

Textbeitrag für den Tagungsband der FfE-Fachtagung 2013

Referent: Dr. Christoph Schillings
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt,
Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung
70569 Stuttgart

Titel des Vortrags: BMU-Leitstudie „Deutschland 2050“

Abstract

Mit dem Energiekonzept der Bundesregierung vom Jahr 2010 und dem Gesetzespaket zur Energiewende vom Sommer 2011 liegt ein langfristiger politischer Fahrplan für den Klimaschutz und den Umbau der Energieversorgung in Deutschland vor. Die im März 2012 fertiggestellten Langfristszenarien 2011 stellen dazu Ergebnisse systemanalytischer Untersuchungen zur Transformation der Strom-, Wärme- und Kraftstoffbereitstellung und -nutzung vor. Auf der Basis der technisch-strukturellen Möglichkeiten zum Umbau des Energiesystems und unter Berücksichtigung wirtschaftlicher, politischer und gesellschaftlicher Gegebenheiten und Interessen und den daraus resultierenden Hemmnissen und Anreizen werden konsistente Entwicklungen aufgezeigt, die prinzipiell zu einer Erfüllung der im Energiekonzept vorgegebenen Ziele führen können.

1. Hintergrund zu den BMU-Langfristszenarien

Die Bundesregierung hat mit ihrem Energiekonzept einen langfristigen politischen Fahrplan vorgelegt. Welche möglichen Entwicklungspfade gibt es, um die Ziele dieses Energiekonzepts zu erreichen? Dabei liegt die zentrale Strategie des Konzepts in der Umstellung der Energieversorgung auf Erneuerbare Energien und die deutliche Steigerung der Energieeffizienz. In den seit 2004 für das BMU erarbeiteten „Leitstudien“ und in dem BMU Projekt „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Berücksichtigung der Entwicklung in Deutschland und global“ (kurz: „Langfristszenarien 2011“) wurden hierzu verschiedene Szenarien entwickelt, die mögliche Pfade aufzeigen, die für eine erfolgreiche Umsetzung der Transformation des Energiesystems erforderlich sind.

Dabei handelt es sich um vier zielorientierte Szenarien (A,A',B,C) zur Umsetzung des im Energiekonzept definierten Treibhausgas(THG)-Reduktionsziels von -80% bis 2050 und der Unterziele Ausbau der erneuerbare Energien(EE)-Anteile und Effizienzsteigerung. Zusätzlich wurde ein weiteres zielorientiertes Szenario (THG95) zur Umsetzung des THG-Reduktionsziels -95% bis 2060 entwickelt.

In den Szenarien A, B und C werden unterschiedliche Energienutzungsoptionen im Verkehrssektor abgebildet, die für den Umgang mit hohen EE-Anteilen ab etwa 2030 relevant werden.

Szenario A berücksichtigt zusätzlich zu Elektromobilität einen verstärkten Einsatz von Wasserstoff im Verkehrssektor. Szenario B setzt, ebenso zusätzlich zu Elektromobilität auf eine Verwendung von Methan als chemischer Energieträger. Szenario C spiegelt die Entwicklung bei reiner Elektromobilität ab, ohne zusätzlicher chemischer Energieträger.

Szenario A' liefert einen möglichen Alternativpfad, wenn die Zielvorgabe bei der Stromeffizienz nicht erreicht wird. Hierfür wird ein noch stärkerer Ausbau der EE zur Kompensation angenommen.

Das Szenario THG95 wurde für die Umsetzung des oberen THG-Reduktionsziels -95% bis 2060 entwickelt, welches ein 100% Reduktionsziel im Energiesektor bedeutet und quasi eine Vollversorgung basierend auf EE darstellt.

Bei der Erarbeitung dieser Szenarien erfolgte nicht nur die Darstellung der technischen Umsetzung sondern auch eine Analyse der ökonomischen Langzeitwirkung und der Versorgungssicherheit. Somit wurden die Auswirkungen auf das gesamte Energiesystem (ökologische, ökonomisch, technische, sozial) mit berücksichtigt.

Die angenommenen Entwicklungen der demografischen, strukturellen und ökonomischen Eckdaten, welche die Energienachfrage bestimmen, entsprechen weitgehend denen des Energiekonzepts der Bundesregierung. In den Szenarien wächst das Bruttoinlandsprodukt, bezogen auf das Jahr 2010, bis 2050 real um gut 40%. Die Bevölkerung Deutschlands geht um 10% zurück.

Die energiepolitischen Hauptziele des Energiekonzepts der Bundesregierung sind:

Die Reduktion der THG, von -40% im Jahr 2020 bis hin zu 80% im Jahre 2050, bezogen auf die Emissionen 1990.

Anstieg des Anteils der Erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch von 18% im Jahre 2020 bis auf 60% im Jahre 2050 an. Der Anteil am Bruttostromverbrauch von 35% (2020) bis 80% (2050).

Effizienzmaßnahmen mit insgesamt einer Minderung des Primärenergieverbrauchs von -20% (2020) bis -50% (2050).

Abbildung 1 zeigt diese Ziele als Übersicht und die Einordnung der erstellten Szenarien.

	2020	2030	2040	2050
Minderung der THG-Emissionen: (bezogen auf 1990)	-40%	-55%	-70%	-80 bis 95%
		4 Szenarien		
Anteil der EE am (Brutto-) Endenergieverbrauch:	18%	30%	45%	60%
Anteil der EE am Bruttostromverbrauch:	35%	50%	65%	80%
Minderung des Primärenergie-Verbrauchs	- 20%	→		- 50%
Minderung des Stromverbrauchs:	- 10%	→		- 25%
Minderung des Endenergie- verbrauchs Verkehr:	-10%	→		- 40%
Reduzierung des Wärmebedarfs (2020) bzw. des Primärenergiebedarfs (2050) von Gebäuden:	-20%	→		- 80%

Abbildung 1: Energiepolitische Zielsetzungen im Energiekonzept der Bundesregierung und Anzahl der entwickelten BMU-Szenarien.

2. Ausgewählte Ergebnisse der Szenarioanalyse

Im folgenden Abschnitt werden ausgewählte Grafiken abgebildet und erläutert, anhand derer Ergebnisse der Szenarioanalyse vorgestellt werden.

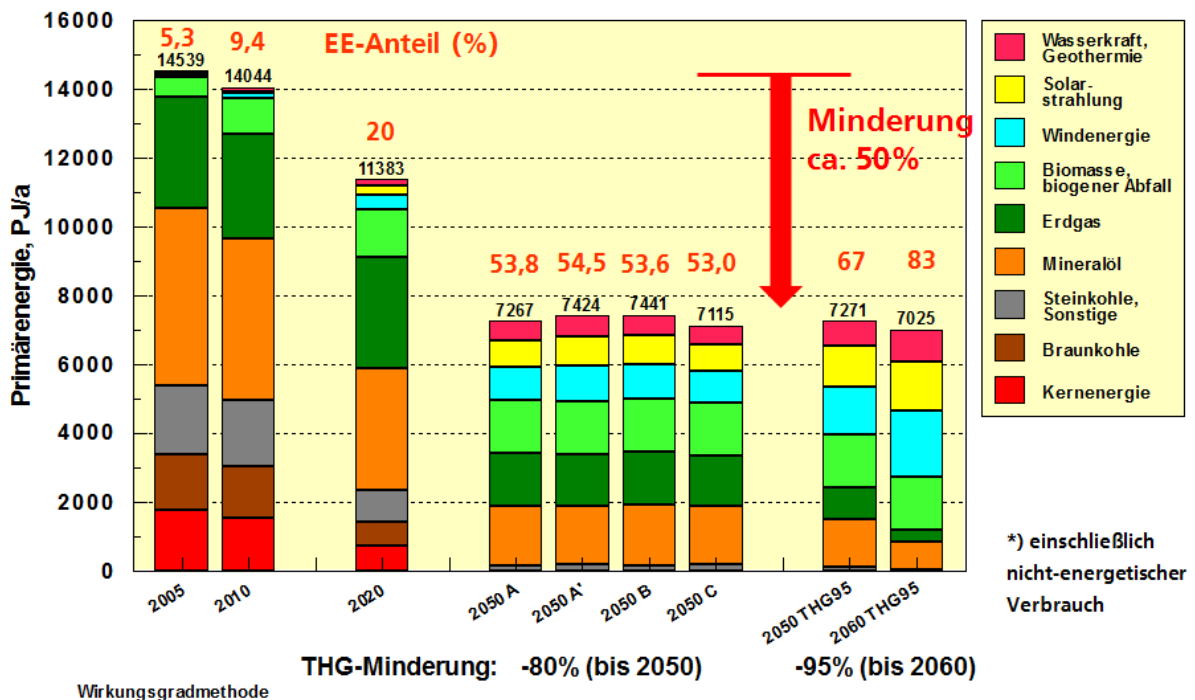


Abbildung 2: Primärenergieverbrauch (einschließlich nicht-energetischer Verbrauch) 2050 in den Leitstudien – Szenarien

Abbildung 2 zeigt in einem Überblick die zukünftige Primärenergiestruktur der verschiedenen Szenarien. Dargestellt ist die Primärenergie in PJ/a aufgetragen über die Zeitachse, bis 2020 für alle Szenariovarianten identisch, für 2050 für die Varianten separat dargestellt. Auf den ersten Blick erkennt man, dass für alle Szenariovarianten die Minderung im Primärenergieverbrauch um 50% bis 2050 erreicht wird. Diese Minderung resultiert zum Teil aus den Effizienzmaßnahmen in den einzelnen Verbrauchssektoren (Strom, Wärme und Verkehr) und zum anderen Teil aus dem Ersatz der fossilen Kondensationskraftwerke durch EE.

Für alle Szenarien identisch sind das Auslaufen der Kernenergie und die Verringerung der Kohle erkennbar. Gas und Öl nehmen ebenfalls ab, behalten aber einen signifikanten Beitrag. Allerdings ändert sich die Verwendungsart: Öl wird zukünftig vermehrt im Verkehrssektor und weniger im Wärmesektor eingesetzt. Gas, zuvor ebenfalls hauptsächlich im Wärmesektor eingesetzt, wird vermehrt in Gaskraftwerken eingesetzt.

Im Szenario C wird EE-Strom in allen Verbrauchssektoren in möglichst hohem Umfang direkt eingesetzt, eine Stromspeicherung in chemischer Form als Wasserstoff findet nur zur Absicherung der Strombereitstellung statt, seine Verwendung als Kraftstoff unterbleibt. Im zweiten Fall (Szenario A) wird EE-Strom in Form von Wasserstoff zusätzlich in größerem Umfang im Verkehr eingesetzt, im dritten Fall (Szenario B) wird Wasserstoff durch synthetisches Methan ersetzt. Wegen der hohen Nutzungseffizienz von Strom fällt der Primärenergieverbrauch für das Szenario C mit 7115 PJ/a in 2050 am geringsten aus. Im Szenario B wird wegen der zusätzlichen Wandlungsverluste zur Bereitstellung von EE-Methan aus EE-Strom ein Primärenergieeinsatz von 7441 PJ/a erforderlich.

Wird stattdessen Wasserstoff eingesetzt (Szenario A), sind die Verluste geringer, der Primärenergieeinsatz liegt bei 7267 PJ/a. Im Vergleich zu Wasserstoff besitzt EE-Methan allerdings infrastrukturelle Vorteile durch die Einspeisungsmöglichkeiten in das Erdgasnetz.

Im Szenario A' werden die Wirkungen von Zielverfehlungen am Beispiel des Stromverbrauchs dargestellt. Das Effizienzziel ist mit -25% bis 2050 (einschließlich der wachsenden Stromnachfrage im Verkehr) sehr ehrgeizig. Daher wird hier eine weniger starke Stromverbrauchsreduktion von „nur“ - 15% dargestellt. Bei sonst gleicher Nutzungsstruktur wie im Szenario A wird dafür ein höherer EE-Anteil von 54,5% (Szenario A 52,8%) erforderlich. Der gesamte Primärenergieeinsatz sinkt nur auf 7424 PJ/a.

Im Energiekonzept ist das Hauptziel „THG-Reduktion“ mit einer Bandbreite formuliert. Es ist deshalb auch von Interesse, mit welchem Aufwand die Obergrenze dieses Ziels, nämlich eine THG-Reduktion von 95%, die eine praktisch emissionsfreie Energieversorgung verlangt, erreicht werden kann. Dies wird durch das Szenario THG95 sichtbar gemacht. Wegen der großen strukturellen Herausforderungen wird die Zielerreichung erst für das Jahr 2060 angenommen; trotzdem muss dafür im Jahr 2050 der EE-Anteil am Primärenergieeinsatz (bei gleichen Effizienzerfolgen) bereits bei 67% liegen. Die diesem Szenario im Jahr 2060 verbleibenden 17% Mineralöl und Erdgas dienen ausschließlich der nichtenergetischen Verwendung.

Zusammen mit der wichtigen Säule „Energieeffizienz“ wird die zweite tragende Säule „Erneuerbare Energien“ mitentscheidend für das Erreichen der Energiekonzeptziele sein.

Abbildung 3 gibt die Entwicklung der erneuerbaren Energien bzgl. der Endenergie [PJ/a] wieder. Die Zielsetzung verlangt ein außerordentlich dynamisches und stetiges Wachstum aller EE-Technologien bis zur Mitte des Jahrhunderts. Beispielhaft anhand der Szenarien A und THG95 wird der stetige Ausbau des bereitgestellten Endenergieangebots durch EE in allen Bereichen bis 2020 sichtbar.

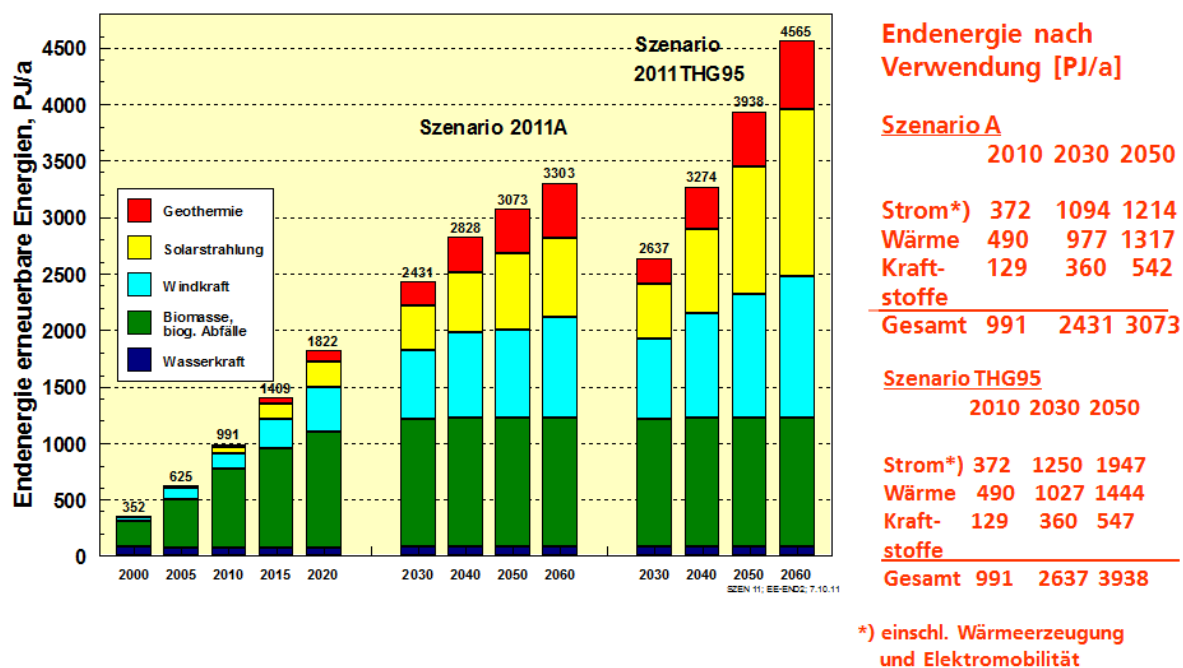


Abbildung 3: Stetiger Ausbau der Erneuerbaren Energien, Bsp. Szenario A und THG95

Für die darauf folgenden Jahrzehnte ist zumindest der Ausbau der Biomasse aufgrund berücksichtigter Nachhaltigkeitskriterien begrenzt auf 1150 PJ/a (incl. Biokraftstoffe). Für eine Ausweitung der Wärme- und Stromerzeugung aus Biomasse stehen damit nur noch geringe Beträge zur Verfügung. Im Wärmebereich muss daher die Wachstumsdynamik rasch und wirksam auf Solarwärme sowie auf Erd- und Umweltwärme übergehen. Auch der Einsatz von EE-Strom im Wärmebereich spielt eine zunehmende größere Rolle. Für das Szenario THG95 ist eine wesentliche höhere Dynamik zu Beginn plus einen höheren Endbetrag beim Ausbau der EE nötig.

In den nun folgenden drei Abbildungen werden kurz Entwicklungen in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr für das Szenario A dargestellt.

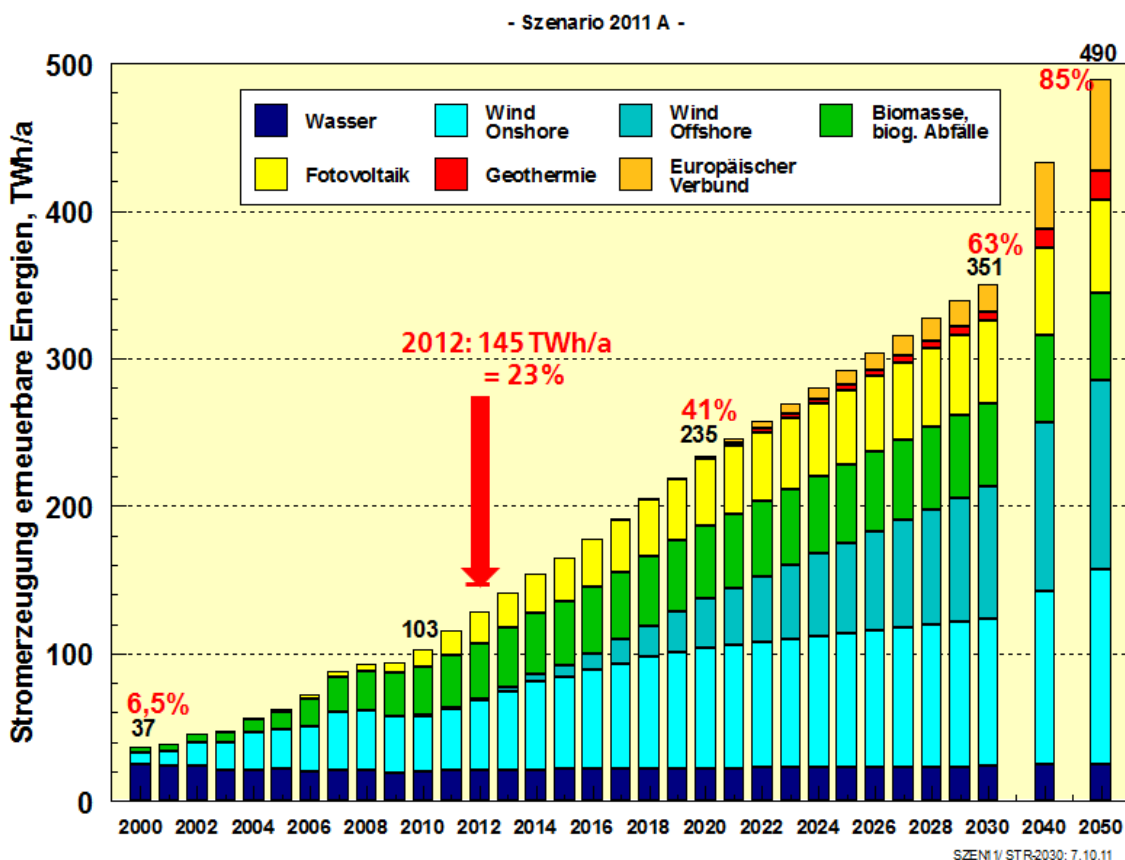


Abbildung 4: Wachstum der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Wie entwickelt sich der Stromsektor auf Basis erneuerbarer Energien? Abbildung 4 zeigt die Entwicklung beispielhaft anhand der Stromerzeugung [TWh/a]. 2012 wurden 145TWh erneuerbarer Strom erzeugt, das entspricht 23% der gesamten Stromproduktion. Im Jahr 2000 waren es 6.5%.

Mit Wind, Sonne und Geothermie stehen drei Energiequellen mit praktisch „unbegrenzten“ technologischen Potenzialen zur Verfügung. Wind Onshore erfährt bis 2050 durchgehend einen stabile Steigerung (Neuanlagen und Ersatz). Wind Offshore mit steilerem Anstieg und zeitversetzt beginnend ab ca. 2015.

Biomasse und Wasserkraft sind limitiert. Deutlich erkennbar ist der ab 2020 konstant bleibende Beitrag der Biomasse. Die Stromerzeugung basierend auf Geothermie nimmt ab 2020 nur einen kleinen Anteil ein aufgrund der deutlich höheren Kosten gegenüber deren Einsatz bei der Wärmenutzung.

Unter Abwägung ökonomischer und struktureller Randbedingungen (u.a. einer ausreichenden gesicherten Leistung) setzt sich der EE-Strombeitrag im Jahre 2050 im Szenario A aus 53% Windstrom, 26% Solarstrom (Fotovoltaik und solaren Stromimport) und 4% Geothermiestrom zusammen. Die restlichen 17% decken Wasserkraft und Biomasse, die mit zusammen 85 TWh/a ihre Potenziale ausgeschöpft haben.

Rund 80% der EE-Leistung stammen von den fluktuierenden Energiequellen Wind und Fotovoltaik. Dies verlangt eine zunehmend flexible Restlastdeckung durch gut regelbare konventionelle Erzeugungskapazitäten, möglichen regelbaren Solarstromimport (Bsp. Desertec) und in wachsendem Ausmaß auch durch Speicher.

Der Wärmesektor muss einen sehr wichtigen und großen aber leider in den öffentlichen Diskussionen oft vergessenen Beitrag leisten.

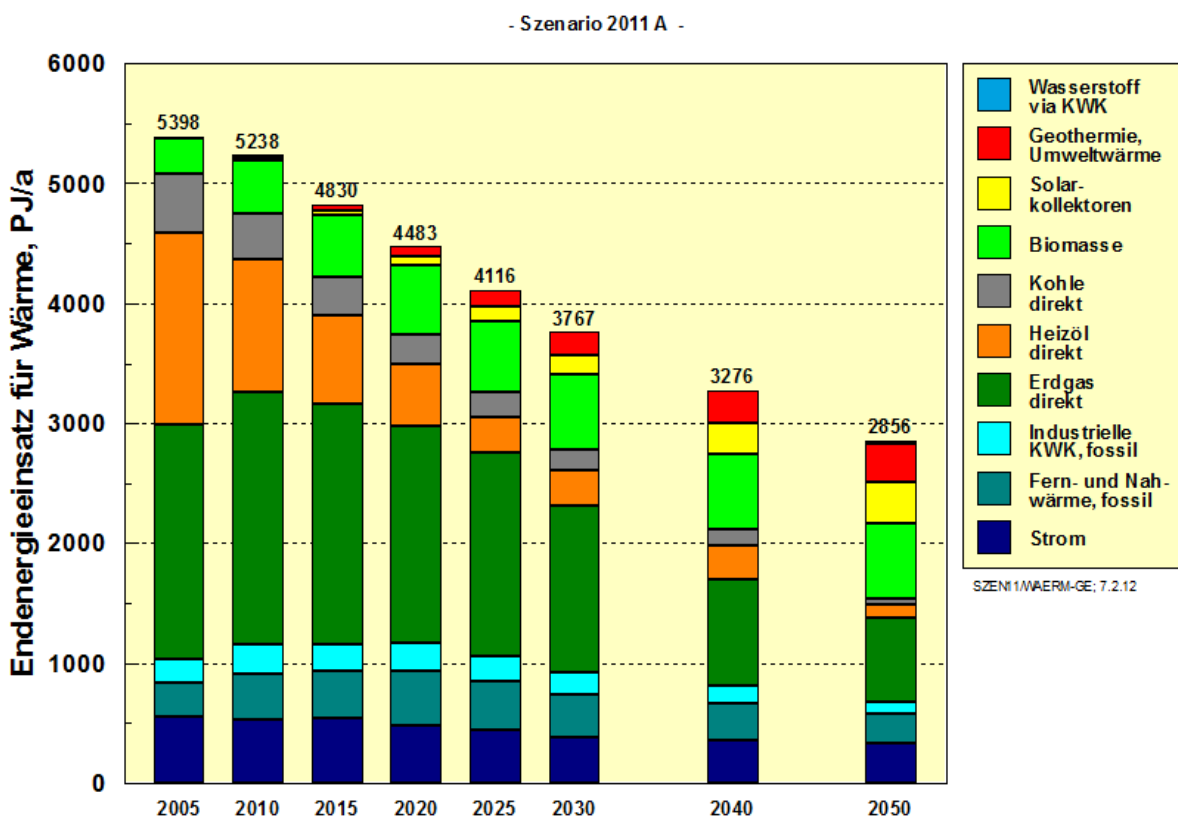


Abbildung 5: Entwicklung der Energieverbrauchsstruktur im Wärmesektor

Abbildung 5 zeigt die Entwicklung der Energieverbrauchsstrukturen im Wärmesektor. Wiederum für das Szenario A ist der Energieeinsatz für Wärme in PJ/a über die Zeit angegeben. Sichtbar ist eine 50%ige Verbrauchsminderung und die anteilige Zunahme der Erneuerbaren Energien auf 50%. Dies resultiert in Summe zu einer 80%igen Primärenergieminderung von Gebäuden (nach ENEV). Die Zunahme von Geothermie und Solar ist sehr prägnant, 50% des EE-Anteils an der Wärmeversorgung werden von ihnen gedeckt. Wiederum erkennbar der gedeckelte Beitrag der Biomasse, hier mit ansteigendem KWK-Anteil, der die zweiten 50% des EE-Anteils abdeckt. Einer deutlich darüber hinausgehenden Ausweitung direkter EE-Wärmeerzeugung sind enge Grenzen gesetzt. Wegen des starken Rückgangs der Wärmenachfrage und der strukturellen Beschränkung von Solar- und Erdwärme auf Niedertemperaturwärme dürfte die Obergrenze unter den hier angenommenen

Effizienzsteigerungen im Wärmesektor bei rund 800 PJ/a liegen. Dies entspricht knapp 30% der in 2050 noch insgesamt nachgefragten Wärme.

Strom spielt im Wärmesektor weiterhin eine Rolle: Der Einsatz erfolgt zu Beginn noch in bestehenden Nachtspeicherheizungen, später dann in Wärmepumpen, industrieller Prozesswärme aus Strom und Elektroheizungen aus Überschussstrom mit Wärmespeichern.

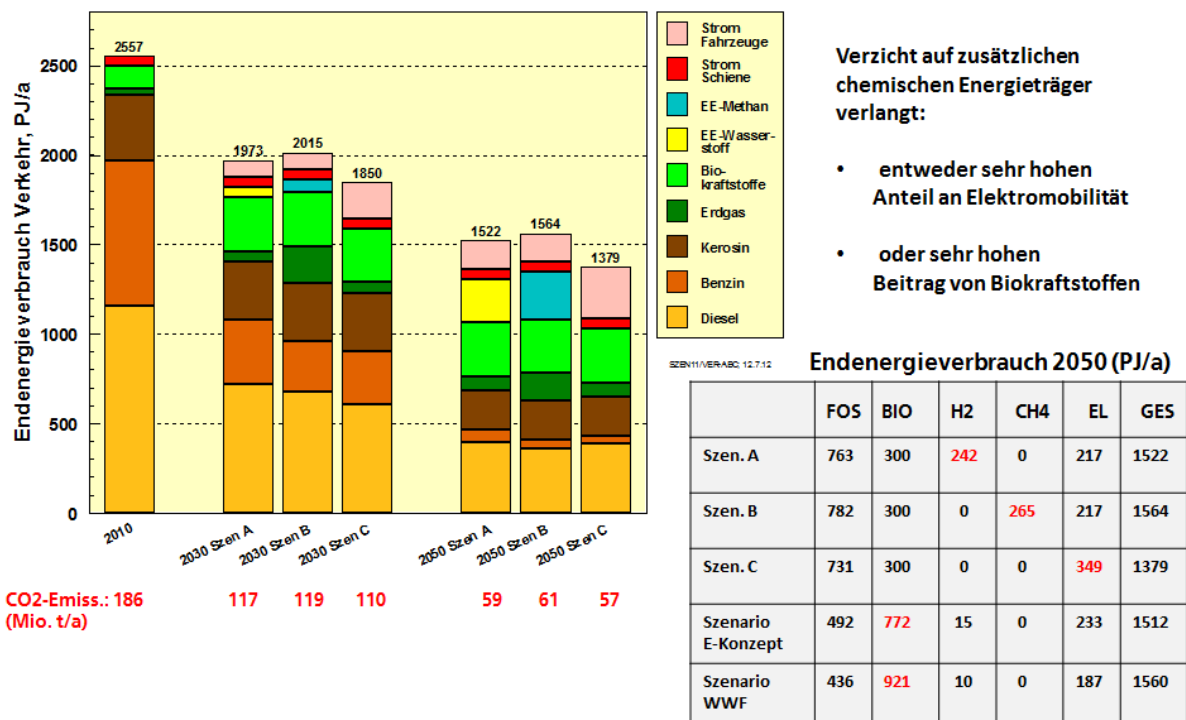


Abbildung 6: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor

Die möglichen Entwicklungen des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor wird in Abbildung 6 dargestellt. Hier werden nun vergleichend die Entwicklungen für die drei Szenarien A,B und C abgebildet. Generell gilt, dass alle drei Varianten zur gleichen CO2-Minderung von 70% im Verkehrssektor führen. Somit ist eine Zielerreichung mit allen drei Varianten möglich. Der unterschiedliche Endenergieverbrauch spiegelt nicht die Herstellungsverluste für Methan oder Wasserstoff wieder sondern der Energieverbrauch der Fahrzeugflotte. Szenario C ist aufgrund des hohen Elektromobilitätsanteils der energetisch effizienteste und somit ist der Endenergieverbrauch am niedrigsten. Der dargestellte restliche fossile Anteil aus Benzin, Diesel und Kerosin deckt den Güter- und Fernverkehr (Flugzeug)ab.

Bei einem Vergleich der Endenergieverbrauchswerte der Szenarien A,B und C mit dem aus dem Energiekonzept zugrundeliegenden Szenario und dem WWF-Szenario sind besonders in der Höhe der eingesetzten Biomassekraftstoffe Unterschiede zu erkennen. Der bewusst limitierte Einsatz von Biomasse in den BMU-Szenarien erfordert den zusätzlichen Einsatz chemischer Energieträger (H2, CH4) oder einem höheren Anteil Elektromobilität.

Hinsichtlich des benötigten Investitionsvolumens gibt Abbildung 7 einen Einblick für das Szenario A.

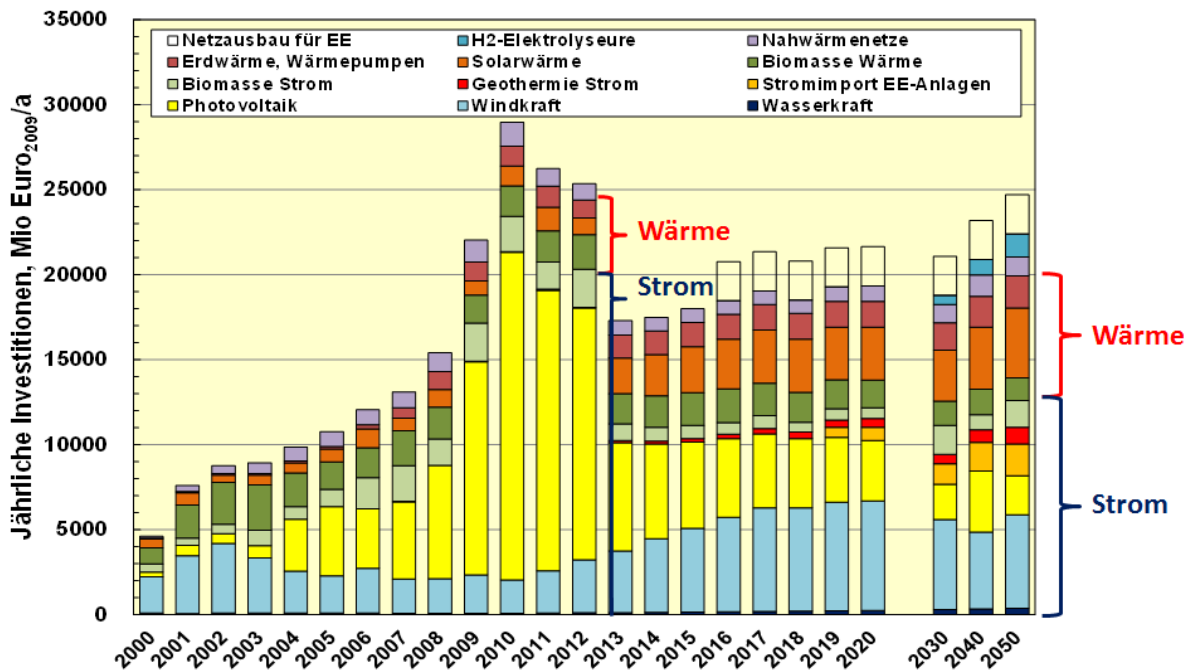


Abbildung 7: Jährliche Investitionen der EE für Strom & Wärme (Szenario A, Neuinstallation und Ersatz)

Die historischen Werte basieren auf DAGSTAT, zukünftige Werte basieren auf Ergebnissen des Szenario A. Dargestellt sind die jährlichen Investitionskosten in Mio € aufgetragen über die Zeit, zum einen für die Erzeugertechnologien zusätzlich für die Bereitstellungsinfrastruktur (Netzausbau, Wärmenetze, H2-Elektrolyseur).

Deutlich erkennbar ist der starke Peak in den Jahren 2010 bis 2012, der sich aber in dem Szenario nicht fortsetzt, sondern sich auf einem Niveau von ca. 20Mrd. € pro Jahr einpendelt. Der EE- verursachte Netzausbau ist hier mit 2.3Mrd € pauschalisiert.

Diese konstante Investitionssumme ist aber nicht gleichzusetzen mit einem gleichbleibenden Ausbau. Kostensenkung aufgrund Skaleneffekte und hinsichtlich des Durchlaufens der Lernkurve für die einzelnen Technologien steigen die installierten Kapazitäten an, was sich aber nicht in einem Ansteigen der Investition widerspiegelt.

Eine sehr wichtige Aussage ist die benötigte Verlagerung des Investitionsvolumens vom Stromsektor hin zum Wärmesektor. 2012 betrug das Investitionsvolumen im Wärmebereich ca. 5Mrd €, im Strombereich 20Mrd. €. Hinsichtlich des Erreichens der Ziele im Wärmesektor muss hier eine starke Zunahme erfolgen, wobei ein Faktor 2 bei Investition einen Faktor 3 bei der installierten Leistung verursacht. Im Jahre 2050 hat sich das Investitionsvolumen für den Wärmebereich knapp verdoppelt, im Strombereich um ca. 1/3 verringert.

Hinsichtlich der Stromgestehungskosten ergibt sich laut Abbildung 8 folgendes Bild.

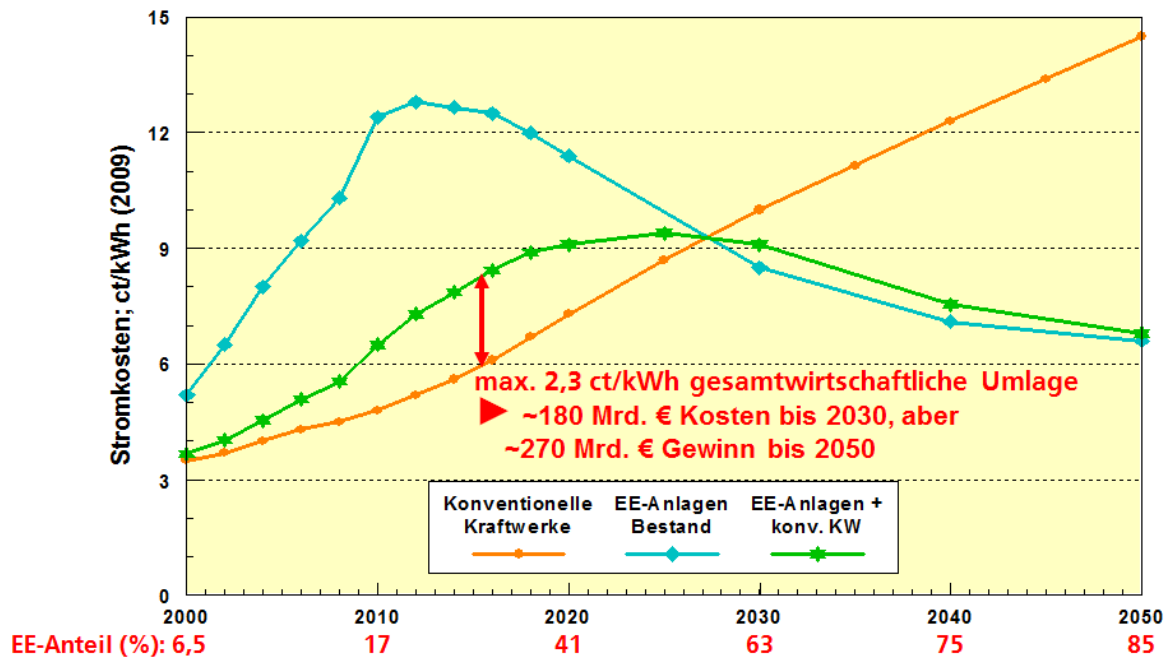


Abbildung 8: Stromgestehungskosten mit und ohne EE-Ausbau, Szenario A mit deutlichen fossilen Brennstoffanstieg, angelehnt an das IEA WEO Hochpreisszenario

Im realen Marktgeschehen liegen die mittleren Erzeugungskosten der Stromerzeugung aller EE-Anlagen derzeit mit knapp 13 ct/kWh noch deutlich über denjenigen des aktuellen Bestands der konventionellen Stromerzeuger mit knapp 5 ct/kWh. Der steile Anstieg der EE-Kosten in den letzten Jahren ist durch die Fotovoltaik bewirkt worden. Ohne Fotovoltaik lagen die mittleren Stromgestehungskosten der restlichen EE-Bestandsanlagen in 2010 bei 8,5 ct/kWh. Die Umlage der Differenzkosten auf die gesamte Nettostromerzeugung bewirkte in 2010 eine Erhöhung der mittleren Stromgestehungskosten der gesamten Stromversorgung um 1,7 ct/kWh auf 6,5 ct/kWh. Für das Jahr 2012 bewirkt die Umlage der Differenzkosten (die auf die gesamte Nettostromerzeugung bezogen sind) eine mittlere Strompreiserhöhung von 2,09 ct₂₀₀₉/kWh. Dies ist ein erheblicher Unterschied zur offiziellen EEG-Umlage in Höhe von derzeit 3,59 ct₂₀₁₂/kWh. Die aus der spezifischen Sicht der Vorgaben des EEG definierte Umlage, insbesondere die Begrenzung auf nur einen Teil der Stromverbraucher, kann daher die gesamtwirtschaftliche Wirkung eines umfassenden EE-Umbaus nicht angemessen bewerten.

Kurz vor 2030 beginnen die EE die Stromgestehungskosten vom weiter steigenden Kosten-niveau fossiler Kraftwerke zu entkoppeln. Die aufgrund weiterer technischer Innovationen und stetiger Marktausweitung weiter sinkenden EE-Stromgestehungskosten führen zu einer Reduktion der mittleren Stromgestehungskosten der gesamten Stromversorgung auf ein Niveau von 7 ct/kWh in 2050. Das Kostenniveau des Jahres 2050 (in realen Preisen des Jahres 2009) ist also damit nur geringfügig höher als heute. Im Gegensatz zu heute steht dann aber Strom aus risikoarmen, weitgehend klimaneutralen und unbegrenzt verfügbaren Energiequellen zur Verfügung.

3. Abgeleitete Aussagen der Szenarioanalyse

Angelehnt an den Vortrag werden folgende generelle Aussagen hervorgehoben, die sich aus der gesamten Szenarioanalyse der „BMU-Langfristszenarien“ ergeben:

Stromsektor:

- EE-Strom ist wichtigste „Primärenergie“ der Zukunft, verstärkter Einsatz für Prozesswärme, Kühlung, Verkehr, „Überschuss-“Nutzung in Wärmespeichern und langfristig für sekundäre Energieträger.
- Der konventionelle KW-Zubau & -Rückbau muss sich an der flexiblen und effizienten Deckung der „Residuallast“ orientieren.
- Nationaler & europäischer Netzausbau für Lastausgleich wichtig, Import von regelbarem EE-Strom aus solarthermischen KW kann das Energiesystem stark entlasten, Speicherzubau ist darauf abzustimmen.

Wärmesektor:

- Solarkollektor- und Geothermiemarkt muss sehr viel dynamischer wachsen. Dafür ist ein budgetunabhängiges Instrument unumgänglich, ebenso eine Ausweitung der Wärmenetze.
- Verbindliche Einführung flächendeckender, einheitlich strukturierter kommunaler Wärmenutzungspläne bzw. Energiekonzepte verbessert Langfristplanung von Wärmeversorgungen.

Verkehr:

- Ausbalancierung von Effizienzsteigerungen, wirksameren Verlagerungs- und Vermeidungskonzepten mit Ausbaustrategien für EE-Kraftstoffe und E-Mobilität. Biokraftstoffpotenziale sind sehr begrenzt.
- Technologieoffenheit bei neuen Antrieben/Kraftstoffen ist empfehlenswert: keine vorschnelle Festlegung, alle Optionen offenhalten. Elektrolyseure für Wasserstoffherzeugung sind Schlüsselkomponente der chemischen Speicherung.

Instrumente/Politik:

- EEG ist zielführend und unverzichtbar, stetig anzupassen; mittelfristig ist eine vollkostenbasierte Preisbildung am Strommarkt erforderlich. Nur effektiver Emissionshandel ermöglicht marktgetriebene Klimaschutzpolitik.

4. Literatur

Die Ausführungen des Vortrages und dieses Textform basieren auf dem BMU Projektbericht „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global - Leitstudie 2010“:

Nitsch, J.; Pregger, T.; Scholz, Y.; Naegler, T.; Sterner, M.; Gerhardt, N.; v. Oehsen, A.; Pape, C.; Saint-Drenan, Y.-M.; Wenzel, B.: „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global - Leitstudie 2010“. Projektbericht, DLR Stuttgart, Fraunhofer IWES Kassel und IFNE Teltow im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Februar 2011 (www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2010_bf.pdf)

und der daraus abgeleiteten Veröffentlichung in der Zeitschrift „Energiewirtschaftlichen Tagesfragen“:

Nitsch, J.; Pregger, T.; Naegler, T.: Erneuerbare in der zukünftigen Energieversorgung – wie sind die Ziele der Energiewende erreichbar? In: „et“, 62. Jg. (2012) Heft 5, S. 30–37.