

ENERGIESYSTEM DEUTSCHLAND 2050

Sektor- und Energieträgerübergreifende, modellbasierte, ganzheitliche Untersuchung zur langfristigen Reduktion energiebedingter CO₂-Emissionen durch Energieeffizienz und den Einsatz Erneuerbarer Energien

ENERGIESYSTEM DEUTSCHLAND 2050

Sektor- und Energieträgerübergreifende, modellbasierte, ganzheitliche Untersuchung zur langfristigen Reduktion energiebedingter CO₂-Emissionen durch Energieeffizienz und den Einsatz Erneuerbarer Energien

Hans-Martin Henning, Andreas Palzer

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

Das Modell REMod-D (Regenerative Energien Modell – Deutschland) wurde im Rahmen von Eigenforschung entwickelt. In dieser Studie dargestellte Ergebnisse sind in Verbindung mit verschiedenen Projekten, insbesondere im Rahmen des Projekts „Netzreaktive Gebäude“ (FKZ 03ET1111A) entstanden. Dieses Projekt wird durch Mittel des Bundesministeriums für Wirtschaft (BMWi) finanziert und durch den Projektträger Jülich (PTJ) betreut.

Freiburg, November 2013

Inhalt

Kurzzusammenfassung	5
1 Einleitung.....	7
1.1 Neues im Bereich der Modellierung und Konzept der Studie	7
1.2 Grundsätzliches Vorgehen – klima-politische Ziele.....	8
2 Methodisches Vorgehen.....	9
2.1 Energieverbrauch und energiebedingte CO ₂ -Emissionen Deutschlands.....	9
2.2 Rechenmodell	10
2.3 Randbedingungen und Annahmen für die Optimierung	13
2.4 Kosten energetischer Sanierung	17
2.5 Modell-Annahmen für Wärmepumpen	18
2.6 Betriebsführung	19
2.7 Numerik und Optimierung	20
3 Ergebnisse.....	22
3.1 Analyse eines ausgewählten Systems	22
3.1.1 Energiebilanz	22
3.1.2 Zeitverläufe	26
3.1.3 Residuallast und Jahresdauerlinien	27
3.1.4 Kostenanalyse	29
3.1.5 Einfluss des Mixes aus Photovoltaik und Wind.....	31
3.2 Abhängigkeit von der verfügbaren Menge fossiler Brennstoffe	32
3.3 Einfluss der Entwicklung des Mobilitätssektors	34
3.4 Einfluss der Kosten für energetische Sanierung von Gebäuden.....	35
3.5 Systemkonfigurationen mit weitergehenden Klimaschutzzielen	36
4 Ausblick.....	39
Literatur.....	40
Anhang: Verwendete Kennzahlen für Komponenten	42

Das zentrale, übergeordnete Ziel der Energiewende in Deutschland ist eine drastische Absenkung der Treibhausgas-Emissionen, deren größter Anteil energiebedingte CO₂-Emissionen sind. Bis zum Jahr 2050 sollen die Treibhausgas-Emissionen Deutschlands um mindestens 80 %, nach Möglichkeit aber 95 % der Emissionen im Jahr 1990 abgesenkt werden. Um die Frage beantworten zu können, welche Zusammensetzung des zukünftigen Energiesystems dieses Ziel mit zugleich möglichst niedrigen Gesamtkosten erfüllt, wurde im Jahr 2012 am Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE das „Regenerative Energien Modell Deutschland“ (REMod-D) entwickelt.

Vor einem Jahr im November 2012 haben wir eine Studie mit dem Titel „100% erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland“ veröffentlicht, in der erste Ergebnisse von Rechenläufen mit REMod-D dargestellt wurden. Mittlerweile wurde das Modell deutlich weiter entwickelt. Neben anderen Weiterentwicklungen sind nunmehr insbesondere alle Energie-Verbrauchssektoren – Strom, Wärme, Mobilität und Prozesse in Gewerbe und Industrie – erfasst.

In der diesjährigen Studie untersuchen wir zunächst, wie ein kostenoptimales Energiesystem aussieht, das die Mindestziele einer Absenkung der CO₂-Emissionen um 80 % erreicht und stellen dieses System im Detail dar. Die wichtigsten Ergebnisse dieser Analyse sind die Folgenden:

- Fluktuierenden erneuerbaren Energien kommt eine zentrale Rolle in der zukünftigen Energieversorgung zu, und zwar nicht nur für die Versorgung der auch heute schon durch elektrische Energie abgedeckten Sektoren sondern im System insgesamt. Insbesondere für die Versorgung der Gebäude mit Niedertemperaturwärme für Raumheizung und Warmwasser und den Verkehr wird und muss Strom eine wichtige Rolle spielen, damit die Klimaschutzziele erreicht werden.
- Der starke Ausbau der fluktuierenden erneuerbaren Energien erfordert eine sektorübergreifende Optimierung des Gesamtsystems. Da vielfach eine hohe Überproduktion an Strom durch erneuerbare Energien wie Sonne und Wind existiert, müssen alle Optionen für die flexible Nutzung dieses Stroms in allen Verbrauchssektoren erschlossen werden.
- Ein moderater Ausbau von Wärmenetzen scheint sinnvoll. Diese Wärmenetze werden durch Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen unterschiedlicher Leistungs-klassen mit Wärme versorgt. Große Wärmespeicher, die an diese Wärmenetze angeschlossen sind bewirken, dass die Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen überwiegend stromgeführt betrieben werden können, um die Strombereitstellung sicherzustellen, wenn nicht ausreichend Wind- und Solarenergie verfügbar sind. Überschüsse der zeitgleich erzeugten Wärme können in großen Wärmespeichern effizient und kostengünstig gespeichert werden.
- Ist der Umbau der Energieversorgung vollzogen, so sind die jährlichen Gesamtkosten für die Volkswirtschaft in der gleichen Größenordnung wie für unsere heutige Energieversorgung. Da mittel- und langfristig mit hoher Wahrscheinlichkeit mit einem Anstieg der Weltmarktpreise für fossile Energieträger zu rechnen ist, wäre eine Energieversorgung wie heute im Jahr 2050 deutlich teurer als ein im Wesentlichen auf erneuerbaren Energien basierendes Energiesystem.

Im Weiteren haben wir unterschiedliche Sensitivitätsanalysen durchgeführt, um den Effekt einzelner Randbedingungen oder Entwicklungen zu untersuchen wie z.B. den Einfluss reduzierter Kosten für energetische Sanierung an Gebäuden oder unterschiedliche Zusammensetzungen des zukünftig auf Strom aus erneuerbaren Energien

basierenden Verkehrs. Dabei haben wir auch untersucht, wie sich die kostengünstigste Zusammensetzung des Energiesystems ändert, wenn höhere Reduktionsziele energiebedingter CO₂-Emissionen als 80 % erreicht werden sollen.

Die Ergebnisse dieser Rechnungen zeigen, dass eine Absenkung der CO₂-Emissionen um mehr als 85 % - unter den angenommenen Randbedingungen insbesondere hinsichtlich der für energetische Nutzung verfügbaren Biomasse und des Restbestands konventioneller Kraftwerke – sowohl eine signifikante weitere Reduktion des Energieverbrauchs erfordert, um überhaupt gelingen zu können als auch, dass zugleich ein massiver Ausbau an fluktuierenden erneuerbaren Energien für die Stromerzeugung notwendig ist. Dies ergibt sich daraus, dass bei sehr hohen CO₂-Reduktionszielen nur noch so wenige fossile Energieträger genutzt werden können, dass die Erzeugung synthetischer Brennstoffe wie Wasserstoff und Methan für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und die Wärmeversorgung erforderlich ist. Die vergleichsweise großen Verluste dieser Wankungsketten zur Erzeugung synthetischer Brennstoffe bedingen die Notwendigkeit für einen überproportional starken Ausbau an erneuerbaren Energien.

Zugleich bedingt eine deutlich über das Minimalziel hinausgehende Absenkung von CO₂-Emissionen und die korrespondierend kleine Menge an verfügbaren fossilen Brennstoffen eine signifikante Verschiebung bei den Techniken zur Wärmebereitstellung. Elektrisch angetriebene Wärmepumpen gewinnen eine dominante Position und auch die installierte Leistung von Solarthermie-Anlagen nimmt deutlich zu. Umgekehrt ergibt sich, dass bis zu einer Absenkung der CO₂-Emissionen um rund 80 % und leicht darüber vor allem Erdgas als fossiler Energieträger noch eine wesentliche Rolle im Gesamtsystem spielt und Techniken, die Erdgas nutzen auch noch im Wärmesektor vorkommen. Jedoch ist auch für die Erreichung dieser Minimalziele eine notwendige Voraussetzung, dass es gelingt den Stromverbrauch in den klassischen Verbrauchsbereichen abzusinken und den Mobilitätsbereich in signifikantem Umfang auf die Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien umzubauen.

Im November 2012 veröffentlichten wir die Studie „100 % Erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland“. Im seit dieser Erstveröffentlichung vergangenen Jahr haben wir intensiv an der Weiterentwicklung des Modells REMod-D (Regenerative Energien Modell – Deutschland) gearbeitet und dabei auch viele Anregungen und Rückmeldungen aufgegriffen. In dieser Einleitung gehen wir zunächst auf die wesentlichen Änderungen und Erweiterungen ein und beschreiben dann den grundsätzlichen Ansatz der Modellierung, der sich an den politischen Zielen der Reduktion von CO₂-Emissionen orientiert.

1.1 Neues im Bereich der Modellierung und Konzept der Studie

Die wesentlichen Weiterentwicklungen des Rechenmodells REMod-D im Vergleich zur Version zum Zeitpunkt der Veröffentlichung unserer Studie „100 % Erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland“ sind die nachfolgend Beschriebenen:

- Während das Modell vor einem Jahr nur die Sektoren Strom und Wärme umfasste, ist nun das gesamte Energiesystem Deutschlands abgebildet. Dabei werden der Mobilitätsbereich wie auch der Energiebedarf für Industrieprozesse in einer vereinfachten Form einbezogen und beide sind nicht Gegenstand der Optimierung. Das Modell erfasst nun jedoch alle Verbrauchssektoren.
- Basierend auf einer „Sterbelinie“ wurde der in 2050 noch existierende konventionelle Kraftwerkspark gesamthaft einbezogen, d.h. es werden Kraftwerkstypen en Block, nicht jedoch Kraftwerks-scharf abgebildet.
- Das Modell arbeitet im Bereich der Wärmeversorgung wesentlich detaillierter. Es werden unterschiedliche Formen elektrischer Wärmepumpen unterschieden und es werden Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen unterschiedlicher Leistungs-kategorie getrennt behandelt. Für Wärmepumpen wird auch die Abhängigkeit der Arbeitszahl von Heizungssystemen mit korrespondierender Heizungsvorlauf-temperatur und bei Luftwärmepumpen die Abhängigkeit von der Außentem-peratur berücksichtigt.
- Randbedingung für die Modellierung ist nicht mehr eine Versorgung mit 100 % Erneuerbaren Energien, sondern die zulässige Grenze energiebedingter CO₂-Emissionen, die erreicht werden soll. Damit eignet sich das Modell zur Analyse des Gesamt-Energiesystems unter Maßgabe eines klimapolitischen Zieles.

Während die Leitfrage der Studie im vergangenen Jahr die Machbarkeit einer Ver-sorgung des Strom- und Wärmesektors mit 100 % erneuerbaren Energien betraf steht demnach nun die Analyse des deutschen Energiesystems bei Erreichen der klima-politischen Ziele zur Absenkung der Treibhausgas-Emissionen im Jahr 2050 im Fokus. Da für das Jahr 2050 ein Zielkorridor definiert ist mit einer Absenkung um mindestens 80 % bezogen auf den Referenzwert im Jahr 1990 als Mindestziel und einer Ab-senkung um 95 % als ambitioniertes Wunschziel, untersuchen wir unter anderem, welche Wirkung diese unterschiedlichen Zielwerte auf die Zusammensetzung des Energiesystems haben.

Ergebnisse der Arbeiten wurden im vergangenen Jahr in vielen Veröffentlichungen und Vorträgen behandelt. Insbesondere in drei wissenschaftlichen Veröffentlichungen können Details zu den Modellannahmen sowie zum mathematisch-numerischen Lösungsalgorithmus nachgelesen werden (/Henning, 2013/, /Palzer, 2013-I/, /Palzer, 2013-II/).

1.2 Grundsätzliches Vorgehen – klima-politische Ziele

Die treibende Kraft für die Energiewende in Deutschland ist der Wunsch nach einer massiven Absenkung der Treibhausgas-Emissionen, um den anthropogenen Klimawandel und damit dramatische Auswirkungen auf die Natur und die Bedingungen menschlichen Lebens und Wirtschaftens zu begrenzen. Das erklärte politische Ziel der deutschen Bundesregierung ist es, die Treibhausgas-Emissionen Deutschlands bis zum Jahr 2050 auf mindestens 80 %, nach Möglichkeit aber 95 % der Emissionen im Jahr 1990 abzusenken. Dieses Ziel wird von einem breiten gesellschaftlichen Konsens getragen. Die gesamten Treibhausgas-Emissionen im Referenzjahr 1990 betragen 1251 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalent (alle Treibhaus-relevanten Effekte werden hierfür in die klima-verändernde Wirkung von CO₂-Emissionen umgerechnet). Für die Jahre vor 2050 sind ebenfalls Zielwerte der Reduktion formuliert, nämlich eine Reduktion um 40 % für das Jahr 2020, um 55 % für das Jahr 2030 und um 70 % für das Jahr 2040. Die Zusammensetzung der Treibhausgas-Emissionen ist zusammen mit den genannten Zielwerten in Abb. 1 dargestellt.

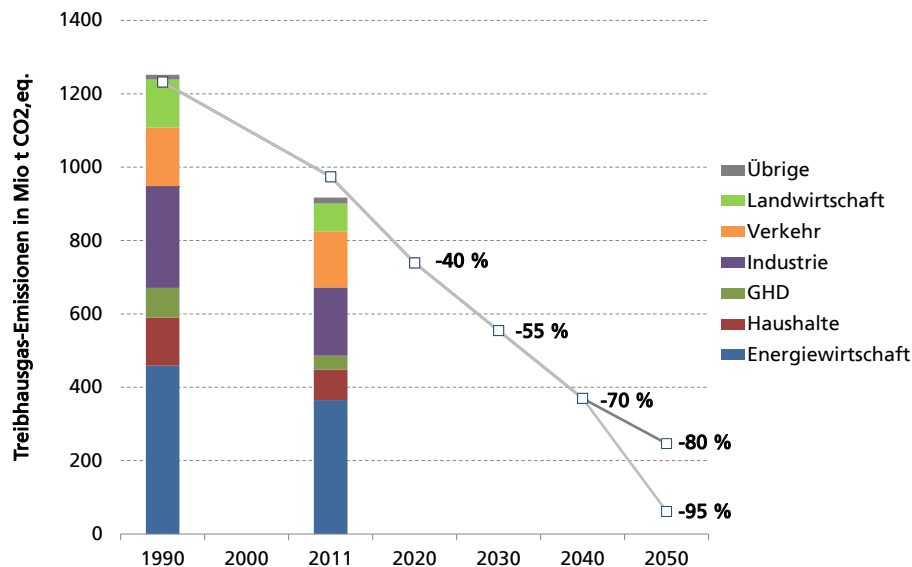


Abb. 1 Zusammensetzung der Treibhausgas-Emissionen Deutschlands in den Jahren 1990 und 2011 nach Sektoren sowie Ziele für die zukünftigen Treibhausgas-Emissionen (eigene Darstellung nach /UBA 2013_I/)

Der größte Anteil der Treibhausgas-Emissionen entfällt auf energiebedingte CO₂-Emissionen, nämlich knapp 993 Mio. Tonnen im Jahr 1990. Die energiebedingten CO₂-Emissionen dürfen entsprechend im Jahr 2050 bei maximal 198 Mio. Tonnen liegen, um das Ziel einer Minderung um 80 % bezogen auf das Referenzjahr 1990 einzuhalten. Ziel unserer Studie ist es zu untersuchen, wie ein Energiesystem im Jahr 2050 aussehen könnte, das mit den genannten politischen Zielen kompatibel ist. Um diese Frage zu beantworten haben wir eine vollständige Modellierung des deutschen Energiesystems vorgenommen, wobei vor allem die Stromerzeugung und die Wärmeversorgung des Gebäudesektors detailliert abgebildet werden. Der besondere Fokus liegt bei unserem Ansatz einerseits auf einer zeitlich aufgelösten, stunden-genauen Betrachtung der Wechselwirkung von Energiebereitstellung und -verbrauch über alle Sektoren hinweg und andererseits auf der Anwendung einer Optimierung, um kostenoptimale Systeme zu ermitteln.

In Kapitel 2 gehen wir zunächst auf die Methodik der Modellierung ein und beschreiben die wesentlichen Annahmen und Randbedingungen. In Kapitel 3 werden ausgewählte Ergebnisse vorgestellt. Dabei analysieren wir zunächst ein ausgewähltes Zielsystem und beschreiben anschließend die Abhängigkeit der Zielsysteme von wesentlichen Randbedingungen.

2 Methodisches Vorgehen

In diesem Kapitel wird das methodische Vorgehen dargestellt. Dabei werden auch alle wesentlichen Annahmen und Randbedingungen der Rechnungen benannt. Sämtliche Werte von Wandlungswirkungsgraden, Effizienzwerten usw. der eingesetzten Technologien sowie der spezifischen Kosten finden sich im Anhang.

2.1 Energieverbrauch und energiebedingte CO₂-Emissionen Deutschlands

In diesem Abschnitt wird der heutige Endenergieverbrauch Deutschlands dargestellt, der als Basis für die weitere Analyse dient. Außerdem werden die energiebedingten CO₂-Emissionen näher betrachtet, da nur diese im Rahmen der Modellierung adressiert werden.

Die Aufteilung des Endenergieverbrauchs Deutschlands im Jahr 2010 zeigt Abb. 2 (alle genannten Daten aus /BMWi 2012/). Dabei ist einerseits die Aufteilung nach Verbrauchssektoren (linker Teil der Grafik) und nach Nutzungsformen (rechts) dargestellt. Außerdem ist jeweils derjenige Anteil dargestellt, der durch elektrische Energie abgedeckt wird. Der gesamte Endenergiebedarf betrug in 2010 demnach 2516 TWh und der Netto-Stromverbrauch 516 TWh, das entspricht 20,5 % des gesamten Endenergiebedarfs. Der Primärenergieverbrauch für alle Energiedienstleistungen betrug im Jahr 2010 3662 TWh. Die Differenz zwischen Endenergie und Primärenergie, also mehr als 1000 TWh, sind dem Verbrauch und Verlusten im Umwandlungssektor geschuldet (z.B. Wandlungs-Verluste bei fossilen Kraftwerken, Verluste in Netzen).

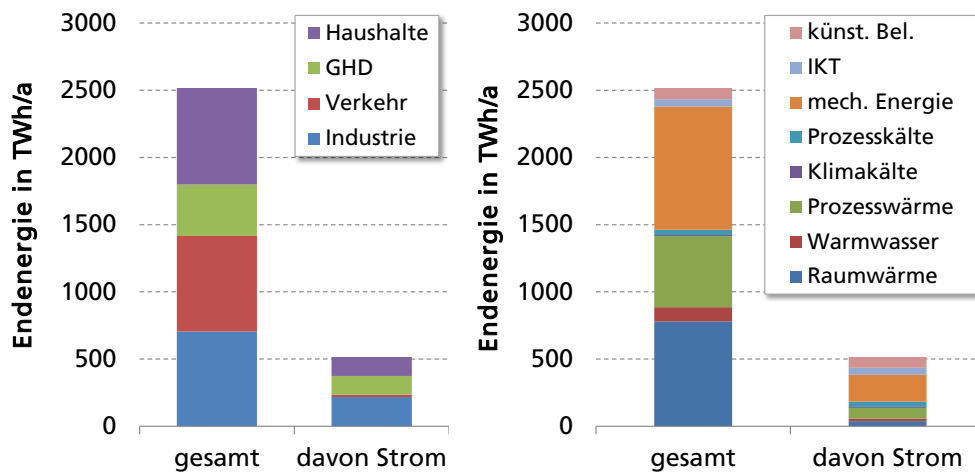


Abb. 2 Endenergiebedarf Deutschlands im Jahr 2010 nach Verbrauchssektoren (links) und Nutzungsformen (rechts). Es bedeuten:
 GHD: Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
 künst. Bel.: künstliche Beleuchtung
 IKT: Informations- und Kommunikationstechniken (eigene Darstellung nach /BMWi 2012/)

Wie bereits in Kapitel 1 angemerkt, entfällt der größte Anteil der Treibhausgas-Emissionen auf energiebedingte CO₂-Emissionen. Da in unserer Analyse nur die energiebedingten CO₂-Emissionen erfasst werden, können auch nur für diese Emissionen Minderungswerte angegeben werden. Die Zusammensetzung der energiebedingten CO₂-Emissionen nach Nutzungsformen zeigt Abb. 3. Die Grafik zeigt einerseits die CO₂-Emissionen der Jahre 1990, 2005 und 2008 sowie eine Prognose der CO₂-Emissionen für die Jahre 2015, 2020, 2025 und 2030 für ein Szenario, in dem die politischen Ziele erreicht werden. Die Darstellung basiert auf einer Studie, die unter Federführung des Öko-Instituts für das Umweltbundesamt erstellt wurde und in der unterschiedliche Politikszenerarien und ihre Auswirkungen auf die Treibhausgas-Emissionen in allen Sektoren untersucht wurden /UBA 2013-II/. Die Darstellung macht deutlich, dass insbesondere in den Bereichen Stromerzeugung und Niedertemperatur-

wärme (Raumwärme, Warmwasser) wesentliche Reduktionen erwartet werden, nämlich für den Bereich der Niedertemperaturwärme eine Reduktion um 62 % zwischen 2008 und 2030 und für den Bereich der Stromerzeugung um 57 %. Dagegen liegt die entsprechende Reduktion für den Verkehrsbereich nur bei 22 % und für die Prozesse in Industrie und Gewerbe/Handel/Dienstleistungen nur bei 10 %.

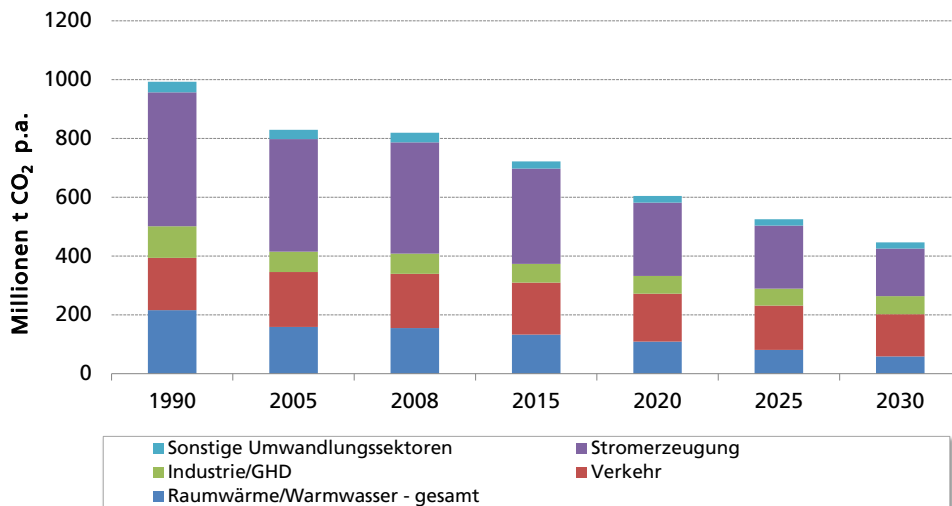


Abb. 3 Energiebedingte CO₂-Emissionen für unterschiedliche Sektoren bzw. Nutzungsformen. Ist-Werte der Jahre bis 1990, 2005 und 2008 und erwartete Entwicklung in einem Szenario, das zu einer Erfüllung der Emissionsziele im Jahr 2030 führt (eigene Darstellung nach /UBA 2013-II/)

Grundsätzlich sind unterschiedliche Maßnahmen möglich, um die Reduktion von CO₂-Emissionen zu erreichen. Die Wichtigsten sind auf der einen Seite Energieeinsparungen, beispielsweise durch eine Erhöhung der Effizienz im Verbrauch oder der Wandlung, und auf der anderen Seite die Bereitstellung von Energie aus erneuerbaren Energiequellen. Beide Elemente werden in unseren Modellierungen berücksichtigt.

2.2 Rechenmodell

Um eine zuverlässige Projektion eines zukünftigen Energieversorgungssystems durchzuführen reicht es nicht aus, Jahressummen der einzelnen Verbrauchssektoren und Energieträger zu betrachten. Grund hierfür ist insbesondere der wachsende Anteil fluktuierender und nur bedingt prognostizierbarer erneuerbarer Energien, insbesondere im Strombereich. Strom aus der Wandlung von Wind- und Sonnenenergie wird unbestritten eine wichtige Rolle im zukünftigen Energiesystem einnehmen. Allerdings erfordert dies eine zunehmende Flexibilisierung der komplementären Stromerzeugung einerseits und der Verbrauchsseite andererseits. Dies wiederum bedingt, dass eine einerseits zeitlich aufgelöste und andererseits die einzelnen Verbrauchssektoren und Energieträger übergreifende Betrachtung notwendig ist, um das Gesamtsystem konsistent abzubilden und eine Gesamt-Optimierung durchführen zu können.

Wir haben versucht ein vollständiges Bild eines zukünftigen Energieversorgungssystems zu entwickeln, das als Basis für Stunden-aufgelöste Rechenläufe geeignet ist. Dafür haben wir das Rechenmodell REMod-D (Regenerative Energien Modell – Deutschland) entwickelt. In diesem werden alle Erzeugungs- und Verbrauchssektoren – Strom, Wärme in Gebäuden (Raumheizung und Warmwasser), Mobilität und Prozesse in Gewerbe und Industrie – berücksichtigt, wobei ein besonderes Augenmerk auf die detaillierte Abbildung der Stromerzeugung und der Wärmeversorgung von Gebäuden (Raumheizung, Warmwasser) gelegt wurde, also diejenigen Verbrauchssektoren für die in den nächsten Jahrzehnten die größten Reduktionswerte für CO₂-Emissionen erwartet werden.

Ein Schema des zu Grunde gelegten Gesamtsystems zeigt Abb. 4. Das Modell umfasst die nachfolgend beschriebenen Komponenten; quantitative Angaben zu den Randbedingungen für die jeweiligen Komponenten enthält das nachfolgende Unterkapitel und Daten zu Umwandlungswirkungsgraden usw. sowie Kosten sind im Anhang zusammengefasst.

Methodisches Vorgehen

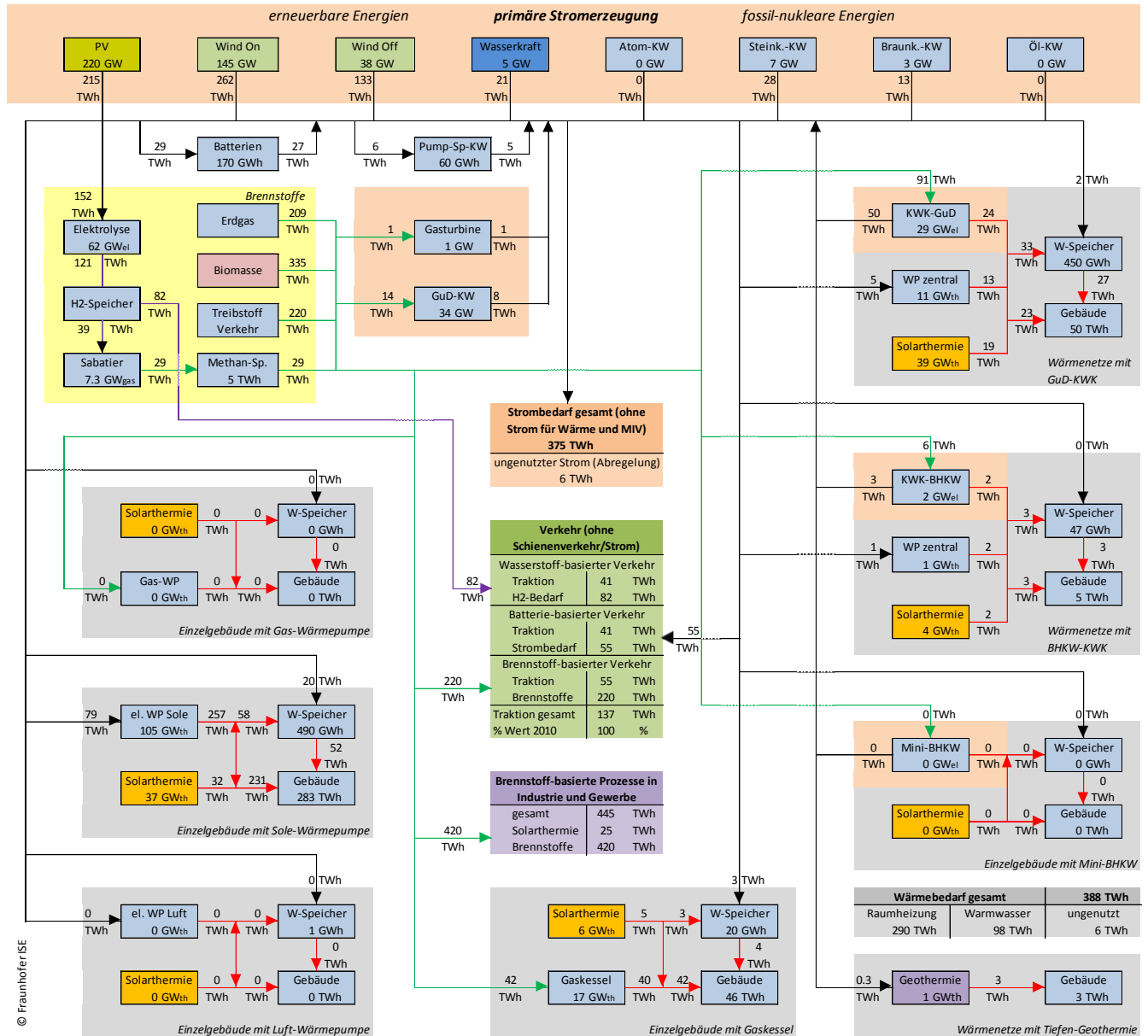


Abb. 4 Schema des zu Grunde gelegten zukünftigen Energiesystems für die Modellierung (weitere Informationen im Text; alle Zahlen sind an dieser Stelle nur beispielhaft zu sehen)

Stromerzeugung (rot unterlegt im Schema)

Für die Stromerzeugung sind einerseits die aus heutiger Sicht in 2050 noch betriebenen konventionellen Kraftwerke enthalten, im Wesentlichen Kohle- und Gaskraftwerke (Gasturbinen, Gas- und Dampfkombikraftwerke GuD). Für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien werden Windenergieanlagen an Land (Wind Onshore), Windenergieanlagen auf See (Wind Offshore), Photovoltaik-Anlagen und Laufwasser-Kraftwerke betrachtet. Geothermische Anlagen zur Stromerzeugung haben wir im Modell nicht berücksichtigt. Diese Anlagen haben zwar ein technisches Potenzial für

die Stromerzeugung im Bereich einiger GW installierter Leistung; allerdings sind Kosten für die Erschließung schwer abschätzbar. Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung werden einerseits in Verbindung mit Wärmenetzen betrachtet und andererseits als Anlagen in Einzelgebäuden. Für die Kopplung an Wärmenetze werden zwei Größenklassen unterschieden, einerseits hocheffiziente Heizkraftwerke großer Leistung (typischerweise > 50 MW_{el}) für große städtische Wärmenetze und andererseits KWK-Anlagen für Quartiere oder kleinere Städte (typischerweise MW_{el}-Klasse).

Strombedarf (rot unterlegt im Schema)

Der Strombedarf ergibt sich aus den klassischen Formen der Stromnutzung, also für mechanische Anwendungen, Prozesse in Gewerbe und Industrie, Kälteerzeugung, Schienen-gebundenen Verkehr und Beleuchtung. Dieser Strombedarf wird über eine stunden-aufgelöste Verbrauchskurve gesamthaft berücksichtigt. Darüber hinaus sind im Modell zukünftige weitere Nutzungsarten berücksichtigt, nämlich Strom für Wärmepumpen, Strom für den Individualverkehr in Form von Batterie-basierten Fahrzeugen und Strom für die Erzeugung synthetischer Kraftstoffe (Wasserstoff, ggf. synthetisches Methan). Der Strombedarf für diese Anwendungen wird endogen in der Simulation für jede Stunde des Jahres ermittelt.

Wärmeversorgung (grau unterlegt im Schema)

Für die Wärmeversorgung des Gebäudesektors wird einerseits die zentrale Versorgung durch Wärmenetze betrachtet und andererseits die Versorgung in Einzelgebäuden. Die Wärme für Wärmenetze wird durch Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung und gegebenenfalls durch zentrale große Wärmepumpen und Solarthermieanlagen bereitgestellt. Im Modell ist grundsätzlich auch die Bereitstellung von Wärme aus tiefer Geothermie für Wärmenetze angelegt. Auch hier besteht ein erhebliches technisches Potenzial. Allerdings haben wir angenommen, dass nur ein kleiner Anteil des Gebäudesektors durch entsprechende Anlagen versorgt wird, da bislang wenig gesicherte Informationen über die Kosten vorliegen.

Die Wärmeversorgung in Einzelgebäuden erfolgt durch Heizkessel, Gas-Wärmepumpen, elektrische Wärmepumpen mit Außenluft oder Erdreich als Wärmequelle oder durch dezentrale Blockheizkraftwerke, die in Einzelgebäuden installiert sind.

Für alle Bereiche der Wärmeversorgung ist auch die Nutzung von Überschussstrom mittels Heizwiderständen vorgesehen. Allerdings wird diese Nutzung nur als letzte Option zur Verwendung von Überschussstrom betrachtet; monovalente Strom-Direktheizungen sind dagegen nicht Bestandteil der Modellierung, da diese Heizungen ggf. auch dann Strom benötigen, wenn keine Überschüsse aus erneuerbaren Energien zur Verfügung stehen und dann eine sehr ineffiziente Wandlung von Strom in Niedertemperaturwärme bedingen.

Verkehr (grün unterlegt im Schema)

In der derzeitigen Version des Modells sind neben dem Strom-basierten, Schienen-gebundenen Verkehr, dessen Energiebedarf in der Verbrauchskurve für Strom enthalten ist, drei unterschiedliche Optionen für den Betrieb von Fahrzeugen vorgesehen. Diese sind Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren, Fahrzeuge mit Batterie und Elektromotor und Fahrzeuge mit wasserstoffbetriebener Brennstoffzelle und Elektromotor.

Prozesse in Gewerbe und Industrie (violett unterlegt im Schema)

Der Energiebedarf für Brennstoff-basierte Prozesse in Gewerbe und Industrie wird sehr vereinfacht pauschaliert abgebildet und wird durch Brennstoffe gedeckt. Optional kann ein Teil der Wärme durch solarthermische Anlagen bereitgestellt werden. Prozesse, die mit Strom betrieben werden sind in der Verbrauchskurve für Strom enthalten.

Brennstoffe (gelb unterlegt im Schema)

In der derzeitigen Version des Modells wird ein vereinfachter Ansatz für Brennstoffe verwendet. Einerseits wird der Bedarf an fossilen Brennstoffen (Steinkohle, Braunkohle, Öl) für fossile Kraftwerke und gegebenenfalls Uran für Kern-Kraftwerke in Abhängigkeit des Einsatzes dieser Kraftwerke ermittelt und es werden die korrespondierenden CO₂-Emissionen errechnet. Andererseits wird der Bedarf an Brennstoffen für denjenigen Anteil des Verkehrs ermittelt, der nicht durch neue Techniken (Batterie/ Elektromotor, Wasserstoff/Brennstoffzelle) abgedeckt wird. Für diesen Anteil des Verkehrs (insbesondere Schwerlastverkehr, Luftverkehr) wird angenommen, dass er vollständig fossile Quellen verwendet. Für denjenigen Anteil des Verkehrs, der Wasserstoff benötigt, wird die Wandlungskette von Strom in Wasserstoff abgebildet. Die verbleibenden Brennstoffe aus Biomasse, Erdgas und ggf. synthetischem Methan werden in stark vereinfachter Form als universell im Strom-Wärme-System nutzbar erachtet. Diese Betrachtung ist insbesondere für die verschiedenen Formen der Biomasse (Feststoffe, flüssige Biomasse, Biogas, Bio-Erdgas) sehr vereinfachend. Allerdings gehen wir von einem limitierten Potenzial für Biomasse aus (s. nachfolgendes Unterkapitel), das immer für Industrieprozesse oder Anlagen der Kraftwärmekopplung verwendbar ist und hier sind alle Formen der Biomasse nutzbar.

Energie-Speicher (in unterschiedlichen Bereichen des Schemas enthalten)

Im Modell sind verschiedene Formen von Energiespeichern enthalten. Als direkte Stromspeicher werden Pumpspeicherkraftwerke und Batterien abgebildet. Wärmespeicher sind einerseits als große Warmwasserspeicher, die an Wärmenetze angeschlossen sind, berücksichtigt und andererseits als Pufferspeicher in Einzelgebäuden. Die Bereitstellung synthetischer Brennstoffe ist durch Wasserstoffherzeugung aus erneuerbarem Strom und dessen direkte Nutzung im Verkehrsbereich oder die Weiterwandlung in Methan abgebildet.

Unter Nutzung des oben beschriebenen Rechenmodells kann die Energiebilanz des Gesamtsystems für ein vollständiges Jahr errechnet werden.

2.3 Randbedingungen und Annahmen für die Optimierung

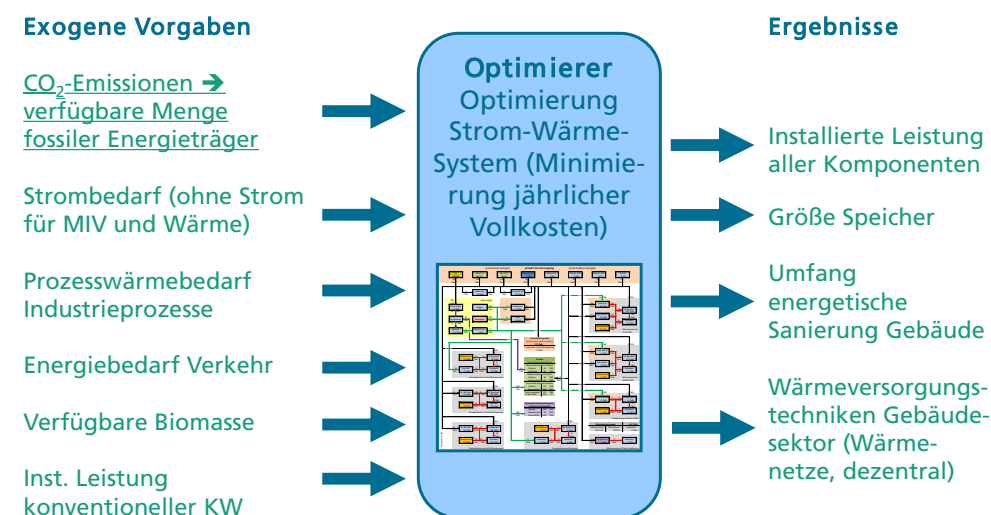


Abb. 5 Vorgehen bei der Optimierung. Auf Basis exogen vorgegebener Größen findet eine Minimierung der jährlichen Vollkosten des Systems zur Stromerzeugung und Wärmeversorgung statt. Es bedeuten: MIV: motorisierter Individual-Verkehr KW: Kraftwerke

Eine Besonderheit des Modells REMod-D ist es, dass ein Optimierer verwendet wird, um ein Optimum der Systemzusammensetzung zu ermitteln. Ein Optimum ist dabei dadurch definiert, dass die entsprechende Systemzusammensetzung zu einem Minimum der jährlichen Vollkosten zum Erhalt und Betrieb des Gesamtsystems führt. Zur

Errechnung dieser Vollkosten werden die Anschaffungs- bzw. Errichtungskosten, die Lebensdauer sowie die Betriebs- und Wartungskosten einer jeden im System enthaltenen Komponente berücksichtigt. Durch Multiplikation aus den spezifischen Kostenwerten mit der jeweils installierten Größe (installierte Leistung bzw. Größe) wird der Kostenbeitrag der jeweiligen Komponente zu den Gesamtkosten errechnet. Finanzierungskosten werden ebenfalls berücksichtigt, wobei zwei unterschiedliche kalkulatorische Zinsraten verwendet wurden (4 % für Gebäude-gebundene Investitionen; 7% für Investitionen in Infrastruktureinrichtungen und Großanlagen).

Das Modell REMod-D führt unter Annahme einer Reihe von Größen, die exogen vorgegeben werden, eine Optimierung des Subsystems aus Stromerzeugung und Wärmeversorgung durch. Das grundsätzliche Vorgehen zeigt Abb. 5 und quantitative Angaben zu allen Annahmen und exogen gesetzten Randbedingungen sowie verwendeten Grenzen technischer Potenziale enthalten die nachfolgenden Tabellen. Eine weitere Besonderheit des Modells REMod-D stellt die Modell-endogene Einbeziehung der energetischen Sanierung des Gebäudebestands, ausgedrückt durch eine Absenkung des Heizwärmeverbrauchs, dar. Die hierfür verwendete Kostenfunktion wird im nachfolgenden Unterkapitel „2.4 Kosten energetischer Sanierung“ erläutert.

In den nachfolgenden Tabellen sind Annahmen, Randbedingungen und technische Potenzialgrenzen dokumentiert, die in die Modellierung eingehen.

In Tab. 1 sind Annahmen zu Brennstoffen (fossil, Biomasse) zusammengefasst.

Größe	Wert	Beschreibung
Verfügbare Biomasse	335 TWh/a	Biomasse wird – wie bereits oben beschrieben – im Modell gesamthaft betrachtet und nicht nach verschiedenen Formen (fest, flüssig, gasförmig usw.) unterschieden. Dieses Vorgehen scheint gerechtfertigt, da das angenommene Potenzial geringer ist als alleine der Brennstoffbedarf der Industrie für thermische Prozesse. Insofern kann in einem optimierten Gesamtsystem sämtliche verfügbare Biomasse thermodynamisch vorteilhaft für Hochtemperaturprozesse verwendet werden. Der verwendete Wert wurde aus /Kirchner, 2009/ entnommen und kann als das nachhaltige Biomassepotenzial in Deutschland betrachtet werden.
Erdgas	Variabel	Die für das Gesamtsystem verfügbare Menge an Erdgas ergibt sich aus der Menge an zulässigen CO ₂ -Emissionen und ändert sich insofern für unterschiedliche Simulationen.
Steinkohle-Kraftwerke	7.3 GW	Dieser Wert entspricht derjenigen installierten Leistung an Steinkohle-Kraftwerken, die im Jahr 2050 aus heutiger Sicht noch in Betrieb sind, da sie noch nicht die technische Lebensdauer überschritten haben. Dabei wurden heute in Betrieb befindliche Anlagen berücksichtigt sowie Anlagen, die bis 2015 fertig gestellt werden. Der Verbrauch an Steinkohle ergibt sich aus dem Betrieb der Kraftwerke. Hierbei wurde angenommen, dass die installierten Anlagen zumindest immer mit einer minimalen Leistung von 40 % der Nennleistung betrieben werden.
Braunkohle-Kraftwerke	2.8 GW	Entsprechend Steinkohle-Kraftwerke, wobei als minimale Leistung 50 % der Nennleistung angesetzt wurde.

Tab. 1 Annahmen und Werte zu Brennstoffen

Tab. 2 dokumentiert Annahmen zu demjenigen Anteil des Mobilitätssektors, der heute auf Brennstoffen basiert. Der Strombedarf für elektrisch betriebene Schienenfahrzeuge ist in der Stromlastkurve enthalten.

Methodisches Vorgehen

Größe	Wert	Beschreibung
Traktionsenergie	117 TWh/a	Dieser Wert entspricht der mechanischen Energie des Brennstoff-basierten Verkehrs Deutschlands von heute. Unsere Rechnungen basieren auf der Annahme, dass dieser Wert unverändert bleibt, also die gleiche Menge an mechanischer Energie für Mobilität verwendet wird. Es werden jedoch unterschiedliche Zusammensetzungen der verwendeten Antriebskonzepte (Verbrennungsmotor, Batterie/Elektromotor, Wasserstoff/Brennstoffzelle/Elektromotor) mit den entsprechenden Wandlungsketten und korrespondierenden Effizienzwerten in den Modellierungen betrachtet.
Fossile Brennstoffe für Mobilität	Variabel	Es wurden Rechnungen mit unterschiedlichen Aufteilungen auf Antriebskonzepte (Verbrennungsmotor, Batterie/Elektromotor, Wasserstoff/Brennstoffzelle/Elektromotor) im Bereich der Mobilität durchgeführt. Für denjenigen Anteil des Mobilitätsbereichs, der Brennstoffe verwendet wurde ein Kraftstoffmix mit spezifischen CO ₂ -Emissionen von 295 g/kWh angenommen; dies entspricht in etwa dem heutigen Wert.

Tab. 2 Annahmen und Werte zur Mobilität (heute Brennstoff-basierte Mobilität)

Tab. 3 dokumentiert die Annahme zum Stromverbrauch.

Größe	Wert	Beschreibung
Stromverbrauch (ohne „neue“ Anwendungen)	375 TWh/a	Der Netto-Stromverbrauch Deutschlands betrug im Jahr 2010 516 TWh und schwankte in den Jahren 2008 bis 2011 zwischen 495 TWh und 530 TWh (basierend auf Daten aus /BMW i 2012/). Diese Werte enthalten auch heute für Wärmeanwendungen verwendeten Strom, der jedoch endogen in unserer Modellierung erfasst wird. Reduziert man den Wert des Netto-Stromverbrauchs um diejenigen Anteile, die auf Raumwärme und Warmwasser entfallen, so resultiert ein Wert im Bereich 450 TWh bis 490 TWh. Eines der wichtigen Klimaschutz-Ziele der Bundesregierung im Strombereich ist die Absenkung des Stromverbrauchs um 25 %. Da allerdings neue Anwendungen wie Wärmepumpen und Elektro-Mobilität eine deutliche Steigerung des Stromverbrauchs bedingen werden, sind wir davon ausgegangen, dass der Stromverbrauch für die „klassischen Anwendungen“ (mechanische Energie, Beleuchtung, usw.) um (knapp) 25 % auf 375 TWh sinken wird.

Tab. 3 Annahme zum Netto-Stromverbrauch

In Tab. 4 ist der angenommene Wert des Energiebedarfs für Prozesse in Gewerbe und Industrie angegeben. Zugleich ist ein angenommener Wert für den Anteil, der durch solar bereitgestellte Prozesswärme abgedeckt werden kann, angegeben.

Größe	Wert	Beschreibung
Energiebedarf (Prozesswärme) für Prozesse in Gewerbe und Industrie	445 TWh/a	Der Prozesswärmebedarf (Endenergie) für Gewerbe und Industrie lag nach Zahlen aus /BMWi 2012/) in den Jahren 2008 bis 2011 zwischen 449 TWh/a und 509 TWh/a. Zieht man denjenigen Anteil ab, der durch Strom gedeckt wird, resultieren Werte zwischen 408 TWh/a und 467 TWh/a. In 1996 lag der entsprechende Wert bei 445 TWh/a. Wir sind deshalb auch für die Zukunft von einem gleichbleibenden Wert ausgegangen.
Solar bereit gestellte Prozesswärme	25 TWh/a	Nach /Lauterbach, 2011/ wird ein technisches Potenzial für solare Prozesswärme in der deutschen Industrie mit knapp 16 TWh/a abgeschätzt. Wir haben einen etwas höheren Wert angenommen, um zukünftigen technischen Entwicklungen Rechnung zu tragen.

Tab. 4 Annahmen zum Prozesswärmebedarf in Industrie und Gewerbe

Tab. 5 enthält Angaben zu den technischen Potenzialen der fluktuierenden erneuerbaren Energien (Sonne, Wind, Laufwasser) sowie zu den Annahmen für Pumpspeicherkraftwerke.

Größe	Wert	Beschreibung
Pumpspeicherkraftwerke	10 GW inst. Leistung; 60 GWh Speicherkapazität	Die verwendeten Werte gelten für alle heute installierten sowie alle in Bau oder Planung befindlichen Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland.
Photovoltaik, Solarthermie	2800 km ²	Die insgesamt für Solarwandler verfügbare Fläche wurde auf Basis einer Potenzialstudie abgeschätzt, die im Auftrag des Bundesverbandes Solarwirtschaft BSW durchgeführt wurde. Erfasst sind alle geeigneten Flächen auf Gebäuden, entlang Eisenbahnen und Autobahnen sowie auf bereits heute versiegelten Flächen (z.B. Parkplätze) /Braun, 2012/.
Wind auf See (Offshore)	38 GW (bis 50 GW in einzelnen Rechnungen)	Es ist schwierig, gesicherte Angaben zur oberen Potenzialgrenze für Windanlagen in der deutschen Nord- und Ostsee zu identifizieren. In einer Studie des Fraunhofer IWES ist für die potenzielle jährliche Stromerzeugung ein Wert von 300 TWh zu finden /Reuter, 2011/, der bei Annahme einer mittleren Volllaststundenzahl von 3500 einer Leistung von 85 GW entspräche. Allerdings ist unter Naturschutzgesichtspunkten fraglich, ob dieser große Wert realistisch ist. Wir sind demnach von deutlich niedrigeren Werten als Obergrenze ausgegangen.
Wind an Land (Onshore)	150 GW (bis 180 GW in einzelnen Rechnungen)	In /Reuter, 2011/ wird ein technisches Potenzial von 200 GW genannt. Wir sind von niedrigeren Werten ausgegangen, da fraglich ist, ob dieser hohe Wert gesellschaftlich akzeptiert wird. Das nutzbare Potenzial hängt u.a. sehr sensibel von dem geforderten Minimalabstand zwischen Windenergieanlagen und Siedlungen ab und tendenziell wird der geforderte Abstand zukünftig eher größer werden.

Tab. 5 Annahmen zu den Potenzialgrenzen für erneuerbare Energien im Strombereich sowie zu Pumpspeicherkraftwerken

Fortsetzung von Tab. 5		
Größe	Wert	Beschreibung
Laufwasserkraftwerke	5 GW installierte Leistung 21 TWh/a Erzeugungskapazität	Die angenommenen Werte liegen leicht über denen der heute installierten Anlagen. Nach /BMU, 2010/ betrug die installierte Leistung von Laufwasserkraftwerken in 2007 ca. 4.3 GW. Die von uns angenommene Steigerung auf 5 GW würde in Zukunft vornehmlich durch Re-Powering bestehender Anlagen erfolgen.

2.4 Kosten energetischer Sanierung

Eine Besonderheit des Modells REMod-D ist es, dass die energetische Sanierung des Gebäudebestands als eine der wesentlichen Maßnahmen zur Reduktion des Energieverbrauchs und damit der Reduktion energiebedingter CO₂-Emissionen endogener Teil der Modellierung ist. Die energetische Sanierung hat als wesentliche Folge eine Reduktion des Raumwärmebedarfs.

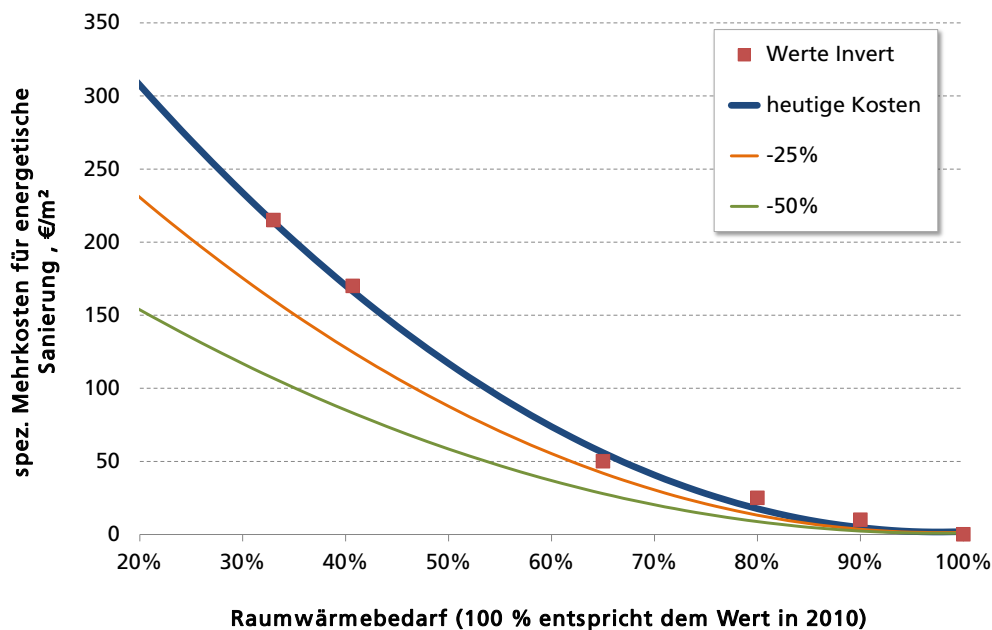


Abb. 6 Spezifische Mehrkosten energetischer Sanierung in Abhängigkeit des Sanierungsumfangs, ausgedrückt durch den Raumwärmebedarf. Die roten Punkte wurden mit dem Modell Invert der TU-Wien für den gesamten deutschen Gebäudebestand ermittelt /Invert 2013-I/

Wir haben aus verschiedenen Studien eine Funktion generiert, in der ein Zusammenhang zwischen den spezifischen Mehrkosten für die energetische Sanierung in € pro m² Wohn- bzw. Nutzfläche und erreichter Sanierungstiefe hergestellt wird (als Quelle wurden verwendet: /DENA, 2010/, /DENA, 2011/, /Kenkmann, 2011/, /Schulze-Darup, 2011/). Diese Funktion wurde mit Ergebnissen aus /Invert, 2013-I/ verglichen und danach nochmals, insbesondere im Bereich hoher Werte des Raumwärmebedarfs, leicht modifiziert. Die ermittelte und in den Rechnungen verwendete Kurve zeigt Abb. 6. Hier ist es wichtig anzumerken, dass die dargestellte Kurve nur die Mehrkosten enthält, die für eine energetische Sanierung im Vergleich zu einer Renovierung ohne Maßnahmen, die den Energieverbrauch reduzieren, darstellt. Die mit ‚heutige Kosten‘ bezeichnete Funktion basiert auf einer Analyse der heutigen Kostensituation, in der keine potenziell denkbaren Kostensenkungen für energetische Sanierung – beispielsweise durch einen höheren Vorfertigungsgrad oder neue Dämmmaterialien – berücksichtigt sind. In

einigen Rechnungen haben wir untersucht, welche Auswirkung potenzielle Kostensenkungen für Maßnahmen der energetischen Sanierung im Kontext des Gesamtsystems hätten (siehe Kapitel 3.4). Hierfür wurde eine Absenkung der Kosten um 25 % und um 50 % bezogen auf die Basiskurve angenommen (siehe Abb. 6).

2.5 Modell-Annahmen für Wärmepumpen

Wärmepumpen stellen eine wichtige zukünftige Option für die Bereitstellung von Niedertemperaturwärme (Raumheizung, Warmwasser) in Gebäuden dar. Elektrische Wärmepumpen eröffnen die Möglichkeit elektrischen Strom effizient für Wärmeanwendungen in Gebäuden zu nutzen. Gas-Wärmepumpen haben das Potenzial Brennstoffe effizienter als heute übliche Heizkessel in Nutzwärme zu wandeln. Da die Umwandlungseffizienz von Endenergie in Nutzenergie bei allen Wärmepumpen jedoch stark von dem benötigten Temperaturhub zwischen Wärmequelle und Wärmesenke abhängt, haben wir für Wärmepumpen Temperaturhub-abhängige Kennlinien verwendet.

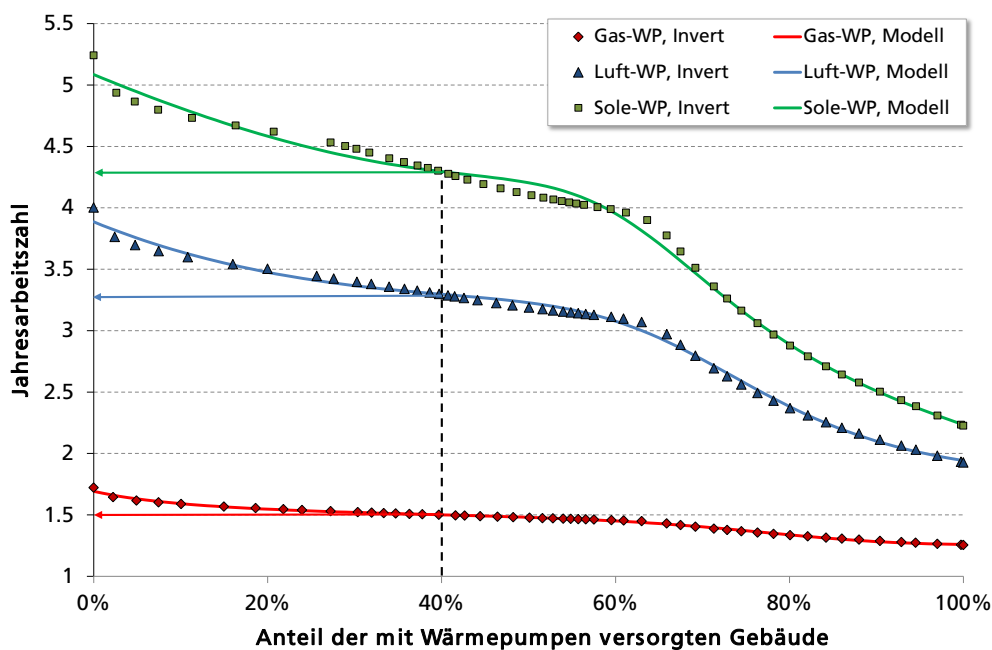


Abb. 7 Mittlere Jahresarbeitszahl von Wärmepumpen in Abhängigkeit des Anteils aller Gebäude, die durch Wärmepumpen mit Wärme versorgt werden. Die Punkte resultieren aus Ergebnissen von Invert-Rechnungen /Invert, 2013-II/ und die Linien stellen die Funktionen dar, mit denen in den REMod-D-Rechnungen gearbeitet wurde. Zu den Beispielwerten siehe im Text.

Zunächst zeigt Abb. 7 die Abhängigkeit der mittleren Jahresarbeitszahl der drei Wärmepumpentypen – elektrische Wärmepumpe mit Luft als Wärmequelle, elektrische Wärmepumpe mit Erdreich als Wärmequelle (Sole-WP) und Gas-Wärmepumpe – vom Anteil der mit Wärmepumpen versorgten Gebäude. Hintergrund hierbei ist, dass Wärmepumpen in Gebäuden mit Niedertemperaturheizsystem höhere Arbeitszahlen erreichen als in Gebäuden mit höheren Vorlauftemperaturen für das Heizungssystem. Zur Ermittlung der verwendeten Kurven wurde mit Hilfe des Programms Invert der Energy Economics Group der TU Wien die Verteilung der Vorlauftemperaturen der Heizungssysteme des Gebäudebestands bestimmt und daraus die mittlere Jahresarbeitszahl der Wärmepumpen für den entsprechenden Anteil des Gebäudebestands errechnet /Invert, 2013-II/. Integration über die entsprechenden Kurven liefert die in Abb. 7 dargestellten Verläufe. Diese sind wie folgt zu interpretieren (siehe die in Abb. 7 dargestellte Beispielwerte): sind 40 % aller Gebäude mit Wärmepumpen ausgestattet, so beträgt die mittlere Jahresarbeitszahl aller Gas-Wärmepumpen 1.5, die mittlere Jahresarbeitszahl aller elektrischen Wärmepumpen mit Luft als Wärmequelle 3.3 und die mittlere Jahresarbeitszahl aller elektrischen Wärmepumpen mit Erdreich als Wärmequelle 4.3. Dabei wurde angenommen, dass die unterschiedlichen Wärmepumpen-Typen gleichmäßig auf die mit Wärmepumpen versorgten Gebäude verteilt

sind. In den Werten für die Jahresarbeitszahlen wurde die zukünftige technische Entwicklung aller Wärmepumpen-Typen berücksichtigt.

Methodisches Vorgehen

Zusätzlich zur Abhängigkeit der Jahresarbeitszahl von der Verbreitung von Wärmepumpen spielt auch die aktuelle Arbeitszahl eine Rolle. Insbesondere bei Wärmepumpen, die Außenluft als Wärmequelle verwenden, können große Unterschiede der Arbeitszahl je nach aktueller Temperatur der Außenluft auftreten. Basierend auf Erfahrungswerten mit bestehenden Wärmepumpenanlagen haben wir eine Funktion ermittelt, die die Arbeitszahl in Abhängigkeit vom aktuellen Temperaturhub, also der Differenz zwischen Temperatur von Wärmesenke und Wärmequelle, beschreibt. Der verwendete Zusammenhang ist in Abb. 8 dargestellt am Beispiel einer Wärmepumpe mit einer Arbeitszahl von 3 bei einem Temperaturhub von 40 K.

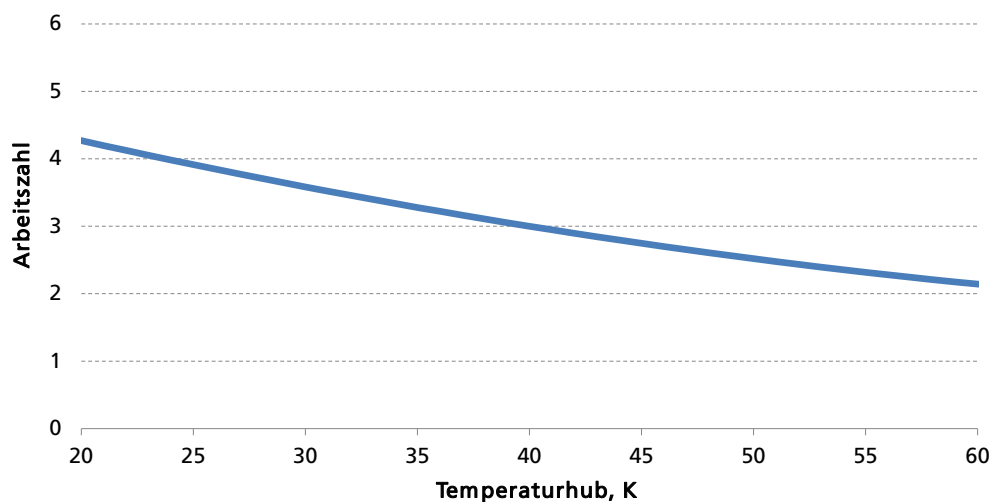


Abb. 8 Abhängigkeit der Arbeitszahl einer Wärmepumpe vom Temperaturhub, definiert als die Differenz zwischen den Temperaturen von Wärmesenke und Wärmequelle

2.6 Betriebsführung

Grundsätzlich sind im Bereich der Stromproduktion zwei Fälle zu unterscheiden: positive und negative Residuallast. Im ersten Fall – positiver Residuallast – reicht die aktuelle Stromerzeugung durch nicht regelbare erneuerbare Energien (Sonne, Wind, Laufwasser) nicht aus, um die aktuelle Last zu decken. Im zweiten Fall – negativer Residuallast – besteht ein Überschuss nicht regelbarer erneuerbarer Energien. In beiden Fällen folgt die von uns im Modell implementierte Betriebsführung des Gesamtsystems der Maxime einer Effizienzmaximierung. Zunächst werden also Batterien als die effizienteste Option für die Speicherung von Strom geladen. Sind alle Batteriespeicher gefüllt, werden Pumpspeicher geladen, usw.. Eine Übersicht über die Kaskade der Deckung positiver Residuallast bzw. der Nutzung negativer Residuallast zeigt Abb. 9.

Ähnlich ist die Situation bei den Wärmeanwendungen. Übersteigt die zur Verfügung stehende Wärme aus Solarthermieranlagen in einem bestimmten Nutzungssektor (Gebäude mit einer bestimmten Versorgungsstruktur) die aktuelle Wärmelast so werden Wärmespeicher geladen, maximal bis zur oberen Ladetemperatur (angenommen als 95°C für alle Wärmespeicher). Reicht die von Solarthermieranlagen gelieferte Wärme nicht zur Lastdeckung aus, so werden zunächst Wärmespeicher entladen, maximal bis die Speicher entleert sind. Nur im Fall von elektrischen Wärmepumpen wird die Wärmepumpe auch bei nicht leerem Speicher verwendet, sofern Stromüberschuss zur Verfügung steht, also bei negativer Residuallast und wenn die Kapazitäten für die prioritäreren Nutzungen erschöpft sind (siehe Betriebsführungskaskade für Strom in Abb. 9).

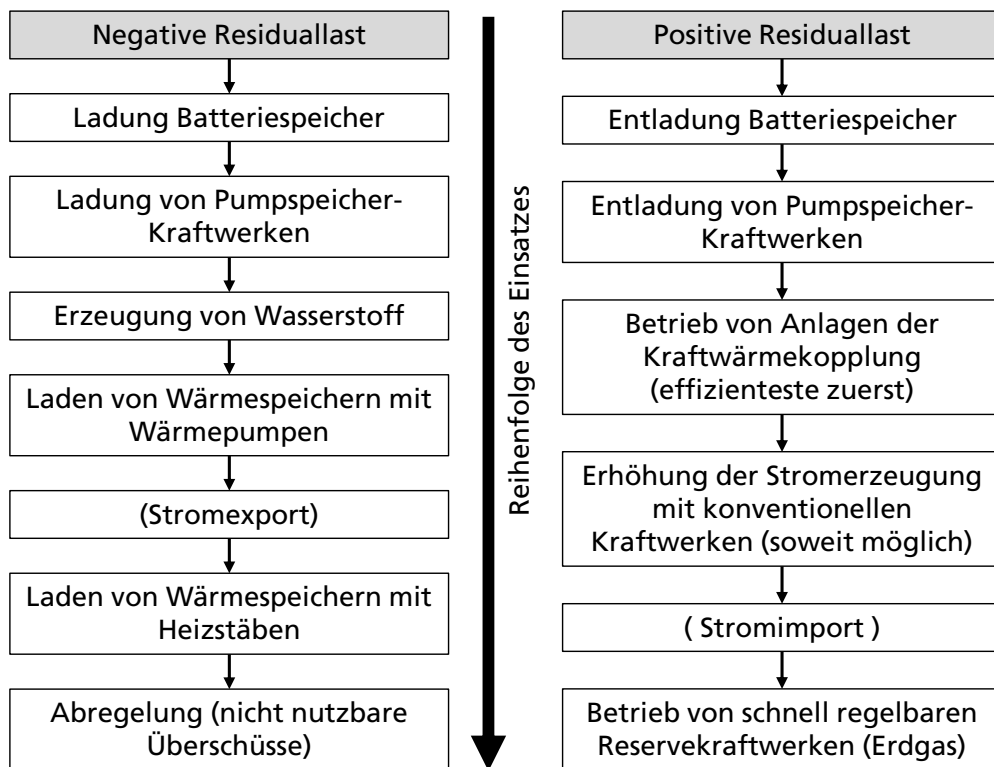


Abb. 9 Betriebsführungskaskade für Stromerzeugung im Fall von negativer und positiver Residuallast

2.7 Numerik und Optimierung

Wie in Unterkapitel 2.2 beschrieben wird entsprechend dem in Abb. 4 dargestellten Schema das gesamte Energiesystem auf Basis von Stundenwerten für ein gesamtes Jahr durchgerechnet. Um eine Optimierung durchzuführen werden am Ende einer Rechnung die jährlichen Vollkosten für Betrieb und Erhalt dieses Energiesystems ermittelt. Unter Verwendung eines generischen Optimierers werden nun Rechnungen für das Gesamtsystem so lange wiederholt, bis ein stabiles Kostenminimum identifiziert wurde. Das Verfahren ist vereinfacht in Abb. 10 dargestellt.

Da es sich bei der Modellierung auf Grund verschiedener nicht-linearer Zusammenhänge um ein nicht-lineares Problem mit gegebenenfalls sehr vielen freien Parametern handelt, kann mittels Optimierung nicht mit Sicherheit das absolute Minimum identifiziert werden. Vielmehr zeigt die Erfahrung in der Anwendung unseres Modells, dass es als Lösung unterschiedliche Zielsysteme (jeweils mit ausgeglichener jährlicher Energiebilanz) und sehr ähnlichen jährlichen Vollkosten gibt. Dies scheint auch plausibel, da es sicher nicht nur eine mögliche Zusammensetzung aller Komponenten im Energiesystem gibt, die das Ziel der angestrebten Reduktion von CO₂-Emissionen erreicht, sondern etliche Systemzusammensetzungen, die zu ähnlichen jährlichen Vollkosten zum Erhalt und Betrieb des Gesamtsystems führen. Dies zeigen auch die in Kapitel 3 dargestellten Ergebnisse.

Für die Identifikation von Kostenminima wurde ein generischer Optimierer programmiert, der einen multi-dimensionalen, modifizierten Regula-Falsi-Ansatz verwendet. Dieser Optimierer hat sich als sehr leistungsfähig und robust erwiesen. Weitere Details

zur numerischen Umsetzung der Optimierung finden sich in einer Veröffentlichung in der Zeitschrift Renewable & Sustainable Energy Series /Henning, 2013/.

Methodisches Vorgehen

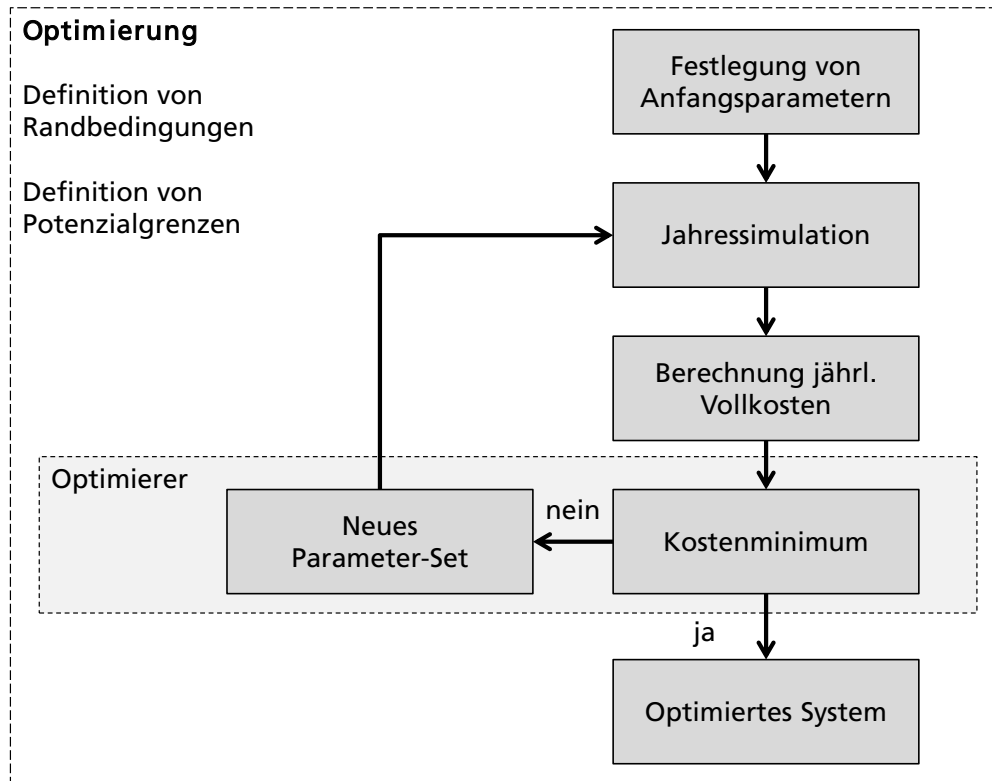


Abb. 10 Vereinfachte Darstellung des Verfahrens zur Optimierung im Simulationsprogramm REMod-D

3 Ergebnisse

In diesem Kapitel werden ausgewählte Ergebnisse von Rechnungen dargestellt. Zunächst präsentieren wir ein Einzelsystem, mit dem die minimalen Klimaschutzziele erreicht werden, allerdings nahe der unteren Grenze des Zielkorridors; die CO₂-Reduktionen für dieses System belaufen sich auf 81 % bezogen auf den Referenzwert. Im Weiteren werden Ergebnisse verschiedener Sensitivitätsuntersuchungen dargestellt. Dabei zeigt sich, dass zwischen dem Minimalziel der Reduktion von energiebedingten CO₂-Emissionen um 80 % und umfangreicheren Reduktion von 85 % und darüber ein Systemumschlag erfolgt, der sich vor allem dadurch auszeichnet, dass in wachsendem Umfang synthetisches Gas als saisonaler Speicher benötigt wird. Dies hat auch Implikationen für die jeweils kostengünstigste Zusammensetzung des Gesamtsystems.

3.1 Analyse eines ausgewählten Systems

Folgende Randbedingungen wurden für das nachfolgend dargestellte und im Weiteren als „Referenzsystem“ bezeichnete System ausgewählt:

Reduktion energiebedingter CO₂-Emissionen: es wurde eine Reduktion um 81 % bezogen auf den Wert in 1990 fixiert, also eine Reduktion, die knapp über dem Minimalziel liegt. Unter Berücksichtigung aller sonstigen Annahmen, aus denen sich ein Sockelbetrag der energiebedingten CO₂-Emissionen errechnet (Verkehr, Industrieprozesse, konventionelle Kraftwerke, verfügbare Biomasse) verbleiben 394 TWh an Erdgas im System.

Mobilität: es wurde davon ausgegangen, dass 40 % des heute auf Brennstoffen basierenden Verkehrs mit dem gleichen Kraftstoffmix wie heute betrieben wird. Dies entspricht in etwa dem Anteil an Brennstoffen, der auf Schwerlastverkehr und Luftverkehr entfällt. Des Weiteren haben wir angenommen, dass die verbleibenden 60 % je hälftig durch Fahrzeuge mit Batterie/Elektromotor und durch Fahrzeuge mit Wasserstoff/Brennstoffzelle/Elektromotor abgedeckt werden. Demnach würde Individualverkehr kurzer Reichweite, also vor allem städtischer Verkehr, durch Batterie-basierte Elektromobilität erfolgen und Individualverkehr längerer Reichweiten mit Wasserstoff-basierter Elektromobilität.

Sanierung Gebäudebestand: hinsichtlich des Umfangs energetischer Sanierung von Gebäuden haben wir angenommen, dass der Raumwärmebedarf bei 40 % des heutigen Wertes liegt. Dies entspricht einer ambitionierten, jedoch nicht maximalen energetischen Sanierung.

Alle anderen Randbedingungen (verfügbare Biomasse für energetische Nutzung, Prozesswärmebedarf der Industrie, konventioneller Kraftwerkspark usw.) entsprechen den Angaben in Kapitel 2. Die Dimensionierung aller Komponenten ergibt sich als Resultat aus der Optimierung.

3.1.1 Energiebilanz

Um zu einer ausgeglichenen Energiebilanz unter Minimierung der jährlichen Vollkosten für Erhalt und Betrieb des Gesamtsystems zu gelangen, resultiert als Folge der Optimierung das in Abb. 11 gezeigte System. In dem Schema sind die installierte Leistung/Kapazität aller Komponenten und die korrespondierenden Energieflüsse dargestellt.

In diesem System beträgt die installierte Leistung von Photovoltaik-Anlagen 147 GW, von Windenergieanlagen an Land 120 GW und von Windenergieanlagen auf See 32 GW.

Ergebnisse

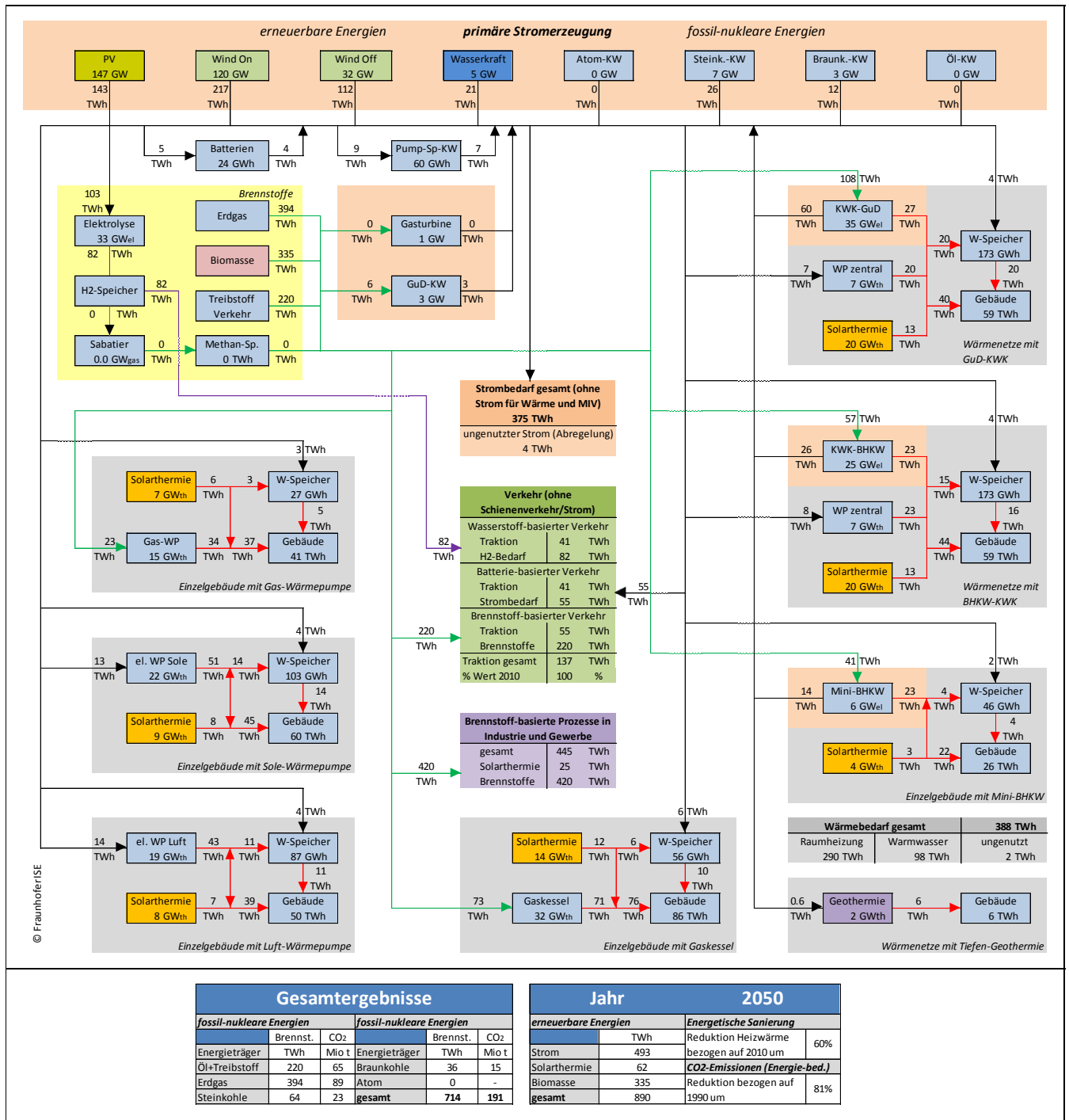


Abb. 11 Installierte Leistungen und Energieflüsse des optimierten Systems

Eine Übersicht über die Brutto-Stromerzeugung zeigt Tab. 6 und über die Stromverwendung Tab. 7. Eine Übersicht über die Wärmebereitstellung zeigt Tab. 8.

Fluktuierende erneuerbare Energien decken entsprechend Tab. 6 demnach knapp 78 % der Brutto-Stromerzeugung, Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung knapp 16 %

und der Rest entfällt auf konventionelle Kraftwerke. Im Jahr 2012 lag der Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien bei rund 17 % und der Anteil fossiler und nuklearer Kraftwerke (einschl. Anlagen der Kraftwärmekopplung) bei rund 73 %; der Rest entfällt auf Strom aus Müll, Biomasse und sonstige /BMW, 2013/.

Die Brutto-Stromerzeugung beträgt im betrachteten System rund 634 TWh und liegt damit im gleichen Bereich wie heute; für die Jahre 2008 bis 2012 lag die Bruttostromerzeugung im Mittel bei 622 TWh und schwankte zwischen 596 TWh und 641 TWh /BMW, 2013/.

Ergebnisse

Typ	TWh	%	Technik	TWh	%
Fluktuierende Erneuerbare Energien	492.9	77.7%	PV	143.4	22.6%
			Wind Onshore	216.7	34.2%
			Wind Offshore	111.7	17.6%
			Wasserkraft	21.0	3.3%
Kraft-Wärme-Kopplung	99.7	15.7%	Klein-BHKW	14.4	2.3%
			KWK, groß	59.6	9.4%
			KWK, mittel	25.7	4.1%
Konventionelle Kraftwerke	41.7	6.6%	Steinkohle	25.8	4.1%
			Braunkohle	12.5	2.0%
			GuD	3.4	0.5%

Tab. 6 Zusammensetzung der Bruttostromerzeugung für das ausgewählte System entsprechend Abb. 11

Der Netto-Stromverbrauch liegt entsprechend Tab. 7 in Summe bei 602 TWh und somit höher als heute; die entsprechenden Werte lagen in den Jahren 2008 bis 2012 zwischen 495 TWh und 530 TWh (siehe auch Kapitel 2). Dieses Ergebnis gilt trotz der zuvor getroffenen Annahme, dass der Verbrauch in den klassischen Verbrauchssektoren um 25 % auf 375 TWh abnimmt, da neue Verbraucher im Wärmebereich mit knapp 70 TWh und im Verkehr mit knapp 160 TWh hinzukommen. Die geringere Differenz zwischen Netto-Stromverbrauch und Brutto-Stromerzeugung im Vergleich zu heute erklärt sich einerseits daraus, dass Deutschland heute Netto-Stromexporteur ist und andererseits aus dem relativ großen Eigenverbrauch des Kraftwerkssektors, der im zukünftigen System weitgehend entfällt.

	TWh	%		TWh	%
Klassische Last	375.1	62.3%	Beleuchtung, mechanische Energien usw.	375.1	62.3%
Wärme	69.2	11.5%	Elektrische Wärmepumpen	41.9	7.0%
			Heizstäbe	27.3	4.5%
Verkehr	157.8	26.2%	Wasserstoffherzeugung	103.0	17.1%
			Fahrzeuggatterien	54.9	9.1%

Tab. 7 Zusammensetzung des Netto-Stromverbrauchs für das ausgewählte System entsprechend Abb. 11

Eine Übersicht über die Zusammensetzung der Bereitstellung von Niedertemperaturwärme gibt Tab. 8. Die Summe der bereitgestellten Wärme beträgt 435 TWh und liegt damit deutlich unter dem heutigen Wert. Dies liegt an der Annahme einer Reduktion des Heizwärmeverbrauchs auf 40 % des heutigen Wertes durch Maßnahmen der energetischen Gebäudesanierung.

Die Tabelle zeigt, dass Wärmepumpen mit knapp 40 % am stärksten zur Wärmebereitstellung beitragen. Der Beitrag von Solarthermie-Anlagen liegt bei rund 20 % und der Beitrag von Anlagen der Wärmekraftkopplung bei knapp 17 %. Auch Heizkessel spielen mit knapp 17 % noch eine Rolle.

Die Differenz zwischen Netto-Wärmeverbrauch in Höhe von 388 TWh (siehe Abb. 11) und Wärmebereitstellung durch die aufgeführten technischen Systeme liegt in thermischen Verlusten der Verteilnetze bzw. der Wärmespeicher begründet. Die Verluste belaufen sich auf knapp 47 TWh und damit gut 10 % der insgesamt bereit gestellten Wärmemenge.

	TWh	%		TWh	%
Solarthermie	87.2	20.1%	Solarthermie dezentral	36.1	8.3%
			Solarthermie zentral	26.2	6.0%
			Solarthermie Prozesse	25.0	5.7%
Kraft-Wärme-Kopplung	72.5	16.7%	BHKW, dezentral	22.6	5.2%
			KWK, groß	27.1	6.2%
			KWK, mittel	22.8	5.2%
Wärmepumpen	171.1	39.4%	Wärmepumpen, Netze	43.2	9.9%
			Wärmepumpe, Luft	42.9	9.9%
			Wärmepumpe, Sole	51.1	11.8%
			Gas-Wärmepumpe	33.9	7.8%
Heizstäbe	27.3	6.3%	Heizstäbe	27.3	6.3%
Heizkessel	70.5	16.2%	Heizkessel	70.5	16.2%
Geothermie	6.3	1.4%	Tiefengeothermie	6.3	1.4%

Tab. 8 Zusammensetzung der Wärmebereitstellung im ausgewählten System entsprechend Abb. 11

Abb. 12 zeigt die Zusammensetzung von Primärenergie und Nutz- bzw. Endenergie für das ausgewählte System. Zunächst wird deutlich das der Wert für End- bzw. Nutzenergie um mehr als 1000 TWh niedriger liegt als heute (vergleiche Abb. 2). Grund hierfür sind einerseits niedrigere Verbräuche bei Strom (klassische Verbrauchssektoren) und Raumwärme und andererseits die geänderte Struktur des Mobilitätssektors. Dabei ist anzumerken, dass in Abb. 12 für die Mobilität die Traktionsenergie und nicht die Endenergie wie in der heutigen Energiestatistik und in Abb. 2 dargestellt ist. Der Primärenergieverbrauch liegt noch bei knapp 50 % des heutigen Wertes und wird zu 60 % durch erneuerbare Energien bereitgestellt. Für die noch stärkere Absenkung des Primärenergieverbrauchs im Vergleich zum Endenergieverbrauch trägt vor allem der wesentlich kleinere Anteil der Stromerzeugung durch thermische Kraftwerke bei, bei denen je nach Kraftwerkstyp 50 bis 65 % der Primärenergie als Abwärme ungenutzt bleibt.

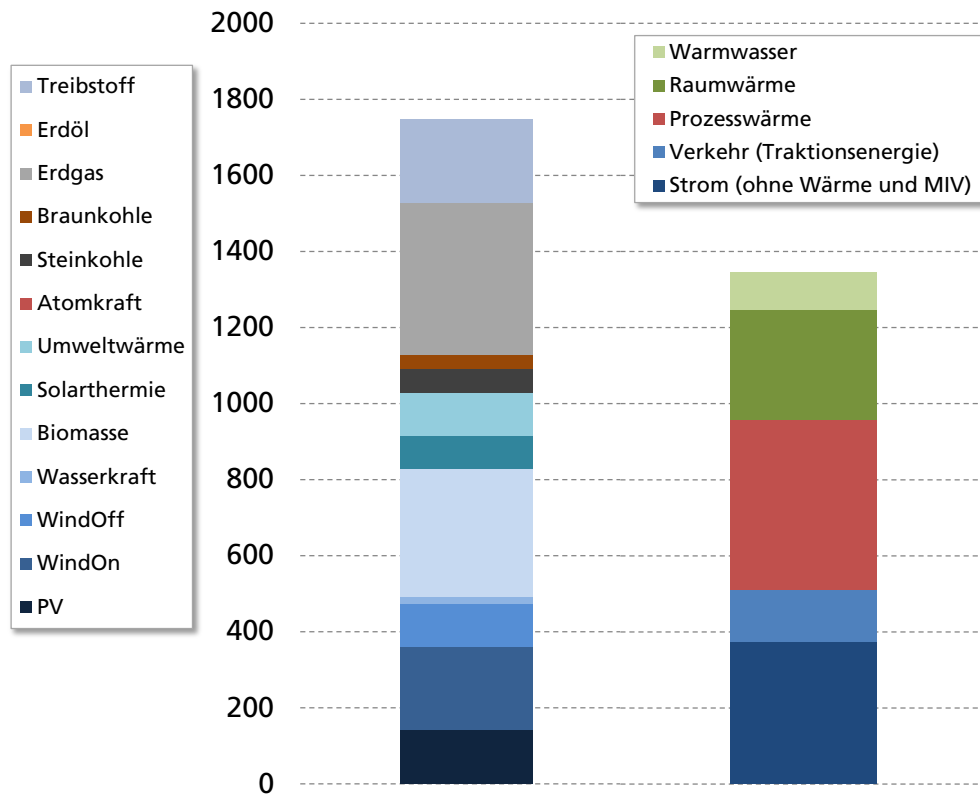


Abb. 12 Zusammensetzung Primärenergie und End- bzw. Nutzenergie für das ausgewählte System entsprechend Abb. 11

3.1.2 Zeitverläufe

In diesem Abschnitt wird die Interaktion der einzelnen Systemkomponenten untereinander anhand von detaillierten Stundenprofilen aufgezeigt. Abb. 13 zeigt die stündliche Auflösung der Stromerzeugung und-verwendung an jeweils einem ausgewählten Tag mit hoher bzw. niedriger Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien (FEE). Im linken Teil des Diagramms ist ein extremer Wintertag mit Heizwärmenachfrage (Betrieb Wärmepumpen) und sehr niedriger Stromerzeugung aus Wind und PV Anlagen dargestellt. Die Stromnachfrage (unten links) besteht hierbei aus der in ganz Deutschland anfallenden Grundlast (klassische Verbrauchssektoren). Zusätzlich entsteht aufgrund des batteriebetriebenen Verkehrs (blau) und dem Betrieb elektrischer Wärmepumpen zur Deckung der Heizwärmenachfrage aus dem Gebäudesektor eine erhöhte Last. Gedeckt wird die Last (oben links) an diesem Tag nur zu einem geringen Teil durch die Erzeugung von Windkraft und PV-Anlagen. Den Hauptteil der Stromversorgung gewährleisten KWK Anlagen. Große GuD-Anlagen mit Wärmeauskopplung (hellblau) und mittlere netzgebundene BHKW-Anlagen (orange) befriedigen bilanziell in Ungefähr die Grundlast. Der restliche Strom wird zu einem kleinen Teil von kleinen, dezentralen BHKW (grau-blau) und zur Mittagszeit zum Teil durch PV-Anlagen gedeckt.

Demgegenüber zeigen die rechten Diagramme einen Tag mit extremen Stromüberschüssen im System. Die Hauptnachfrage setzt sich wie oben beschrieben aus der Grundlast und der Last für den Batterie-betriebenen Verkehrssektor zusammen. Zusätzlich besteht in den ersten Stunden des Tages eine geringe Nachfrage von elektrischen Wärmepumpen. Diese Last wird hauptsächlich (vgl. Diagramm rechts oben, bis ca. 6 Uhr) durch Wind onshore und offshore Anlagen gedeckt. Mit der Einspeisung von PV-Anlagen ab ca. 8 Uhr übersteigt die Stromerzeugung aus FEE die

Nachfrage im System. Dieser Anstieg wird zunächst dazu genutzt Batterien (rot) und Pumpspeicherkraftwerke (gelb) zu beladen. Danach wird der überschüssige Strom dazu verwendet Wasserstoff zu erzeugen. Sobald diese Erzeugungskapazitäten ausgereizt sind wird der überschüssige Strom dazu genutzt thermische Speicher zunächst mit Hilfe von Wärmepumpen (ca. zw. 9 und 14 Uhr) und später direkt (grau-grün) zu beladen. Durch diese Nutzungskaskade ist es möglich überschüssigen Strom im System bestmöglich zu nutzen (entsprechend Kapitel Abschnitt 2.6 zur Betriebsführung).

 Ergebnisse

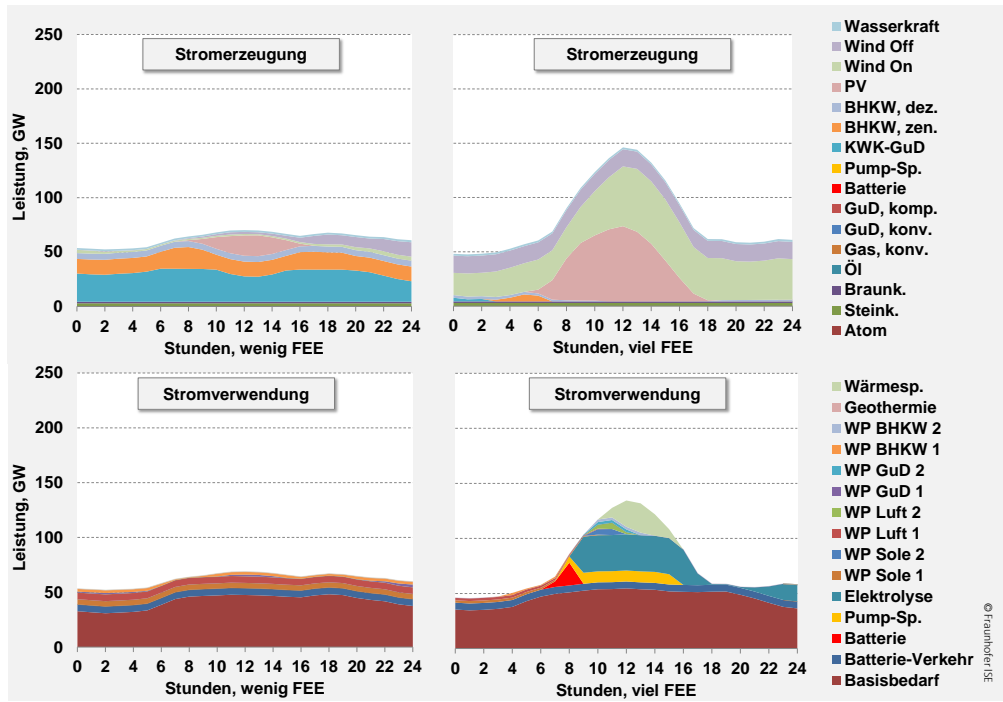


Abb. 13 Stündliche Stromerzeugung (oben) und Stromverwendung (unten) an zwei ausgewählten Tagen (wenig Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbarer Energien (FEE), links und viel Stromerzeugung aus FEE, rechts)

3.1.3 Residuallast und Jahresdauerlinien

Im voran gegangenen Abschnitt wurden ausgewählte Zeitverläufe wichtiger Größen dargestellt. Dabei wurde unter Anderem deutlich, wie Überschussstrom erneuerbarer Energien durch Verwendung von Strom in den verschiedenen Verbrauchssektoren sinnvoll genutzt werden kann. In diesem Abschnitt wird anhand von geordneten Jahresdauerlinien dargestellt, welche Nutzung welchen lastverschiebenden Einfluss hat.

Die Residuallast ist definiert als die verbleibende Stromlast nach Abzug der aktuellen Leistung der nicht regelbaren erneuerbaren Energien (Sonne, Wind, Wasser) von der aktuellen Gesamtlast. In die Gesamtlast haben wird für diese Analyse den Strombasisverbrauch („klassische Verbraucher“) sowie den benötigten Strom für Wärmepumpen einbezogen; dabei wurde allerdings nur Strom für Wärmepumpen in solchen Fällen berücksichtigt, in denen diese zur direkten Gebäudeheizung erforderlich sind und nicht zur Ladung von Wärmespeichern. In zuletzt genanntem Fall werden die Wärmepumpen verwendet um Stromüberschüsse abzubauen. Den Verlauf der Residuallast für ein vollständiges Jahr für das ausgewählte System zeigt Abb. 14 und die Extrema für Stromerzeugung aus nicht regelbaren erneuerbaren Energien, Last und Residuallast sind in Tab. 9 angegeben.

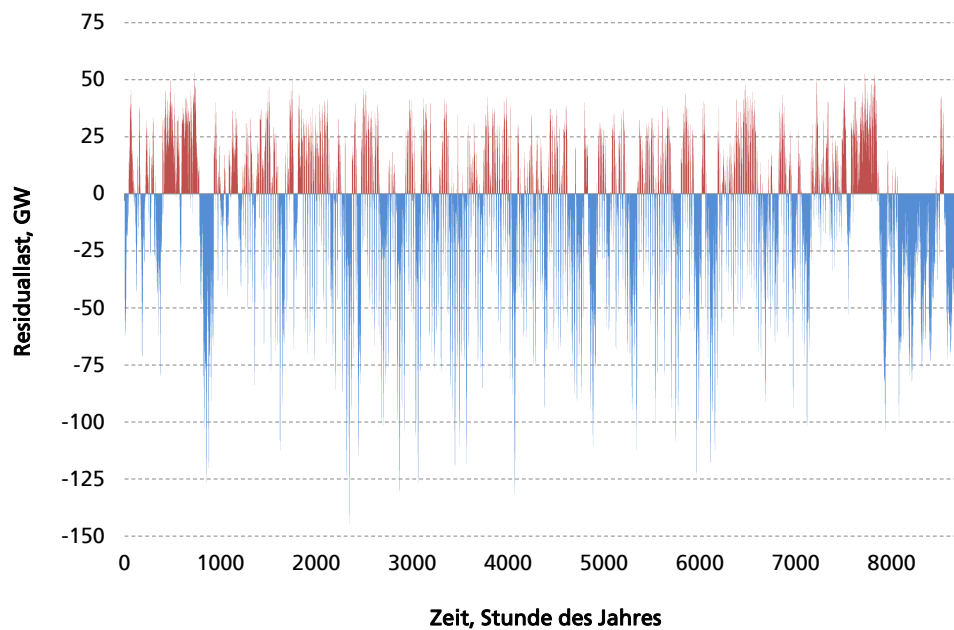


Abb. 14 Residuallastkurve für das System entsprechend Abb. 11

	Minimum	Maximum
	GW	GW
Stromerzeugung aus nicht regelbaren erneuerbaren Energien	2.7	201.5
Last	22.6	60.8
Residuallast	-144.8	52.9

Tab. 9 Extremwerte von Stromerzeugung und Last für das ausgewählte System entsprechend Abb. 11

In Abb. 15 zeigt die untere Kurve die geordnete Jahresdauerlinie der Residuallast. Es wird deutlich, dass an weit mehr als 4000 Stunden eine negative Residuallast auftritt, die nicht regelbaren erneuerbaren Energien also mehr Strom erzeugen, als für die oben angegebene Last benötigt wird. Durch Einbeziehung von Fahrzeugen mit Batterie/Elektromotor wird die Jahresdauerlinie über die gesamte Breite angehoben. Dies spiegelt unsere vereinfachende Annahme wieder, dass der Strombedarf für diese Fahrzeuge gleichverteilt über alle Stunden des Jahres auftritt, diese also nicht zum Lastmanagement beitragen. Im Weiteren ist der kleine Einfluss von Kurzzeitspeichern (Batterien, Pumpspeicher) zu sehen. Den größten Effekt hat die Nutzung von Strom zur Erzeugung von Wasserstoff. Hier erweist sich der große Vorteil von Wasserstoff als chemischer Langzeitspeicher zu fungieren. Wie aus Abb. 11 ersichtlich ist, wird im hier untersuchten System Wasserstoff nur für den Verkehrssektor genutzt und nicht zur Weiterkonversion in Methan. Einen weiteren Effekt hat die Flexibilisierung von Wärmepumpen in Verbindung mit Wärmespeichern. Eine noch größere Wirkung hat die Umwandlung von Strom direkt in Wärme in Heizstäben. Dadurch können auch nach Ausschöpfen aller anderen genannten Nutzungsformen verbleibende negative Residuallastspitzen zu einem großen Teil abgebaut werden. Die unterhalb der Nulllinie und der obersten hellblauen Kurve verbleibende Fläche stellt im System nicht nutzbare Überschüsse dar. Als Ergebnis der Kostenoptimierung resultiert, dass es wirtschaftlicher ist, diese Überschüsse ab zu regeln als zusätzliche Konverter zu installieren (z.B. Elektrolyseure), um auch noch diese Überschüsse im Gesamtsystem nutzbar zu machen.

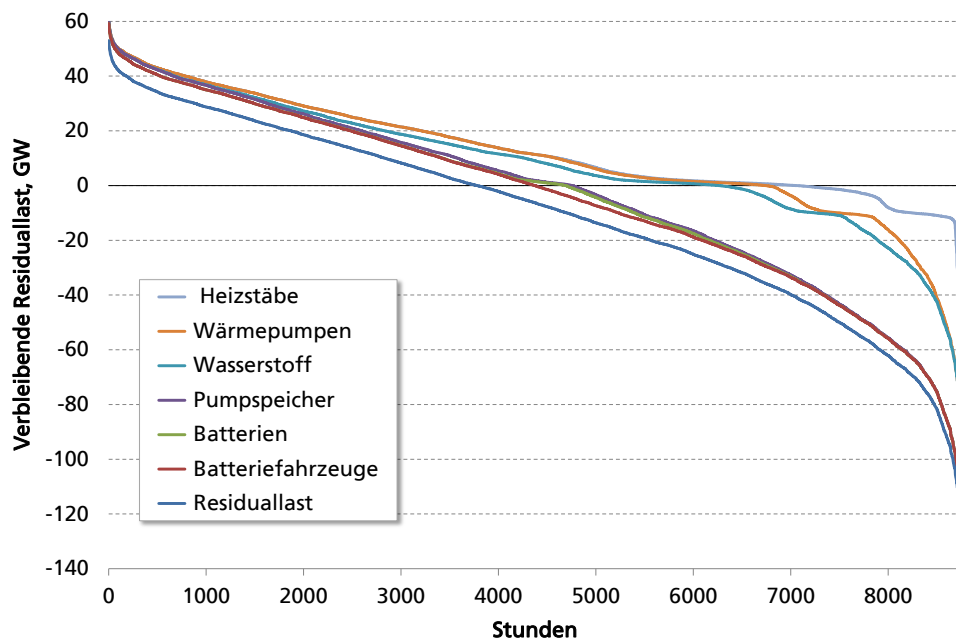


Abb. 15 Residuallastverlauf und Abbau der negativen Residuallast durch Nutzung von Stromüberschüssen in verschiedenen Verbrauchssektoren

Eine Frage, die bei der Betrachtung von Abb. 15 auftritt, ist die Folgende: warum werden Flexibilisierungsoptionen der Stromnutzung teilweise auch bei positiver Residuallast verwendet, also zu Zeiten zu denen die Stromerzeugung aus nicht regelbaren erneuerbaren Energien die Stromlast unterschreitet? Dies hat mehrere Gründe: zum einen existiert in unserer Projektion des Systems im Jahr 2050 immer noch ein Restbestand fossiler Kraftwerke, von denen wir annehmen, dass sie nur begrenzt regelbar sind, also mit einer Mindestleistung immer in Betrieb sind. Zum anderen gibt es auch Zeiten in denen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen Wärme-geführt betrieben werden müssen und somit Strom erzeugen, der zusätzlich zu den nicht regelbaren erneuerbaren Energien im System verwendet werden muss. Hier handelt es sich um relativ wenige Stunden, da Wärmespeicher helfen, das Auftreten derartiger Situationen zu reduzieren. Nichtsdestotrotz resultieren aus den genannten Gründen Situationen mit positiver Residuallast, in denen es dennoch sinnvoll ist zum Beispiel Speicher zu laden oder Wasserstoff zu erzeugen.

3.1.4 Kostenanalyse

Die Gesamtkosten für Erhalt und Betrieb des gesamten Energiesystems betragen für das ausgewählte System rund 173 Mrd. € pro Jahr (€ nach heutigem Wert, keine Einbeziehung von Inflation). Die Zusammensetzung der Kosten aus den verschiedenen Komponenten zeigt Abb. 11. Die Darstellung zeigt, dass die größte Einzelposition mit rund 45 Mrd. €/a die energetische Sanierung von Gebäuden ist. Die nächsten großen Kostenblöcke sind die Kosten für Treibstoffe für Verkehr, Erdgas und Biomasse; dabei wurde für fossile Energierohstoffe von einer Preissteigerung in Höhe von ca. 2 % p.a. ausgegangen. Die jährlichen Kosten für Erhalt (einschl. Ersatzbeschaffung) und Betrieb der Photovoltaik-Anlagen (installierte Leistung 147 GW entsprechend Abb. 11), Wind Onshore (120 GW) und Wind Offshore (32 GW) belaufen sich zusammen auf gut 31 Mrd. €. Für sämtliche Heizungstechniken wurden nur die Mehrkosten im Vergleich zu heutiger Standard-Heizungstechnik berücksichtigt.

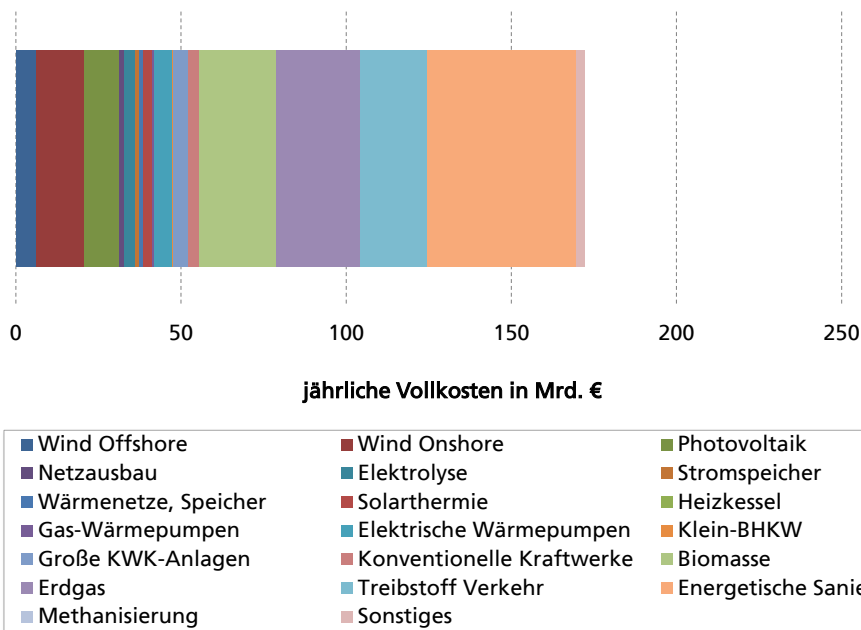


Abb. 16 Zusammensetzung der jährlichen Vollkosten für das ausgewählte System entsprechend Abb. 11

Abb. 17 zeigt die Zusammensetzung der Brutto-Ausgaben für Energie in Deutschland im Jahr 2008 /BMW, 2009/. Danach wurden 78 Mrd. € für den Import von Energieerzeugnissen aufgewendet und 47 Mrd. € für den Abbau heimischer Primärenergieträger, im Wesentlichen Braunkohle und Steinkohle. 135 Mrd. € setzen sich zusammen aus Abschreibungen auf Anlagen, Steuern, Abgaben, Gewinne und Sonstiges.

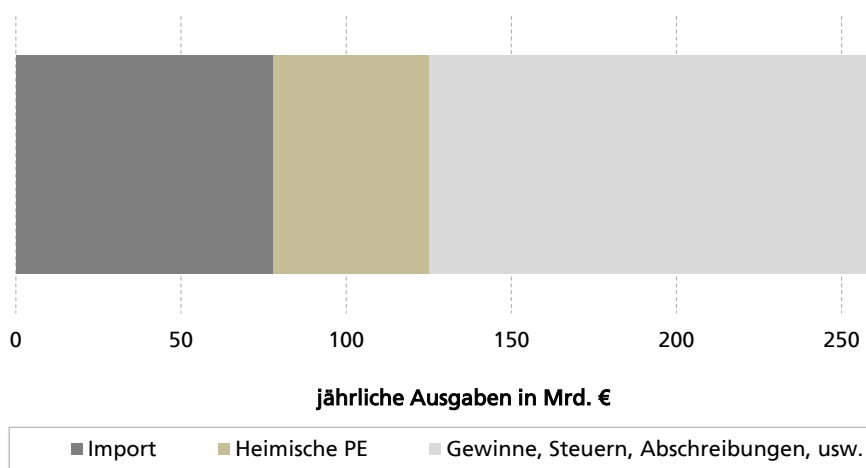


Abb. 17 Zusammensetzung der Brutto-Ausgaben für Energie in Deutschland im Jahr 2008

Die Kostenwerte aus Abb. 16 und Abb. 17 sind nicht direkt vergleichbar, da in den Vollkosten für das System in 2050 keine Gewinne, die durch den Verkauf von Energie erzielt werden und keine Steuern enthalten sind, allerdings Abschreibungen auf sämtliche Investitionen einschließlich der Finanzierungskosten. Allerdings würde sich bei einer angenommenen Kostensteigerung der heute verwendeten fossilen Energieträger in gleicher Menge im Jahr 2050 der heutige Kostenwert bis zum Jahr 2050 ungefähr verdoppeln. Ohne insofern einen detaillierten Vergleich ziehen zu können, wird jedoch deutlich, dass die jährlichen Vollkosten, die die Volkswirtschaft zu leisten hat in einer ähnlichen Größenordnung liegen wie die Kosten des heutigen Energiesystems. Dabei ist allerdings auch zu berücksichtigen, dass die Kosten für eine Um-

stellung des Kraftfahrzeugsektors einschließlich der notwendigen Versorgungskette in unserer Analyse für das Jahr 2050 nicht erfasst sind.

Die Vorteile eines im Wesentlichen auf erneuerbare Energien umgestellten Energiesystems sind jedoch offensichtlich:

- Die Abhängigkeit vom Import von Energierohstoffen ist deutlich reduziert.
- Die Werte in Abb. 17 gelten für das Jahr 2008. Bereits im Jahr 2012 betragen die Kosten für den Import von Energierohstoffen und Abbau heimischer Primärenergieträger 140 Mrd. €. Bei einer angenommenen langfristig eher geringen Preissteigerung um 2 % pro Jahr würden die Kosten für den Import von Energierohstoffen von 78 Mrd. € in 2008 auf 180 Mrd. € in 2050 (€ nach heutigem Wert) ansteigen.
- Ein umgebautes Energiesystem mit vielen Einzel-Anlagen und Komponenten führt zu wesentlicher Wertschöpfung und hat insofern signifikante positive volkswirtschaftliche Effekte. Eine Vielzahl von Einzelanlagen muss hergestellt, errichtet, gewartet und betrieben und nach Ablauf der Lebensdauer ausgetauscht werden.
- Die Klimaschutzziele werden erreicht.

3.1.5 Einfluss des Mixes aus Photovoltaik und Wind

Eine oftmals diskutierte Frage ist die nach dem optimalen Verhältnis von installierter Windleistung zur installierten Leistung von Photovoltaik-Anlagen. Eine solche Frage kann im Rahmen der Stunden-genaue Analyse beantwortet werden, da die Korrelation der Erzeugungsformen und der Last im Modell adäquat abgebildet wird. Zur Analyse dieser Fragestellung haben wir bei sonst gleicher Systemzusammensetzung das Verhältnis aus installierter Leistung an Windenergie-Anlagen (Summe der installierten Leistung von Wind Onshore und Wind Offshore) und installierter Leistung von PV-Anlagen variiert. Die Ergebnisse dieser Sensitivitätsuntersuchung zeigt Abb. 18, in der die jährlichen Kosten des gesamten Energiesystems als Funktion des prozentualen Anteils der Leistung von PV Anlagen zur gesamten installierten Leistung von Windkraft- und PV-Anlagen dargestellt sind.

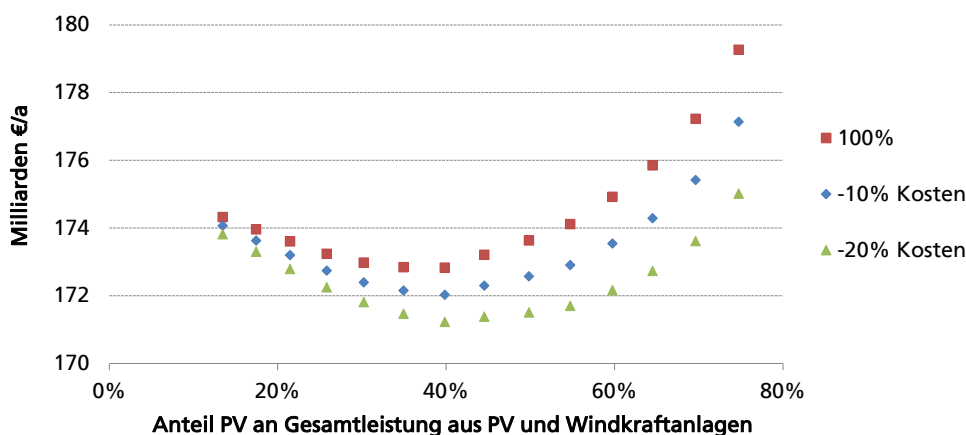


Abb. 18 Jährliche Systemkosten in Abhängigkeit des Verhältnisses von PV zu Windkraftanlagen.

Als Hintergrund für diese Rechnungen dient das zuvor beschriebene Referenzszenario. Die Quadrate zeigen hierbei das Kostenminimum bei den im Referenzszenario angenommenen Kostenwerten (vgl. Anhang). Die Rauten zeigen das Minimum unter Berücksichtigung einer 10%igen Kostenreduktion der PV Anlagen und die Dreiecke bei einer entsprechenden 20% Reduktion. Es zeigt sich, dass sich bei einem Anteil von ca. 40% PV-Leistung bezogen auf die gesamte installierte Leistung von Windkraft- und PV

Anlagen eine kostenoptimale Zusammensetzung des Gesamtsystems einstellt. Dieses Kostenminimum ist relativ schwach ausgeprägt (die y-Achse beginnt bei 170 Mrd. €) und verschiebt sich nur unwesentlich bei angenommenen reduzierten PV-Anlagenkosten.

Weitere Parameterstudien zur Evaluierung der Systemzusammensetzung unter geänderten Randbedingungen werden in den folgenden Kapiteln untersucht.

3.2 Abhängigkeit von der verfügbaren Menge fossiler Brennstoffe

Die Reduktion der insgesamt noch zulässigen energiebedingten Menge an CO₂ ist die zentrale Randbedingung für die Modellierung. So hängt z.B. die notwendige installierte Leistung erneuerbarer Wandler wie PV und Windkraftanlagen, maßgeblich von der noch zulässigen Menge CO₂ bzw. der noch zur Verfügung stehenden Menge an fossilen Energieträgern im System ab. Um diesen Einfluss genau zu untersuchen wurde der Wert der Reduktion der CO₂-Emissionen von 80 auf ca. 85 %, bezogen auf 1990, schrittweise variiert. Dies entspricht einer noch zulässigen Menge an CO₂ von ca. 200 Mio. t/a (bei 80% Reduktion) bis 150 Mio. t/a (85%). Als weitere Randbedingung wurde für diese Rechnungen der Heizwärmebedarf auf 40% des heutigen Wertes fixiert und der Verkehrssektor gemäß dem Referenzszenario dimensioniert (30% Batterie, 30% Wasserstoff, 40% fossile Brennstoffe). Alle weiteren Größen sind im Rahmen der Kostenoptimierung ermittelt worden. Abb. 19 zeigt die installierte Leistung von PV und Windkraftanlagen in Abhängigkeit der Reduktion der CO₂-Emissionen bezogen auf das Jahr 1990 (990 Mio. t CO₂/a).

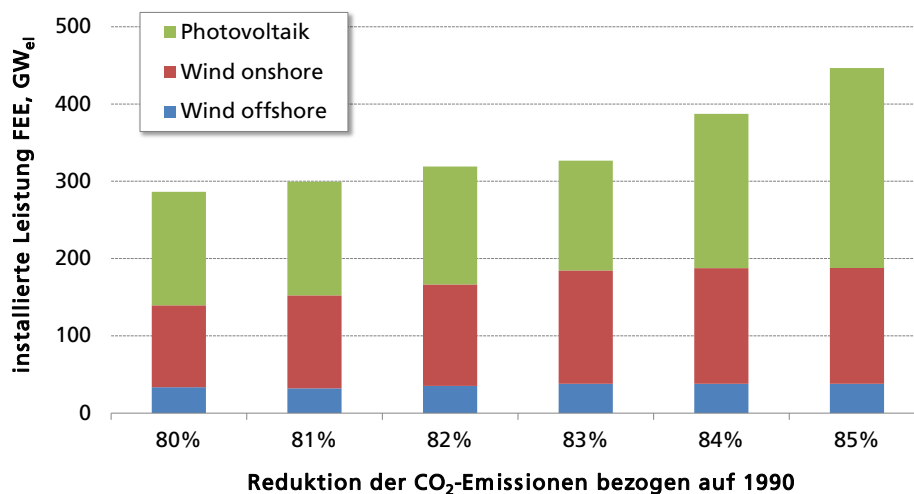


Abb. 19 Installierte Leistung von fluktuierenden erneuerbaren Energien (PV, Wind on- und offshore) in Abhängigkeit der Reduktion der CO₂-Emissionen bezogen auf 1990

Es zeigt sich, dass sich mit zunehmender Reduktion der zulässigen CO₂-Emissionen die notwendige installierte Leistung FEE vergrößert. Die installierte Leistung von Wind offshore Anlagen erreicht bereits bei einer Reduktion um 83% die fixierte Obergrenze von 38 GW. Auch Wind onshore Anlagen erreichen ab ca. 84% die fixierte Obergrenze von 150 GW installierter Leistung. Bei weiterer Reduktion der CO₂-Emissionen vergrößert sich deshalb zunehmend die installierte Leistung von PV Anlagen von 145 GW bei 80% bis hin zu 260 GW bei einer Reduktion um 85%. Die überproportionale Steigerung der installierten Leistung der FEE hat mehrere Gründe. Zunächst haben PV-Anlagen eine niedrigere jährliche Ausbeute pro Einheit installierter Leistung im Vergleich zu Windenergie-Anlagen. Hinzu kommt jedoch ein grundsätzlicher Umbruch in der Systemzusammensetzung. Bei zunehmender Reduktion der CO₂-Emissionen verringert sich zwingend auch die noch zur Verfügung stehende Menge an fossilen Energieträgern im System. Um dennoch weiterhin die Energieversorgung der Industrie und der Gebäude mit Heizwärme zu gewährleisten muss mit zunehmender

CO₂-Reduktion die benötigte Energie durch das Erzeugen von synthetischen Gasen wie Wasserstoff oder Methan bereitgestellt werden. Hierzu sind entsprechende Erzeugungskapazitäten von Elektrolyseuren und Power-to-Gas Anlagen (Sabatier-Prozess) notwendig, die wiederum die elektrische Last im System erhöhen und somit eine größere Erzeugungskapazität von FEE erfordern.

Zugleich wird die benötigte Gasmenge im System durch eine teilweise Umstrukturierung des Heizwärmesektors reduziert (vgl. Abb. 20). In Abb. 20 ist die installierte Leistung wichtiger Komponenten für die Wärmeversorgung in Abhängigkeit des Umfangs an CO₂-Reduktionen dargestellt. Der bei einer moderaten Reduktion der CO₂-Emissionen (80%) noch stark Gas-basierte Heizwärmesektor wandelt sich bei zunehmender Reduktion der CO₂-Emissionen (auf 85%) hin zu einem eher strombasierten System. Dieser Wandel reduziert auf der einen Seite die notwendige Menge an gasförmigen Brennstoffen, verursacht aber gleichzeitig eine gesteigerte elektrische Last durch den Betrieb elektrisch betriebener Wärmepumpen.

Bei der Versorgung mit Heizwärme durch Wärmenetze und große KWK-Anlagen lässt sich in Abb. 20 keine klare Tendenz erkennen. Die Versorgung von Gebäuden mit Wärmenetzen wird relativ konstant mit einem Anteil von ca. 30% an der gesamten Wärmeversorgung berechnet. Diese Netz-Systeme bieten durch die Ankopplung von großen thermischen Speichern die Möglichkeit, stromgeführt komplementären Strom für das Energiesystem bereitzustellen. Hierdurch kann bis auf sehr wenige Back-Up Kraftwerke (Nur-Strom), das System in Zeiten niedriger Erzeugung von FEE versorgt werden. Abb. 20 zeigt zusätzlich eine klare Steigerung der installierten Leistung von solarthermischen Anlagen zur Wärmebereitstellung bei einer zunehmenden Reduktion der CO₂-Emissionen auf Grund der weniger vorhandenen fossilen Energieträger.

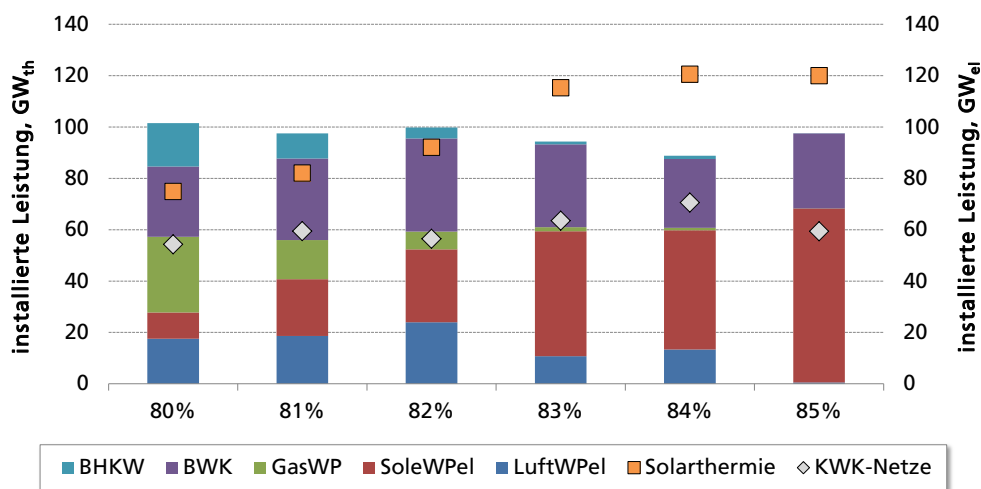


Abb. 20 Installierte thermische Leistung dezentraler Heizungstechnologien und Solarthermie und installierte elektrische Leistung zentraler netzgebundener KWK-Systeme. (BHKW = kleinskalige BHKW bis 50 kW_{th}, BWK= Brennkessel, KWK-Netze = große GUD- und BHKW-Anlagen mit Wärmeauskopplung im MW_{el} Bereich)

Es zeigt sich, dass bereits bei einer CO₂-Reduktion um 85% die Potential-Obergrenzen der Windkraftanlagen erreicht werden und dass die installierte Leistung von PV Anlagen 250 GW übersteigt. Hierbei ist zu beachten, dass wir eine sehr restriktive Obergrenze von Wind onshore und insbesondere von Wind offshore Anlagen gewählt haben. Orientiert man sich bei der Obergrenze der möglichen installierbaren Leistung z.B. an /Reuter, 2011/ sind Potentiale von 200 GW Wind onshore und bis zu 85 GW Wind offshore Anlagen möglich, wodurch die Reduktion der CO₂-Emissionen auch über 90% erreicht werden kann. Eine detaillierte Analyse des Systems mit größeren Obergrenzen wird in Kapitel 3.5 durchgeführt.

3.3 Einfluss der Entwicklung des Mobilitätssektors

Da bezüglich der Entwicklung des Verkehrssektors heutzutage viele Unsicherheiten bestehen, wird in diesem Kapitel der Einfluss der Entwicklung des Mobilitätssektors untersucht. Insbesondere die Entwicklung der nicht konventionell angetriebenen Fahrzeuge ist schwierig zu bewerten. Um den Einfluss auf ein von FEE dominiertes Energiesystem abschätzen zu können, wurden in den im Folgenden vorgestellten Rechnungen, die Anteile von Batterie-, Wasserstoff und Brennstoffbetriebenen Fahrzeuge im Rahmen einer Parameterstudie variiert. Abb. 21 zeigt die installierte Leistung der FEE (PV, Wind on- und offshore) in Abhängigkeit der jeweiligen Anteile der unterschiedlichen Antriebstechnologie. Der Anteil an Antrieben mit fossilen Brennstoffen wurde in dieser Untersuchung konstant gesetzt. Weiterhin wurde die Reduktion des Heizwärmebedarfs bezogen auf 2010 mit 40% und die Reduktion der CO₂-Emissionen bezogen auf 1990 um 80% vorab festgelegt.

Es zeigt sich, dass mit einer Zunahme der Anteile wasserstoffbetriebener Fahrzeuge die notwendige installierte Leistung von FEE ansteigt. Dieser Anstieg ist vorrangig dadurch zu erklären, dass der erhöhte Wasserstoffbedarf eine erhöhte installierte Leistung von Elektrolyseuren nach sich zieht um die entsprechenden Mengen an benötigten Wasserstoff zur Verfügung zu stellen (vgl. auch Abb. 22). Da die Wandlungskette zur Erzeugung und Verteilung von Wasserstoff einschließlich der Rückverstromung in Brennstoffzellen im Fahrzeug weniger effizient ist als die Kette Batterie/Elektromotor, muss die installierte Leistung der FEE steigen um die erhöhte Stromnachfrage zu decken. Es zeigt sich allerdings, dass die höhere installierte Leistung an Elektrolyseuren hauptsächlich vom System in Stunden mit Stromüberschuss aus FEE genutzt wird um Wasserstoff zu erzeugen. Somit werden der Verbrauch und die Erzeugung des Wasserstoffes durch die gute Speicherbarkeit entkoppelt und das System nutzt die Erzeugung als Flexibilisierungsoption.

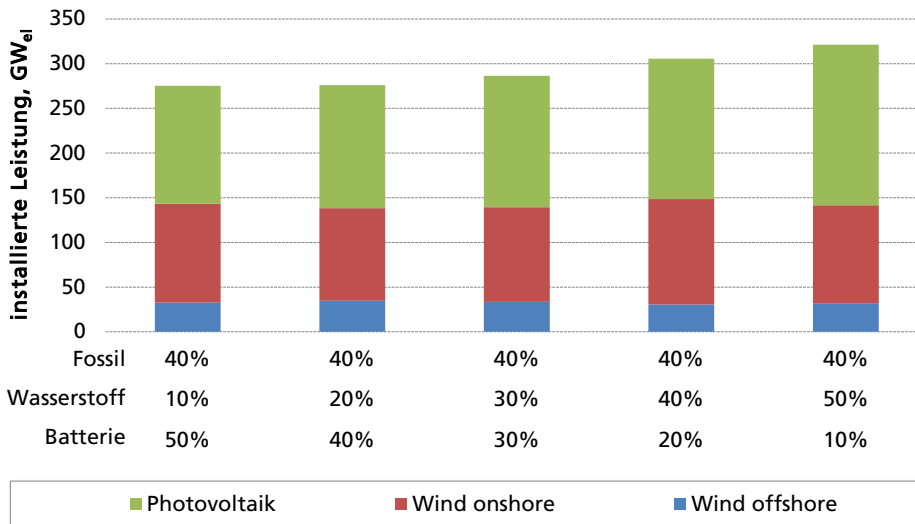


Abb. 21 Installierte Leistung von fluktuierenden erneuerbaren Energien (PV, Wind on- und offshore) bei unterschiedlichen Zusammensetzungen der Antriebstechniken im Verkehrssektor.

Durch das vermehrte Verwenden von überschüssigem Strom zur Erzeugung von Wasserstoff ist auch die eng an den Stromsektor gekoppelte Heizwärmeversorgung beeinflusst. Abb. 22 zeigt die Wirkung der veränderten Anteile der Fahrzeugantriebe auf die Struktur der Heizungstechnologien. In dieser Grafik sind die installierten thermischen Leistungen der unterschiedlichen Heizungstechnologien, die installierte elektrische Leistung netzgebundener KWK-Anlagen und die installierte Leistung von Elektrolyseuren zur Erzeugung von Wasserstoff abgebildet. Man erkennt, dass mit steigendem Anteil wasserstoffangetriebener Fahrzeuge der Anteil an gasbasierten Heizungstechnologien ansteigt. Durch die Erhöhung der Erzeugungskapazität für

Wasserstoff wird ein großer Teil der anfallenden überschüssigen Elektrizität aus FEE dazu genutzt Wasserstoff zu produzieren. Folglich wird dieser überschüssige Strom nicht mehr dazu verwendet z.B. thermische Speicher die mit einer elektrischen Wärmepumpe geladen werden können, zu beladen. Hierdurch verringert sich die Vorteilhaftigkeit solcher Systeme, die ansonsten in Zeiten von überschüssigem Strom diesen nutzen konnten um die thermischen Speicher „günstig“ zu beladen. Der Rückgang der elektrisch betriebenen Heizungssysteme reduziert zusätzlich die elektrische Last im System, sodass hocheffiziente netzgebundene KWK-Anlagen an Bedeutung verlieren.

Ergebnisse

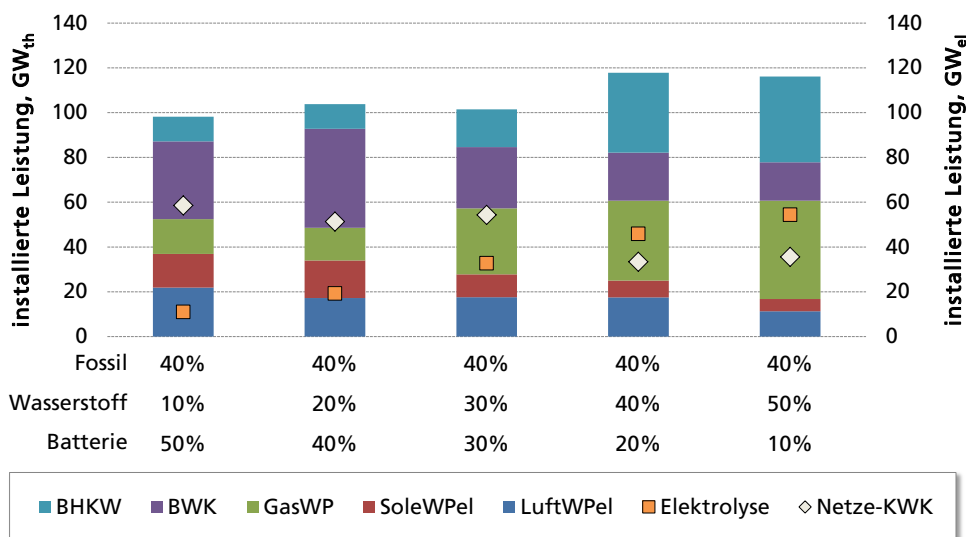


Abb. 22 Installierte Leistung der Heizungstechnologien bei unterschiedlichen Zusammensetzungen der Antriebstechniken im Verkehrssektor. (BHKW = kleinskalige BHKW bis 50 kW_{th}, BWK= Brennwertkessel, KWK-Netze = großskalige GUD- und BHKW-Anlagen mit Wärmeauskopplung im MW Bereich)

3.4 Einfluss der Kosten für energetische Sanierung von Gebäuden

Die Minderung des Energiebedarfs für Heizwärme spielt beim Erreichen der von der Bundesregierung gesetzten Klimaschutzziele eine entscheidende Rolle. Zur Einbindung der energetischen Gebäudesanierung in REMod-D müssen Annahmen über die zukünftige Kostenentwicklung der energiebedingten Mehrkosten der energetischen Gebäudesanierung getroffen werden. Hierfür wurde in Abschnitt 2.4 eine Kostenkurve entwickelt. Um erstens den Einfluss des Umfangs energetischer Sanierung und zweitens mögliche zukünftige Kostendegression für die entsprechenden Technologien bewerten zu können wurde im Folgenden eine weitere Parameterstudie durchgeführt. Dabei wurden ausgehend von heutigen Kostenwerten (siehe Kurve in Abb. 6) die energiebedingten Mehrkosten der energetischen Gebäudesanierung auf 75 bzw. 50% der heutigen Werte reduziert (ebenfalls dargestellt in Abb. 6). Als Randbedingung wurde der Verkehrssektor gemäß dem Referenzszenario definiert und der Wert für den Heizwärmebedarf von 70 % des heutigen Wertes auf 20% in 10%-Schritten abgesenkt. Zusätzlich wurden diese Szenarien jeweils mit der Randbedingung einer CO₂-Reduktion von 80 bzw. 85% berechnet. Die resultierenden jährlichen Gesamtkosten des Energiesystems sind in Abb. 23 dargestellt. Hierbei repräsentieren die blauen Balken die Ergebnisse der Berechnung mit einer 80%igen Reduktion der CO₂-Emissionen dargestellt. Die roten Balken entsprechen einer Reduktion um 85%.

Unter der Randbedingung einer 80%igen CO₂-Reduktion zeigt sich, dass bei unveränderten energiebedingten Mehrkosten für energetische Sanierung (linker Block) kein Kostenoptimum im Bereich der Heizwärmereduktion zwischen 20 % und 70% zu finden ist. Bei einer Kostenabsenkung der energiebedingten Mehrkosten auf 75% des heutigen Wertes wird ein flaches Minimum bei einer Absenkung auf 60% berechnet,

das sich bei einer Kostenabsenkung auf 50% in Richtung 50% des heutigen Heizenergiebedarfs verschiebt. Betrachtet man die Ergebnisse unter der Randbedingung einer 85%igen Reduktion der CO₂-Emissionen, stellt sich bei unveränderten Kosten bereits ein kostenoptimales Minimum der Heizenergieeinsparung bei 50% ein. Werden die energiebedingten Mehrkosten auf 75% reduziert tritt ein Kostenoptimum bei einer Absenkungen auf 40% des heutigen Wertes auf. Bei Absenkung der CO₂-Emissionen auf 85 % und 50%-iger Reduktion der Kosten für energetische Sanierung führt zu einem Kostenminimum beim kleinsten untersuchten Wert des Heizwärmebedarfs (20%).

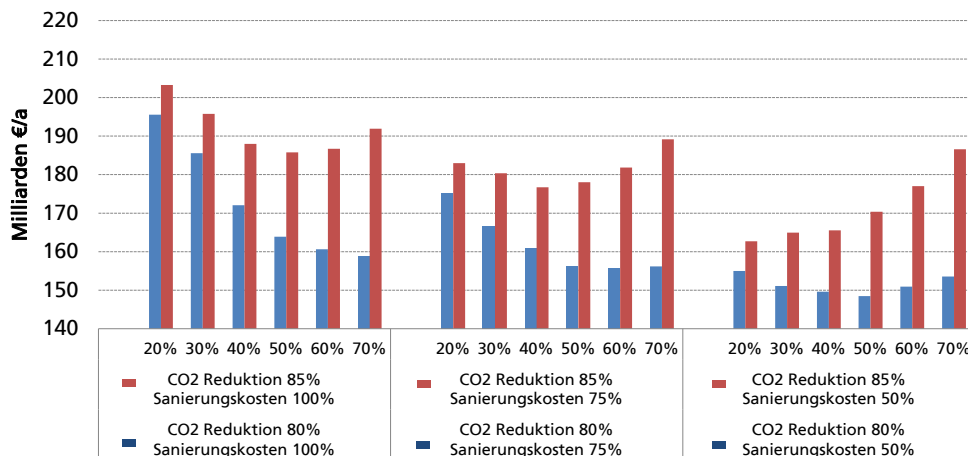


Abb. 23 Jährliche Kosten für das Gesamtsystem bei unterschiedlichem Umfang energetischer Sanierung für zwei CO₂-Reduktions Szenarien und variierten Kostenannahmen für die energetische Gebäudesanierung (100%=Kostenwerte aus 2012 und 75 bzw. 50% dieser Kosten).

Die Ergebnisse unterstreichen einerseits die Bedeutung von Maßnahmen zur Absenkung der Kosten energetischer Sanierung, beispielsweise durch Konzepte einer weitergehenden Vorfertigung, die einer größeren Automatisierungsgrad von Sanierungsmaßnahmen ermöglichen oder durch neue, kostengünstigere Materialien. Sie weisen zugleich darauf hin, dass bei ambitionierten Klimaschutzziele eine weitgehende energetische Gebäudesanierung im Kontext des Gesamtsystems auch aus Kostengründen sinnvoll erscheint.

3.5 Systemkonfigurationen mit weitergehenden Klimaschutzziele

Neben den bisher vorgestellten Untersuchungen, die alle die Randbedingung einer 80%- bis 85%-igen Reduktion der CO₂-Emissionen betrachteten, werden in diesem Kapitel Systemzusammenstellungen untersucht, die zu einer weitergehenden CO₂-Reduktion von bis zu mehr als 90 % führen.

In Abb. 24 ist die installierte Leistung von Windkraft-, PV-, Elektrolyse- und Methanisierungsanlagen für verschiedene Randbedingungen aufgetragen. Der linke Balken entspricht dem zuvor bereits diskutierten Referenzszenario mit einem Anteil von 40% an fossiler Energie im Verkehrssektor, keiner Reduktion der Energienachfrage im Industriesektor, einer Reduktion des Heizwärmebedarfs auf 40% des heutigen Wertes und einer CO₂-Reduktion bezogen auf 1990 von ca. 81%. Dieses Szenario dient als Grundlage für die weiteren in Abb. 24. dargestellten Rechnungen. Bei diesen weiteren Rechnungen wurden die Werte der installierten Leistung der fluktuierenden erneuerbaren Energien (Wind, PV), die Größe von Batteriespeichern und die Werte der installierten Leistung von Elektrolyseuren und Methanisierungsanlagen durch Optimierung ermittelt. Alle anderen Werte beispielweise zur Größe von Speichern wurden entsprechend den Ergebnissen des Referenzszenarios fixiert (vgl. Kapitel 3.1).

Die einzelnen Systeme unterscheiden sich durch die geänderten Randbedingungen und die daraus resultierenden Mengen verfügbarer fossiler Energieträger. Der zweite Balken

von links in Abb. 24 entspricht folgenden Randbedingungen: gleichbleibender Anteil fossiler Energien im Verkehrssektor, Reduktion der Energienachfrage in der Industrie auf 70% des heutigen Wertes, Reduktion des Heizwärmebedarfs auf 30% des heutigen Wertes und Reduktion der CO₂-Emissionen des Gesamtsystems auf ca. 88 % des Referenzwertes (1990). Es zeigt sich, dass trotz der Reduktion der Energienachfrage aus den Sektoren Industrie und Heizwärme eine erhebliche Steigerung der installierten Leistung FEE erforderlich ist. Ursächlich hierfür sind die weitere Reduktion der zulässigen CO₂-Emissionen und die daraus resultierende Reduktion der zur Verfügung stehenden fossilen Energieträger. Um diesen Mangel auszugleichen werden zusätzliche Erzeugungseinheiten von Elektrolyse- und Methanisierungsanlagen (Sabatier-Prozess) benötigt.

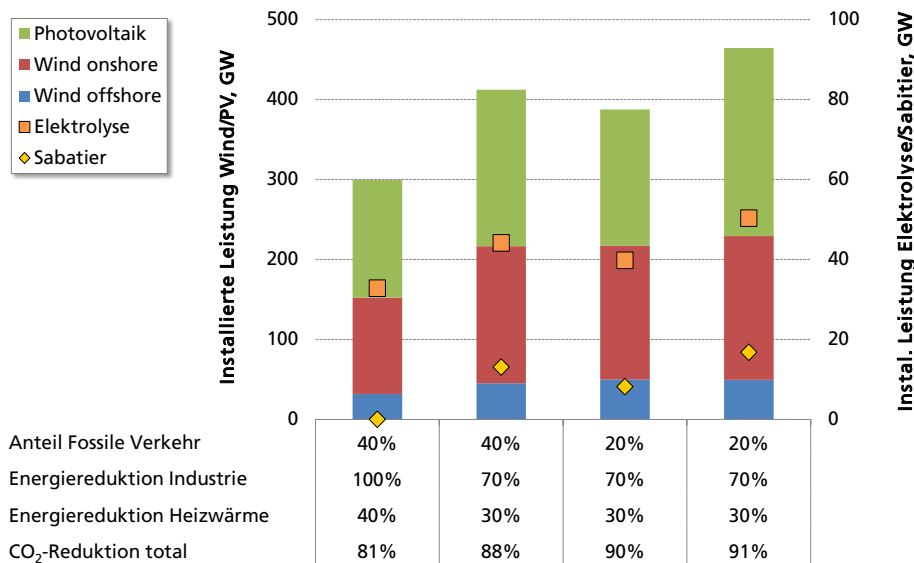


Abb. 24 Installierte Leistung von Windkraft- und Photovoltaikanlagen mit veränderten Anteilen fossiler Energien im Verkehrssektor, Energiereduktionen in der Industrie und im Wärmesektor und weiter reduzierten CO₂-Emissionen des Gesamtsystems.

Wird bei einer moderaten zusätzlichen Reduktion der CO₂-Emissionen auf 90% (vgl. Abb. 24, dritter Balken von links) der Anteil fossiler Energieträger im Verkehr von 40 % auf 20% abgesenkt, so werden trotz der zusätzlichen CO₂-Reduktion fossile Energieträger frei, die in anderen Sektoren verwendet werden können. Hierdurch kann die installierte Leistung der Methanisierungsanlagen und somit die installierte Leistung der FEE reduziert werden.

Bei einer zusätzlichen Reduktion der zulässigen CO₂-Emissionen von 90 auf 91% bei sonst gleichbleibenden Randbedingungen (vgl. Abb. 24, rechter Balken) muss das System die Erzeugungskapazitäten der FEE massiv ausbauen. Der zuvor bereits beschriebene Effekt verursacht hierbei analog eine weitere Steigerung der notwendigen Leistung an Elektrolyse- bzw. Methanisierungsanlagen.

Diese Ergebnisse machen die hohe Sensitivität des Systems deutlich, wenn eine Absenkung der CO₂-Emissionen deutlich oberhalb 85 % erfolgt. Sobald die verfügbare Menge fossiler Brennstoffe sehr knapp wird und deutlich unter 300 TWh sinkt, wächst der Bedarf an synthetischen Brennstoffen, die mit Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt werden. Wo genau diese Grenze liegt hängt einerseits davon ab, in welchem Umfang Verbrauchsreduktionen in den einzelnen Verbrauchssektoren gelingen und andererseits davon, in wie weit es gelingt, den Verkehrssektor auf Strom-basierte Mobilitätskonzepte umzustellen.

An dieser Stelle ist anzumerken, dass Import und Export von Energie, also insbesondere Stromimport und -export nicht in der Modellierung berücksichtigt wurde. Spätestens

wenn sehr ambitionierte Klimaschutzziele mit einer Reduktion der CO₂-Emissionen deutlich oberhalb 80 % bezogen auf den Referenzwert in 1990 erreicht werden sollen, ist eine trans-nationale Betrachtung und Optimierung sinnvoll. Räumliche Ausgleichseffekte und die anteilige Nutzung von Speicherpotenzialen in anderen Ländern (z.B. Alpenraum, Norwegen), die natürlich entsprechende Netze benötigen, sind dann vermutlich eine wesentlich kostengünstigere Option als die Installation aufwändiger Wandlungsketten mit vergleichsweise geringer Gesamteffizienz. Um hierzu zuverlässige Aussagen zu treffen, muss allerdings auch das Energiesystem der entsprechenden Länder mit modelliert werden. Ansonsten sind Aussagen zur stundengenauen Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Energien oder der Ladezustand entsprechender Speicher außerhalb Deutschlands nicht zuverlässig zu treffen.

Ergebnisse

4 Ausblick

.....
Ausblick
.....

Nächste Weiterentwicklungen am Modell REMod-D sind vor allem im Bereich einer Detaillierung des Gebäudesektors und der Mobilität geplant. Für den Gebäudesektor wollen wir Kostenkurven und Versorgungskonzepte für eine stark vereinfachte Typisierung von Gebäuden wie Ein- und Zweifamilienhäuser, Mehrfamilienhäuser und Nichtwohngebäude vornehmen. Für den Verkehrssektor sind eine genauere Beschreibung der Wandlungsketten und eine Einbeziehung in die Kostenbetrachtung geplant.

Was die Anwendung des Modells betrifft, soll vor allem eine Adaption erfolgen, die es erlaubt die Schritte der Transformation des Energiesystems zu verfolgen und die korrespondierenden Kosten für die Volkswirtschaft zu ermitteln. Dadurch soll eine genauere Bezifferung der Kosten für den Umbau der Energieversorgung ermöglicht werden. Grundsätzlich ist für die Zukunft auch eine Anwendung auf andere Regionen oder Länder denkbar sowie die Abbildung größerer Regionen, um räumliche Ausgleichseffekte zwischen Ländern und die Länder-übergreifende Nutzung von Speicherpotenzialen zu erfassen.

- /BMU, 2010/ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (Hrsg.), Potenzialermittlung für den Ausbau der Wasserkraftnutzung in Deutschland als Grundlage für die Entwicklung einer geeigneten Ausbaustrategie, Schlussbericht, 2010.
- /BMWi, 2009/ Energie in Deutschland – Trends und Hintergründe zur Energieversorgung. BMWi, 2009
- /BMWi 2012/ Zahlen und Fakten – Energiedaten. Erstellt vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Referat III C 3, 19.4.2012. Download unter: <http://www.bmwi.de/Navigation/Technologie-und-Energie/Energiepolitik/energiedaten.html>
- /BMWi 2013/ Zahlen und Fakten – Energiedaten. Erstellt vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Referat III C 3, jüngste Aktualisierung 18.2.2013. Download unter: <http://www.bmwi.de/Navigation/Technologie-und-Energie/Energiepolitik/energiedaten.html>
- /Braun, 2012/ Braun, M., Vorstudie zur Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung. Studie im Auftrag des BSW – Bundesverband Solarwirtschaft e.V.. Ergänzte Fassung vom 29.5.2012, Fraunhofer IWES, Kassel
- /DENA, 2010/ Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (Hrsg.), Bericht 2010. dena-Sanierungsstudie. Teil 1: Wirtschaftlichkeit energetischer Modernisierung im Mietwohnungsbestand. Begleitforschung zum dena-Projekt „Niedrigenergiehaus im Bestand“. 2010.
- /DENA, 2011/ Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (Hrsg.), Bericht 2011. dena-Sanierungsstudie. Teil 2: Wirtschaftlichkeit energetischer Modernisierung in selbstgenutzten Wohngebäuden. Begleitforschung zum dena-Projekt „Niedrigenergiehaus im Bestand“. 2011.
- /Henning, 2013/ Henning, H-M., Palzer, A., A comprehensive model for the German electricity and heat sector in a future energy system with a dominant contribution from renewable energy technologies – PartI: Methodology. Renewable and Sustainable Energy Reviews (elektronische Veröffentlichung auf der journal homepage: www.elsevier.com/locate/rser; schriftliche Veröffentlichung noch ausstehend)
- /Invert, 2013-/ Private Kommunikation mit Mitarbeitern der Energy Economic Group der TU Wien. Mit Hilfe des Rechenmodells Invert, in dem der deutsche Gebäudebestand detailliert abgebildet ist, wurden die spezifischen Mehrkosten energetischer Sanierung für verschiedene Werte des resultierenden Heizwärmebedarfs für den gesamten Gebäudebestand berechnet. Die Ergebnisse wurden verwendet, um die von uns verwendeten Kostenkurven zu validieren.

- /Invert, 2013-II/ Private Kommunikation mit Mitarbeitern der Energy Economic Group der TU Wien. Mit Hilfe des Rechenmodells Invert, in dem der deutsche Gebäudebestand detailliert abgebildet ist, wurden unter Annahme einer mittleren Sanierungsrate die Heizungsvorlauftemperaturen aller Gebäude des deutschen Gebäudebestands und die resultierenden mittleren Jahresarbeitszahlen von Wärmepumpen ermittelt. Die Ergebnisse wurden verwendet, um die von uns verwendeten Funktionen zur kumulativen Verteilung der Jahresarbeitszahlen von Wärmepumpen zu generieren.
- /Kenkmann, 2011/ Kenkmann, T., et al., Freiburg 2050 - Auf dem Weg zur Klimaneutralität. Abschlussbericht. 2011, Öko-Institut e. V.
- /Kirchner, 2009/ Kirchner, A.; Matthes, F.C., Endbericht Modell Deutschland – Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken, Basel/Berlin (2009).
- /Lauterbach, 2011/ C. Lauterbach, B. Schmitt, K. Vajen, Das Potential solarer Prozesswärme in Deutschland. Teil 1 des Abschlussberichtes zum Forschungsvorhaben „SOPREN – Solare Prozesswärme und Energieeffizienz“. Kassel, 2011
- /Palzer, 2013-I/ Palzer, A., Henning, H-M., A comprehensive model for the German electricity and heat sector in a future energy system with a dominant contribution from renewable energy technologies – Part II: Results. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Publication in preparation.
- /Palzer, 2013-II/ Palzer, A., Henning, H-M., A future German energy system with a dominating contribution from renewable energies: a holistic model based on hourly simulation. Energy Technology. Publication in preparation.
- /Reuter, 2011/ Reuter, A., Rohrig, K, Windenergie Report Deutschland 2011
- /Schulze-Darup, 2011/ Schulze Darup, B. and M. Neitzel, Energieeffizienz mit städtebaulicher Breitenwirkung - Technische und wirtschaftliche Voraussetzungen zur flächenhaften Umsetzung von energetisch hochwertigen Modernisierungen in zusammenhängenden Wohnquartieren. 2011, Bundesverband deutscher Wohnungs- und Immobilienunternehmen e.V. (GdW): Berlin.
- /UBA 2013-I/ Trotz Atomausstieg: Klimagasausstoß sinkt 2011 um 2,9 Prozent. Gemeinsame Pressemitteilung des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und des Umweltbundesamtes. Presseinformation Nr. 05/2013 des Umweltbundesamtes
- /UBA 2013-II/ Politiksznarien für den Klima-schutz VI - Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030,,. Öko-Institut et al., März 2013.Im Auftrag des Umweltbundesamtes (UBA) erstellte Studie. Download unter: <http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/politiksznarien-fuer-den-klimaschutz-vi>

Anhang: Verwendete Kennzahlen für Komponenten

 Anhang: Verwendete Kennzahlen
 für Komponenten

Technologie	Beschreibung	Werte aus Quelle	verwendeter Wert	Quelle
Wind offshore	spezifische Kosten	2100-2600 USD/kW _{el}	1650 €/kW	IEA (2012)
	Lebensdauer	25a	25a	IEA (2012)
	Wartungskosten	68 USD	3.0%	IEA (2012)
	Volllaststunden	3500	3500	EEX wind
Wind onshore	spezifische Kosten	1200-2600 USD	1150 €/kW	IEA (2012)
	Lebensdauer	25a	25a	IEA 2012
	Wartungskosten	39 USD	2.0%	IEA (2012)
	Fullload hours	1800	1800	EEX wind
PV	spezifische Kosten	1000-1600 USD	950 €/kW	IEA (2012)
	Lebensdauer	25a	25a	IEA (2012)
	Wartungskosten	13 USD	1.0%	IEA (2012)
	Volllaststunden	975	975	EEX solar
Wasserkraft	spezifische Kosten	2000 (big)-3000 (small)	1600 €/kW	IEA (2010)
	Lebensdauer	50a	50a	ECO (2011)
	Wartungskosten	2.0%	2.0%	IEA (2010)
	Volllaststunden	4500	4500	EEX hydro
	installierte Kap.	4700 MW	4700 MW	BMU (2010)
Solarthermie, dez.	spezifische Kosten	450-550 USD/kW _{th}	300 €/kW _{th}	IEA (2010)
	Lebensdauer	20a	20a	ECO (2011)
	Wartungskosten	1.3%	1.3%	ECO (2011)
Solarthermie, zentr.	spezifische Kosten	225-275 USD/kW _{th}	190 €/kW _{th}	IEA (2010)
	Lebensdauer	20a	20a	ECO (2011)
	Wartungskosten	1.4%	1.4%	ECO (2011)
Elektrolyse	spezifische Kosten	1000-2000 €/kW	750 €/kW	Stern (2009)
	Lebensdauer	15-20a	20a	Stern (2009)
	Wartungskosten	3.0%	3.0%	Stern (2009)
Sabatier	spezifische Kosten	1000-2000 €/kW	850 €/kW	Stern (2009)
	Lebensdauer	15-20a	20a	Stern (2009)
	Wartungskosten	3.0%	3.0%	Stern (2009)
GuD	spezifische Kosten	640 €/kW	640 €/kW	BMWi (2009a)
	Wirkungsgrad	65%	65%	BMWi (2009b)
	Lebensdauer	30a	30a	dena (2005)
	Wartungskosten	2.7%	3.0%	dena (2005)

 Anhang: Verwendete Kennzahlen
 für Komponenten

GuD-KWK	spezifische Kosten	650 €/kW	750 €/kW	BMW (2009a)
	Wirkungsgrad el	55%	55%	Siemens (2012)
	Wirkungsgrad th	35%	35%	Siemens (2012)
	Lebensdauer	24a	24a	IEA (2010)
	Wartungskosten	-	3.0%	
BHKW, dezentral	spezifische Kosten	2344 €/kW (20kWel)	1400 €/kW	ASUE (2011), IEA (2010)
	Wirkungsgrad el	26-40	35%	IEA (2010)
	Wirkungsgrad tot	80-90	85%	IEA (2010)
	Lebensdauer	20-25a	25a	IEA (2010)
	Wartungskosten	-	3.0%	
BHKW, zentral	spezifische Kosten	2344 €/kW(20kWel)	650 €/kWel	ASUE (2011), IEA (2010)
	Wirkungsgrad el	26-40%	45%	IEA (2010)
	Wirkungsgrad tot	80-90%	85%	IEA (2010)
	Lebensdauer	20-25a	24a	IEA (2010)
	Wartungskosten	-	3.0%	
Wärmepumpe, el. dezentral, Luft	spezifische Kosten	1050€/kWth	1280 €/kWth	UBA (2009)
	Wirkungsgrad	-	1.9-3.9	Interne Studien ECO (2011)
	Lebensdauer	20a	20a	
	Wartungskosten	-	3.5%	Interne Studien
Wärmepumpe, el. dezentral, Sole	spezifische Kosten	1050€/kWth	1506 €/kWth	UBA (2009)
	Wirkungsgrad	-	2.2-5.1	Interne Studien ECO (2011)
	Lebensdauer	20a	20a	
	Wartungskosten	-	3.5%	Interne Studien
Wärmepumpe, el. zentral	spezifische Kosten	300 - 1000 €/kWth	800 €/kWth	UBA (2009)
	Lebensdauer	20a	20a	IER (2008)
	Wartungskosten	-	3.5%	
Wärmepumpe Gas	spezifische Kosten	-	1000 €/kWth	Interne Befragung
	Wirkungsgrad	1.5-1.7	1.5	Interne Befragung
	Lebensdauer	-	20a	Interne Befragung
	Wartungskosten	-	1.5%	Interne Befragung
Kessel, zentr.	spezifische Kosten	90 (200kWth)	90 €/kWth	BMVBS (2012)
	Wirkungsgrad	98%	98%	Schramek (2007)
	Lebensdauer	20a	20a	Schramek (2007)
Kessel, dez.	spezifische Kosten	669 €/kWth	660 €/kWth	TUB
	Wirkungsgrad	96%	96%	Schramek (2007)
	Lebensdauer	20a	20a	Schramek (2007)
	Wartungskosten	-	1.0%	

Geothermie, zentral	spezifische Kosten	400 – 5000 €/kW	1200 €/kWel	BMU (2004)
	Lebensdauer	-	40a	
	Wartungskosten	-	1%	
Pumpspeicher	Instal. Kapazität	6.6 GW (aktuell)	10 GW	dena (2010b)
	Speichervermögen	40 GWh (aktuell)	60 GWh	
	Wirkungsgrad	80%	80%	SRU (2011)
	spezifische Kosten	1600 €/kW	1600 €/kW	SRU (2011)
	Lebensdauer	60a	60a	SRU (2011)
	Wartungskosten	1.0%	1.0%	SRU (2011)
Batteriespeicher	spezifische Kosten	300€/kW	300 €/kWh	BCG (2010)
	Wirkungsgrad	90-95	95%	BMW (2009b)
	Lebensdauer	3000 Zyklen	15a	BMW (2009b)
	Wartungskosten	-	1.0%	geschätzt
Gas Speicher	Wirkungsgrad	99%	99%	DB Research (2012)
	Volumen	15+20 Mrd m ³		DB Research (2012)
Wärmespeicher, zentr.	spezifische Kosten	20 €/m ³	120 €/m ³	Nielsen (2011)
	Lebensdauer	40a	40a	Nielsen (2011)
Wärmenetz	spez. Kosten	562 (200-500 kW)	400 €/kW	BMU (2011)
	Lebensdauer	40-80a	50a	TGA (2011)
	Wartungskosten	-	1.0%	geschätzt
Biomasse	Kosten	60 €/MWh	70 €/MWh	DVGW (2011)
Stromnetz				
Seekabel	spezifische Kosten	1.3 Mrd € bei 3 GW	430€/kW	SRU (2010)
	Lebensdauer	40a	40a	Brakelmann (2004)
HGÜ	spezifische Kosten	4 bis 10 mal günstiger als kabel	200 €/kW	dena (2010a)
	Lebensdauer	80a	80a	dena (2010a)
Verteilnetz	spezifische Kosten	140 €/kW	140 €/kW	IWES (2012)
	Lebensdauer	40a	40a	IWES (2012)
Literatur:				
BMU (2010)	Bundesministeriums für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (Hrsg.), <i>Potentialermittlung für den Ausbau der Wasserkraftnutzung in Deutschland als Grundlage für die Entwicklung einer geeigneten Ausbaustrategie Schlussbericht</i> . 2010.			
BMW (2009a)	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMW) (Hrsg.), <i>Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030. Energieprognose 2009</i> . 2010.			
BMW (2009b)	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMW) (Hrsg.), <i>Energietechniken 2050 - Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung. Politikbericht</i> . 2009.			
ECOFYS:	de Jager, D., et al., <i>Financing Renewable Energy in the European Energy Market. Final report</i> . 2011, European Commission, DG Energy.			

Anhang: Verwendete Kennzahlen
für Komponenten

EEX wind	European Energy Exchange AG - Transparency. Actual wind power generation. 2011 25.08.2012]; Available from: http://www.transparency.eex.com/de/daten_uebertragungsnetzbetreiber/stromerzeugung/tatsaechliche-produktion-wind .
EEX hydro	European Energy Exchange AG - Transparency. Generation on the previous day. 2011 20.08.2012]; Available from: http://www.transparency.eex.com/de/freiwillige-veroeffentlichungen-marktteilnehmer/stromerzeugung/Erzeugung-des-Vortages
EEX solar	European Energy Exchange AG - Transparency. Actual solar power generation. 2011 25.08.2012]; Available from: http://www.transparency.eex.com/de/daten_uebertragungsnetzbetreiber/stromerzeugung/tatsaechliche-produktion-solar
ESTIF	European Solar Thermal Industry Federation 2012 21.08.2012]; Available from: http://www.estif.org/area_to_energy_conversion_method/
EWEA	Krohn, S., P.-E. Morthorst, and S. Awerbuch, <i>The economics of wind energy. A report by the European Wind Energy Association</i> . 2009, The European Wind Energy Association (EWEA).
IEA (2010)	International Energy Agency (IEA) (Hrsg.), <i>Energy technology perspectives 2010. Scenarios & strategies to 2050</i> . 2010.
IEA (2012)	International Energy Agency (IEA) (Hrsg.), <i>Energy technology perspectives 2012</i> .
dena (2005)	Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (Hrsg.), <i>dena-Netzstudie I – Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020</i> . 2005, Deutsche Energie-Agentur (dena).
dena (2010a)	Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (Hrsg.), <i>dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick auf 2025. Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe</i> . 2010, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): Berlin
ASUE (2011)	Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V. (ASUE) (Hrsg.), <i>BHKW-Kenndaten 2011. Module. Anbieter. Kosten</i> . 2011: Berlin.
UBA (2009)	Krewitt, W., et al., <i>Role and Potential of Renewable Energy and Energy Efficiency for Global Energy Supply</i> . Summary. 2009.
TUB (2010)	Erdmann, G. and L. Dittmar, <i>Technologische und energiepolitische Bewertung der Perspektiven von Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland</i> . 2010, Fachgebiet Energiesysteme – TU Berlin.
dena (2010b)	Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (Hrsg.), <i>Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien</i> . (PSW - Integration EE). Abschlussbericht. 2010.
Siemens (2012)	http://www.siemens.com/press/de/pressemitteilungen/?press=/de/pressemitteilungen/2012/energy/fossil-power-generation/efp201207057.htm
Sterner (2009)	Sterner, M., <i>Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems. Limiting global warming by transforming energy systems</i> . 2009, Universität Kassel.
IWES (2012)	Braun, M., <i>Vorstudie zur Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung. Studie im Auftrag des BSW - Bundesverband Solarwirtschaft e.V. Ergänzte Fassung vom 29.05.2012</i> . 2012, Fraunhofer IWES: Kassel.
SRU (2010)	Brakelmann, H. and I. Erlich, <i>Optionen der elektrischen Energieübertragung und des Netzausbaus. Technische Möglichkeiten und Kosten transeuropäischer Elektrizitätsnetze als Basis einer 100% erneuerbaren Stromversorgung in Deutschland mit dem Zeithorizont 2050</i> . 2010, Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU).
SRU (2011)	Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) (Hrsg.), <i>Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung. Sondergutachten</i> . 2011: Berlin.
BMVBS (201)	Bundesministerium für Verkehr, B.u.S.B.H., <i>Ermittlung von spezifischen Kosten energiesparender Bauteil-, Beleuchtungs-, Heizungs- und Klimatechnikausführungen bei Nichtwohngebäuden für die Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen zur EnEV 2012</i> , in <i>BMVBS-Online-Publikation, Nr. 08/2012</i> . 2012.
Schramek (2007)	Schramek, E.-R.H., <i>Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik einschließlich Warmwasser- und Kältetechnik</i> . 73. Auflage ed. 2007, München: Oldenburg Industrieverlag.
BCG (2010)	Pieper, C. and H. Rubel, <i>Electricity storage. Making large-scale adoption of wind and solar energy a reality</i> . 2010, The Boston Consulting Group (BCG).
Nielsen (2011)	Nielsen, J.E., <i>Smart District Heating, in Renewable Heating and Cooling Platform</i> . 2011: Brussels.

Anhang: Verwendete Kennzahlen
für Komponenten

BMU (2011)	Bundesministeriums für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (Hrsg.), Evaluierung des Marktanzreizprogramms für erneuerbare Energien: Ergebnisse der Förderung für das Jahr 2010. 2011.
DB Research (2012)	Auer, J. and J. Keil, Moderne Stromspeicher. Unverzichtbare Bausteine der Energiewende, in Aktuelle Themen. Natürliche Ressourcen, D.B.A.D. Research, Editor. 2012.
DVGW (2011)	Volk, G., Biogaseinspeisung: Neuerungen und Perspektiven, in gat 2011, October 25-26. 2011: Hamburg, Germany.
TGA (2011)	TGA Fachplaner, Ausgabe 09-2011, Nah- und Fernwärme: Aus- oder Rückbau?
Brakelmann (2004)	Brakelmann, H., Studie: Netzverstärkungs-Trassen zur Übertragung von Windenergie: Freileitung oder Kabel? 2004, Bundesverband WindEnergie e.V.
BMU (2004)	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Erneuerbare Energien Innovationen für die Zukunft. 2004: Berlin
IER (2008)	Lambauer, J., Fahl, U., Ohl, M., Blesl, M., Voß, A.. Industrielle Großwärmepumpen - Potenziale, Hemmnisse und Best-Practice Beispiele. 2008. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung: Stuttgart

 Anhang: Verwendete Kennzahlen
 für Komponenten
