Biosphäre besteht, sind Auswirkungen auf Flora und Fauna bisher nicht bekannt. Wegen der fehlenden Erfahrung sollten allerdings entsprechenden Effekte in der Zukunft weiterhin sorgfältig untersucht werden.

Die **Potenziale zur Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland**, die unter den Randbedingungen der beiden Potenzialvarianten Basis und NaturschutzPlus zur Verfügung stehen, sind in **Abbildung 14** und **Abbildung 15** zusammengefasst. Für Strom beläuft sich die Bandbreite (ohne Import von Energieträgern aus erneuerbaren Energien) auf 370 bis 775 TWh/a (BASIS) bzw. 350 bis 720 TWh/a (NaturschutzPlus); für Wärme ergibt sich eine Bandbreite zwischen 1.465 PJ/a und 2.600 PJ/a (BASIS) bzw. zwischen 1.465 PJ/a und 2.300 PJ/a (NaturschutzPlus). Für Kraftstoffe liegen die Werte je nach alternativer Nutzung zwischen 0 und 1.000 PJ/a (BASIS) bzw. zwischen 0 und 740 PJ/a (NaturschutzPlus). Es wird deutlich, dass die hier formulierten strengen Anforderungen aus Sicht des Natur- und Landschaftsschutzes zwar für einzelne erneuerbare Energien, insbesondere für die Nutzung der Windenergie an Land und für die Nutzung von Biomasse, das verfügbare Potenzial um 20 bis 30 % reduzieren. Das insgesamt in Deutschland zur Verfügung stehende Potenzial wird durch die zusätzlichen naturschutzfachlichen Anforderungen allerdings nur unwesentlich eingeschränkt.

Dieses Ergebnis unterstreicht einmal mehr die äußerst umweltverträglichen Möglichkeiten zur Nutzung erneuerbarer Energien. Alle Sparten erneuerbarer Energien weisen auch unter naturschutzfachlichen Restriktionen noch ganz beträchtliche Ausbaupotenziale auf. Allein die heimischen Potenziale könnten in Kombination mit einer wirksamen Effizienzstrategie den zukünftigen Energiebedarf Deutschlands weitgehend decken. **Eine Ausbaustrategie unter Beachtung strenger Naturschutzkriterien wird deshalb eindeutig empfohlen.** Sie kann den Nachweis erbringen, dass lediglich erneuerbare Energien in der Lage sind, eine tatsächlich „naturerhaltende“ Energieversorgung zu ermöglichen. Sie führt damit auch zur weiteren Akzeptanzsteigerung. Potenzial- und kostenseitig sind kurzfristig nur marginale Auswirkungen zu erwarten, längerfristig bestehen ausreichende Ausweichmöglichkeiten.

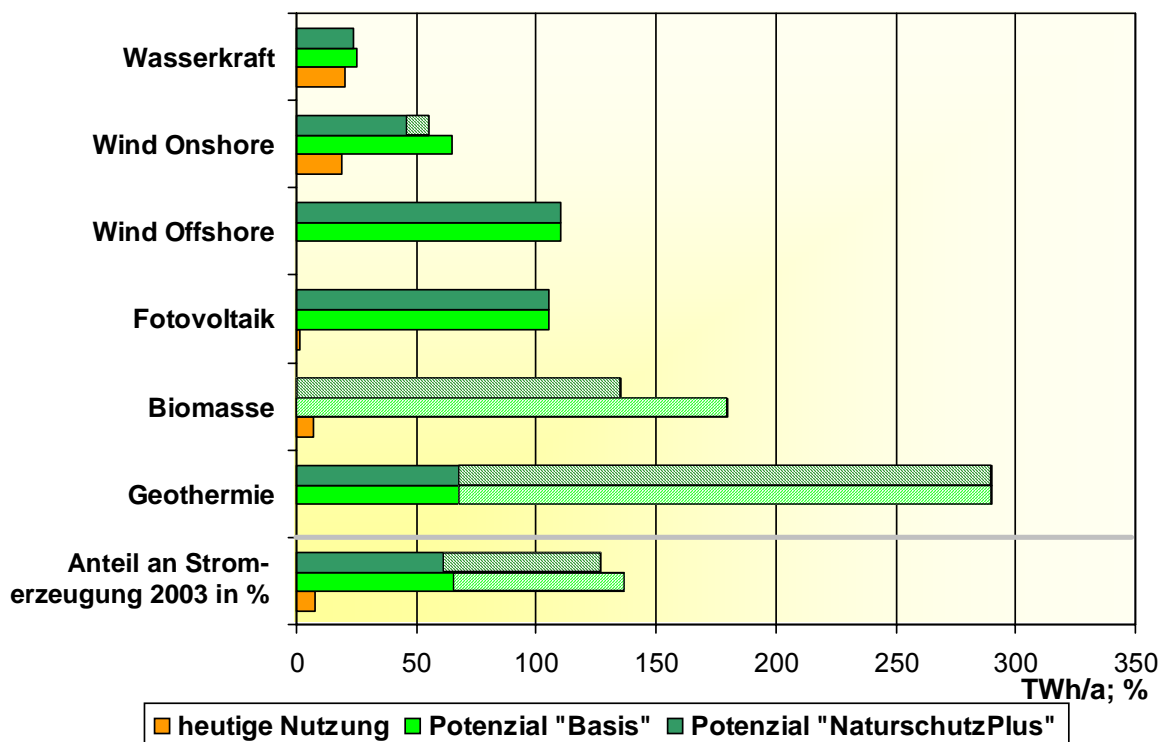


Abbildung 14: Potenziale zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland, ohne Import (schraffiert: Wertebereich infolge unterschiedlicher Einsatzmöglichkeiten der Biomasse und anderer Abgrenzungen)

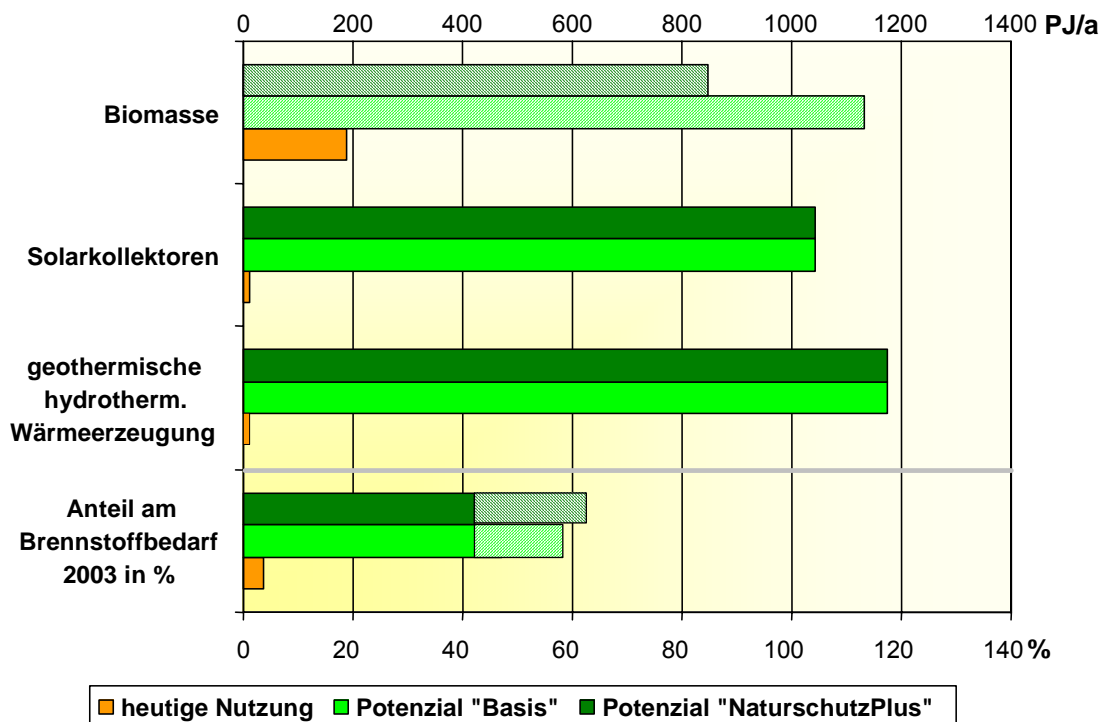


Abbildung 15: Potenziale zur Nutzwärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland, ohne Import (schraffiert: Wertebereich infolge unterschiedlicher Einsatzmöglichkeiten der Biomasse und anderer Abgrenzungen)

Die durch die europäische Vernetzung im Bereich der Stromerzeugung auch für eine Nutzung in Deutschland zur Verfügung stehenden sehr großen Potenziale außerhalb Deutschlands sind in dieser Betrachtung nicht berücksichtigt, ebenso wurde der Import von Biokraft- oder Brennstoffen nicht aufgenommen. Längerfristig können auch die großen „Importpotenziale“ von Strom aus erneuerbaren Energien im Zuge einer europäischen Gesamtstrategie der Mobilisierung erneuerbarer Energien zur Deckung der deutschen Energienachfrage genutzt werden. **Einer langfristig 100%igen Deckung der Energienachfrage mittels erneuerbarer Energien steht also auch bei strengen Restriktionen aus Potenzialsicht nichts entgegen.**

5 Szenarien eines ökologisch optimierten Ausbaus erneuerbarer Energien – Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die vorliegende Analyse des deutschen Energieversorgungssystems mittels fünf Szenarien (vier „Ausbauszenarien“ BASIS I und II, NaturschutzPlus I und II; Referenz) hat zum Ziel, die potenziellseitigen, strukturellen, ökologischen und ökonomischen Gestaltungsspielräume und Restriktionen verschiedener Technologieoptionen so miteinander zu kombinieren, dass die wesentlichen Wechselwirkungen zwischen diesen Optionen bei einer weitgehenden Umgestaltung der Energieversorgung innerhalb der nächsten 50 Jahre sichtbar werden können. Dies geschah unter Verwendung von drei Teilstrategien: **der „Effizienzstrategie“, der „KWK-Ausbaustrategie“ und der „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“**. Die komplexen Wechselwirkungen zwischen den Technologieoptionen und den Teilstrategien wurden jeweils getrennt für die Bereiche **„Stromversorgung“, „Wärmeversorgung bzw. Brennstoffversorgung“ und „Verkehr bzw. Kraftstoffversorgung“** ermittelt, um die sehr unterschiedlichen Ausgangsbedingungen berücksichtigen und die unterschiedlichen Veränderungsgeschwindigkeiten bei der Umgestaltung abbilden zu können.

Der Untersuchungszeitraum von 50 Jahren umfasst eine beträchtliche Zeitspanne, in der heutige Energieversorgungs-, -infrastrukturen und -nutzungsstrukturen völlig verändert bzw. erneuert werden können. Gespiegelt an den vergangenen 50 Jahren sind in dieser Zeit sowohl enorme technologische Entwicklungen als auch beträchtliche strukturelle Veränderungen zu erwarten. Auch gesellschaftliches Verhalten, Werturteile und Konsumpräferenzen können sich sehr weitgehend ändern. Obwohl die vorgelegten Szenarien in ihren Ausbauparvarianten aus energietechnischer und -wirtschaftlicher Sicht zu deutlich anderen Energiesystemen führen, als wir sie heute gewohnt sind, führen sie doch lediglich den stetigen Wandel und Umbau des Energiesystems fort, der auch in den letzten Jahrzehnten stattgefunden hat. Die Szenarien können insofern als „konservativ“ bezeichnet werden, als sie dabei lediglich auf den Prozess der stetigen Erneuerung und Anpassung des Energiesystems an sich ändernde Rahmenbedingungen setzen und dazu heute bekannte Technologien, Verfahren und Methoden einsetzen. Sie verlangen keine heute noch unbekannteren technologischen „Durchbrüche“, strukturellen Umbrüche oder gar politische Umwälzungen. Im Gegensatz zum historisch gewachsenen Energiesystem, das weitgehend nur reaktiv und mit relativ kurzfristiger Betrachtungszeiträumen „gestaltet“ wurde, stellen diese Szenarien Entwürfe einer zukünftigen Energiewirtschaft dar, die sich **an langfristigen volkswirtschaftlichen und energiepolitischen Zielsetzungen orientieren** und deshalb teilweise von anderen Kosten/Nutzen Relationen und Wertungen ausgehen (müssen) als es die Akteure im Energiebereich im Tagesgeschäft tun bzw. bisher getan haben.

Die Szenarien spannen in Gegenüberstellung mit der Referenzentwicklung einen Korridor auf, innerhalb dessen die Umgestaltung des Energiesystems in Zukunft ablaufen dürfte. Je wirksamer das aus den Leitlinien einer nachhaltigen Entwicklung abgeleitete Zielsystem in politisches, wirtschaftliches und gesellschaftliches Handeln umgesetzt werden kann, desto näher dürfte die Struktur derjenigen der Ausbauszenarien ähneln. Je weniger davon in der Energiepolitik ihren Niederschlag findet, desto weniger wird sich das Energiesystem von der

gemessen an der Zielsetzung unzulänglichen Referenzentwicklung entfernen. Außergewöhnliche und nicht vorhersehbare, meist eher krisenartige Entwicklungen (z.B. Ölpreissprünge, Katastrophen, kriegerische Handlungen) können aber auch die Referenzentwicklung in eine aus Nachhaltigkeitssicht noch ungünstigere Entwicklung treiben.

Ergebnisse der Szenarioberechnungen und Schlussfolgerungen

(1) Ohne deutliche Steigerung der Umwandlungs- und Nutzungseffizienz aller Energieträger ist keine nachhaltige Energieversorgung möglich.

Jede Umgestaltung des Energiesystems in Richtung Nachhaltigkeit muss auf einer systematischen Steigerung der Umwandlungs- und Nutzungseffizienz aller Energieträger aufbauen. Die derzeit wirkenden Mechanismen zur Erhöhung der Energieeffizienz, wie Steigerung der Wirkungsgrade von Kraftwerken, strengere Effizienzvorschriften für Neubauten (Energieeinsparverordnung), Steigerung von Motorwirkungsgraden bei Fahrzeugen, Optimierung von industriellen Prozessabläufen bzw. generell die autonome Steigerung der Effizienz durch den Ersatz von alten Geräten und Anlagen durch neue reichen nicht aus, das Energieverbrauchsniveau substantiell zu senken. Wird der Vergangenheitstrend der Verringerung der Energieintensität (Primärenergie langjährig 1,4%/a; Strom seit 1984 ca. 0,9 %/a) nur geringfügig gesteigert (Referenzentwicklung bis 2050 bei Primärenergie 1,8%/a, bei Strom 1,2 %/a), so steigt der Stromverbrauch noch und sinkt der Primärenergieverbrauch nur allmählich parallel zur demografischen Entwicklung (**Abbildung 16**, obere Linien).

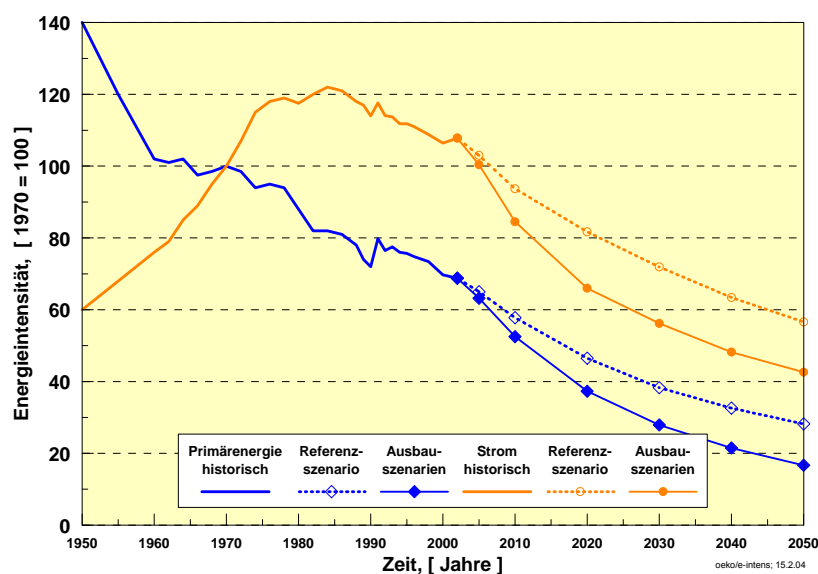


Abbildung 16: Verlauf der Energieintensitäten (Primärenergie/BIP; Strom/ BIP) seit 1950 sowie im Referenzszenario und den Ausbauszenarien bis 2050 (PEV/BIP (1970) = 9,93 GJ/1000 €₂₀₀₀; Strom/BIP (1970) = 0,787 GJ/1000 €₂₀₀₀, Werte 1970 = 100 gesetzt)

Aus technischer Sicht sind noch sehr weitreichende Effizienzverbesserungen möglich. Die für die Ausbauszenarien angenommene jährliche Effizienzsteigerung liegt daher für den Primärenergieverbrauch im Jahresmittel 2000 – 2050 bei 2,6 %/a (Primärenergie berechnet nach Substitutionsmethode), also bei einer knappen Verdopplung gegenüber der langjährigen Vergangenheitsentwicklung und für den Stromverbrauch bei 1,8%/a, einer Steigerung um 50% gegenüber der bisherigen Entwicklung (Abbildung 16, untere Linien). Unter diesen Annahmen wird infolge der Umsetzung der **Effizienzstrategie** etwa ein Drittel des heutigen Primärenergieeinsatzes überhaupt nicht mehr benötigt (**Abbildung 17**). Die damit verknüpfte Minderung an CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2050 liegt bei 280 Mio. t/a. **Eine wirksame**

Effizienzstrategie ist somit unerlässlich, wenn das Reduktionsziel 2050 zeitgerecht und ökonomisch verträglich erreicht werden soll.

(2) Deutliche Effizienzsteigerungen erleichtern den Einstieg in erneuerbare Energien.

Eine beschleunigte Effizienzsteigerung ist aus volkswirtschaftlicher Sicht vorteilhaft, da sie in vielen Fällen – gerechnet über die Nutzungsdauer – kostengünstiger ist als die zusätzliche Bereitstellung von Energie. Selbst unter verkürzten Abschreibungszeiten sind Teile der Einsparpotenziale wirtschaftlich, was unmittelbar zur Kostenersparnis führt, wenn dadurch der Bau von Neuanlagen zur Energiebereitstellung vermieden werden kann. Für den Stromsektor ist dies dargestellt worden. Bereits bei niedrigen und mittleren Energiepreissteigerungen sind die jährlichen Gesamtkosten einer mit verstärkter Effizienz gekoppelte Ausbaustrategie (20%ige Stromverbrauchsreduktion gegenüber Referenz) mit rund 32 Mrd. €/a nur geringfügig höher als die de Referenzfalls (30 Mrd. €/a). Im Fall der oberen Preisvariante sind sie bereits geringer (35 Mrd. €/a gegenüber 36 Mrd. €/a bzw. 39 Mrd. €/a im Falle einer Rückhaltung von CO₂). Ähnliches gilt für den Gebäudesektor, bei dem aktive solare Maßnahmen meist erst sinnvoll sind, wenn eine energetische Gebäudesanierung stattgefunden hat. **Eine Strategie gesteigerter Energieeffizienz bewirkt somit auch eine indirekte Kompensation eines Teils der zusätzlichen Differenzkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien.** Deshalb ist ihre erfolgreiche Umsetzung, insbesondere im Zeitabschnitt 2000 – 2020 wo die absoluten Differenzkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien am größten sind, von besonderer Bedeutung für einen volkswirtschaftlich verträglichen Umbau des Energiesystems.

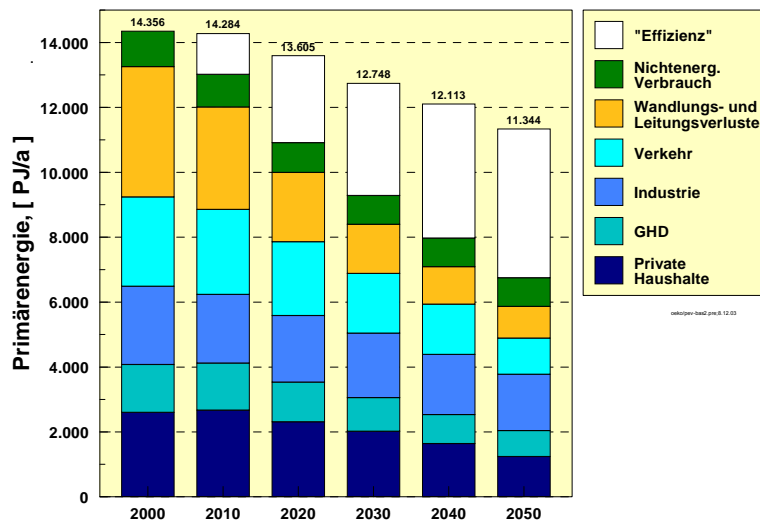


Abbildung 17: Verlauf der Endenergienachfrage und der resultierenden Primärenergie (Wirkungsgradmethode) in den Ausbauszenarien. Unter „Effizienz“ ist die gegenüber der Referenzentwicklung zusätzlich erzielbare Reduktion durch verstärkte Effizienzmaßnahmen und den verstärkten Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung zu verstehen.

(3) Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist ein wichtiger Stützfeiler für den Ausbau erneuerbarer Energien.

Eine besonders wirksame Art der Effizienzsteigerung im Umwandlungsbereich stellt die Kraft-Wärme-Kopplung dar. Zwar ist jede Effizienzsteigerung von Kondensationskraftwerken nützlich, sie kann aber selbst bei großen Erfolgen nicht die Effizienzwirkung der KWK mit

Gesamtnutzungsgraden bis zu 95% erreichen. Mit der Einführung dezentraler KWK - Technologien (Motor-BHKW, Gasturbinen) und ihrer weiteren Entwicklung (Brennstoffzellen, Stirling-Motoren, Mikrogasturbinen) kann ihr Einsatzspektrum und ihr Potenzial beträchtlich erweitert werden. Auch mit einer Strategie der beträchtlichen Verringerung des Heizwärmebedarfs ist ein weiterer Ausbau der (dezentralen) KWK kompatibel und bietet noch beträchtliche Ausweitungsmöglichkeiten. Bei nur noch leicht steigender Nutzwärme (von derzeit 180 TWh/a auf rund 200 TWh/a) kann die Stromausbeute bei deutlicher Steigerung der Stromkennzahlen von **derzeit 80 TWh/a auf rund 200 TWh/a steigen**. In Verbindung mit einem Ausbau erneuerbarer Energien ist ein weiterer Ausbau der KWK von besonderer Bedeutung. Der dezentrale Charakter moderner KWK-Technologien kommt der ebenfalls in weiten Bereichen dezentralen Nutzung erneuerbarer Energien entgegen und kann diese strukturell vorbereiten. Sowohl im Strombereich (virtuelle Kraftwerke) als im Wärmebereich (Nahwärme, Inselnetze) ist eine Symbiose von KWK und erneuerbaren Energien deshalb vorteilhaft.

(4) Die Szenarien BASIS und NaturschutzPlus - Strukturelle Rahmenbedingungen und die Vorgaben des Naturschutzes beeinflussen die Ausbaustrategien

Um die gesetzten Ziele des Klimaschutzes fristgerecht zu erreichen, müssen bei den hier angenommenen Effizienzsteigerungen von den erneuerbaren Energien bis 2050 noch rund 220 Mio. t/a CO₂-Minderung gegenüber dem Referenzfall erbracht werden. Zur Darstellung unterschiedlicher Ausbaustrategien und ihrer Wirkungen werden vier Szenarien entwickelt. Die **Szenarien BASIS** nutzen dazu die **technisch-strukturellen Potenziale**. Die durch weitere Anforderungen des Naturschutzes wirksam werdenden **Potenzialrestriktionen** werden in den Szenarien **NaturschutzPlus** abgebildet. Sie wirken sich im Bereich der Biomasse, der Windenergienutzung auf dem Land und bei der Wasserkraft aus.

Wesentlichen Einfluss auf die Gestaltung der Ausbaustrategie erneuerbarer Energien haben die unterschiedlichen Nutzungsmöglichkeiten der Biomasse (**Abbildung 18**). Im **Szenario BASIS I** wird ihrer stationären Nutzung soweit Vorzug eingeräumt, wie es die strukturellen Möglichkeiten des Wärmemarktes zulassen, was zu rund 1.200 PJ/a Brennstoffangebot für KWK-Anlagen und Heizungsanlagen bis zum Jahr 2050 führt und gleichzeitig die Bereitstellung von 300 PJ/a an Biokraftstoffen erlaubt. Ein Ausbau, der neben der Erfüllung des Verdopplungsziels für Strom und Wärme für 2010 auch das Ziel eines möglichst rasch wachsenden Kraftstoffanteils erfüllt (**Szenario BASIS II**) würde im Jahr 2050 zu rund 420 PJ/a Kraftstoffen führen. Damit bleiben im Szenario BASIS II rund 1.000 PJ/a an Brennstoffen für die stationäre Nutzung übrig.

Die Szenarien NaturschutzPlus I und II sind ähnlich definiert. Will man die stationäre Nutzung in ähnlichen Umfang aufrechterhalten wie in BASIS I, so verbleiben nur noch rund 100 PJ/a an Kraftstoffen (**Szenario NaturschutzPlus I**). Soll der Umfang der Kraftstoffbereitstellung etwa so wie in BASIS I erhalten bleiben (**Szenario NaturschutzPlus II**), so reduziert sich der Beitrag an Brennstoffen auf 800 PJ/a. Da gleichzeitig größere Flächen praktisch erst nach 2010 zur Verfügung stehen, beginnt in diesen Szenarien der Einstieg in die Kraftstoffherstellung sehr verhalten. Bei allen Szenarien werden die Reststoffe ausschließlich im stationären Bereich genutzt.

Die Eckdaten der Szenarien für die Bereiche Stromerzeugung, Brennstoff- und Kraftstoffbereitstellung zeigen, dass in den Szenarien BASIS I und II die direkt nutzbaren Beiträge erneuerbarer Energien (44% an der gesamten Primärenergie; rund das 8,5-fache des heutigen Beitrags) ausreichen, um bis 2050 die angestrebte Reduktion der CO₂-Emissionen auf rund 200 Mio. t/a zu erreichen. Eine indirekte Nutzung über Wasserstoff wird noch nicht benötigt. Das liegt u. a. an den beträchtlichen Potenzialen der Biomasse in der Potenzialvariante BASIS. Die Biomasse deckt in den Szenarien BASIS im Jahr 2050 rund 24% des Endenergieverbrauchs (bezogen auf den derzeitigen Endenergieverbrauch sind es rund 12%).

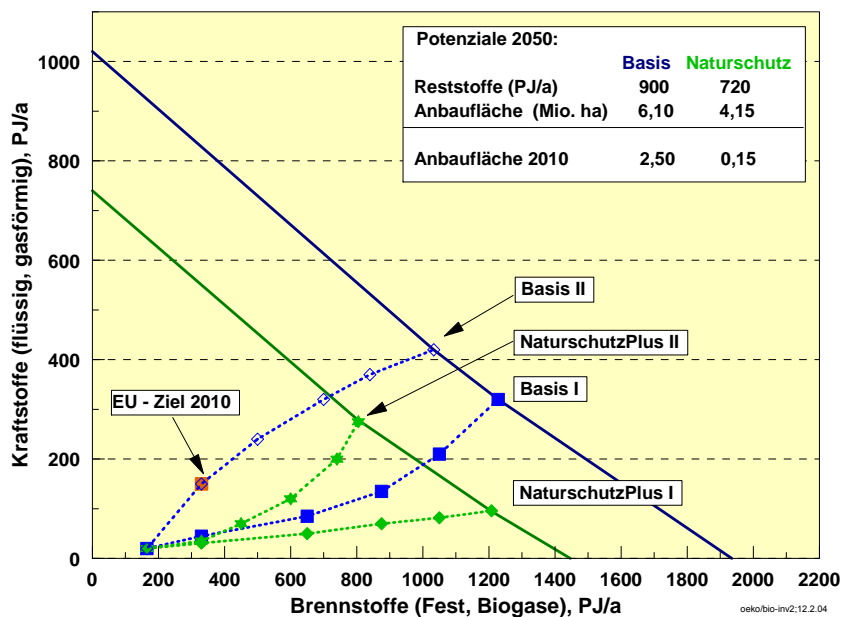


Abbildung 18: Je zwei Pfade einer möglichen Nutzung der ermittelten Biomassepotenziale für die stationäre und mobile Nutzung in den Szenarien BASIS und NaturschutzPlus. Jede Markierung entspricht einem Abstand von 10 Jahren beginnend im Jahr 2000.

Die für die Szenarien NaturschutzPlus vorgegebene Reduktion der Biomassenutzung verlangt eine anderweitige Kompensation, wenn das gewünschte Ziel einer 80%igen Reduktion der Treibhausgase bei der hier berechneten Gesamtnachfrage nach Endenergie erreicht werden soll. Die Nutzung der weiteren noch in großem Ausmaß verfügbaren Potenziale der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zur **Wasserstoffherstellung ist ab etwa 2030** die nächste vernünftig einsetzbare Option. Im Szenario NaturschutzPlus I werden dazu weitere 70 TWh/a Strom eingesetzt um daraus 190 PJ/a Elektrolysewasserstoff als Kraftstoff bereitzustellen. Im Szenario NaturschutzPlus II dienen 150 PJ/a Wasserstoff zur Versorgung dezentraler KWK-Anlagen, wo er mit einem Nutzungsgrad von 90% und einer Stromkennzahl von 1,25 in Strom und Nutzwärme umgewandelt wird.

(5) Für Investitionen in die zukünftige Stromversorgung sind jetzt die Weichen zu stellen.

In den Ausbauszenarien (Beispiel **Szenario NaturschutzPlus I**) entstehen **bis 2020** an Kraftwerksneubauten insgesamt 80 GW, wovon 45 GW Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien sind. Von den 35 GW fossil gefeuerten Anlagen sind 15 GW Kohlekraftwerke (davon 10 GW als HKW), 13 GW Gaskraftwerke (davon 6 GW als HKW) und 7 GW sind gasgefeuerte BHKW. Ab 2030 tritt auch der allmähliche Zubau von Anlagen zur Wasserstoffbereitstellung in Erscheinung. Dieser bewirkt eine **bis 2050** insgesamt neu installierte Leistung von 144 GW mit einem Beitrag erneuerbarer Energien von 100 GW. An fossil gefeuerten Kraftwerken werden dann noch 44 GW benötigt, 32 GW davon werden in KWK betrieben zusätzlich zu den 12 GW KWK - Anlagen mit Biomassefeuerung. Die so entstandene Kraftwerksstruktur wird im Jahr 2050 im Mittel zu 3 400 h/a ausgelastet, womit 504 TWh/a Strom erzeugt werden. Der Anteil erneuerbarer Energien beträgt 68% (ohne Biomasse-KWK = 56%; **Abbildung 19**), der KWK-Anteil liegt bei 40%. Von den insgesamt aus erneuerbaren Energien im Jahr 2050 erzeugten 340 TWh/a werden in diesem Szenario 65 TWh/a, also knapp 20%, über das europäische Verbundnetz aus ergiebigen europäischen und nordafrikanischen Quellen bereitgestellt. Dies liegt in der Logik derartiger Ausbauszenarien, da die

hier unterstellte Wachstumsentwicklung erneuerbarer Energien nur in einem gesamteuropäischen Verbund sinnvoll ist und dann Potenziale nach ökonomischen Gesichtspunkten erschlossen und genutzt werden. Dies bringt sowohl für die Lieferländer als für die Importländer Vorteile. Insbesondere für eine erschwingliche Wasserstoffbereitstellung ist dies von großer Bedeutung

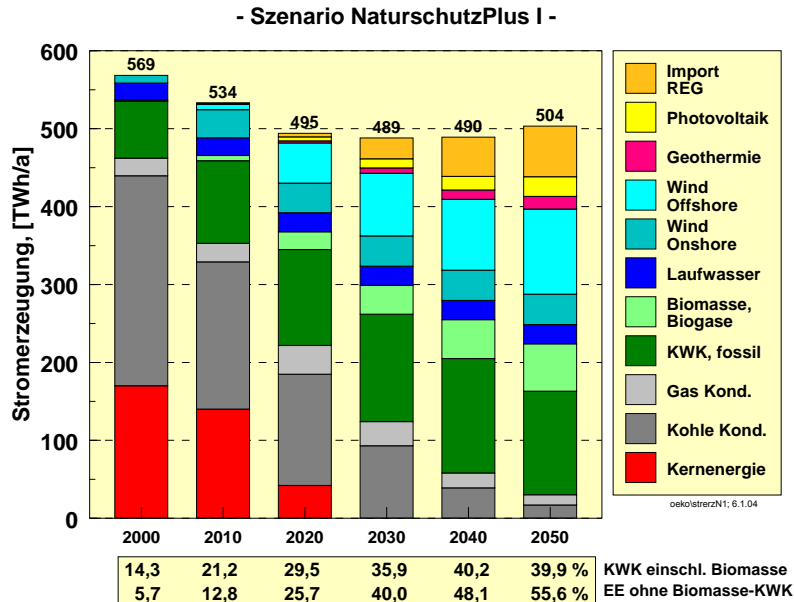


Abbildung 19: Stromerzeugung nach Kraftwerksarten und Energiequellen im Szenario NaturschutzPlus I. Der Anstieg nach 2030 resultiert aus der Strombereitstellung für die Wasserstoff-erzeugung (2030 = 10 TWh/a; 2040 = 33,5 TWh/a und 2050 = 70 TWh/a).

Die hier vorgeschlagene Ausbaustrategie für den Stromsektor kann nur bei einer „rechtzeitigen“ Investition in die betreffenden Anlagen bzw. Kraftwerke zeitgerecht umgesetzt werden. Die Investitionserfordernisse, die sich aus der Altersstruktur der bestehenden Kraftwerke, dem Wegfall der Kernenergie und dem Verlauf der zukünftigen Stromnachfrage ergeben müssen daher ausgewogen auf die zur Diskussion stehenden Optionen verteilt werden. Vergleicht man mit der Referenzentwicklung, bei der 65% des bis 2020 erforderlichen Leistungszubaus bzw. rund 45 GW mit großen Kondensations- und Heizkraftwerke erbracht wird, muss zur Einleitung der hier beschriebenen Entwicklung ein deutlich anderer Weg eingeschlagen werden. **Richtschnur für Investitionen in die Stromerzeugung im Zeitraum bis 2020 sollte demnach sein, jeweils ein Viertel des Strombedarfs durch (a) erhöhte Nutzungseffizienz zu vermeiden, (b) durch dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung, (c) durch erneuerbare Energien und (d) durch große Kondensations- und Heizkraftwerke bereitzustellen.** Dies entspricht einem Leistungszubau von je rund 20 GW in größere Kraftwerke und größere HKW einerseits und BHKW und kleinere HKW andererseits sowie von 40 GW in Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien.

(6) Stromerzeugungstechnologien für Geo- und Solarthermie sind noch zu etablieren.

Zwei stromerzeugende Technologien, die wesentlich zu einer gesicherten und kostengünstigen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien beitragen können, sind heute noch nicht etabliert: Die geothermische Stromerzeugung und diejenige aus solarthermischen Kraftwerken. Beide werden nach 2020/2030 benötigt um kostengünstigen Strom in größeren Mengen bereitstellen zu können. Die geothermische Stromerzeugung verfügt im Erfolgsfall über beträchtliche Stromerzeugungspotenziale. Derzeit sind allerdings noch zu wenig belastbare Daten über ihre technische und ökonomische Leistungsfähigkeit verfügbar. Mit hohen Dringlichkeiten sollten daher weitere Demonstrationsprojekte in Gang gebracht werden, um spä-

testens bis 2010 entscheiden zu können, unter welchen Bedingungen geothermisch erzeugter Strom mittelfristig zur Verfügung stehen kann. Könnten längerfristig größere Beiträge zur Stromerzeugung kostengünstig bereitgestellt werden, hätte dies erheblichen Einfluss auf die zukünftige Kraftwerksstruktur (weniger Speicher- und Ausgleichsbedarf, keinen Wasserstoff aus Sicht einer gesicherten Strombereitstellung).

Wegen der prinzipiellen Notwendigkeit eines großen europäischen Stromverbunds zur Nutzung erneuerbarer Energien sollte auch die Initialisierung solarthermischer Kraftwerksprojekte in Ländern des Mittelmeerraums mit hoher Priorität weiter voran gebracht und zum Erfolg geführt werden. Hierbei sollte die bisherige **Vorreiterrolle Deutschlands genutzt werden**, um noch stärker die Europäische Union und andere Mittelmeeranrainer in den erforderlichen Markteinführungsprozess einzubinden. Als erstes Ausbauziel sollte die Errichtung von mindestens 5.000 MW Leistung innerhalb von 10 Jahren angestrebt werden, um auch hier die noch möglichen Kostensenkungen rasch zu erreichen.

(6) Der Wärmemarkt benötigt mit hoher Dringlichkeit ein effizientes Förderinstrument für größere Anlagen und Nahwärmeversorgungen.

Wesentliche Ausgangspunkte für die erforderlichen Umstrukturierungen im Bereich der Wärmebereitstellung sind zum einen die großen Einsparpotenziale für Raumwärme im Gebäudebestand; zum zweiten die Notwendigkeit, die beim angestrebten Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung anfallende Nutzwärme verwerten zu können und zum dritten die heutigen Gegebenheiten bei der Versorgung mit erneuerbaren Energien. Die Versorgungsseite ist – im Vergleich zur Stromerzeugung – durch ungünstigere Ausgangsbedingungen gekennzeichnet. Zwar stammen ca. 12% der Endenergienachfrage nach Wärme aus der KWK, der Beitrag der dezentralen Versorgung ist jedoch mit einem Anteil von 0,7% noch sehr klein. Auch der Beitrag erneuerbarer Energien (ohne Biomasse für KWK-Anlagen) ist mit 2,5% noch sehr gering und besteht weitgehend nur aus Einzelheizungen für Brennholz. Der Beitrag an KWK-Wärme (worin auch der Einsatz von Biomasse in KWK-Anlagen enthalten ist) steigt in den Ausbauszenarien von derzeit 12% auf 21 % in 2030 und auf knapp 27% im Jahr 2050 (**Abbildung 20**; Szenario NaturschutzPlus II).

Die potentielle Konkurrenz von KWK und erneuerbaren Energien in einem kleiner werdenden Wärmemarkt wirkt sich bis 2030 noch nicht aus, da die heute mit 85% sehr großen Segmente der Wärmebereitstellung durch Öl, Erdgas und Kohle genügend Substitutionsspielraum bieten. Danach findet eine (geringe) Verdrängung von fossiler KWK-Wärme durch weitere Wärme (Kollektoren, Erdwärme) aus erneuerbaren Energien statt. Im Szenario Naturschutz-Plus II erreichen erneuerbare Energien so einen Deckungsanteil von 35% im Jahr 2050 (einschließlich der der KWK zugeordneten KWK-Biomasse sind es 42%). Derartige Beiträge erneuerbarer Energien im Wärmemarkt erfordern eine deutliche Ausweitung von Nahwärmeversorgungen, die derzeit erst mit weniger als 1% zur Wärmeversorgung beitragen. Ein anzustrebender Zielwert liegt bei 30-35% Nahwärmeanteil, so dass zusammen mit der nach wie vor bestehenden (großen) Fernwärmeversorgung im Jahr 2050 rund 40% der Wärmeversorgung über größere und kleinere Netze erfolgen würde. Für erneuerbare Energien liegt der Nahwärmeanteil dann sogar bei 75%.

Den Szenarioanalysen ist zu entnehmen, dass **für den Wärmemarkt** – ausgehend von ungünstigeren Anfangsbedingungen – **eine ähnlich dynamische Entwicklung für den Ausbau erneuerbarer Energien angestoßen werden muss**, wie dies derzeit im Strombereich der Fall ist. Die derzeitige Wachstumsdynamik im Wärmemarkt ist, bedingt durch das bestehende Förderinstrumentarium vorwiegend auf Kleinanlagen beschränkt, deren Potenziale, insbesondere bei Kollektoren und der Geothermie, begrenzt und deren betriebswirtschaftliche Kosten relativ hoch sind. Von hoher Dringlichkeit ist daher die **Schaffung eines „Wärmegesetzes“**, das vordringlich auf die Markteinführung größerer Anlagen und Nahwärmenetze zugeschnitten ist. Dieses Gesetz sollte in wirksamer Weise mit einer verbesser-

ten Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung verknüpft werden. Das könnte dadurch geschehen, dass als Kernstück die Förderung des Ausbaus von (Nah-) Wärmenetzen als zentrale Infrastrukturmaßnahme vorgesehen wird und an die einzuspeisende Wärme entsprechende Kriterien gestellt werden.

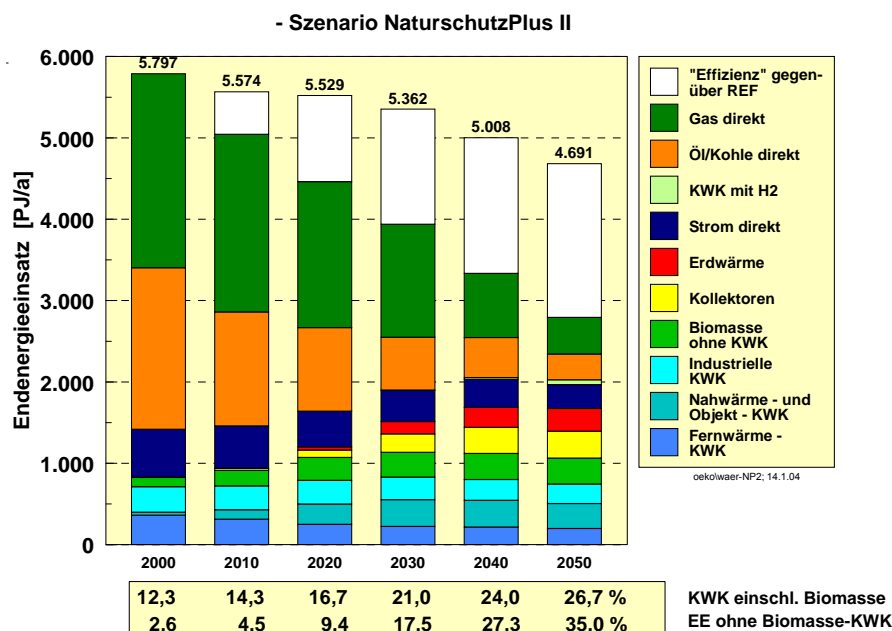


Abbildung 20: Strukturveränderungen im Wärmemarkt im Szenario NaturschutzPlus II infolge Gebäudesanierung und weiterer Effizienzmaßnahmen, sowie dem Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung und der erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2050.

(7) Verkehr – auf der Basis verstärkter Effizienz erneuerbare Energien optimal nutzen

Die zukünftige Entwicklung des Verkehrssektors ist in den Ausbauszenarien zunächst vor allem durch deutliche Effizienzsteigerungen aller Verkehrsmittel und (begrenzte) Verlagerungen des Verkehrsaufkommens von der Straße auf die anderen Verkehrsmittel gekennzeichnet. Dadurch kann der Kraftstoffverbrauch gegenüber der Referenzentwicklung bis 2050 halbiert werden. Mit einem Anteil von 0,9% sind erneuerbare Energien im Verkehr derzeit am geringsten vertreten. In den Szenarien werden zwei Strategien abgebildet: Das **Szenario BASIS II stellt die Obergrenze des Ausbaus erneuerbarer Energien im Verkehrssektor** dar. Die aus Naturschutzsicht nicht reduzierten Biomassepotenziale auf Anbauflächen werden entsprechend der Zielsetzung bevorzugt im Verkehrssektor eingesetzt, was in Verbindung mit den umgesetzten Effizienzpotenzialen und der hohen Wachstumsdynamik rasch zu hohen Anteilen erneuerbarer Energien führt. Mit 37 % bzw. 420 PJ/a besteht die Kraftstoffbasis im Jahr 2050 zu mehr als einem Drittel aus erneuerbaren Energien. **Die Untergrenze dieser Strategie stellt das Szenario NaturschutzPlus I dar (Abbildung 21).** Hier werden die reduzierten Biomassepotenziale (Reststoffe und Energiepflanzen) vorrangig im stationären Bereich eingesetzt, was zu relativ geringen Beiträgen von Biokraftstoffen von knapp 9% (100 PJ/a) in 2050 führt. Um längerfristig dennoch einen nennenswerten Beitrag erneuerbarer Energien im Verkehr zu erzielen, wird zusätzlich ab 2030 elektrolytisch erzeugter Wasserstoff bereitgestellt, so dass im Jahr 2050 rund ein Viertel des Kraftstoffbedarfs aus erneuerbaren Quellen stammt. In diesem Szenario des zeitlich späteren Ausbaus erneuerbarer Energien im Verkehrsbereich wird erst ab ca. 2030 ein energiewirtschaftlich relevanter Anteil von über 5% erreicht.

Die Szenarioanalyse macht deutlich: **Nur bei beträchtlichen Verbrauchsreduzierungen bzw. erfolgreichen Effizienzbemühungen werden erneuerbare Energien im Verkehrssektor in absehbarer Zeit und mit vertretbarem Aufwand nennenswerte Anteile decken können.** Eine Strategie, die bei weitgehend unveränderten Mobilitätsstrukturen und fahrzeugspezifischen Energieaufwendungen versucht, fossile Kraftstoffe abzulösen, wird daher nicht erfolgreich sein können.

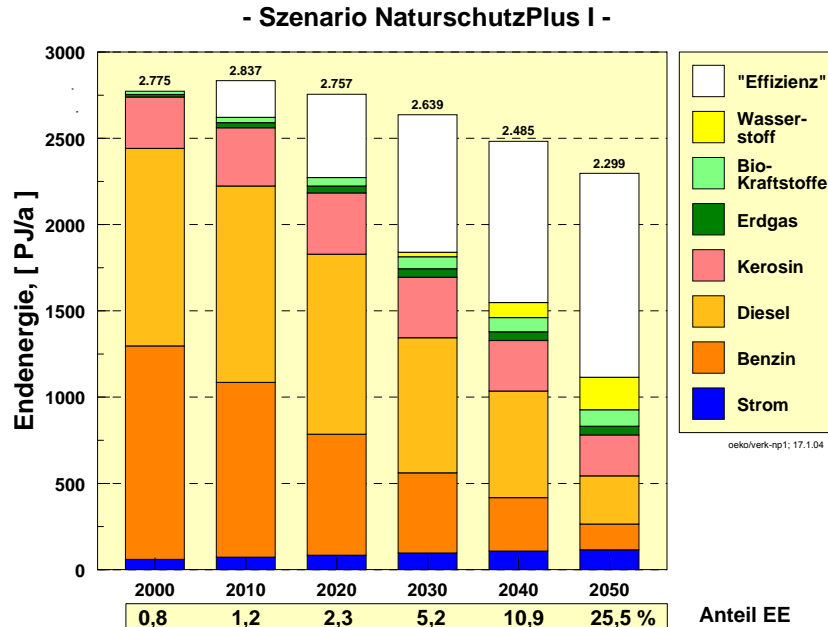


Abbildung 21: Strukturelle Veränderungen in der Kraftstoffbereitstellung im Szenario NaturschutzPlus I mit Angabe der jeweiligen Anteile an erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2050.

(8) Biogene Reststoffe sollten zur stationären Strom- und Wärmerzeugung genutzt und Biokraftstoffe eher verhalten eingeführt werden.

Biomasse kann zukünftig wichtige Beiträge zur Energieversorgung leisten. Kommen die hier abgeleiteten Empfehlungen des Naturschutzes zur Leitlinie einer umweltverträglichen Nutzung der Biomasse zur Anwendung, so kommt vorerst nur die Nutzung der Reststoffe in Frage, da erst ab etwa 2020 größere Flächen für den Anbau von Energiepflanzen zur Verfügung stehen werden. Dies hat Einfluss auf den Zeitpfad der Biomassenutzung und die zweckmäßigste Zuordnung zu Nutzungsbereichen. Es zeigt sich, dass ein **Einsatz biogener Reststoffe im stationären Bereich zu bevorzugen** ist. Zum einen sind die Ausbeuten an Nutzenergie höher als im Verkehrsbereich, zum zweiten hat der Verkehrssektor noch einen wesentlich höheren „Nachholbedarf“ im Bereich der Umstrukturierung hin zu einer insgesamt „effizienteren“ Mobilität.

Darüber hinaus verursachen Biokraftstoffe auf mittlere Sicht relativ hohe Differenzkosten, da die reinen Bereitstellungskosten heutiger Kraftstoffe mit rund 2,5 cts/kWh gering sind. Diese schlagen sich in entgangenen Einnahmen an Mineralölsteuer nieder. Bei einer forcierten Bereitstellung entsprechend der jetzigen europäischen Zielsetzung entstehen im Jahr 2010 Differenzkosten in Höhe von ca. 2,5 Mrd. €/a, die mittelfristig (2020 /2030) auf rund 3 Mrd. €/a steigen. Hinzu kommt, dass die CO₂-Vermeidungskosten bei den Biokraftstoffen unter den meisten Randbedingungen deutlich über denen der Bioenergieträger für die stationäre Nutzung liegen. Die politisch relativ leicht durchsetzbare Fördermöglichkeit der „Mineralölsteuerbefreiung“ sollte daher nicht dazu verführen, das Wachstum von Biokraftstoffen zu stark zu forcieren. Es wird empfohlen, sich bei der **Einführung von Biokraftstoffen an den**

aus Naturschutzsicht verfügbaren Anbauflächen in ihrem zeitlichen Ablauf zu orientieren. Die bei Einhaltung der naturschützerischen Kriterien im Zeitablauf verfügbaren Anbauflächen für Energiepflanzen (0,15 Mio. ha in 2010; 1,1 Mio. ha in 2020 und dann steigend bis auf 4,1 Mio. ha in 2050) ermöglichen es, im Jahr 2020 zwischen 80 und 130 PJ/a Biokraftstoffe bereitgestellt werden, die bis 2050 auf rund 300 PJ/a steigen können. Diese verhaltene Einführung begrenzt die Differenzkosten auf ein Drittel bis die Hälfte obiger Werte.

Unter der Voraussetzung, dass Reststoffe vollständig im stationären Bereich eingesetzt werden, stehen längerfristig 65 – 75% der Anbauflächen für die Kraftstoffbereitstellung zur Verfügung. Bezogen auf das Gesamtpotenzial der Biomasse entspricht dies nach Ausschöpfung der Potenziale einem **Anteil von 20 – 25% für den Verkehrsbereich**. Werden höhere Beiträge an Kraftstoffen angestrebt, insbesondere in der Zeit vor 2020, so geht dies entweder zu Lasten der naturschützerischen Anforderungen oder es wird der Import von Biokraftstoffen erforderlich. Alternativ könnten zu Lasten der stationären Nutzung und mit geringerer Ausbeute an Endenergie biogene Reststoffe zur Kraftstoffherzeugung eingesetzt werden.

(9) Die Wachstumsprozesse erneuerbarer Energien sind zu harmonisieren und größtenteils noch zu beschleunigen

Erneuerbare Energien sind bisher in unterschiedlichem Ausmaß mobilisiert worden. Bisher hat jedoch lediglich die Windenergie an Land von den bestehenden energiepolitischen Maßnahmen soweit profitiert, dass sie sich als energiewirtschaftlich relevante Option etablieren konnte. Da jedoch alle Technologien für einen kostenoptimalen Ausbau benötigt werden und längerfristig alle Sektoren erschlossen werden müssen, ist auf eine Angleichung der Wachstumsgeschwindigkeiten der einzelnen Technologien zu achten. **Der Wachstumsprozess sollte möglichst zügig, d.h. innerhalb eines Jahrzehnts durchlaufen werden**, damit sich die erzielbaren Kostendegressionen möglichst rasch auswirken können. Dazu sind folgenden Marktvolumina bis 2010 bzw. 2020 im Inlandsmarkt anzustreben (**Tabelle 1**):

Tabelle 1: Heutige und zukünftig erforderliche Jahresumsätze von Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien zur effektiven Ausschöpfung weiterer Kostensenkungspotenziale

	Wind-Offshore MW/a	Fotovoltaik MW/a	Kollektoren 1000 m ² /a	Geothermie, MWel/a; MWth/a	Biomasse, -gas MWel/a; MWth/a
2003	Onshore: 2.600	120	850	0,3/10	120/600
2010	500	250	1.900	20/100	200/2500
2020	1.500	550	10.000	50/900	300/3500

Während bei der Windkraft das rasante Wachstum der letzten Jahre einer Stabilisierung des Marktes im wesentlichen durch Repowering und Offshore-Installation weichen wird, müssen alle anderen Technologien noch ein deutliches Marktwachstum erfahren, bevor von einer energiewirtschaftlichen Etablierung gesprochen werden kann. An dieser Schwelle bereits angelangt ist die Stromerzeugung aus Biomasse. Bis zum Jahr 2010 bewegen sich die erforderlichen Steigerungen mit Ausnahme der Geothermie um den Faktor 2. Bis 2020 hält die eigentliche Marktwachstumsphase an. **Bis dahin sind jedoch die jährlichen Marktvolumina noch um den Faktor 5 bis über 10 zu steigern.** Die resultierenden jährlichen Investitionsvolumina (für die Strom- und Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien) dürften in 2010 nur geringfügig über dem Rekordjahr 2002 mit knapp 6 Mrd. €/a liegen. Sind alle erneuerbaren Energien im Markt etabliert (ab etwa 2020) liegt das **jährliche Investitionsvolumen bei rund 13 Mrd. €/a**. Eine schleppende Ausweitung des Anteils erneuerbarer Energien (Szenario Referenz) führt zu eher schrumpfenden Märkten (im Fall der Windener-

gie praktisch zu einem Zusammenbruch des Marktes) und entsprechend unterbleiben wesentliche Anreize zur Kostensenkung und technologischen Weiterentwicklung.

(10) Förderinstrumente sind an Technologie- und Kostensenkungspotenzialen auszurichten

Im Strombereich können erneuerbare Energien in einem optimierten Mix längerfristig große Mengen Strom mit **Durchschnittskosten um 5 bis 5,5 cts/kWh** (ab Anlage) bereitstellen. Bereits mittelfristig (um 2020) können diese Kosten unter 7 cts/kWh sinken, (**Abbildung 22**). Im Zeitraum nur eines Jahrzehnts sind diese Kosten schon von etwa 16 cts/kWh im Jahr 1990 auf unter 10 cts/kWh in 2000 gesunken. Förderinstrumente, die technologiespezifische Kostendegressionen stimulieren, wie das EEG, sollten so lange Bestand haben, wie noch substantielle Kostendegressionen erschließbar sind. Sind die meisten Technologien auf einem niedrigen und vergleichsweise ähnlichen Kostenniveau angelangt (etwa 2015 bis 2020), kann es sich empfehlen, die weitere Marktunterstützung auf allgemein klimapolitische Instrumente zu verlagern .

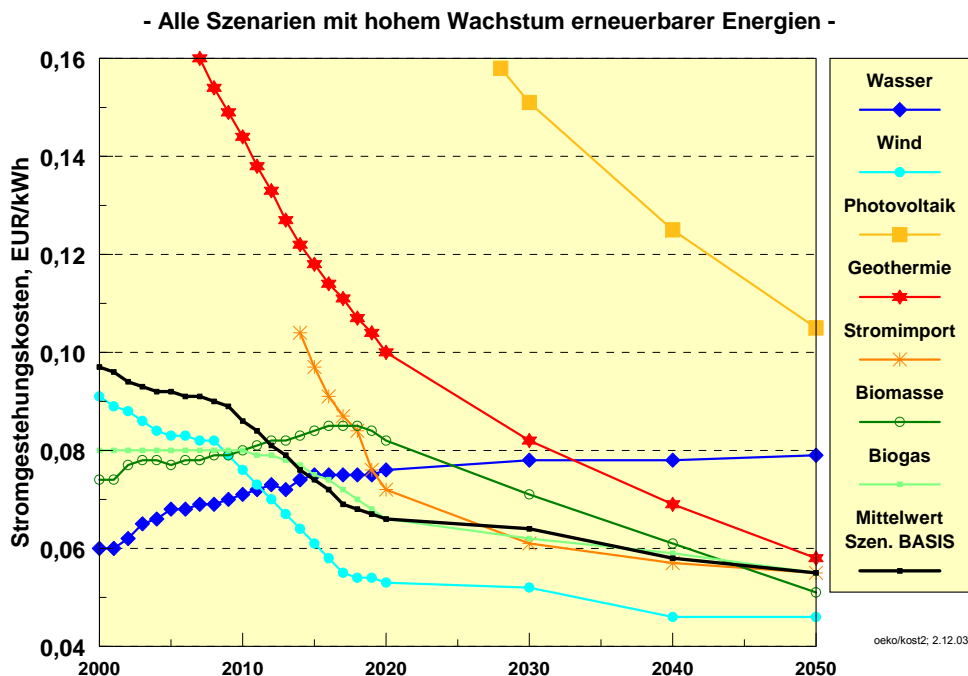


Abbildung 22: Repräsentativer Kostenverlauf des jeweiligen Mixes von Referenztechniken (Technologiegruppen; Neuanlagen ab 2000) für einzelne erneuerbare Energien und Kostenverlauf des Mittelwerts des gesamten Mixes im Szenario BASIS I, (Zinssatz 6%/a).

Die **Fotovoltaik** benötigt auch bei Fortsetzung der bisherigen Kostendegressionen noch auf längere Sicht eine substantielle finanzielle Unterstützung. Die Stromgestehungskosten neuer Anlagen in Deutschland dürften in 2020 (2030) Werte um 20 cts/kWh (15 cts/kWh) erreichen, langfristig (2050) wird von rund 11 cts/kWh ausgegangen. Das Maximum der Differenzkosten in den Ausbauszenarien erreicht ca. 1,5 Mrd. €/a (spezifisch 0,3 cts/kWh) in 2030. Ab etwa 2020 würde damit ein eventuell dann noch bestehendes EEG zum reinen Fotovoltaikförderinstrument. Das kann die energiewirtschaftliche Etablierung aller anderen stromerzeugenden EE-Technologien zumindest in der politisch-gesellschaftlichen Diskussion beeinträchtigen. Es wird daher empfohlen, angesichts der zu diesem Zeitpunkt vermutlich bereits sehr großen Auslandsmärkte der Fotovoltaik, die weitere inländische Förderung dann nicht mehr unter energiepolitischen sondern unter **exportmarktsichernden und industriepolitischen Gesichtspunkten** vorzunehmen.

(11) Eine belastbare Beurteilung der zukünftigen Kosten verlangt eine Orientierung an den Klimaschutzziele.

Die Kosten der zukünftigen Stromerzeugung, die derzeit bezogen auf die Strombereitstellung auf der Mittelspannungsebene durchschnittlich 3,85 cts/kWh betragen, werden infolge Kraftwerksneubau und Brennstoffpreisanstiegen in jedem Fall steigen. Setzt man gleichzeitig eine stetige Reduktion der CO₂-Emissionen der Stromerzeugung von derzeit 335 Mio. t/a auf 75 Mio. t/a in 2050 voraus, wie sie ein entsprechend den Ausbauszenarien gestalteter Stromerzeugungsmix aus effizienten Kraft- und Heizkraftwerken, dezentralen BHKW und Brennstoffzellen, sowie einem deutlich steigenden Anteil erneuerbarer Energien leistet, hat man eine entsprechend der energiepolitischen Zielsetzung angemessene Vergleichsbasis für zukünftige Strompreise. Die Ausbauszenarien erfüllen diese Zielsetzung in 2050 je nach angenommener Preissteigerung der Brennstoffe mit mittleren Stromgestehungskosten zwischen 6,2 cts/kWh und 7,2 cts/kWh (**Abbildung 23**; bezogen auf die Mittelspannungsebene wegen auch dezentral einspeisender Anlagen). In der Referenzentwicklung kann diese Forderung nur mit CO₂-Rückhaltetechniken (ab 2020 angenommen) erfüllt werden, was – unter der Voraussetzung, dass diese Technologie mit vernünftigen Aufwand und ökologisch verträglich einsetzbar ist und die derzeitigen Kostenabschätzungen belastbar sind - zu mittleren Kosten der Stromerzeugung in 2050 von etwa 8,5 cts/kWh führt. **Langfristig ist eine auf fossiler Energie verharrenden Energieversorgung also deutlich teurer als ein Umsteuern in Richtung Effizienzsteigerung und Erneuerbare Energien.**

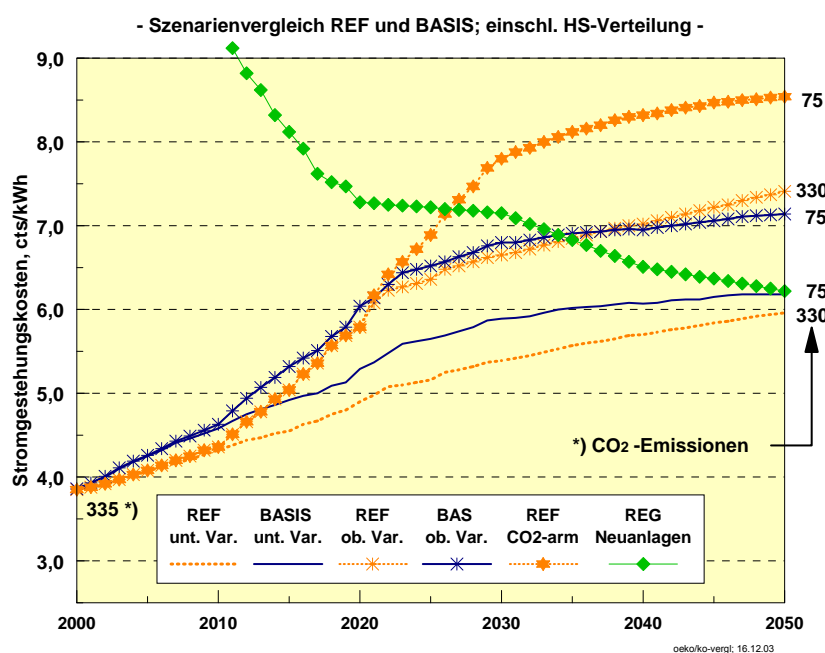


Abbildung 23: Vergleich der mittleren Stromgestehungskosten der deutschen Stromversorgung (einschl. Hochspannungs-Verteilung) für verschiedene Varianten der Energiepreisentwicklung und mit einem typischen Kostenverlauf neuer Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien (CO₂-arm = Rückhaltung von CO₂ aus fossilen Kraftwerken ab 2020)

Nur wenn auf die Forderung nach CO₂-Reduktion verzichtet wird und gleichzeitig die Brennstoffpreise nur relativ gering steigen, bietet die Referenzentwicklung längerfristig geringfügig günstigere Stromkosten. Schon bei höheren Preissteigerungen der Brennstoffe gleichen sich die Stromkosten längerfristig an. **Ein unter Klimaschutzgesichtspunkten aussagefähiger Kostenvergleich zwischen „fossilen“ und „regenerativen“ Anlagen sollte daher die Vermeidungskosten von CO₂ bereits heute antizipieren.** Instrumente, die diese Kosten

sichtbar machen, wie Handel mit CO₂-Zertifikaten oder eine nach Klimaschutzgesichtspunkten gestaltete „Ökosteuer“ befördern Entwicklungen in Richtung der Ausbauszenarien.

(12) Differenzkosten erneuerbarer Energien – eine nützliche Vorleistung von Wirtschaft und Gesellschaft.

Der Zubau erneuerbarer Energien bewirkt gegenüber den anlegbaren Kosten der konventionellen Energiebereitstellung auf absehbare Zeit noch zusätzliche Kostenaufwendungen. Die Höhe der Differenzkosten für eine Technologie hängt in ihrem zeitlichen Verlauf und ihrer Höhe sowohl von der jeweiligen Preisdifferenz als auch von jeweiligen Marktvolumina der jeweiligen Techniken ab. Im **Stromsektor (Abbildung 24, links)** dominiert auf absehbare Zeit noch die Windenergie. Nach 2015 sinken ihre Differenzkosten sehr rasch, weil trotz großer Marktvolumina die Kostendifferenzen gegen Null gehen. Zwischen 2015 und 2020 wird die Windenergie durch die Differenzkosten der Fotovoltaik abgelöst. Um 2025 (2020) wird in der mittleren (oberen) Preisvariante die Windenergienutzung kostengünstiger als die herkömmliche Stromerzeugung. Biomasse, Erdwärme und Importstrom bewirken insgesamt nur relativ geringe Differenzkosten. Bis auf die Wasserkraft und die Fotovoltaik werden alle erneuerbare Energien-Technologien im Betrachtungszeitraum kostengünstiger als die herkömmliche Strombereitstellung. In der mittleren Preisvariante (ohne aktive Klimaschutzmaßnahmen) steigen die gesamten Differenzkosten der Stromerzeugung kurzzeitig um 2015 auf 4 Mrd. €/a um dann stetig gegen Null zu gehen. Kurz vor 2040 schneidet die Summenkurve die Nulllinie. In 2050 beträgt die jährliche Kostenreduktion gegenüber einer herkömmlichen Stromversorgung (fossile Anlagen im Szenario Referenz) bereits mehr als 3 Mrd. €/a.

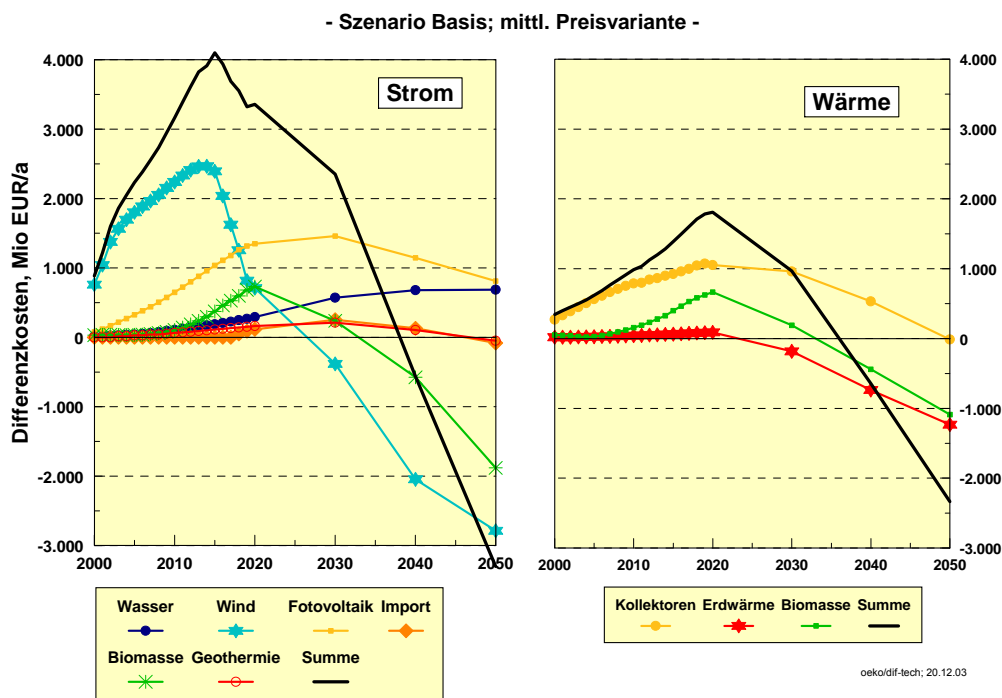


Abbildung 24: Differenzkosten der Einzeltechnologien bei der mittleren Preisentwicklung (d.h. ohne aktive Klimaschutzmaßnahmen) am Beispiel des Szenarios BASIS I.

Im **Wärmebereich (Abbildung 24, rechts)** dominieren die Differenzkosten der Kollektoren über den ganzen Betrachtungszeitraum. Für Erdwärme und auch für Biomasse (angesichts der wesentlich größeren Energiemenge) sind sie dagegen relativ gering und erreichen um 2030 die Nulllinie. Maximale Differenzkosten werden mit 1,8 Mrd. €/a um 2020 erreicht; im

Jahr 2050 ist die Wärmeversorgung mit erneuerbaren Energien bereits um knapp 2,5 Mrd. €/a kostengünstiger als eine auf fossilen Energiequellen beruhende Versorgung.

Die Differenzkosten in spezifischer Form geben an, mit welchen Kostendifferenzen die in den jeweiligen Sektoren gehandelten Energieträger beaufschlagt werden müssten, wenn diese Vorleistungen durch eine allgemeine Umlage erbracht werden. So beläuft sich beispielsweise derzeit dieser Wert im EEG auf rund 0,3 cts/kWh_{el} für Strom. Im Strombereich steigen die spezifischen Differenzkosten kurzfristig auf 0,8 cts/kWh_{el}, (**Abbildung 25**) wozu neben dem noch wirkenden Anstieg bei der Windkraft zunehmend auch Biomasse- und Fotovoltaikanlagen beitragen. Da die Differenzkosten der Fotovoltaik noch bis 2030 zunehmen, wird die Abnahme der Differenzkosten im Strombereich verzögert. In der mittleren Preisvariante treten ab 2040 in diesem Szenario keine Differenzkosten mehr auf (in BASIS I bereits ab 2037); sie vermindern die Gesamtkosten der Strombereitstellung im Vergleich zu einer Entwicklung ohne den Ausbau erneuerbarer Energien. Dieser Zeitpunkt rückt im Falle des Vergleichs mit CO₂-freien fossilen Kraftwerken in das Jahr 2028 vor. Bei niedrigen Preissteigerungen (untere Variante) kann der Schnittpunkt sich allerdings auch bis ca. 2050 verschieben.

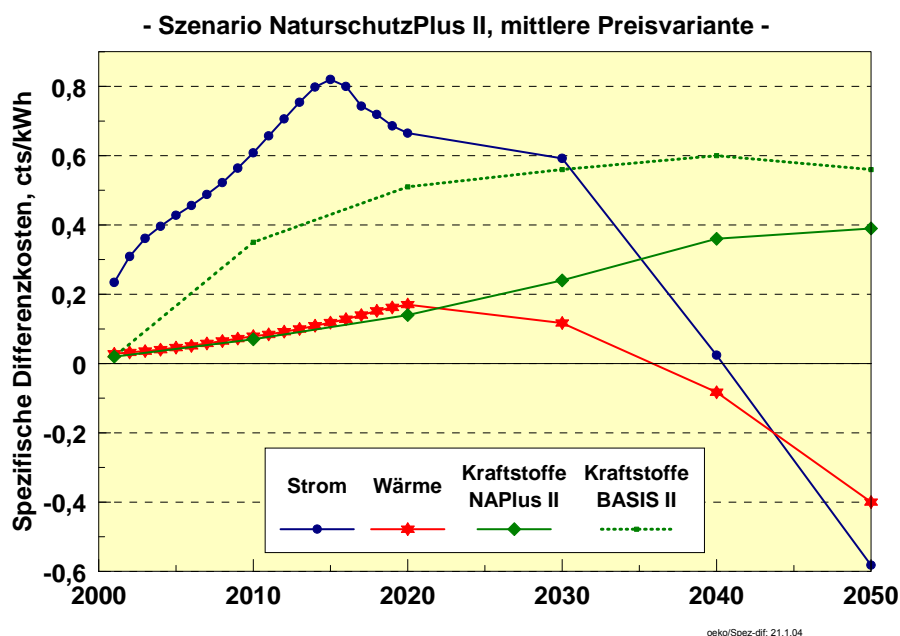


Abbildung 25: Verlauf der spezifischen Differenzkosten erneuerbarer Energien im Szenario NaturschutzPlus II (für Kraftstoffe auch BASIS II) bei der mittleren Variante der anlegbaren Preise (d.h. ohne aktive Klimaschutzmaßnahmen) für die Sektoren Stromerzeugung, Wärmebereitstellung und Kraftstoffbereitstellung.

Im Wärmesektor treten sehr geringe spezifische Differenzkosten von maximal 0,17 cts/kWh_{th}. bzw. im Mittel zwischen 2000 und 2020 von 0,10 cts/kWh_{th} auf. Dies erleichtert die Schaffung von umlageorientierten Förderinstrumenten, die im Fall des Strommarkts bereits ihre Wirksamkeit bewiesen haben. Speziell für die oben vorgeschlagene Förderung von in Nahwärmenetze eingespeister Nutzwärme aus KWK und erneuerbaren Energien wäre eine derartige Konstruktion möglicherweise gut geeignet. Die spezifischen Differenzkosten der Kraftstoffbereitstellung aus Biomasse sind bei allmählichem Anstieg der Kraftstoffmengen mit 0,10 bis 0,20 cts/kWh zunächst gering. Sie steigen jedoch, bedingt durch deutliche Mengenzunahme bei gleichzeitig sinkender Kostendifferenz noch bis 2050 auf knapp 0,40 cts/kWh (entsprechend 4 cts/l Benzinäquivalent). Im Szenario BASIS II mit forcierter Ausweitung von Biokraftstoffen erreichen sie diesen Wert bereits 2010 und steigen dann bis 2040 auf ein Maximum von 0,6 cts/kWh.

(13) Den Nutzen einer langfristig angelegten Vorsorgestrategie durch wirksame Klimaschutzinstrumente beschleunigen

Alle Ausbauszenarien zeigen bereits bei der angenommenen mittleren Preisentwicklung für fossile Brenn- und Kraftstoffe beginnend nach 2030, spätestens nach 2040 in der Gesamtbilanz negative Differenzkosten, d.h. sie werden dann kostengünstiger als eine auf fossilen Energien verharrende Energieversorgung. Aktive Eingriffe in die Preisgestaltung zum Zwecke eines wirksamen Klimaschutzes (z.B. mittels des Handels von Emissionszertifikaten; CO₂-Steuern u. ä.) beschleunigen diesen Prozess erheblich, verringern die Differenzkosten und führen rascher zu volkswirtschaftlichen Vorteilen. Während sich bei der mittleren Preisentwicklung die über den Zeitraum 2000 bis 2050 kumulierten Differenzkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien im Vergleich zur Referenzentwicklung zwischen 36 Mrd. € (BASIS I) und rund 50 Mrd. € (Naturschutzplus I und II) bewegen (**abdiskontiert alle Szenarien bei 32 Mrd. €**), also zwischen jährlich 0,7 und 1,0 Mrd. €/a liegen, belaufen sich die kumulierten Differenzkosten im Falle eines Aufschlags von 15 €/t CO₂ auf die Brennstoffpreise bereits auf Null (**abdiskontiert bei 19 Mrd. €**), sind also innerhalb dieses Zeitraum praktisch kostenneutral. Vergleicht man auf der – eigentlich angemessenen - Basis gleicher CO₂-Emissionen (CO₂-Rückhaltung) liegen die volkswirtschaftlichen Vorteile eindeutig bei den Ausbauszenarien. Unter langfristigen Vorsorgegesichtspunkten sind also die hier beschriebenen Ausbauszenarien nicht nur unter Klimaschutzgesichtspunkten und den anderen in den Leitlinien erläuterten Kriterien vorteilhaft, **sie sind auch aus volkswirtschaftlicher Sicht einer Strategie vorzuziehen, die überwiegend auf fossile Energien setzt**. Es empfiehlt sich daher, noch stärker als bisher die politische Vorsorgeaufgabe in den Mittelpunkt der Begründung energiepolitischer Zielsetzungen zu stellen. Weitere Untersuchungen zu den „externen“ Kosten der derzeitigen Energieversorgung und zu den Möglichkeiten, diese in die volks- und einzelwirtschaftlichen Entscheidungsprozesse einzubeziehen, können diese Strategie unterstützen.

(14) Die Vorleistungen müssen optimal mobilisiert und eingesetzt werden um den volkswirtschaftlichen Nutzen zu steigern.

Der größte Teil der Vorleistungen zum Ausbau erneuerbarer Energien ist etwa **bis zum Jahr 2020** zu erbringen. Bis zu diesem Zeitpunkt werden diese Aufwendungen auch nur relativ gering von (später wirksamen) Preissteigerungen fossiler Energien und den Wirkungen von Klimaschutzinstrumenten beeinflusst, sondern sie werden von der notwendigen Wachstumsdynamik der einzelnen Technologien dominiert. In der Absicherung dieser Vorleistungen – die aus tagespolitischer Sicht relativ lange getätigt werden müssen – liegt die eigentliche energiepolitische Aufgabe. **In keinem Fall stellen diese Vorleistungen aber eine „unzumutbare“ volkswirtschaftliche Belastung dar**. Sie betragen in der mittleren Preisvariante (also ohne aktiven Klimaschutz) maximal 2,7% (um 2015) der jährlichen Gesamtkosten der Energieversorgung und im Durchschnitt der Jahre 2000 bis 2020 rund 2%. Sektoral sind sie bei Strom mit maximal 9% (im Mittel 6,7 %) am höchsten und im Wärmebereich mit maximal 2% (im Mittel 0,9%) am niedrigsten. Für alle Sektoren belaufen sie sich in diesem Zeitraum kumuliert auf rund **85 Mrd. €** (55 Mrd. € für Strom; 20 Mrd. € für Wärme und 10 Mrd. € für Kraftstoffe bei verhaltener Einführung), also jahresdurchschnittlich auf 4,25 Mrd. €/a. In demselben Zeitraum betragen die kumulierten Investitionen in die Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien rund **170 Mrd. €**. Langfristig pendeln sich die Investitionen für Erhalt und weiteren Ausbau der Anlagen gemäß den Ausbauszenarien je nach Intensität der Einführungsstrategie von Kraftstoffen aus erneuerbaren Energien zwischen 18 und 20 Mrd. €/a ein bei dann verschwindenden Differenzkosten. Gemessen an dem längerfristig zu erwartenden umfassenden Nutzen dieser Ausbaustrategie können die notwendigen Vorleistungen als eine sehr sinnvolle Investition in eine nachhaltige Energiezukunft bezeichnet werden. **Energiepolitisch bedeutsam ist eine wirksame Unterstützung dieser Vorleistungsphase durch sehr effektive und akzeptanzfähige Instrumente**, die angesichts der Höhe der

zu mobilisierenden Mittel im Wesentlichen nur umlageorientierte und marktwirtschaftlich kompatible Instrumente sein können. Diese sollten einer ständigen Anpassung und Überprüfung unterzogen werden, damit die umgelenkten Mittel mit größtmöglichem Nutzen zum Aufbau der hier beschriebenen Energieversorgungsstruktur eingesetzt werden.

(15) Die dezentrale Nutzung erneuerbarer Energien ist rechtzeitig in ein System der überregionalen und transeuropäischen Nutzung zu integrieren.

Es ist offensichtlich, dass eine derart weitgehende Strategie eines Ausbau erneuerbarer Energien, wie sie hier beschrieben ist, in weitgehend liberalisierten Energiemärkten nur in möglichst enger Zusammenarbeit und Abstimmung mit Nachbarländern und in partnerschaftlicher Weise mit allen potenziellen Interessenten und Nutznießern geschehen kann. Eine früh- bzw. „rechtzeitige“ Einbeziehung dieser **großen Möglichkeiten einer europaweiten (und mit dem Mittelmeerraum darüber hinaus gehenden) gemeinsamen Nutzung erneuerbarer Energien** muss Bestandteil jeder Ausbaustrategie Die nutzbaren Energien müssen dazu in einer Form bereitgestellt werden, die einen großräumigen Transport mit vertretbarem Aufwand erlaubt (Strom, längerfristig Wasserstoff).

Eine derartige Strategie hat **mehrere offensichtliche Vorteile**:

- Die auf diese Weise erschließbaren Potenziale erneuerbarer Energien (insbesondere die der Solarstrahlung) können die Energieversorgung ganz Europas und der Mittelmeeranrainer praktisch vollständig decken und somit regionale Begrenzungen, sei es aus Naturschutzsicht oder aus ökonomischen Gründen, mehr als aufheben.
- Es ist volkswirtschaftlich vorteilhaft, die jeweils ergiebigsten und kostengünstigsten Potenziale erneuerbarer Energien zu erschließen und zu nutzen. Dazu gehören insbesondere Windkraftpotenziale an den Atlantikküsten bzw. in vorgelagerten Gewässern und Solarpotenziale in Südeuropa und Nordafrika. Der daraus produzierte Strom kann einschließlich großräumigen Transports längerfristig kostengünstiger bereitgestellt werden als Teile des inländischen Potenzials
- Eine großräumige Vernetzung und die Kombination verschiedenartiger erneuerbarer Energien erleichtert Lastausgleich und Reservebereitstellung im Stromverbundnetz. Hierbei können auch die Potenziale der Geothermie (Island) und der Wasserkraft (Skandinavien) eingesetzt werden. Unterhalb dieser Netzebene können sich regional und lokal optimierte dezentrale Versorgungsstrukturen herausbilden.
- Die politischen und wirtschaftlichen Auswirkungen einer derartigen Kooperation können außerordentlich positive Folgen für die erweiterte europäische Union und die Länder Nordafrikas und des Mittleren Ostens haben. Sie ermöglichen beiden Ländergruppen die Schaffung einer zukunftsfähigen Energieversorgung und gleichzeitig eine wirtschaftliche Entwicklung der südlichen Mittelmeeranrainer durch die Verfügbarkeit über große Mengen kostenstabiler Energie sowohl für den eigenen Gebrauch als auch für den späteren Export analog dem heutigen Export von Öl und Erdgas.

Eine derartige Strategie kann dann zum Erfolg führen, wenn europäische Länder, und hier im speziellen Deutschland, **den national eingeschlagenen Weg der Nutzung erneuerbarer Energien einerseits konsequent weiterverfolgen, damit einen Vorreitereffekt auslösen** und die erforderlichen technologischen und monetären Vorleistungen erbringen. Andererseits sollen sie parallel dazu alle Möglichkeiten unterstützen, in den potentiellen Standortländern möglichst frühzeitig ebenfalls den Prozess einer wirksamen Nutzung erneuerbarer Energien für die eigenen Bedürfnisse einzuleiten, um so das „Zusammenwachsen“ sowohl der technologisch-strukturellen als auch der politisch-wirtschaftlichen Interessen zu gewährleisten und zeitlich zu synchronisieren.

(16) Bei der Förderung von „Wasserstoffstrategien“ sind die richtige Reihenfolge und die Dringlichkeit zu beachten.

Auf absehbare Zeit ist zur Erfüllung der wesentlichen energiepolitischen Zielsetzungen die Einführung von Wasserstoff als Energieträger nicht erforderlich. **Wasserstoff ist keine Voraussetzung, die notwendige „Erhöhung der Umwandlungs- und Nutzungseffizienz“ und der „Einführung erneuerbarer Energien“ zu beschleunigen; er ist vielmehr eine Folge dieser Strategie.** Er gewinnt dann an Bedeutung, wenn diese Teilstrategien an ihre potenziellseitigen, strukturellen oder ökonomischen Grenzen zu stoßen beginnen. In der in den Szenarien angenommenen Gewichtung der Beiträge von „Effizienz“ und „KWK“ empfiehlt es sich, den Einsatz von Wasserstoff ab dem Jahr 2030 vorzusehen, wenn die aus Naturschutzsicht bestimmten Potenziale der Biomasse nicht überschritten werden sollen. Er trägt dann im Jahr 2050 mit einem Anteil von etwa 4% zur Deckung des Endenergiebedarfs bei. Der Einsatz von Wasserstoff ist unter den in den Szenarien gewählten Konfigurationen die zweckmäßigste Option, die Grenzen einer direkten Nutzung weiteren Stroms oder Wärme aus erneuerbaren Energien zu überwinden. Ändern sich diese Bedingungen deutlich, so beeinflusst dies den erforderlichen Beitrag von Wasserstoff. Stärkere Restriktionen bei der Biomasse oder weniger „Grundlast“ bei Strom aus erneuerbaren Energien (z.B. wenig Strom aus Geothermie oder solarthermischen Kraftwerken) zwingen zu höheren Anteilen an Wasserstoff. Auch eine insgesamt weniger erfolgreiche Effizienzstrategie – speziell im Verkehr – bewirkt einen steigenden Bedarf an Wasserstoff. Die gegenteiligen Entwicklungen reduzieren dagegen den Bedarf an Wasserstoff. Die strukturellen Analysen zeigen auch, dass bei weiterer Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien nach 2050 die Bedeutung von Wasserstoff rasch wächst und bei vollständiger Verdrängung fossiler Energien ein Anteil von Wasserstoff um 25 – 30% am Endenergieverbrauch erforderlich sein dürfte. **Strategien zur Weiterentwicklung von Wasserstoffherstellungs- und -nutzungstechniken sollten daher nicht von Einführungsstrategien für erneuerbarer Energien abgekoppelt werden,** sondern sie sind im Gegenteil als inhärenter, aber derzeit nicht zeitkritischen Bestandteil einer Umstellung auf eine Vollversorgung mittels erneuerbarer Energien zu gestalten.

(17) Ein „Fahrplan“ für den Ausbau erneuerbarer Energien muss für jeden Versorgungssektor getrennt erstellt und optimiert werden.

Die einzelnen Energieversorgungssektoren werden in der Öffentlichkeit unterschiedlich wahrgenommen. Größtes Interesse erfährt der Stromsektor, gefolgt vom Verkehrsbereich. Auf relativ geringes Interesse stößt meist der Wärmesektor, obwohl er mit dem größten Beitrag an den CO₂-Emissionen beteiligt ist. Ebenso verschieden sind die Ausgangsbedingungen für den Ausbau erneuerbarer Energien, bedingt durch unterschiedlich hohe Ausgangsanteile (2003: Strom 7,9%; Wärme 4,1 %, Kraftstoffe 0,9%), unterschiedliche Strukturen und Akteurskonstellationen, sehr verschiedenartige Hemmnisse und ebenfalls sehr unterschiedlich wirksame Förderinstrumentarien. Daraus folgt, dass die zukünftige Entwicklung der erneuerbaren Energien in jedem Sektor auch unterschiedlich verlaufen wird. Aus energiepolitischer und -wirtschaftlicher Sicht ist dabei darauf zu achten, dass jeder Sektor in ausreichendem Maße seinen Beitrag zum Klimaschutz und zur volkswirtschaftlich effizienten Energiebereitstellung leistet und das zum richtigen Zeitpunkt und mit der erforderlichen Intensität die jeweils klimaschutzwirksamsten und kosteneffizientesten Technologien mobilisiert werden. Auch zugunsten einer möglichst großen Vielfalt an technologischen und strukturellen Optionen sollte kein Sektor zu stark dominieren oder zu stark zurückbleiben. In **Abbildung 26** ist der sich aus obigen Analysen und Überlegungen ergebende **empfohlene „Zubaufahrplan“ für erneuerbarer Energien für jeden Sektor dargestellt.** Bezugswert sind die jeweiligen Energieverbräuche in den Sektoren. Zusätzlich ist der primärenergetische Anteil dargestellt, wobei nach Wirkungsgradmethode (ausgezogene Linie) und Substitutionsmethode (gestrichelte Linie) unterschieden wurde.

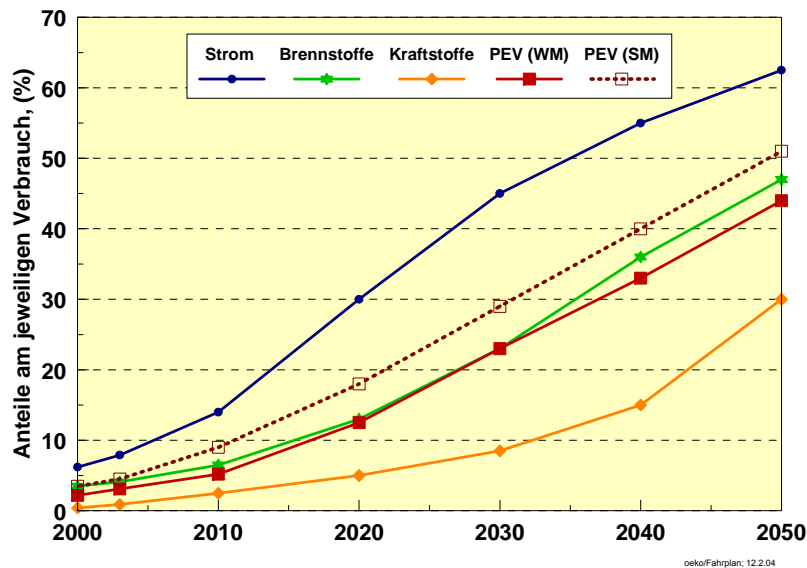


Abbildung 26: Wachstum erneuerbarer Energien in den Ausbauszenarien nach einzelnen Versorgungsbereichen (Anteil an Endenergie) und des Primärenergieeinsatzes zwischen 2000 und 2050 (unterschieden nach Wirkungsgrad- und Substitutionsmethode).

In allen Sektoren haben erneuerbare Energien ihre eigentliche Wachstumsphase noch vor sich. Vorreiter bleibt weiterhin die Stromversorgung. Bei entsprechender Fortsetzung der eingeleiteten Wachstumsdynamik wird 2020 die 30%-Grenze überschritten (bezogen auf den heutigen Verbrauch entspricht dies 25%) und die 50%-Grenze um 2035. Im Jahr 2050 beträgt der Beitrag erneuerbarer Energien im Strombereich knapp 65%. (Bandbreite der Szenarien 63 – 68%). Von großer Bedeutung ist die Einleitung eines ähnlichen Wachstumsprozesses im Wärmemarkt. Dieser wird aus heutiger Sicht allerdings erst nach 2010 einsetzen, da ein potentiell „Wärmegesetz“ oder ähnliche Maßnahmen frühestens ab 2006 wirken dürften. In 2020 wäre dann ein Anteil von 12% erreicht, der sich danach kontinuierlich bis 2050 auf über 45% steigern kann. Nach dem zunächst verhaltenen Wachstum erneuerbarer Energien im Verkehrssektor sollte hier ab etwa 2020 auch ein deutliches Wachstum einsetzen und um 2030 die 10%-Grenze überschritten werden. Zur Jahrhundertmitte könnten dann rund 30% des entsprechenden Kraftstoffbedarfs aus erneuerbaren Energien stammen (im Szenario BASIS II, welches von einem forcierten Wachstum erneuerbarer Energien im Verkehrsbereich ausgeht, sind es zu diesem Zeitpunkt 38%).

Der primärenergetische Anteil erneuerbarer Energien wird mit der Substitutionsmethode aussagekräftiger dargestellt, da hierbei der Ersatz fossiler Energien bewertet wird. Er erreicht, ausgehend von 4,5% im Jahr 2003 (Wirkungsgradmethode = 3,1%) im Jahr 2010 rund 9%; näherungsweise steigt er dann jedes Jahrzehnt um 10%-Punkte, überschreitet also im Jahr 2050 die 50%-Marke. **Der wichtigste Zeitabschnitt für eine ausreichend kräftige Mobilisierung erneuerbarer Energien reicht etwa bis zum Jahr 2020.** Im Erfolgsfall sind dann für alle Bereiche und Technologien stabile Wachstumsraten erreicht. Danach ist zu erwarten, dass das weitere Wachstum sich verstetigt und bis 2050 und darüber hinaus anhält. Eine Fortschreibung der Ausbauszenarien kann dann innerhalb der zweiten Hälfte dieses Jahrhunderts zur vollständigen Ablösung fossiler Energieträger führen.

6 Erfolgreicher Politikrahmen für Erneuerbare Energien

Erneuerbare Energien sind mittlerweile zu einem relevanten Wirtschaftsfaktor geworden. Investitionen im Bereich der Energieversorgung müssen sich damit mehr als bisher den vielfältigen Anforderungen des Energiesystems stellen (Tabelle 2). Im Vergleich zu vielen heute verfügbaren Technologien weisen die erneuerbaren Energien in der Summe deutliche

Vorteile auf, wenn man die Leitlinien zur Schaffung einer nachhaltigen Energieversorgung als Maßstab setzt. Auf der anderen Seite leiten sich aus den Anforderungen noch Entwicklungsziele ab, die in den nächsten Jahren offensiv angegangen und politisch unterstützt werden müssen, wenn erneuerbare Energien einer der wesentlichen Stützpfeiler der Energieversorgung der Zukunft werden sollen. Nachfolgende Aufstellung greift die Leitlinien auf und markiert diejenigen Bereiche, wo aus heutiger Sicht noch Handlungsbedarf in Bezug auf die Systemeinbindung der erneuerbaren Energien besteht.

Tabelle 2: Anforderungen an die Energieversorgung der Zukunft (fett: von einer weitgehend auf erneuerbaren Energien beruhenden Energieversorgung noch sicherzustellen.)

- | |
|---|
| <ul style="list-style-type: none"> • Bedarfsgerechte Nutzungsmöglichkeit und Versorgung • Dauerhafte Versorgungssicherheit • Umwelt- und Gesundheitsverträglichkeit (Luft, Boden, Wasser, Natur und Landschaft) • Klimaverträglichkeit • Risikoarmut und Fehlertoleranz; geringe Verletzlichkeit des Systems (Resistenz gegenüber terroristischen Anschlägen und Sabotage) • Effiziente Ressourcennutzung (Schonung fossiler Reserven, Minimierung der Flächeninanspruchnahme) • Sozialverträglichkeit (ökonomische Verträglichkeit, Generationengerechtigkeit und Akzeptanz) • Volks- und Betriebswirtschaftliche Verträglichkeit (Wirtschaftlichkeit) • Kompatibilität mit bestehenden Infrastrukturen • Beitrag zur nationalen Wertschöpfung und Arbeitsplatzpotenzial • Technologie- und Innovationspotenziale (Exportimpulse) • Internationale Verträglichkeit (Krisenbeständigkeit, Verteilungsgerechtigkeit) |
|---|

Neben ganz spezifischen Politikmaßnahmen (z.B. Forschungs- und Entwicklungsvorhaben für die Verbesserung der Systemeinbindung oder die Weiterentwicklung von Stromspeichern) kommt es entscheidend darauf an, die energiepolitischen Rahmenbedingungen so zu gestalten, dass die in den letzten zehn Jahren begonnene Marktdynamik dort, wo sie schon genügend Schwung erreicht hat, aufrechtzuerhalten bzw. da, wo es notwendig ist, zusätzliche Impulse auszulösen. Aufgrund der hohen Zeitkonstanten im Bereich der Energiewirtschaft, kommt der Kontinuität in der Ausgestaltung der Rahmenbedingungen, die Planungssicherheit für die Investoren schafft, eine besonders hohe Bedeutung zu. Nicht zuletzt ist dies ein entscheidender Erfolgsfaktor für die Etablierung heimischer Produktionsstrukturen.

In den nächsten Jahren ist in diesem Kontext insbesondere die konsequente Fortentwicklung des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG) zu sehen, die Fortführung der steuerlichen Begünstigung der Biokraftstoffe bei paralleler Erarbeitung einer Biomassestrategie, die vor dem Hintergrund eines möglichst effizienten Einsatzes der nur begrenzt verfügbaren Primärressourcen zu sehen ist und die vielfältige Nachfrage und die daraus resultierende Nutzungskonkurrenz nach Biomasse kanalisiert, und die möglichst rasche Etablierung eines ähnlich erfolgreichen Instrumentes wie das EEG für den Wärmemarkt.

Im **Strombereich** sollte das EEG durch weitere Maßnahmen flankiert werden:

- die Erarbeitung eines tragfähigen Netzanschluss- und Ausbaurkonzeptes für den flächendeckenden Ausbau der erneuerbaren Energien (insbesondere der Windenergie im Offshore-Bereich) z.B. die Einsetzung einer ständigen Arbeitsgruppe mit der Zielsetzung, eine integrierte Optimierung von Kraftwerksstandorten (Windenergie, fossile Anlagen), verbraucherseitiger Nachfragestrukturen und angepassten Netzausbau zu befördern.
- Analyse der Möglichkeiten, weitere interessante Optionen, deren Umsetzung über das EEG nicht gefördert wird (insbesondere Biomassezufeuerung), zu unterstützen.

- Verbesserung des Anreizsystems für Kunden-Wechsel zu Ökostromerzeugern (z.B. Steuererleichterungen oder Ansammeln von „Bonuspunkten“, die der Verbraucher für das Erfüllen gesetzlicher Vorgaben z.B. im Bereich der Gebäudesanierung anteilig wieder einlösen bzw. sich gutschreiben lassen kann)
- Schaffung bundesweit einheitlicher Genehmigungs- und Planungsgrundlagen (vor allem im Windenergiebereich weichen Bundes-, Länder- und regionale Entscheidungen häufig stark voneinander ab; aber auch im Siedlungsbau ist dies für die Durchsetzung von Nahwärmnetzen von großer Bedeutung)
- Stärkere Partizipation der Beteiligten vor Ort in Genehmigung, Planung und ggf. Betrieb der Anlagen durch die Einführung einer „ökologischen Clearingstelle“ vor allem mit Bezug auf die Windeenergie.

Für den Bereich der **Wärmebereitstellung** fehlt derzeit ein vergleichbares Schlüsselinstrument wie das EEG, um einen ebenso dynamischen und stetigen Marktausbau zu bewirken. In Deutschland wirkt heute vor allem das Marktanreizprogramm zur Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien förderlich auf die Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien. Verschiedenen Optionen zur verbesserten Förderung erneuerbarer Energien, insbesondere der aus ökonomischer und potenziellseitiger Sicht wichtigen Großanlagen, sind in der Diskussion. In der Anlage zur Langfassung dieser Untersuchung sind diese Optionen auf der Basis eines Arbeitsberichts vom Februar 2004 ausführlich erläutert. Mindestens ein wirksames Instrument sollte noch in dieser Legislaturperiode etabliert werden, um das angestrebte Verdopplungsziel 2010 auch im Wärmemarkt zeitgerecht zu erreichen.

Für **Kraftstoffe**, die auf der Basis erneuerbarer Energien bereitgestellt werden, sind im Jahr 2003 entscheidende Weichenstellungen vorgenommen worden. Dies betrifft nach Beschluss des Bundestages vom 07.6.03 vor allem die Mineralölsteuerbefreiung von Bio-Kraftstoffen, Biogas sowie synthetische Kraftstoffe aus fester Biomasse bis Ende 2008. Beginnend mit dem 01.01.04 sind auch Bio-Kraftstoffe zur Beimischung ($\leq 5\%$) von der Mineralölsteuer befreit. Hierdurch wird ein ganz erheblicher Marktimpuls erwartet, weil die Mineralölwirtschaft sich eigenen Angaben zufolge diesem Kraftstoffmarkt nun verstärkt annehmen will. Um die begrenzten Ressourcen bei steigender Nachfrage auch aus anderen Verbrauchssektoren so effizient wie möglich nutzen und seitens des Gesetzgebers steuern zu können, ist jedoch eine gesamtsystemare Betrachtungsweise der Biomassenutzung unter Einbeziehung der konkurrierenden Verwendungsmöglichkeiten und deren zukünftigen Perspektiven notwendig. Der Einsatzeffizienz kommt hierbei als Messgröße eine hohe Bedeutung zu, wobei die Kenngrößen ökologische Minderungswirkung, CO₂-Minderungskosten, technologische Impulse, Innovationspotenziale, Beschäftigungseffekte zu beachten sind.

Unabhängig von den Anwendungssektoren ist zukünftig dem Naturschutz größere Bedeutung bei der Fortführung oder Neuimplementierung von Förderinstrumenten beizumessen. In vielen Fällen lässt sich die Nutzung erneuerbarer Energien bei nur geringen Mehrkosten mit Vorteilen für den Naturschutz und mit größeren Potenzialen verbinden. Beispiel hierfür ist der Anbau mehrjähriger Energiepflanzen auf erosionsgefährdeten Standorten.

Mit **Blick in die Zukunft** sind in Bezug auf den Strommarkt auf absehbare Zeit kaum Alternativen zum EEG erkennbar. **Der zum Jahr 2005 EU-weit in Kraft tretende Emissionshandel wird zunächst nicht genügend Anreize entwickeln, um das EEG ersetzen zu können.** Ohnehin ist seine Wirkung (für private Investoren) eher indirekter Natur, in dem er voraussichtlich zunächst zu einer Erhöhung der konventionellen Strompreise führen wird. Nach den vorliegenden Überlegungen zur Ausgestaltung des nationalen Allokationsplanes (Übertragung der Emissionsrechte auf der Basis der Altemissionen in einer Basisperiode zumindest bis zum Jahr 2012) könnten sich theoretisch aber auch für die großen Stromerzeugungsunternehmen Anreize ergeben, ihre fossilen Kraftwerke geringer auszulasten und den fehlenden Deckungsbeitrag durch erneuerbare Energien zu substituieren.

Geht man davon aus, dass sich die spezifischen Gestehungskosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Zuge der weiteren Markteinführung und technologischer Fortschritte im Zeitverlauf werden verringern können, müsste der Zertifikatspreis für die Tonne CO₂ im Jahr 2010 allerdings bei über 60 €/t CO₂ liegen, um bereits zu diesem Zeitpunkt über die Breite der Nutzungstechnologien eine hinreichende Anreizwirkung wie das EEG entfalten zu können. Dies ist eine Größenordnung, die deutlich über den derzeitigen Erwartungen für diesen Zeitraum von 5 bis maximal 10 €/t CO₂ liegt. Mittelfristig könnten bei sich fortsetzender Kostensenkung im Bereich der erneuerbaren Energien dagegen möglicherweise bereits **Zertifikatspreise von 30 €/t CO₂** ausreichen, um die Wirtschaftlichkeitslücke zwischen regenerativer und konventioneller Stromerzeugung zu schließen, ein Wert, der für das **Jahr 2020** durchaus vorstellbar ist (**Abbildung 27**). Dies gilt erst recht, wenn sich der Zertifikatspreis der zu erwartenden Kostenbandbreite für die CO₂-Entsorgung (30 bis 50 €/t CO₂) annähert. Zumindest für die kostengünstigen Einzeltechnologien aus dem Bereich der erneuerbaren Energien könnte damit unter bestimmten Bedingungen mittelfristig ein Übergang auf den freien Wettbewerbsmarkt denkbar sein, während für die anderen Technologien (z.B. Fotovoltaik) auch weiterhin andere Instrumente zum Zuge kommen müssen, wenn die Ausbaudynamik aufrecht erhalten werden soll.

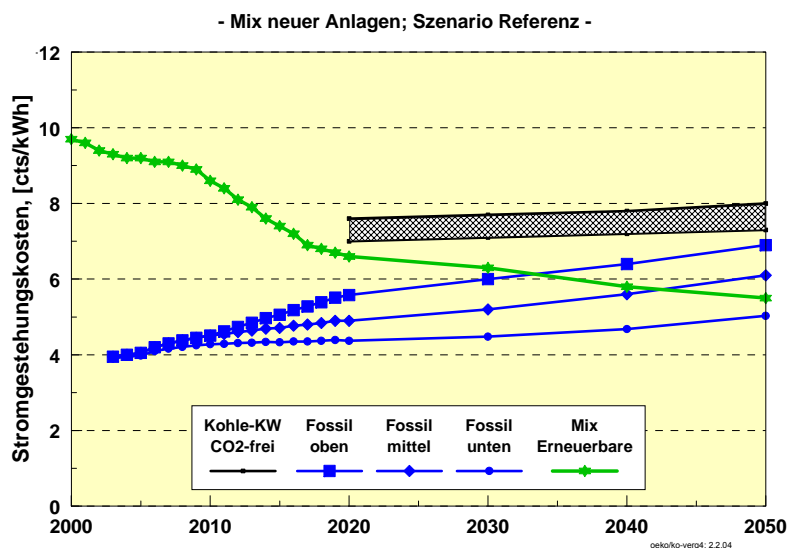


Abbildung 27: Stromgestehungskosten fossiler Neuanlagen in der Referenzentwicklung für drei Preisvarianten, für Kohle-Kraftwerke mit CO₂-Rückhaltung (ab 2020) und für einen repräsentativen Mix an erneuerbaren Energien (oben = mittel + 15 €/t CO₂-Aufschlag)

Perspektivisch könnte sich aus dem für 2005 vorgesehenen EU-Handelssystem auch ein **allgemeiner CO₂-Handel** entwickeln, in dem nicht nur große Emittenten wie Kraftwerke und Industrieanlagen einbezogen, sondern alle CO₂-Quellen betrachtet werden. Aus ökonomischer Sicht ist zu erwarten, dass sich in diesem Fall aufgrund der starken Konkurrenzbeziehungen geringere CO₂-Zertifikatspreise einstellen würden, mithin sich hierdurch für die erneuerbaren Energien noch geringere Anreize entwickeln würden.

Mit Blick auf alternative Instrumente werden auch immer wieder **Quotenregelungen** aufgeführt. Diese sind bisher allerdings den Nachweis ihrer Effizienz schuldig geblieben und haben sich insbesondere als wenig effizient für Einstiegsmärkte mit heterogener Struktur gezeigt. Ferner schaffen sie (vor allem für private Investoren) nur eine unzureichende Planungssicherheit. Aber auch kostenseitig führt dieses Instrument bisherigen Erfahrungen zu Folge nicht zu signifikanten Vorteilen wie aktuelle Zahlen aus den Quotensystemen in Großbritannien und Italien belegen, die trotz zum Teil deutlich besseren Windverhältnissen zu höheren Vergütungssätzen als das deutsche EEG führen. Perspektivisch verfolgenswert erscheint dagegen die Idee, eine **Quote für erneuerbare Energien auf den konventionel-**

len Kapazitätszubau zu erheben, um diejenigen, die konventionelle Kraftwerke bauen wollen, zu verpflichten, einen bestimmten Anteil der Leistung auf der Basis erneuerbarer Energien zu realisieren. Damit könnte die Dynamik des spätestens nach dem Jahr 2010 massiv einsetzenden Kraftwerkserneuerungsbedarfs genutzt werden, die Energiewirtschaft selbst stärker in den Ausbau erneuerbarer Energien einbezogen werden und das Gegenargument entkräftet werden, dass der Zubau erneuerbarer Energien im Bereich der Stromerzeugung nicht bedarfsorientiert erfolgt.

Bei einem deutlich ausgeweiteten Marktanteil, insbesondere bezogen auf einzelne Energieformen (z. B. die Windenergie), ist grundsätzlich auch ein Übergang auf eine **kombinierte Festpreis-/Marktpreisregelung** denkbar, die mehr wettbewerbliche Elemente enthält, wie Gewährung eines festen, zeitlich degressiven Bonus zusätzlich zum Marktpreis sowie ggf. weiterer Vergünstigungen). Ein vergleichbarer Mechanismus ist derzeit im KWK-Gesetz implementiert. Perspektivisch könnte eine solche Regelung den Übergang auf einen reinen CO₂-Zertifikatsmarkt (mit dann allerdings vom Markt bestimmten Gutschriften) vorbereiten. Ähnlich wie bei Quotenmodellen dürften sich auch bei einer derartigen Regelung vor allem professionelle Betreiber durchsetzen, die das höhere Preisrisiko tragen können und den höheren Transaktionsaufwand aufgrund ihrer Erfahrungen abdecken können. Da aber nach dem Jahr 2010 ein großer Teil des privaten Betreibermarktes bereits ausgeschöpft sein dürfte, wäre dies unter der Voraussetzung eines Bestandschutzes für die bestehenden (privaten) Anlagen aber ggf. kein grundsätzliches Problem mehr.

Aus vorliegender Untersuchung und aus Vorgängerstudien hat sich herauskristallisiert, dass die Herausforderungen an die zukünftige Energieversorgung es erforderlich machen - aufbauend auf der jetzigen Phase des Markteinstiegs erneuerbarer Energien - eine stufenweise aber kontinuierliche Markteinführungsstrategie zu entwickeln, wenn zur Mitte dieses Jahrhunderts erneuerbare Energien eine zentrale Rolle in der Energieversorgung spielen sollen. Es lassen sich dabei fünf Phasen unterscheiden. In den beiden ersten Phasen (bis 2010 und 2010-2020) wird es entscheidend darauf ankommen mittels effektiver und sich stetig anpassender Instrumente, von denen die wesentlichsten oben genannt wurden, das Wachstum erneuerbarer Energien irreversibel zu gestalten. Die Teilmärkte, angetrieben von einigen Vorreiterländern, müssen in diesem Zeitraum zu einem allgemeinen globalen Markt für erneuerbare Energien weiter entwickelt werden. Mit dem Ziel einer im Jahr 2050 zu etwa der Hälfte auf erneuerbaren Energien basierenden Energieversorgung vor Augen, lassen sich diese fünf Phasen, wie folgt, charakterisieren (**Tabelle 3**)

Tabelle 3: Strategie des Ausbaus erneuerbarer Energien mit dem Ziel eines etwa 50%igen Beitrags zur Jahrhundertmitte und einer danach einsetzenden Ablösung fossiler Energien.

- **Bis 2010:** Energiepolitisch gestützter „**Einstieg**“ durch Zielvorgaben und wirksame, auf erneuerbare Energien zugeschnittene Instrumentenbündel;
- **2010 – 2020:** „**Stabilisierung**“ des Wachstums bei allmählicher Einbeziehung der Unterstützung erneuerbarer Energien in Instrumente des generellen Klimaschutzes;
- **2020 – 2030:** Vollwertige „**Etablierung**“ aller neuen Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien mit optimierten Beiträgen in den einzelnen Verbrauchssektoren und beginnende Nutzung kostengünstiger Potenziale in ganz Europa und dem Mittelmeerraum mittels einer Verbundversorgung für Strom;
- **2030 – 2050:** Beginnende „**Dominanz**“ erneuerbarer Energien in allen Bereichen der Energieversorgung und beginnende Verwendung von regenerativem Wasserstoff
- **Nach 2050:** Fortschreitende „**Ablösung**“ der fossilen Energieträger und Etablierung einer vollständig auf erneuerbaren Energien beruhenden Energiewirtschaft u. a. durch den sukzessiven Einstieg in die Wasserstoffwirtschaft.