

Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland

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

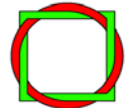
Zusammenfassung

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



1 Anforderungen 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.*

Misst man die heutige Energieversorgung an den Leitlinien einer nachhaltigen Entwicklung, so zeigen sich vier wesentliche Defizite, deren Minderung oder Vermeidung gleichzeitig angegangen werden muss, wenn man dem Nachhaltigkeitsprinzip näher kommen will:

- **Der übermäßige Verbrauch begrenzter Energieressourcen**
- **Die sich bereits abzeichnende globale Klimaveränderung**
- **Die Risiken der Kernenergienutzung**
- **Das extreme Gefälle des Energieverbrauchs zwischen Industrie- und Entwicklungsländern**

Im Gegensatz zu unterschiedlichen Vorstellungen über mögliche Effizienzsteigerungen, zum zukünftigen Einsatz der Kernenergie und zu den Möglichkeiten einer CO₂-Rückhaltung in großem Umfang, kommen nahezu alle aktuellen Untersuchungen zur globalen Energiesituation zu der Aussage, dass nur eine deutliche Steigerung des Beitrags erneuerbarer Energien (EE) die Chance bietet in einen nachhaltigen Energiepfad einzuschwenken. Angaben für ihren Beitrag an der globalen Energieversorgung im Jahr 2050 reichen von knapp 200 EJ/a bis über 600 EJ/a. Ein „Idealszenario“, welches gleichzeitig auf einen effizienteren Umgang mit Energie setzt und dadurch mit einem globalen Energieverbrauch im Jahr 2050 von 635 EJ/a auskommt (2000: 423 EJ/a), benötigt einen Beitrag der EE in Höhe von 470 EJ/a (2000: 19,3 EJ/a, ohne traditionelle Biomasse), also keineswegs die Obergrenze des für möglich gehaltenen Einsatzes EE im Jahr 2050. **EE sind somit verlässliche Garanten für eine zukunftsfähige Energieversorgung.**

Vor diesem Hintergrund kann – bezogen auf Deutschland – die Verdopplung der EE bis 2010 nur als ein erster Einstieg in ihre weitere Nutzung angesehen werden. Die angestrebten Klimaschutzziele erfordern, dass EE längerfristig zur Hauptenergiequelle der Energieversorgung werden mit Anteilen um 50 % bis zur Jahrhundertmitte. Dieses ehrgeizige Ausbauziel verlangt nach einer soliden Analyse der damit verbundenen Auswirkungen auf Umwelt, Wirtschaft und Gesellschaft. Die wesentlichen Akteure müssen in die Lage versetzt werden, den langfristigen Ausbauprozess von EE und seine Wirkungen bereits jetzt möglichst genau beurteilen zu können. Im Jahr 2001 hat das BMU im Rahmen des Forschungsschwerpunktes „Umwelt und Erneuerbare Energien“ deshalb eine Reihe von Studien in Auftrag gegeben, welche die wesentlichen Aspekte eines umweltgerechten Einsatzes der Technologien zur Nutzung von EE untersuchen sollten. Die vorliegende Studie hat eine Dachfunktion wahrgenommen, die vielfältigen Ergebnisse dieser Untersuchungen beim Entwurf von Ausbaustrategien berücksichtigen und in ein Gesamtbild integriert. Sie verfolgte die Ziele:

- *Technische, ökonomische und potenzialbezogene Charakterisierung aller relevanten Techniken zur Strom- und Wärmeerzeugung und begrenzt zur Kraftstoffbereitstellung.*
- *Darstellung und Bewertung aller Umweltwirkungen dieser Technologien mittels Ökobilanzen und unter Einbeziehung wesentlicher Naturschutzaspekte.*
- *Ökologische und ökonomische Bewertung verschiedener Wachstumspfade von EE im Rahmen der Weiterentwicklung des gesamten Energiesystems; Ableitung einer Ausbaustrategie unter Beachtung volkswirtschaftlicher und sozialer Gesichtspunkte.*
- *Analyse der energiepolitischen und -wirtschaftliche Rahmenbedingungen und möglicher Instrumente zum Erreichen der Ausbauziele; Formulierung von Handlungsempfehlungen.*

Eine Reihe von Forderungen aus Nachhaltigkeitssicht sind mit einem Ausbau der EE unmittelbar erfüllbar. Dies sind Klimaverträglichkeit, Risikoarmut, internationale Verträglichkeit, Schaffung von Innovationsimpulsen, zukunftsträchtige Arbeitsplätze, Sozialverträglichkeit, gesellschaftliche Akzeptanz und Generationengerechtigkeit. Andere Kriterien stellen noch eine Herausforderung dar, da sie noch nicht hinreichend erfüllt sind und insgesamt wirksamere Lösungsbeiträge erfordern. Dazu gehören:

- Sicherstellung einer jederzeit **bedarfsgerechten Versorgung** unter Beibehaltung der Kompatibilität mit bestehenden bzw. sich weiterentwickelnden Infrastrukturen und Versorgungseinrichtungen.
- Eine **effiziente Nutzung fossiler Ressourcen** in der (suboptimalen) Übergangszeit als auch anderer knapper Ressourcen auf Dauer wie Landflächen, Beanspruchung von Biomasseressourcen und Bedarf an nichtenergetischen Rohstoffen.
- Absicherung der **volks- und betriebswirtschaftlichen Verträglichkeit** in der Transformationsphase durch Gestaltung kosteneffizienter Aufbaupfade unter Einschluss von Aufwendungen für F&E 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 der EE stehen zahlreiche Technologien zur Verfügung, die sich im Hinblick auf Entwicklungsstand, Kosten, Leistung, Einsatzbereiche und Potenzial deutlich voneinander unterscheiden. Die Leistung der Anlagen variiert um mehrere Größenordnungen (von 1 kW und weniger bis zu mehreren 100 MW); 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.**

Die meisten der heute genutzten EE-Techniken 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 1**). Durch technische Weiterentwicklungen, Verbesserungen bei der Herstellung und bei Fertigung in größeren Serien können diese Kosten im Vergleich zu etablierten Technologien überproportional reduziert werden. Gerade bei der Entwicklung von Szenarien, die Zeiträume von mehreren Dekaden umfassen, spielt die **zeitliche Dynamik der Kostenentwicklung** eine entscheidende Rolle für die Identifizierung volkswirtschaftlich sinnvoller Ausbaustrategien. Dieser bei vielen Technologien beobachtete Zusammenhang zwischen spezifischen Investitionskosten und der kumulierten Produktionsmenge ist insbesondere für die verschiedenen noch „jungen“ EE-Technologien von wesentlicher Bedeutung. Die gründliche Analyse zeigt, 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. Die Lernfaktoren liegen dabei zwischen 0,80 und 0,94.

Der Bandbreite der heutigen Strom- und Wärmegestehungskosten entsprechend spannen auch die **CO₂-Vermeidungskosten** einen großen Bereich auf. Sie liegen heute für die Stromerzeugung aus Windkraft, Geothermie, solarthermischen Kraftwerken und Biomasse zwischen **40 und 80 €/t CO₂**, während sie für die Fotovoltaik und Solarkollektoren noch zwischen 800 und 1000 €/t CO₂ betragen. Wegen der sinkenden Kosten für die Nutzung von EE und der gleichzeitig steigenden fossilen Brennstoffpreise werden die CO₂-Vermeidungskosten mittelfristig auf **10 bis 20 €/t CO₂** sinken (Fotovoltaik und Solarkollektoren auf rund 100 €/t CO₂). Langfristig werden für die meisten Technologien **negative CO₂-Vermeidungskosten erreicht**, d. h. durch den Einsatz von EE kann, neben einer Verminderung von CO₂-Emissionen, gleichzeitig eine Verminderung des volkswirtschaftlichen Aufwands für die Energieerzeugung erreicht werden.

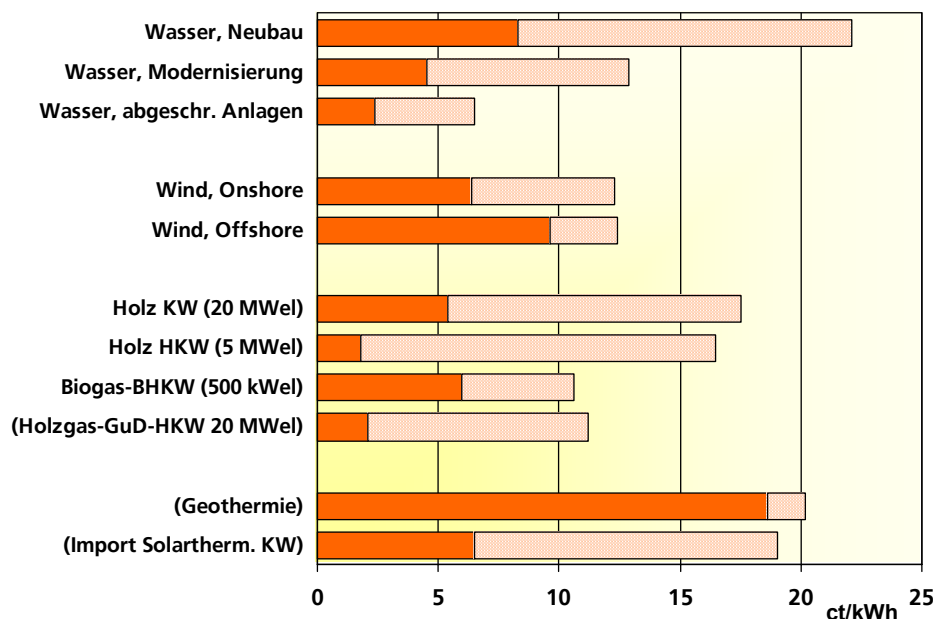


Abbildung 1: Bandbreite (infolge Größe, Standort, Brennstoffpreise u. a.) der derzeitigen Stromerzeugungskosten aus EE in cts/kWh (ohne Fotovoltaik mit 50 bis 80 cts/kWh).

3 Umweltauswirkungen bei der Nutzung erneuerbarer Energien

Jede technologische Aktivität, so auch die Nutzung von EE, ist mit Umweltwirkungen verbunden. Entscheidend für eine Gesamtbewertung 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 EE-Technologien zurückzuführen sind oder vielmehr durch Bereitstellung von Energie, Transportdienstleistungen und Materialien „von außen“ in das System der EE „importiert“ werden.

Aus den durchgeführten Ökobilanzen folgt, dass für alle Energieketten auf der Basis von EE der Einsatz erschöpflicher Energieressourcen und die Emissionen klimaschädlicher Gase im Vergleich zum konventionellen System äußerst niedrig sind. Im ökobilanziellen Vergleich ergibt sich bei den untersuchten materiellen Ressourcen (Eisenerz, Bauxit) eine geringere oder ähnlich hohe Beanspruchung durch EE-Technologien wie bei den konventionellen Systemen. Ausnahmen sind die Fotovoltaik, Sonnenkollektoren und Windkraft (Stahlurm). Durch den Ausbau von EE in der Stromerzeugung (65% Anteil in 2050) steigt der dadurch induzierte Eisenbedarf gegenüber einer konventionellen Bereitstellung um 1,5 Prozentpunkte auf insgesamt 5,5 % des gesamten Eisenbedarfs in Deutschland. Der durch den Stromer-

zeugungssektor hervorgerufene Eisenbedarf bleibt also klein im Vergleich zum Bedarf des Bausektors und des Fahrzeugbaus.

Insgesamt ergeben sich für EE eindeutige Vorteile beim Treibhauseffekt und beim Verbrauch erschöpflicher Energieressourcen. Bei den anderen Wirkungskategorien (Versauerung, Eutrophierung, Sommersmog) gibt es keine eindeutige Ergebnisrichtung. Eine ökologische Bilanzierung kann hier nur Aussagen für typische Anlagenkonfigurationen machen. Durch die Erschließung von Optimierungspotenzialen wie auch durch die Verbesserungen in der Material- und Energiebereitstellung kann eine weitere Reduktion der Umweltwirkungen erreicht werden (Beispiel: Dynamisierte Bilanz polykristalliner Fotovoltaik, **Abb. 2**). 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.

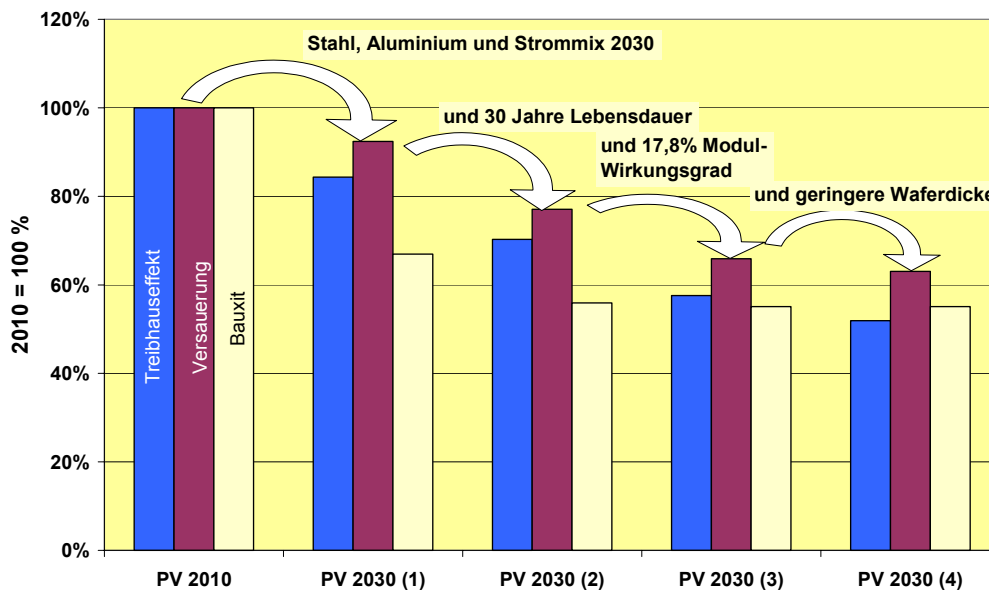


Abbildung 2: Dynamisierte Bilanz erneuerbarer Energiesysteme, Beispiel Fotovoltaik. Die Darstellung ist normiert auf die Umweltwirkungen des Systems 2010.

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

Neben der Potenzialvariante „Basis“, welche die technisch-strukturell nutzbaren EE- Potenziale darstellt, wird in der Variante „**NaturschutzPlus**“ ein zusätzlich reduziertes Potenzial abgeleitet, das langfristig auch unter strengen naturschutzfachlichen Anforderungen für die Nutzung von EE zur Verfügung steht. An manchen Stellen werden auch Restriktionen empfohlen, die sich aus Akzeptanzüberlegungen ableiten, da diese vielfach nicht strikt von Naturschutzaspekten trennbar sind. Unter diesen Auflagen ergibt sich dadurch eine Reduktion der noch verfügbaren Zubaupotenziale der **Wasserkraft von 5 auf 4 TWh/a**, der **Windenergie an Land von 30.000 MW auf 20.000 bis 25.000 MW** sowie der **Biomassereststoffe von 900 PJ/a auf rund 700 PJ/a**. Bei Einhaltung der Kriterien des Bundesnaturschutzgesetzes stehen nennenswerte Anbauflächen für Energiepflanzen erst ab **2020 mit 1,1 Mio. ha** zur Verfügung (**Abbildung 3**), die bis 2050 auf 4,2 Mio. ha anwachsen. Infolge zu pflegender Naturschutzflächen entsteht aber auch ein zusätzliches Potenzial in Höhe von 150 PJ/a.

Auf andere EE (Fotovoltaik, Kollektoren, Geothermie) haben Belange des Naturschutzes angesichts ihres sehr großen Potenzials bis 2050 keine Auswirkungen. Aus Akzeptanzgründen sollte dennoch bei der Belegung von Freiflächen für Fotovoltaik restriktiv umgegangen werden, die Stromerzeugung aus Geothermie sollte nur in Verbindung mit der Abwärmenutzung erfolgen.

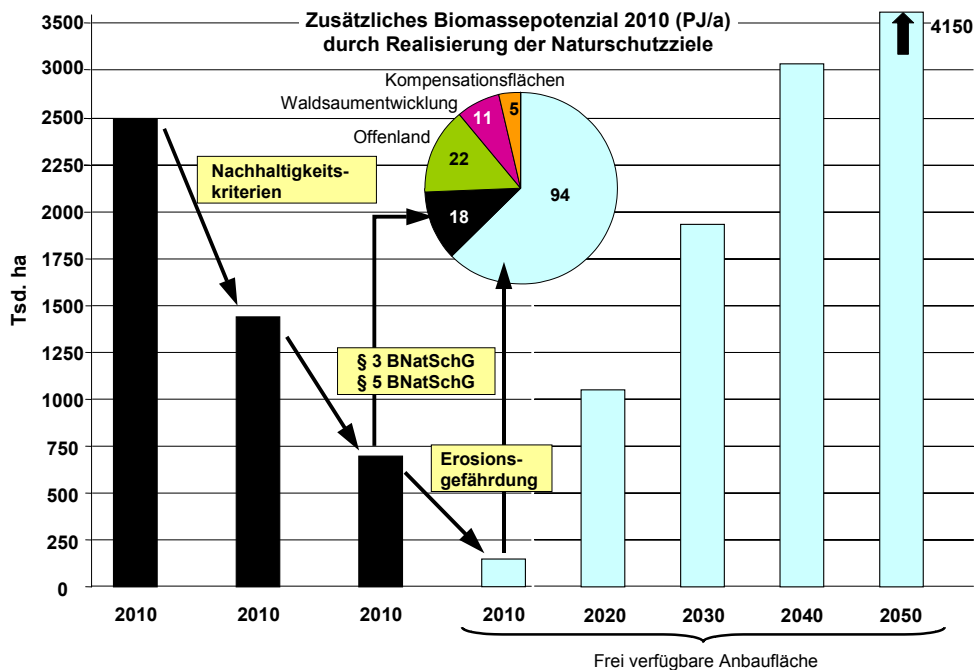


Abbildung 3: Reduktion von Flächenpotenzialen für den Energiepflanzenanbau im Jahr 2010 infolge der Umsetzung verschiedener Naturschutzziele (vier Balken links); daraus resultierendes zusätzliches „Biomassepotenzial“ (150 PJ/a, Tortendiagramm) und Wachstum dieser reduzierten Flächen (vier Balken rechts) in der Potenzialvariante „NaturschutzPlus“ bis 2050.

Die **Potenziale zur Nutzung von EE in Deutschland** belaufen sich unter den Randbedingungen der **Potenzialvariante BASIS** und unter Beachtung von Nutzungskonkurrenzen für Strom auf bis zu 115%; für Wärme auf bis zu 40% und für Kraftstoffe auf bis zu 20% des jeweiligen gegenwärtigen Verbrauchs. Bezogen auf den gegenwärtigen Endenergieverbrauch sind dies knapp 55%. Unter Berücksichtigung der Naturschutzbelange (**Potenzialvariante NaturschutzPlus**) reduziert sich dieser Wert um 10% auf 50%. Strenge Anforderungen aus Sicht des Natur- und Landschaftsschutzes reduzieren zwar für einzelne EE das verfügbare Potenzial um 20 bis 30 %, das insgesamt in Deutschland zur Verfügung stehende Potenzial wird durch die zusätzlichen naturschutzfachlichen Anforderungen aber nur unwesentlich eingeschränkt.

Alle EE weisen auch unter naturschutzfachlichen Restriktionen 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 EE in der Lage sind, eine tatsächlich „natureerhaltende“ Energieversorgung zu ermöglichen. Sie führt damit auch zur weiteren Akzeptanzsteigerung, kostenseitig sind kurzfristig nur marginale Auswirkungen zu erwarten. Längerfristig können auch die großen „Importpotenziale“ von Strom aus EE im Zuge einer europäischen Gesamtstrategie zur Deckung der deutschen Energienachfrage genutzt werden. **Einer langfristig 100%igen Deckung der Energienachfrage mittels EE steht also auch bei strengen Restriktionen aus Potenziarsicht nichts entgegen.**

5 Ergebnisse und Schlussfolgerungen aus den Szenarioberechnungen

Die Ausbauszenarien (**BASIS I und II, NaturschutzPlus I und II**) spannen in Gegenüberstellung mit dem Referenzszenario („Business as usual“) 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 geringer wird sich das Energiesystem von der unzulänglichen Referenzentwicklung entfernen. Außergewöhnliche und nicht vorhersehbare, meist eher krisenartige Entwicklungen können aber auch die Referenzentwicklung in eine aus Nachhaltigkeitsicht noch ungünstigere Entwicklung treiben.

Um die Ziele des Klimaschutzes fristgerecht zu erreichen, müssen bei den hier angenommenen Effizienzsteigerungen von den EE bis 2050 noch rund 220 Mio. t/a CO₂-Minderung gegenüber dem Referenzszenario erbracht werden. Die **Szenarien BASIS** nutzen dazu die **technisch-strukturellen Potenziale**. Die durch weitere Anforderungen des Naturschutzes wirksam werdenden **Potenzialrestriktionen** werden in den Szenarien **NaturschutzPlus** abgebildet. Wesentlichen Einfluss auf die mittelfristige Gestaltung einer EE-Ausbaustrategie haben die unterschiedlichen Nutzungsmöglichkeiten der Biomasse. In den Szenarien I wird ihrer stationären Nutzung Vorzug eingeräumt, was bis zum Jahr 2050 zu rund 1.200 PJ/a (BASIS I) bzw. 800 PJ/a (NaturschutzPlus I) an Bio-Brennstoffen führt. In den Szenarien II wird der Kraftstoffbereitstellung höhere Priorität eingeräumt, was einen Beitrag an Bio-Kraftstoffen in Höhe von 420 PJ/a (BASIS II) bzw. 300 PJ/a (NaturschutzPlus II) ergibt.

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

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. Die Umsetzung der wirtschaftlichen Einsparpotenziale führt unmittelbar zur Kostenersparnis. **Eine Strategie gesteigerter Energieeffizienz bewirkt somit auch eine indirekte Kompensation eines Teils der zusätzlichen Differenzkosten in der Anfangsphase des EE- Ausbaus.** Aus technischer Sicht sind noch sehr weitreichende Effizienzverbesserungen möglich. Die für die Ausbauszenarien angenommene jährliche Effizienzsteigerung liegt daher für den Primärenergieverbrauch bei durchschnittlich 2,6 %/a, 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. Unter diesen Annahmen wird infolge der Umsetzung der Effizienzstrategie etwa ein Drittel des heutigen Primärenergieeinsatzes überhaupt nicht mehr benötigt. 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 CO₂-Reduktionsziel 2050 zeitgerecht und ökonomisch verträglich erreicht werden soll.

(2) Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist ein wichtiger Stützpfeiler für den Ausbau EE.

Eine besonders wirksame Art der Effizienzsteigerung im Umwandlungsbereich stellt die Kraft-Wärme-Kopplung dar. Mit der Einführung dezentraler KWK -Technologien (Motor-BHKW, Gasturbinen) und ihrer weiteren Entwicklung (Brennstoffzellen, Stirling-Motoren, Mikrogasturbinen) können ihr Einsatzspektrum und ihr Potenzial beträchtlich erweitert werden. 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 EE ist ein weiterer Ausbau der KWK von besonderer Bedeutung. Der dezentrale Charakter moderner KWK-Technologien kommt der ebenfalls in weiten Bereichen dezentralen Nutzung EE entgegen und kann diese strukturell vorbereiten. Sowohl im Strombereich (virtuelle Kraftwerke) als auch im Wärmebereich (Nahwärme, Inselnetze) ist eine Symbiose von KWK und EE deshalb vorteilhaft.

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

In den Ausbauszenarien entstehen **bis 2020** insgesamt 80 GW Kraftwerksneubauten, wovon 45 GW Anlagen zur Nutzung von EE sind. Von den 35 GW fossil gefeuerten Anlagen sind 15 GW Kohlekraftwerke (davon 10 GW als HKW) und 20 GW Gaskraftwerke (davon 6 GW als HKW und 7 GW als BHKW). **Bis 2050** sind insgesamt 144 GW Leistung neu zu installieren mit einem Beitrag der EE von 100 GW. An fossil gefeuerten Kraftwerken werden dann noch 44 GW benötigt, 32 GW davon werden in KWK betrieben. An dezentralen BHKW sind 24 GW (davon 12 GW mit Biomassefeuerung) installiert. Der Anteil der EE beträgt 68% (ohne Biomasse-KWK = 56%; **Abbildung 4**), der KWK-Anteil liegt bei 40%. Von den insgesamt aus EE im Jahr 2050 erzeugten 340 TWh/a Strom werden 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 der EE nur in einem gesamteuropäischen Verbund sinnvoll ist und dann Potenziale nach ökonomischen Gesichtspunkten erschlossen und genutzt werden.

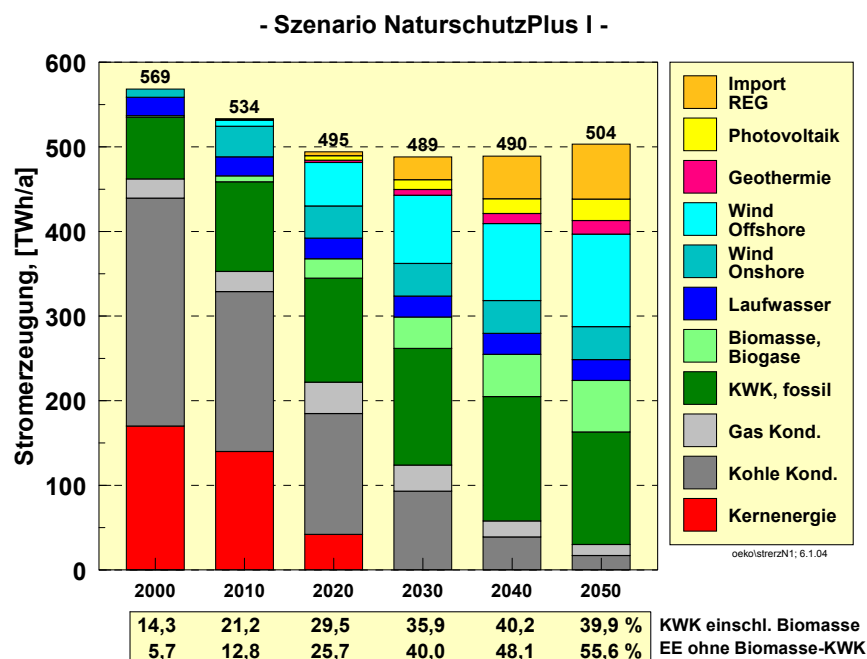


Abbildung 4: Stromerzeugung nach Kraftwerksarten und Energiequellen im Szenario NaturschutzPlus I. Der Anstieg nach 2030 resultiert aus der Strombereitstellung für die Wasserstoff-erzeugung (2050 = 70 TWh/a).

Die vorgeschlagene Ausbaustrategie für den Stromsektor kann nur bei einer „rechtzeitigen“ Investition in die betreffenden 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 Zubaus bzw. rund 45 GW mit großen fossilen Kondensations- und Heizkraftwerke erbracht wird, muss zur Einleitung der hier beschriebenen Entwicklung ein deutlich anderer Weg eingeschlagen werden. **Richt-schnur 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 KWK, (c) durch EE 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 EE.

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

Der Wärmemarkt 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 EE (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 steigt in den Ausbauszenarien von derzeit 12% auf 21 % in 2030 und auf knapp 27% im Jahr 2050. Die EE erreichen einen Deckungsanteil von 35% im Jahr 2050 (einschließlich der KWK-Biomasse sind es 42%). Derartige Beiträge von EE im Wärmemarkt erfordern eine deutliche Ausweitung von Nahwärmenetzen, die derzeit erst mit weniger als 1% zur Wärmeversorgung beitragen. Ein anzustrebender Zielwert liegt bei 30 bis 35% Nahwärmeanteil, so dass zusammen mit der nach wie vor bestehenden (großen) Fernwärmeversorgung im Jahr 2050 rund 40% der Wärme über größere und kleinere Netze verteilt würde.

Den Szenarioanalysen ist zu entnehmen, dass für den Wärmemarkt **eine ähnlich dynamische Entwicklung für den Ausbau von EE angestoßen werden muss**, wie dies derzeit im Strombereich der Fall ist. Von hoher Dringlichkeit ist daher die **Schaffung eines „Wärmegesetzes“**, das vorrangig auf die Markteinführung größerer Anlagen und Nahwärmenetze zugeschnitten ist. Dieses Gesetz sollte in wirksamer Weise mit einer verbesserten Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung verknüpft werden. Das könnte dadurch geschehen, dass als Kernstück die Förderung der Ausbaus von (Nah-) Wärmenetzen als zentrale Infrastrukturmaßnahme vorgesehen wird und an die einzuspeisende Wärme entsprechende Kriterien gestellt werden.

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

Die Entwicklung des Verkehrssektors ist in den Ausbauszenarien zunächst durch deutliche Effizienzsteigerungen aller Verkehrsmittel und (begrenzte) Verlagerungen des Verkehrsaufkommens von der Straße auf andere Verkehrsmittel gekennzeichnet. Dadurch kann der Kraftstoffverbrauch gegenüber dem Referenzszenario bis 2050 halbiert werden. Mit einem Anteil von 0,9% sind EE im Verkehr derzeit nur gering vertreten. In den Szenarien werden zwei Strategien abgebildet: Bei hoher Wachstumsdynamik von Bio-Kraftstoffen (orientiert am derzeitigen EU-Ausbauziel von 5,75% bis 2010) besteht die Kraftstoffbasis in 2050 zu mehr als einem Drittel aus EE. Die Untergrenze dieser Strategie führt zu relativen geringen Beiträgen von Biokraftstoffen in 2050 von knapp 9%. Dieser Beitrag wird ab 2030 ergänzt durch Wasserstoff, so dass im Jahr 2050 rund ein Viertel der Kraftstoffe aus EE stammen.

Bevorzugt sollten biogene Reststoffe im stationären Bereich eingesetzt werden. Zum einen ist die Ausbeute an Nutzenergie höher als im Verkehrsbereich. Hinzu kommt, dass die CO₂-Vermeidungskosten bei den Biokraftstoffen unter den gegenwärtigen Randbedingungen über denen der Bioenergieträger für die stationäre Nutzung liegen. Die politisch relativ leicht durchsetzbare Fördermöglichkeit der „Mineralölsteuerbefreiung“ sollte daher nicht dazu verleiten, 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.** Diese steigen von 0,15 Mio. ha in 2010 über 1,1 Mio. ha in 2020 bis auf 4,1 Mio. ha in 2050 und ermöglichen es, im Jahr 2020 zwischen 80 und 130 PJ/a Biokraftstoffe bereitzustellen, die bis 2050 auf rund 300 PJ/a steigen können. Unter der Voraussetzung, dass Reststoffe vollständig im stationären Bereich eingesetzt werden, stehen längerfristig 65 bis 75% der Anbauflächen für Kraftstoffe zur Verfügung. Bezogen auf das Gesamtpotenzial der Biomasse entspricht dies nach Ausschöpfung der Potenziale einem Anteil von 20 bis 25% für den Verkehrsbereich. Die Szenarioanalyse macht deutlich: **Nur bei beträchtlichen Verbrauchsreduzierungen bzw. erfolgreichen Effizienzbemühungen werden EE 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, ist volkswirtschaftlich nicht optimal.

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

Die Ausbauszenarien erfüllen die Zielsetzung einer Reduktion der CO₂-Emissionen der Stromerzeugung von derzeit 335 Mio. t/a auf 75 Mio. t/a in 2050. Dies ist die angemessene Vergleichsbasis für zukünftige Strompreise. Die Szenarien erreichen dieses Ziel in 2050 mit mittleren Stromgestehungskosten zwischen 6,2 cts/kWh und 7,2 cts/kWh je nach angenommener Preissteigerung der Brennstoffe (**Abbildung 5**). Im Referenzszenario kann diese Forderung nur mit CO₂-Rückhaltetechniken (ab 2020 angenommen) erfüllt werden, was – unter der Voraussetzung, dass diese Technologie ökologisch verträglich einsetzbar ist und die derzeitigen Kostenabschätzungen belastbar sind - zu mittleren Kosten der Stromerzeugung in 2050 von etwa 8,5 cts/kWh führen würde. Nur wenn auf die Forderung nach CO₂-Reduktion verzichtet wird und gleichzeitig die Brennstoffpreise relativ gering steigen (untere Variante), zeigt das Referenzszenario geringfügig günstigere Stromkosten. Schon bei höheren Preissteigerungen der Brennstoffe (obere Variante) 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 „Öko-steuer“, befördern Entwicklungen in Richtung der Ausbauszenarien.

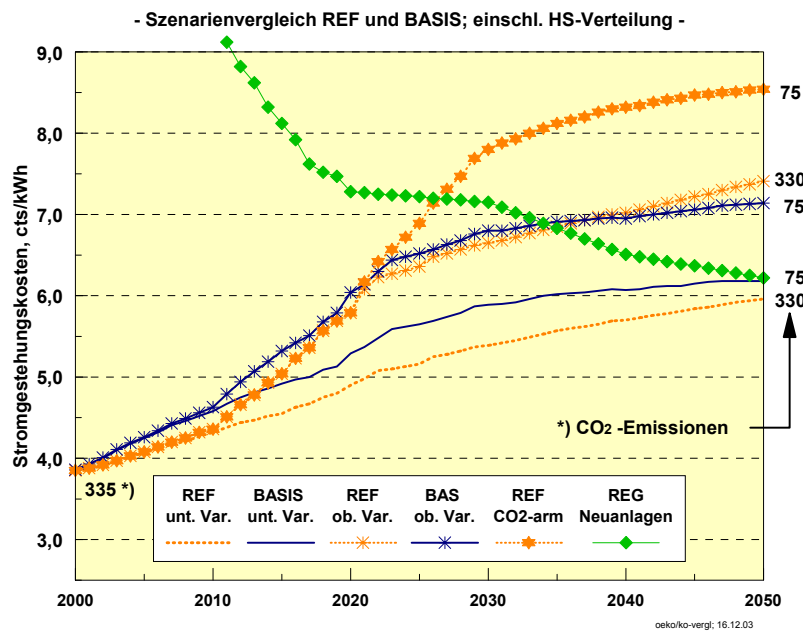


Abbildung 5: Vergleich der mittleren Stromgestehungskosten der deutschen Stromversorgung (einschl. Hochspannungs-Verteilung) für verschiedene Varianten der Energiepreisentwicklung und mit einem typischen Kostenverlauf neuer Anlagen zur Nutzung EE (CO₂-arm = Rückhaltung von CO₂ aus fossilen Kraftwerken ab 2020)

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

EE sind bisher in unterschiedlichem Ausmaß mobilisiert worden. Da jedoch alle Technologien für einen kostenoptimalen Ausbau benötigt werden, 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. Während bei der Windkraft das rasante Wachstum der letzten Jahre in eine Stabilisierung des Marktes übergehen wird, müssen alle anderen Technologien noch ein deutliches Marktwachstum

erfahren, bevor von einer energiewirtschaftlichen Etablierung gesprochen werden kann. 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.** Sind alle EE im Markt etabliert (ab etwa 2020), liegt das **jährliche Investitionsvolumen für Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung bei rund 13 Mrd. €/a.**

(8) Förderinstrumente sind an Technologie-, Kostensenkungs- und Marktpotenzialen auszurichten

Im Strombereich können EE 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. Seit 1990 sind diese Kosten schon von etwa 16 cts/kWh 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.

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 bei Werten um 20 cts/kWh liegen, langfristig (2050) werden rund 11 cts/kWh erreichbar sein. Nach 2015 würde damit ein dann noch bestehendes EEG vorwiegend zum Fotovoltaikförderinstrument. Es wird daher empfohlen, angesichts der zu diesem Zeitpunkt vermutlich bereits sehr großen Auslandsmärkte der Fotovoltaik, ihre weitere inländische Förderung dann nicht mehr unter energiepolitischen sondern unter **exportmarktsichernden und industriepolitischen Gesichtspunkten** vorzunehmen.

(9) Differenzkosten erneuerbarer Energien – eine wichtige Vorleistung von Wirtschaft und Gesellschaft.

Der Zubau von EE bewirkt gegenüber den anlegbaren Kosten der konventionellen Energiebereitstellung auf absehbare Zeit noch zusätzliche Kostenaufwendungen. In der mittleren Preisvariante (ohne aktive Klimaschutzmaßnahmen) steigen die gesamten **Differenzkosten der Stromerzeugung aus EE** kurzzeitig um das Jahr 2015 auf 4 Mrd. €/a, um dann stetig gegen Null zu gehen (**Abbildung 6, links**). Die spezifischen Differenzkosten, die sich beispielsweise derzeit für Strom im EEG auf rund 0,3 cts/kWh_{el} belaufen, steigen kurzfristig (um 2015) auf 0,8 cts/kWh_{el}. Bis auf die Wasserkraft und die Fotovoltaik werden alle EE-Technologien im Betrachtungszeitraum kostengünstiger als die herkömmliche Strombereitstellung. Kurz vor 2040 schneidet die Summenkurve die Nulllinie. Der Einsatz von EE vermindert ab diesem Zeitpunkt die Gesamtkosten der Strombereitstellung im Vergleich zu einer Entwicklung ohne ihren Ausbau. Dieser Zeitpunkt rückt vor in das Jahr 2030, wenn mit CO₂-freien fossilen Kraftwerken verglichen wird. In 2050 beträgt die jährliche Kostenreduktion gegenüber einer Stromversorgung mit fossilen Anlagen bereits in der mittleren Preisvariante mehr als 3 Mrd. €/a, (Abbildung 6) Bei niedrigen Preissteigerungen (untere Variante) kann der Schnittpunkt sich allerdings auch bis ca. 2050 verschieben.

Im Wärmesektor (**Abbildung 6, rechts**) treten sehr geringe spezifische Differenzkosten von maximal 1,8 Mrd. €/a bzw. 0,17 cts/kWh_{th} auf. Dies erleichtert die Schaffung von umlageorientierten Förderinstrumenten, die im Fall des Strommarkts bereits ihre Wirksamkeit bewiesen haben. Speziell für die Förderung von in Nahwärmenetze eingespeister Nutzwärme aus KWK und EE wäre eine derartige Konstruktion möglicherweise gut geeignet. Die spezifischen Differenzkosten der Kraftstoffbereitstellung aus Biomasse sind bei allmählichem Anstieg der Kraftstoffmengen mit 0,2 cts/kWh zunächst gering. Sie steigen jedoch, bedingt durch eine deutliche Zunahme bei gleichzeitig sinkenden Kosten noch bis 2050 auf knapp 0,4 cts/kWh. Bei einer forcierten Ausweitung von Biokraftstoffen (BASIS II) würden sie diesen Wert bereits 2010 erreichen und bis 2040 auf ein Maximum von 0,6 cts/kWh steigen.

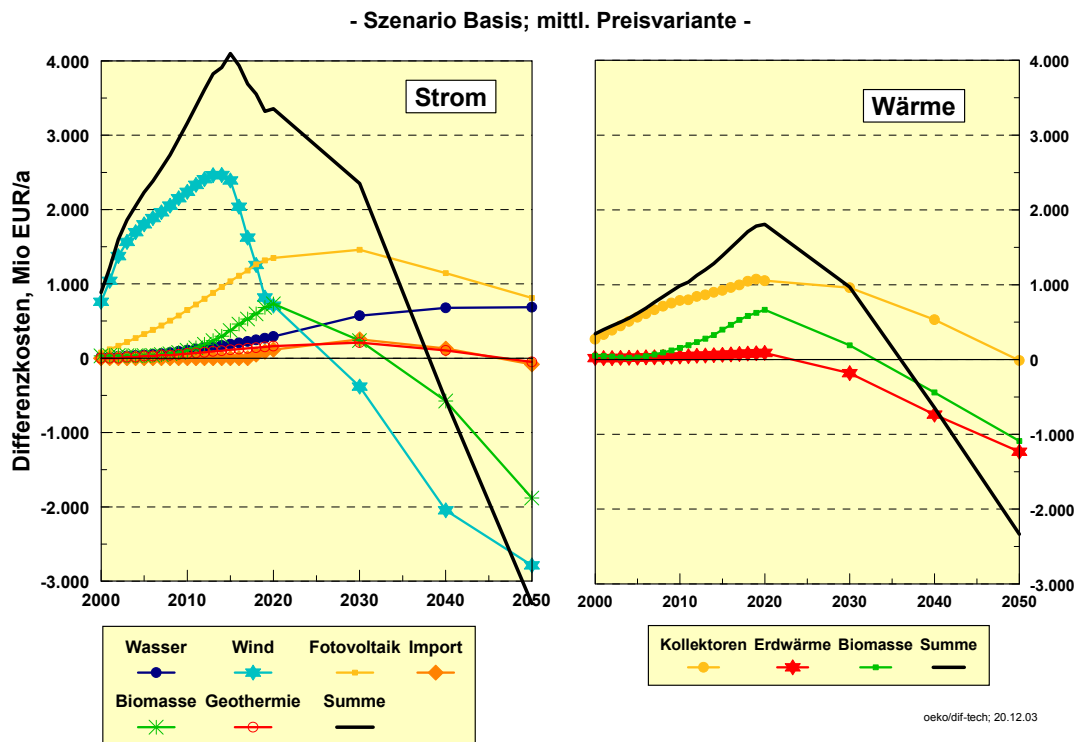


Abbildung 6: Differenzkosten der EE-Technologien bei der mittleren Preisentwicklung (d.h. ohne aktive Klimaschutzmaßnahmen) am Beispiel des Szenarios BASIS I.

(10) Die Vorleistungen müssen mittels Klimaschutzinstrumenten mobilisiert und optimal eingesetzt werden, um den volkswirtschaftlichen Nutzen zu steigern.

Der größte Teil der Vorleistungen zum Ausbau von EE ist etwa **bis zum Jahr 2020** zu erbringen. Bis zu diesem Zeitpunkt werden diese Aufwendungen auch nur relativ gering von Preisanstiegen fossiler Energien und den Wirkungen von Klimaschutzinstrumenten beeinflusst, vielmehr werden sie 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 (ohne aktiven Klimaschutz) im Durchschnitt der Jahre 2000 bis 2020 rund 2% der jährlichen Gesamtkosten der Energieversorgung. Sektoral sind sie bei Strom mit im Mittel 6,7 % am höchsten und im Wärmebereich mit 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 von EE 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 EE auf **jährlich 18 bis 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 Maßnahmen**, die angesichts der Höhe der zu mobilisierenden Mittel im wesentlichen nur umlageorientierte und marktwirtschaftlich kompatible Instrumente sein können.

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

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

Eine derartige Strategie kann dann zum Erfolg führen, wenn europäische Länder, und hier insbesondere Deutschland, **den national eingeschlagenen Weg der Nutzung EE konsequent weiterverfolgen und damit einen Vorreitereffekt auslösen**, indem sie die erforderlichen technologischen und monetären Vorleistungen erbringen. Zudem sollen sie parallel dazu alle Möglichkeiten unterstützen, in den potentiellen Standortländern möglichst frühzeitig ebenfalls den Prozess einer wirksamen Nutzung von EE 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.

(12) 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 EE“ 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“, „KWK“ und „EE“ empfiehlt es sich, den Einsatz von **Wasserstoff ab dem Jahr 2030** vorzusehen. Die strukturellen Analysen zeigen auch, dass bei weiterer Steigerung des Anteils von EE nach 2050 die Bedeutung von Wasserstoff rasch wächst und bei vollständiger Verdrängung fossiler Energien ein Anteil von Wasserstoff um 25 bis 30% am Endenergieverbrauch erforderlich sein dürfte. **Strategien zur Weiterentwicklung von Wasserstoffherstellungs- und –nutzungstechniken sollten daher nicht von Einführungsstrategien für EE abgekoppelt werden**, sondern im Gegenteil als inhärenter, aber derzeit nicht zeitkritischer Bestandteil einer Umstellung auf eine Vollversorgung mittels EE gestaltet werden.

(13) Ein „Fahrplan“ für den Ausbau EE muss für jeden Versorgungssektor getrennt erstellt und optimiert werden.

In jedem Verbrauchssektor wird die zukünftige Entwicklung der EE unterschiedlich verlaufen. Dabei ist sowohl darauf zu achten, dass jeder Sektor in ausreichendem Maße seinen Beitrag zum Klimaschutz und zur volkswirtschaftlich effizienten Energiebereitstellung leistet als auch, dass 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. Aus obigen Analysen kann ein **empfehlenswerter „Zubaufahrplan“ für EE für jeden Sektor abgeleitet werden, (Abbildung 7).**

In allen Sektoren haben EE 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 von EE im Strombereich etwa **65%**. Von großer Bedeutung ist die Einleitung eines

ähnlichen **Wachstumsprozesses im Wärmemarkt**. Dieser wird aus heutiger Sicht allerdings erst nach 2010 einsetzen, da ein potentiell „Wärmegezet“ oder ähnliche Maßnahmen frühestens ab 2006 wirken dürften. In 2020 kann dann ein Anteil von 12% erreicht werden, der sich danach **bis 2050 auf über 45%** steigert. Nach dem zunächst verhaltenen Wachstum von EE 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 EE stammen.

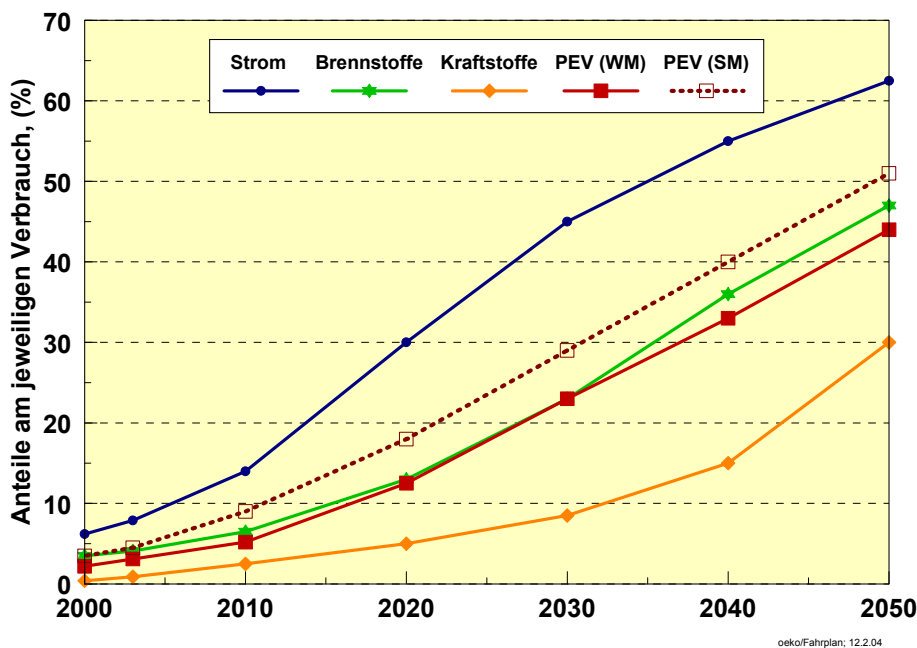


Abbildung 7: Wachstum der EE in den Ausbauszenarien nach einzelnen Versorgungssektoren (Anteil an Endenergie) und des Primärenergieeinsatzes zwischen 2000 und 2050 (letzterer ist unterschieden nach Wirkungsgrad- und Substitutionsmethode (gestrichelte Linie), Bezugswert ist der jeweilige Verbrauch in den Sektoren).

Der primärenergetische Anteil von EE erreicht, ausgehend von 4,5% im Jahr 2003 (Substitutionsmethode; nach der Wirkungsgradmethode sind es 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 EE erstreckt sich 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

Im Strommarkt sind 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. Mittelfristig könnte bei sich fortsetzender Kostensenkung im Bereich der EE bereits ein **Zertifikatspreis von 30 €/t CO₂** ausreichen, um die Wirtschaftlichkeitslücke zwischen EE und konventioneller Stromerzeugung zu schließen. Dieser Wert ist für das Jahr 2020 durchaus vorstellbar. Dies gilt erst recht, wenn sich der

Zertifikatspreis der zu erwartenden Kostenbandbreite für die CO₂-Entsorgung (30 bis 50 €/t CO₂) annähert. Dann erscheint für kostengünstige Einzeltechnologien aus dem Bereich der EE unter bestimmten Bedingungen ein Übergang auf den freien Wettbewerbsmarkt denkbar.

Verfolgenswert ist auch die Idee, eine Quote für EE auf den konventionellen Kapazitätszu-
bau zu erheben. Damit könnte die Dynamik des spätestens nach dem Jahr 2010 massiv
einsetzenden Kraftwerkserneuerungsbedarfs genutzt und die Energiewirtschaft selbst stärker
in den Ausbau der EE einbezogen werden.

Für den Bereich der **Wärmebereitstellung** fehlt derzeit ein vergleichbares Schlüsselinstru-
ment wie das EEG, um einen ebenso dynamischen und stetigen Marktausbau zu bewirken.
Optionen zur verbesserten Förderung EE sind in der Diskussion. Mindestens ein wirksames
Instrument sollte noch in dieser Legislaturperiode etabliert werden, um das angestrebte
Verdopplungsziel 2010 auch im Wärmemarkt zeitgerecht zu erreichen.

Im Bereich der Bio-**Kraftstoffe** sind im Jahr 2003 bereits entscheidende Weichenstellungen
vorgenommen worden. Parallel wird jedoch die Erarbeitung einer Biomassestrategie empfo-
hlen, die - vor dem Hintergrund eines möglichst effizienten Einsatzes der nur begrenzt verfü-
baren Primärressourcen - die vielfältige Nachfrage und die daraus resultierende Nutzungs-
konkurrenz nach Biomasse kanalisiert. Unabhängig von den Anwendungssektoren sollte
zukünftig dem Naturschutz größere Bedeutung bei der Fortführung oder Neuimplementie-
rung von Förderinstrumenten beigemessen werden.

Aus vorliegender Untersuchung und aus Vorgängerstudien hat sich herauskristallisiert, dass
die Herausforderungen an die zukünftige Energieversorgung - aufbauend auf der jetzigen
Phase des Markteinstiegs - es erforderlich machen, eine stufenweise aber kontinuierliche
Markteinführungsstrategie für erneuerbare Energien zu entwickeln, wenn diese zur Mitte
dieses Jahrhunderts 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 stetig anzu-
passender Instrumente das Wachstum der EE irreversibel zu gestalten.** Die Teilmärkte,
die z. Zt. in wenigen Vorreiterländern entstehen, müssen in diesem Zeitraum zu einem all-
gemeinen globalen Markt für EE weiter entwickelt werden. Mit dem Ziel einer im Jahr 2050
zu etwa der Hälfte auf EE basierenden Energieversorgung vor Augen, lassen sich diese fünf
Phasen wie folgt charakterisieren :

- Bis 2010: Energiepolitisch gestützter „**Einstieg**“ durch Zielvorgaben und wirksame, auf EE zuge-
schnittene Instrumentenbündel.
- 2010 – 2020: „**Stabilisierung**“ des Wachstums bei allmählicher Einbeziehung der Unterstützung
EE in Instrumente des generellen Klimaschutzes.
- 2020 – 2030: Vollwertige „**Etablierung**“ aller neuen Technologien zur Nutzung EE mit optimierten
Beiträgen in den einzelnen Verbrauchssektoren und beginnende Nutzung kostengünstiger Poten-
ziale in ganz Europa und dem Mittelmeerraum mittels einer Verbundversorgung für Strom.
- 2030 – 2050: Beginnende „**Dominanz**“ EE in allen Bereichen der Energieversorgung und begin-
nende Verwendung von regenerativem Wasserstoff .
- Nach 2050: Fortschreitende „**Ablösung**“ der fossilen Energieträger und Etablierung einer voll-
ständig auf EE beruhenden Energiewirtschaft u. a. durch den sukzessiven Einstieg in die Wasser-
stoffwirtschaft.