

# SCHRIFTENREIHE ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT

*Materialien*

*April 2018*

## Optimierungsmodell REMod-D

Materialien zur Analyse »Sektorkopplung« –  
Untersuchungen und Überlegungen zur  
Entwicklung eines integrierten Energiesystems

Berit Erlach | Hans-Martin Henning | Christoph Kost | Andreas Palzer | Cyril Stephanos

„Energiesysteme der Zukunft“ ist ein Projekt von:

Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina  
acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften  
Union der deutschen Akademien der Wissenschaften

## Impressum

### Autoren

Dr. Berit Erlach  
acatech

Prof. Dr. Hans-Martin Henning  
Fraunhofer ISE

Dr. Christoph Kost  
Fraunhofer ISE

Dr.-Ing. Andreas Palzer  
Fraunhofer ISE

Dr. Cyril Stephanos  
acatech

### Reihenherausgeber

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V.  
(Federführung)  
Geschäftsstelle München  
Karolinenplatz 4  
80333 München  
www.acatech.de

Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e. V.  
– Nationale Akademie der Wissenschaften –  
Jägerberg 1  
06108 Halle (Saale)  
www.leopoldina.org

Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e. V.  
Geschwister-Scholl-Straße 2  
55131 Mainz  
www.akademienunion.de

### Empfohlene Zitierweise

Erlach et al.: *Optimierungsmodell REMod-D. Materialien zur Analyse »Sektorkopplung« – Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems* (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2018.

### Wissenschaftliche Koordination

Dr. Katharina Schätzler, KIT

### Produktionskoordination

Marie-Christin Höhne, acatech

### Gestaltung und Satz

Atelier Hauer + Dörfler GmbH, Berlin

### Das Akademienprojekt

Das Akademienprojekt „Energiesysteme der Zukunft“ erarbeitet Stellungnahmen und Analysen zur Gestaltung der Energiewende. Stellungnahmen enthalten Handlungsoptionen für die Transformation des Energiesystems und werden nach externer Begutachtung vom Kuratorium des Akademienprojekts verabschiedet. Analysen sind Ergebnisberichte von Arbeitsgruppen. Die inhaltliche Verantwortung für Analysen liegt bei den Autoren. Sofern eine Analyse Bewertungen enthält, geben diese die persönliche Meinung der Autoren wieder.



**Leopoldina**  
Nationale Akademie  
der Wissenschaften





## Inhalt

<b>Abkürzungen und Einheiten .....</b>	<b>5</b>
<b>Einleitung.....</b>	<b>6</b>
<b>1 Steckbrief Modellcharakterisierung .....</b>	<b>7</b>
1.1 Technische und mathematische Grundlagen .....	7
1.2 Optimierung.....	7
1.3 Räumliche und zeitliche Maßstäbe.....	8
1.4 Inhaltlicher Geltungsbereich.....	8
1.5 Auflösung der Daten .....	9
1.6 Veröffentlichungen mit Ergebnissen und Dokumentation des Modells .....	10
<b>2 Modellbeschreibung REMod-D und Anwendung im Rahmen der AG</b>	
<b>Sektorkopplung.....</b>	<b>11</b>
2.1 Allgemeine Modellbeschreibung von REMod-D.....	11
2.2 Grundsätzliches Vorgehen .....	13
2.2.1 Simulationsmodell und Betriebsführung.....	15
2.2.2 Kostenannahmen und Zielfunktion .....	19
2.2.3 Anmerkung zur Frage der Genauigkeit von Ergebnissen .....	21
2.3 Systemkonfigurationen und Parameterauswahl .....	22
2.3.1 Spezifische Annahmen und Parameter für Rechnungen.....	24
<b>Anhang .....</b>	<b>26</b>
A1: Investitionsannahmen und Performancewerte.....	26
A2: Technologie-Leitplanken.....	41
A3: Entwicklung der konventionellen Kraftwerke (Bestandskraftwerke) bis 2050 .....	42
A4: Must-Run-Bedingungen für konventionelle Kraftwerke bis 2050 .....	42
<b>Literatur.....</b>	<b>43</b>
<b>Das Akademienprojekt.....</b>	<b>53</b>

## Abkürzungen

<b>BHKW</b>	Blockheizkraftwerk
<b>CCS</b>	Carbon Capture and Storage, CO <sub>2</sub> -Abtrennung und -Speicherung
<b>EE</b>	Erneuerbare Energien
<b>EU ETS</b>	European Union Emissions Trading System, Europäisches Emissionshandelssystem
<b>GuD</b>	Gas-und-Dampf-Kraftwerk
<b>KW</b>	Kraftwerk
<b>KWK</b>	Kraft-Wärme-Kopplung
<b>PSW</b>	Pumpspeicherkraftwerk
<b>PV</b>	Photovoltaik
<b>WKA</b>	Windkraftanlage

## Einheiten

<b>€</b>	Euro
<b>€ct/kWh</b>	Eurocent pro Kilowattstunde
<b>€/MWh</b>	Euro pro Megawattstunde
<b>GW</b>	Gigawatt (1 GW = 10 <sup>9</sup> W)
<b>GW<sub>el</sub></b>	Gigawatt elektrisch
<b>GWh</b>	Gigawattstunde
<b>h</b>	Stunde
<b>h/a</b>	Stunden pro Jahr
<b>kW</b>	Kilowatt
<b>kWh</b>	Kilowattstunde
<b>m<sup>2</sup></b>	Quadratmeter
<b>m<sup>3</sup></b>	Kubikmeter
<b>MW</b>	Megawatt
<b>MWh</b>	Megawattstunde
<b>TWh</b>	Terawattstunde

## Einleitung

Im Rahmen des Akademienprojekts „Energiesysteme der Zukunft“ hat sich die Arbeitsgruppe „Sektorkopplung“ mit der Frage beschäftigt, wie es gelingen kann, die CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Energieversorgung in Deutschland bis zum Jahr 2050 drastisch zu reduzieren und so die Klimaziele der Bundesregierung zu erreichen. Entscheidend dafür wird sein, die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr viel stärker zu verknüpfen und das Energiesystem als Ganzes zu optimieren. Aus einer systemischen Perspektive heraus hat die Arbeitsgruppe Handlungsoptionen für eine Vernetzung der Sektoren auf technischer und ökonomischer Ebene entwickelt.

Um die Potenziale und künftige Rolle der Sektorkopplung im deutschen Energiesystem zu untersuchen, hat die interdisziplinäre Arbeitsgruppe drei unterschiedliche Ansätze gewählt: Zunächst bewerteten die AG-Mitglieder in umfassenden Expertendiskussionen die relevanten Technologien und ihre Potenziale. Strom als Endenergieträger wurde dabei genauso betrachtet wie die Rolle von Wasserstoff, synthetischen Brenn- und Kraftstoffen, Biomasse, Solar- und Geothermie. Anschließend wurde der Blick auf die Rolle der Sektorkopplung in einem künftigen Energiesystem erweitert durch eine Metaanalyse ausgewählter, jüngst publizierter Energieszenarien.

Einen Schwerpunkt setzte die Arbeitsgruppe bei der Diskussion eigener Modellrechnungen. Diese wurden durchgeführt, um Zusammenhänge in komplex interagierenden Energiesystemen gezielt zu analysieren und die Auswirkungen ausgewählter Parameter (zum Beispiel CO<sub>2</sub>-Minderungsziele) und verschiedener Schwerpunkte der Sektorkopplung auf die Entwicklung des gesamten Energiesystems zu untersuchen. Für die Rechnungen wurde das Optimierungsmodell REMod-D des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme ISE verwendet. Dieses berechnet stundenscharf die Energiebilanzen für das gesamte Energiesystem bis 2050 unter Optimierung der Kosten bei vorgegebenen CO<sub>2</sub>-Minderungszielen. Das Modell REMod-D, die Annahmen und Randbedingungen für die durchgeführten Rechenläufe sowie alle relevanten Eingangsdaten werden in dem hier vorliegenden Materialband detailliert erläutert.<sup>1</sup>

Die Ergebnisse der Arbeitsgruppe wurden in der Stellungnahme *»Sektorkopplung« – Optionen für die nächste Phase der Energiewende*<sup>2</sup> und der Analyse *»Sektorkopplung« – Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems*<sup>3</sup> veröffentlicht.

---

<sup>1</sup> Der Materialienband basiert teilweise auf der Analyse *»Sektorkopplung« – Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems* der Studie *Was kostet die Energiewende* (Henning und Palzer 2015) und der Dissertation von Andreas Palzer (Palzer 2016).

<sup>2</sup> acatech/Leopoldina/Akademienunion 2017.

<sup>3</sup> Ausfelder et al. 2017.

# 1 Steckbrief Modellcharakterisierung

**Modellname:** REMod-D

**Urheber/Institut:** Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme

**Zweck des Modells:** Ermittlung einer technologischen Zusammensetzung des deutschen Energiesystems und seiner Entwicklung (bis 2050), welche bei geringstmöglichen gesamtsystemischen Kosten zu einer definierten Absenkung der Treibhausgasemissionen führt.

**Modelltyp:** Technisches Energiesystemmodell zur Ausbauplanung bei Minimierung der systemischen Gesamtkosten

**Technischer Fokus:** Simulation der Interaktion zwischen den Sektoren Strom, Wärme, Verkehr und Industrie auf dem Transformationspfad bis zum Zieljahr 2050

**Lizenz:** Proprietär

## 1.1 Technische und mathematische Grundlagen

**Programmierungsumgebung:** Delphi/Python

**Programmierverfahren:** Prozedural/objektorientiert

**Bevorzugter Solver:** Nichtlinear: PSO-Algorithmus (Particle Swarm Optimization)

**Umgang mit Unsicherheit:** Sensitivitätsanalysen

**Deterministisch (J/N):** Systemsimulation ja, übergeordnete Ausbauroptimierung nein wegen des stochastischen Einflusses des Optimierers

## 1.2 Optimierung

**Zielfunktion:** Minimierung der (gesamtsystemischen) Kosten im Energiesystem

**Elemente der Zielfunktion:** Annuitätsberechnung basierend auf VDI-Richtlinie 2067<sup>4</sup>. Berücksichtigung von kapital-, verbrauchs- und betriebsgebundenen Kosten (Einbeziehung von technologiespezifischen Lernkurven) und Straftermen.

---

<sup>4</sup> VDI-Richtlinie 2067 2012.

### 1.3 Räumliche und zeitliche Maßstäbe

**Typisches Untersuchungsgebiet:** Deutschland

**Regionale Unterteilung Deutschlands:** Keine Unterteilung

**Unterjährige Zeitschrittlänge:** 1 Stunde

**Typischer Untersuchungszeitraum oder Stichjahre:** Jahresscharf von 2014 bis 2050

**Zeitreihen:** Jeweils drei Jahre: Reale Wetterdaten (Temperatur, Strahlung etc.) für zwei Standorte in Deutschland, Einspeiseprofile PV/Wind, Stromnachfrage „Basislast“

### 1.4 Inhaltlicher Geltungsbereich

**Abgebildete Stromerzeugungstechnologien:**

- Erneuerbare-Energie-Systeme: PV, Laufwasser-KW, Wind (on- und offshore), Biogas-BHKW
- Konventionelle Kraftwerke: Öl-KW, Braunkohle-KW, Steinkohle-KW, Atom-KW
- Sonstige: KWK (unterschiedlicher Größen), Gasturbine, GuD-KW

**Abgebildete Stromübertragungstechnologien:**

Technische Modellierung: Kupferplatte, Netzausbau auf drei Ebenen (Übertragungs-, Mittelspannungs- und Verteilnetz) in Kosten berücksichtigt

**Abgebildete zeitliche Ausgleichsoptionen:**

- Strom zu Strom: Stationäre Batterien, Batterien im Verkehrssektor, Pumpspeicherkraftwerke
- Power-to-X: Elektrolyse, Methanisierung, Power-to-Liquid, thermische Speicher (elektrische Wärmepumpen, Heizstäbe)

**Berücksichtigte Kopplungen zur Wärmeversorgung und Verkehrssektor:**

Elektrische Wärmepumpen, direktelektrische Wärmeerzeugung, zentrale und dezentrale KWK, Batterieelektromobilität, Power-to-X-Technologien (X: CH<sub>4</sub>, H<sub>2</sub>, Fuel)

**Mögliche Vorgaben zur Zusammensetzung des Versorgungssystems:**

Mindest- oder maximale Ausbaugrenzen (pro Jahr, zum Beispiel Marktanteile) einzelner Technologien

**Abgebildete Wärmeerzeugungstechnologien:**

Elektrische Wärmepumpen (Wärmequelle: Außenluft, Erdreich, Wasser), hybride Wärmepumpen, Kessel (CH<sub>4</sub>, Biomasse, flüssige Brennstoffe), BHKW, tiefe Geothermie. Alle Technologien können optional mit Warmwasserspeichern und Solarthermieranlagen ergänzt werden.

**Abgebildete Antriebskonzepte Verkehr (PKW/LKW):**

Konventionelle Verbrennungsmotoren basierend auf CH<sub>4</sub> oder flüssigen Kraftstoffen, kombinierte Brennstoffzellen- und batterieelektrische Antriebe, reine Batterieantriebe. Zusätzlich alle Antriebskonzepte als Plug-in-Hybrid-Konzepte.

## 1.5 Auflösung der Daten

Parameter	Zeitlich differenziert	Technologisch differenziert
<b>Technologiespezifische Parameter</b>		
Wirkungsgrade	Nein <sup>5</sup>	Ja
Potenzialgrenzen und technische Restriktionen für Technologien und Energieträger	Ja	Ja
Investitionskosten, Betriebskosten, Wartungskosten	Ja	Ja
Brennstoffpreise und Emissionszertifikatspreise	Ja	Ja
<b>Stromsektor</b>		
Bedarfsprofil für Strom	Ja	Endogen
Maximale Koppelleistung für Stromimport/-export	Ja	Nein
<b>Verkehr und Industrie</b>		
Endenergienachfrage durch Verkehrssektor nach Antriebskonzept	Ja	Endogen
Brennstoffbasierter Prozesswärmebedarf (Industrie, GHD, HH)	Ja	Nein <sup>6</sup>
<b>Gebäudesektor</b>		
Gebäudetypologie (bauphysikalische Eigenschaften)	Ja	Ja
<b>Sonstige</b>		
Zulässige Menge an energiebedingten CO <sub>2</sub> -Emissionen	Ja	Nein

Tabelle 1: Modelleingangsdaten (nicht räumlich aufgelöst)

Parameter	Zeitlich differenziert	Technologisch differenziert
Zeitliche Einsatzprofile der Anlagen (Volllaststunden) zur Energiewandlung und -speicherung	Ja	Ja
Ausbau von Kapazitäten von Anlagen für Energiewandlung und -speicherung	Ja	Ja
Installierte Leistung von Anlagen zur Energiewandlung und -speicherung	Ja	Ja
Technologiezusammensetzung im Wärmesektor anhand installierter Leistungen und Kapazitäten je Technologie	Ja	Ja
Umfang/Tiefe energetischer Gebäudesanierung	Ja	Ja
Transformationskosten	Ja	Ja

Tabelle 2: Modellergebnisdaten (nicht räumlich aufgelöst)

<sup>5</sup> Zum Zeitpunkt, als die Modellrechnungen durchgeführt wurden, waren die Wirkungsgrade im Modell zeitlich konstant. Inzwischen wurde das Modell so erweitert, dass zeitlich veränderlich Wirkungsgrade abgebildet werden (Stand 2018).

<sup>6</sup> Zum Zeitpunkt, als die Modellrechnungen durchgeführt wurden, wurde beim Prozesswärmebedarf nicht zwischen verschiedenen Technologien differenziert. In der aktuellen Modellversion (Stand 2018) wird der Prozessbedarf aber anhand von zwei Temperaturniveaus in 18 Technologieoptionen unterteilt.

## 1.6 Veröffentlichungen mit Ergebnissen und Dokumentation des Modells

### **Ausfelder et al. 2017**

*»Sektorkopplung« – Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems.*

### **Henning/Palzer 2012**

*100 % Erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland.*

### **Henning/Palzer 2013**

*Energiesystem Deutschland 2050. Sektor- und Energieträgerübergreifende, modellbasierte, ganzheitliche Untersuchung zur langfristigen Reduktion energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen durch Energieeffizienz und den Einsatz Erneuerbarer Energien.*

### **Henning/Palzer 2014**

*A comprehensive model for the German electricity and heat sector in a future energy system with a dominant contribution from renewable energy technologies – Part I: Methodology.*

### **Palzer/Henning 2014-1**

*A future German energy system with a dominating contribution from renewable energies: a holistic model based on hourly simulation*

### **Palzer/Henning 2014-2**

*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.*

### **Palzer 2016**

*Sektorübergreifende Modellierung und Optimierung eines zukünftigen deutschen Energiesystems unter Berücksichtigung von Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudesektor (Dissertation).*

## 2 Modellbeschreibung REMod-D und Anwendung im Rahmen der AG Sektorkopplung

### 2.1 Allgemeine Modellbeschreibung von REMod-D

Zur spezifischen Analyse von potenziellen Ausgestaltungsoptionen der Sektorkopplung im Rahmen der Transformation des deutschen Energiesystems wird eine modellbasierte Analyse mit dem Simulations- und Optimierungsmodell REMod-D<sup>7</sup> durchgeführt. Die grundlegende Idee des Modells REMod-D beruht auf einer kostenbasierten Strukturoptimierung der Transformation des deutschen Energieversorgungssystems für alle Verbrauchssektoren – also die Sektoren Strom, Niedertemperaturwärme (Raumwärme und Warmwasser), Prozesswärme und Verkehr. Ziel dieser Rechnungen ist es, einen kostenoptimierten Transformationspfad vom heutigen System hin zu einem Energiesystem im Jahr 2050 zu bestimmen, wobei auf dem gesamten Weg eine für jedes Jahr vorgegebene Obergrenze erlaubter CO<sub>2</sub>-Emissionen über alle Sektoren hinweg nicht überschritten wird.<sup>8</sup>

Die Modellrechnungen beschreiben technisch mögliche Entwicklungspfade des Energiesystems mit allen dazugehörigen Systemkomponenten (wie Wandler, Speicher, Netze und Fahrzeugparks) und optimieren diese in Bezug auf die Minimierung der energiesystemischen Kosten auf Basis der getroffenen Annahmen und des Analyserahmens. Anspruch der Rechnungen ist es nicht, zu beschreiben, wie die Zukunft aussehen wird, sondern die Frage zu beantworten, wie aus systemtechnischer Perspektive die Entwicklung von Gesamtsystemen aussehen kann, bei der möglichst geringe systemische Gesamtkosten anfallen und zugleich die erwünschte Minderung der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen erreicht und die Energieversorgung zu jedem Zeitpunkt sichergestellt wird.

Die notwendigen Eingangsdaten enthalten unter anderem Kostenannahmen und zur Berechnung der stündlichen Energiebilanzen Wetterdaten sowie Last- und Erzeugerprofile. Das Modell berücksichtigt zwar geografisch aufgelöste Wetterinformationen, jedoch werden Energienachfrage, -erzeugung und -verteilung nicht räumlich aufgelöst. Kosten für benötigte Infrastruktur (zum Beispiel Netze) werden mittels eines Aufschlags für jede Anwendungstechnologie proportional zu deren Ausbau berücksichtigt. Dies kann im Hinblick auf notwendige Investitionsvolumen Verzerrungen erzeugen, da sie dadurch – im Vergleich zur Realität – zeitlich verzögert dargestellt werden.

Ziel der Optimierung ist es, die kostengünstigste zeitliche Entwicklung der Zusammensetzung aller relevanten Erzeuger, Wandler und Verbraucher zu bestimmen. Zugleich muss in jeder Stunde die Energiebilanz des Gesamtsystems erfüllt sein – es müssen also alle Energiebedarfe befriedigt werden –, und es dürfen die jahresscharf vorgegebenen CO<sub>2</sub>-Emissionen nicht überschritten werden.<sup>9</sup> Als Stromerzeuger stehen im Modell verschiedene konventionelle Kraftwerke und Erneuerbare-Energien-Anlagen zur Verfügung. Biomasse kann in unterschiedlichen Nutzungspfaden entweder direkt oder nach Umwandlung in einen anderen Energieträger verwertet werden. So kann zum Beispiel Holz in Kesseln

---

<sup>7</sup> Weiterführende Informationen zum Energiesystemmodell REMod-D finden sich in Palzer 2016 und in der Studie *Was kostet die Energiewende?* (Henning/Palzer 2015).

<sup>8</sup> Dies ist nicht zu verwechseln mit Deckelung durch das EU ETS.

<sup>9</sup> Für die CO<sub>2</sub>-Emissionen werden in den Modellrechnungen Dekadenziele und ein Zielwert für 2050 festgelegt, die sich, wenn nicht anders angegeben, an den Zielen der Bundesregierung orientieren. Zwischen diesen Werten wird jährlich ein lineares Reduktionsziel angesetzt.

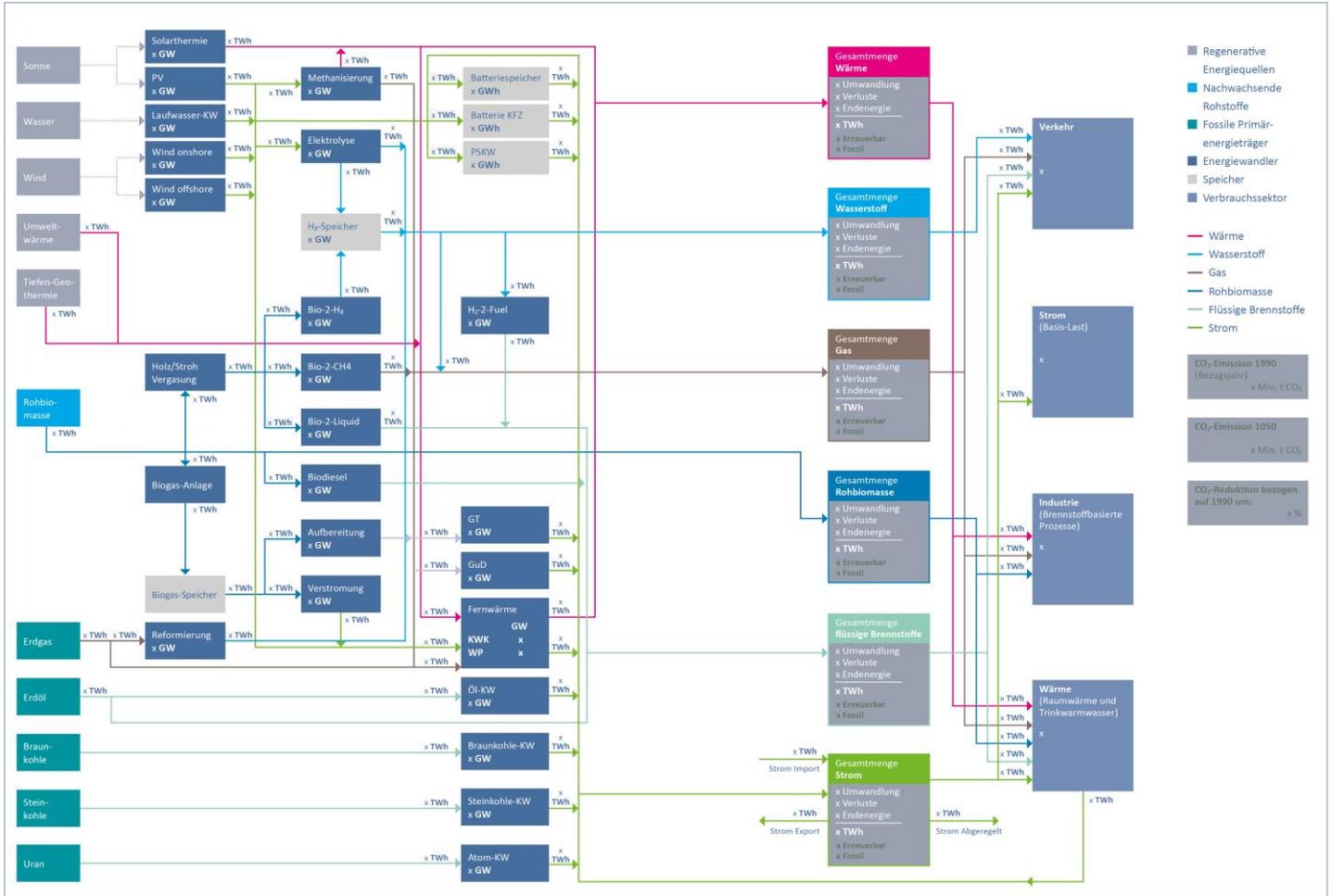
für die Industrie zur Bereitstellung von Prozesswärme oder zur Erzeugung von Niedertemperaturwärme im Gebäudesektor verwendet werden. Als Anlagen zur Umwandlung von Biomasse sind des Weiteren Biogasanlagen, Anlagen zur Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, Vergaseranlagen mit anschließender Konversion des Synthesegases in Wasserstoff, Methan oder flüssige Brennstoffe und Biodieselanlagen implementiert. Als Speicher stehen dem Modell elektrische Energiespeicher und Pumpspeicherkraftwerke zur Verfügung. Zusätzlich werden Wasserstoffspeicher, Methanspeicher und thermische Warmwasserspeicher in verschiedenen Größenordnungen berücksichtigt. In Bezug auf Methanspeicher wird die vereinfachende Annahme getroffen, dass die heute bereits existierenden Speicherkapazitäten (inklusive Netz etwa 210 TWh)<sup>10</sup> dem System auch in Zukunft zur Verfügung stehen. Ihre Größe ist demnach kein Ergebnis der Optimierung.<sup>11</sup> Die energetische Sanierung des Gebäudebestandes wird ebenfalls modellendogen optimiert und ist durch drei Energiestandards abgebildet.

Abbildung 1 zeigt den schematischen Aufbau des abgebildeten Energiesystems. Die Energienachfrageseite (rechts) wird dabei in vier Nutzungsbereiche unterteilt: Verkehr, Strom, Niedertemperaturwärme und Prozesswärme. In den Rechnungen wird das sogenannte „Ein-Knoten-Modell“ oder „Kupferplatten-Modell“ angenommen, in dem die Verteilung von Strom keinen Restriktionen unterliegt; das heißt, dass jede erzeugte und jede nachgefragte Einheit Strom im betrachteten Zeitschritt in ganz Deutschland verfügbar ist. Die notwendigen Investitionen für Ausbau beziehungsweise Betrieb des Stromnetzes sind in der Kostenrechnung enthalten.

---

<sup>10</sup> Trost et al. 2012.

<sup>11</sup> Dies bedeutet auch, dass Instandsetzungsinvestitionen nicht berücksichtigt werden. Dadurch wird die Speicherung von Methan im Vergleich zu anderen Langzeitspeichern (Flüssigkraftstoffe, Wasserstoff) günstiger dargestellt. In der aktuellen Modellversion (Stand 2018) wurde diese Ungenauigkeit behoben; Methanspeicher werden hier vollständig kostenmäßig erfasst.



**Abbildung 1: Energieflussdiagramm REMod-D.** Schematische Darstellung des in REMod-D abgebildeten Energiesystems ohne Darstellung der Subsysteme für Wärmeversorgung von Gebäuden und Verkehr. Im Nutzungsbereich „Industrie“ ist auch der Verbrauch für Prozesswärme in Gewerbe, Handel und Dienstleistung sowie in privaten Haushalten enthalten, der jedoch nur einen kleinen Anteil ausmacht.

Zur Berücksichtigung des historischen Anlagenbestandes werden ausgehend von 1990 bis zum Jahr 2013 alle Anlagen beziehungsweise Einheiten aller implementierten Wandlungs- und Nutzungstechnologien in Anzahl, Baujahr beziehungsweise installierter Leistung erfasst. Basierend auf den Bestandsdaten der Technologien wird mithilfe des Optimierungsalgorithmus der zukünftige Anlagenpark bestimmt und das System im Anschluss Stunde für Stunde über den vollständigen Betrachtungszeitraum simuliert.

## 2.2 Grundsätzliches Vorgehen

Das Vorgehen der Modellanwendung mit REMod-D sieht folgende Schritte vor:

- Das gesamte deutsche Energiesystem wird unter Berücksichtigung einer Vielzahl von Energieträgern, Wandlern und Speichern sowie der Verbrauchssektoren Strom (originäre Stromwandlungen), Wärme, Verkehr und industrielle Prozesswärme Stunde für Stunde simuliert. Bedingt durch die Komplexität des Systems wird hierbei mit etlichen Vereinfachungen und hoher Aggregation von Einzelverbrauchern gearbeitet.

- Die Modellierung (ein Simulationslauf) beginnt am 1. Januar 2014 und endet am 31. Dezember 2050. In jeder Stunde müssen alle Energieanforderungen aller Verbraucher gedeckt werden, das heißt, dass die Energiebilanz ausgeglichen und die Versorgungssicherheit gewährleistet ist. Ausgangspunkt ist der heutige Anlagenbestand. Dafür sind alle relevanten Daten von 1990 bis 2013 im Modell hinterlegt.
- In jedem Jahr wird der Anlagenbestand basierend auf dem Vorjahr neu berechnet, wobei sich die Systemzusammensetzung ändern kann. Hier ist zwischen Ausbau und Ersatz zu unterscheiden. So können zum Beispiel Windenergieanlagen zugebaut werden, sodass am Ende des Jahres in Summe mehr Anlagen installiert sind als zu Beginn des Jahres. Gleiches gilt für viele weitere Komponenten des Systems (Wandler, Speicher). Zugleich müssen Altanlagen, die ihre Lebensdauer erreicht haben, ersetzt werden – oder sie fallen ersatzlos weg, wenn sich dies aus Systemsicht als günstiger erweist. Bei anderen Systemkomponenten wie Anlagen zur Wärmeversorgung oder Kraftfahrzeugen ist die Anzahl der Anlagen oder Einheiten dagegen von außen vorgegeben. Es werden zum Beispiel exakt so viele Heizungsanlagen benötigt, dass alle Gebäude ausreichend mit Wärme versorgt werden; es macht aber keinen Sinn, darüber hinaus mehr Anlagen zu installieren. Innerhalb der Optimierung des Systems kann sich jedoch die Zusammensetzung der verwendeten Techniken ändern. Fallen zum Beispiel in einem Jahr 800.000 Heizungsanlagen altersbedingt weg, so können diese durch gleichartige oder aber auch andersartige Anlagen ersetzt werden. Diese Zusammensetzung und ihre zeitliche Entwicklung ist insofern ebenso Ergebnis der Optimierung wie etwa die Entscheidung über Zubau von Windenergieanlagen oder der Umfang energetischer Sanierungsmaßnahmen im Gebäudebestand.
- Nach jedem Simulationslauf von 2014 bis 2050 wird überprüft, ob die vorgegebene CO<sub>2</sub>-Menge in jedem Jahr eingehalten wurde, und es werden die Kosten des Systems (Investitionen, Wartung und Betrieb, Brennstoffkosten etc.) berechnet (siehe Abbildung 2).
- Die Zielfunktion für die Optimierung der Entwicklung des Gesamtsystems berücksichtigt die kumulierten Gesamtkosten für die Energieversorgung von 2014 bis 2050. In diesen Kosten sind folgende Kostenpositionen enthalten: Investitionen für Ausbau, Umbau und Ersatz von Systemkomponenten, Finanzierungskosten zur Finanzierung der Investitionen, Betriebs- und Wartungskosten für alle Anlagen und die Kosten für fossile und biogene Energierohstoffe.
- Um kostengünstige **Transformationspfade** zu identifizieren, werden viele einzelne Simulationsläufe mit unterschiedlichen Systemzusammensetzungen beziehungsweise Entwicklungspfaden der Systemzusammensetzung durchgeführt. Unter Verwendung eines Optimierers werden peu à peu diejenigen Pfade ermittelt, bei denen die Zielfunktion, also die kumulativen Gesamtkosten, minimale Werte annehmen. Am Ende steht eine kostenminimale Variante, wobei aufgrund der Nichtlinearität der Problemstellung keine Garantie besteht, dass das absolute Minimum in dem hochdimensionalen Parameterraum (mit bis zu 2.000 unabhängigen Variablen) gefunden wird. Die Erfahrung aus zahlreichen Rechenläufen und Programmanwendungen mit unterschiedlichen Randbedingungen zeigt vielmehr, dass der Lösungsraum viele unterschiedliche Lösungen – Entwicklungspfade der Transformation – aufweist, die zu relativ ähnlichen kumulativen Gesamtkosten führen.

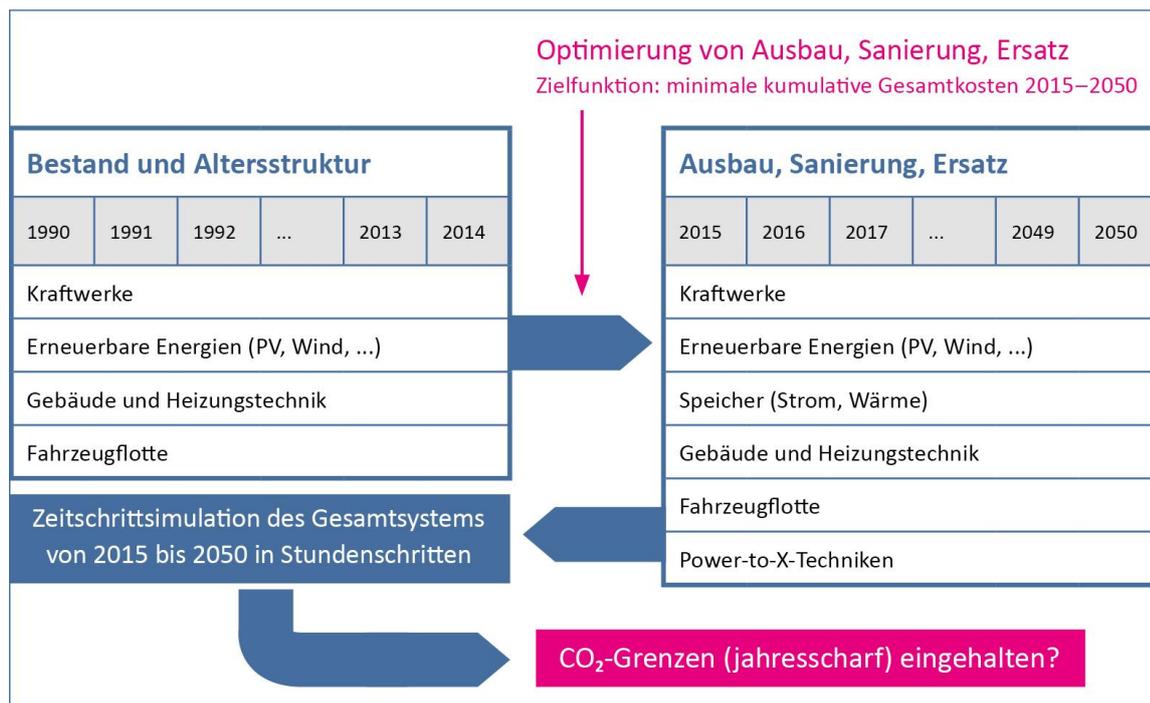


Abbildung 2: Schematische Darstellung der Funktionsweise von REMod-D

### 2.2.1 Simulationsmodell und Betriebsführung

Das Simulations- und Optimierungsmodell REMod-D dient der Berechnung der Transformation des heutigen deutschen Energiesystems hin zu einem Zielsystem im Jahr 2050.

Die **Energienachfrageseite** wird in vier Nutzungsbereiche unterteilt: Verkehr, originäre Stromanwendungen, Gebäudewärme (sowohl Wohngebäude als auch Nichtwohngebäude und Industriegebäude) und Prozesswärme<sup>12</sup>. Hierbei wird der **Verkehrssektor** im Detail durch Pkw und Lkw mit jeweils sieben Fahrzeugkonzepten abgebildet, die Nachfrage des Straßenverkehrs (auf Basis des Fahrverhaltens von Pkw und Lkw) wird zeitlich aufgelöst und unter Berücksichtigung unterschiedlicher optionaler Antriebskonzepte abgebildet. Rein bilanziell, das heißt nicht zeitlich aufgelöst, wird die Energienachfrage der Luftfahrt, der Schifffahrt und des brennstoffbasierten Bahnverkehrs berücksichtigt. Im Verkehr muss nicht die Endenergie als Verbrauch abgedeckt werden, sondern die gefahrenen Kilometer. Die Wahl der Antriebsart ist ein Ergebnis der Modellierung. Im **Gebäudesektor** muss im Modell eine festgelegte Raumtemperatur als Bedingung erfüllt werden. Die dafür verwendeten Heizungstechnologien, der Zustand der Gebäudehülle sowie der Endenergieverbrauch sind wiederum Ergebnis der Modellierung.<sup>13</sup> Die **Ba-**

<sup>12</sup> Den größten Anteil macht die Prozesswärme in der Industrie aus, aber hier ist auch der Verbrauch für Prozesswärme in Gewerbe, Handel und Dienstleistung sowie in privaten Haushalten enthalten.

<sup>13</sup> Die Berechnung der stündlichen Heizlast des Gebäudesektors wird nach der DIN EN 13790 (DIN 2008) mit dem sogenannten vereinfachten Stundenverfahren (Simply-Hourly-Method, SHM) berechnet. Innerhalb dieses Untermodells wird unterschieden in Wohn- und Nichtwohngebäude, die in insgesamt 19 charakteristische Typgebäude untergliedert sind (drei mal drei Wohngebäude – drei Baualtersklassen und drei Gebäudetypen und zehn Nichtwohngebäude). Als Eingangsdaten dienen Wetterdaten für die Jahre 2011 bis 2013 (Außentemperatur und Strahlung für zwei repräsentative Standorte in Deutschland, Braunschweig und Würzburg), Gebäudedekubatur, durchschnittliche Wohn- beziehungsweise Nutzflächen pro Gebäudetyp, Anzahl der Gebäude, altersabhängige U-Werte und allgemeine Werte der DIN EN 13790 (Palzer 2016).

**sisstromlast** (Verbrauch für originäre Stromanwendungen) wird über Lastprofile basierend auf den Daten der europäischen Übertragungsnetzbetreiber abgebildet, die um die Stromlast für Heizungsanlagen reduziert wurde. Diese Last wird modellendogen berechnet und ist somit nicht Teil der Basislast.<sup>14</sup> Die **Energienachfrage der Industrie** ist abgeleitet aus den statistischen Daten des Bundeswirtschaftsministeriums<sup>15</sup> und bezieht sich auf die brennstoffbasierte Energiebereitstellung für Prozesswärme. Die Stromnachfrage der Industrie ist in der Basisstromlast erfasst.

Der **Gebäudesektor** ist mit 18 möglichen Heizwärmeversorgungstechniken implementiert. Jede dieser Heizungstechniken kann optional durch einen Wärmespeicher und eine Solarthermieanlage ergänzt werden. Abbildung 3 zeigt beispielhaft das System „Elektrische Sole-Wärmepumpe“, also das einer Sole-Wasser-Wärmepumpe mit Erdreich als Wärmequelle. Dargestellt sind die möglichen Energieflüsse zwischen den einzelnen Systemkomponenten. Thermische Speicher können sowohl über Solarthermie als auch mit Wärme aus Überschussstrom (direkt oder über die Wärmepumpe) beladen werden. Letzteres ermöglicht eine flexible Nutzung von Strom bei negativer Residuallast. Umgekehrt kann bei positiver Residuallast und gleichzeitigem Wärmebedarf die Wärmepumpe ausgeschaltet und der Speicher entladen werden.<sup>16</sup>

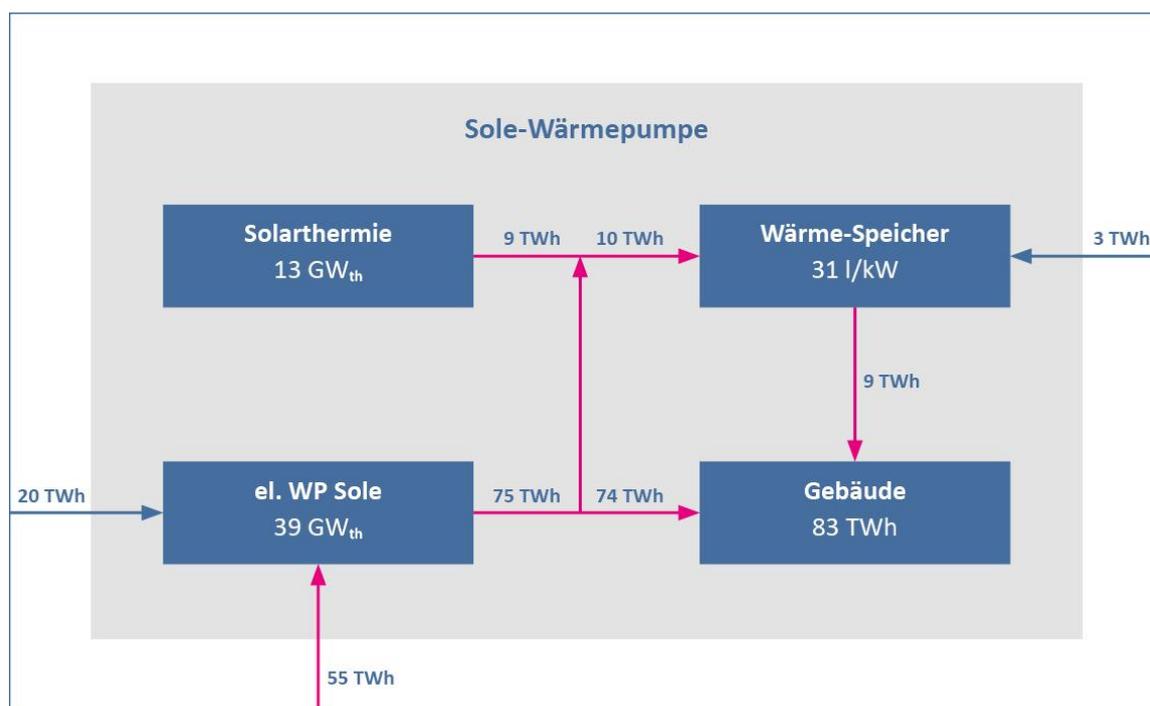


Abbildung 3: Schematischer Aufbau der Heizungssysteme am Beispiel einer erdreichgekoppelten, elektrischen Wärmepumpe (pinke Linien = Wärme, blaue Linien = Strom). Eigene Darstellung.

<sup>14</sup> Palzer 2016.

<sup>15</sup> BMWi 2015.

<sup>16</sup> Palzer 2016.

Abbildung 1 (Seite 13) zeigt in schematischer Darstellung das in REMod-D abgebildete Energiesystem, wobei die Details der Nutzungsseite (zum Beispiel Vielfalt der Heizungssysteme, Vielfalt der Antriebskonzepte für Fahrzeuge) in der Darstellung nicht enthalten sind.

Das Modell REMod-D basiert auf einfachen physikalischen Modellen aller enthaltenen Komponenten. Zentraler Bestandteil ist dabei der Austausch von Energie über das Stromsystem. Eine nach der Einspeisung von erneuerbarem Strom noch zu deckende Last (Residuallast) wird durch die Erzeugung von Strom aus unterschiedlichen Anlagen ausgeglichen. Überschüssiger Strom hingegen kann gespeichert und/oder in unterschiedliche Energieformen (chemisch und thermisch) umgewandelt und somit für alle Sektoren zugänglich gemacht werden. Der Betrieb der stromerzeugenden und stromverwendenden Anlagen bei positiver beziehungsweise negativer Residuallast folgt einer festgelegten Betriebsführungsstrategie. Die Reihenfolge der Nutzung der Komponenten in dieser Betriebsführung folgt dem Pfad der höchsten Energieeffizienz bei gleichzeitig niedrigsten CO<sub>2</sub>-Emissionen.

Abbildung 4 zeigt die verschiedenen Stufen zur Erzeugung beziehungsweise Verwertung von Strom bei positiver beziehungsweise negativer Residuallast im System. Zur Deckung positiver Residuallasten werden nach der Verwendung von elektrischen Speichern und Biogas-BHKW zunächst KWK-Anlagen betrieben und die entstehende Wärme dazu genutzt, thermische Speicher zu beladen beziehungsweise Wärmelasten zu decken, sofern diese zeitgleich vorliegen. Weiterer Bedarf wird durch den Betrieb von GuD-Kraftwerken und KWK-Anlagen im „Nur-Strom-Modus“ gedeckt. Die restliche Last wird durch hochflexible Gas- und Ölturbinen und mithilfe der verbleibenden, flexibel einsetzbaren Leistung der konventionellen Braun- und Steinkohlekraftwerke gedeckt. In Modellrechnungen, in denen auch der Import von Strom betrachtet wird, kann dieser am Ende der Einsatzkaskade mit einer zuvor definierten maximalen Leistung ebenfalls zur Deckung der Stromnachfrage beitragen.<sup>17</sup> Die Einsatzreihenfolge führt jedoch nicht dazu, dass nur Technologien genutzt werden, die sich oben in der Reihenfolge befinden. Vielmehr wird jeweils eine Technologiekonfiguration gewählt, die ganzheitlich zu einem Kostenminimum (also inklusive Bau und Betrieb der Anlagen) führt.

---

<sup>17</sup> Palzer 2016.

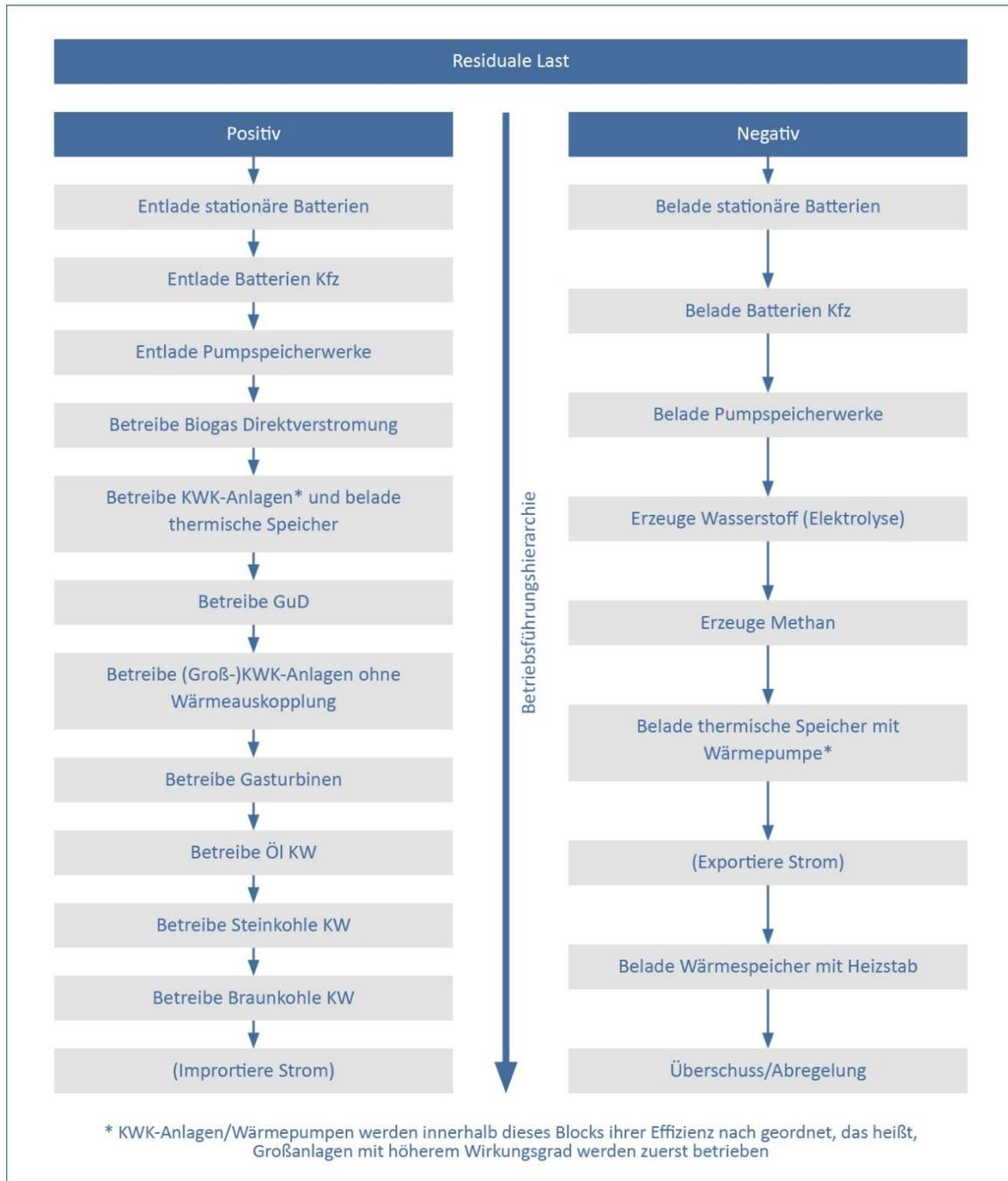


Abbildung 4: Betriebsführungsreihenfolge bei positiver (links) und negativer (rechts) Residuallast<sup>18</sup>

Maßgeblich für die verschiedenen Residuallastzustände während der Simulation ist der **Einfluss des Wetters**. Um diesen adäquat abzubilden, werden im Rahmen der Rechnungen drei reale Datensätze der Jahre 2011 bis 2013 verwendet. Die im Modell verwendeten Wetterdaten zur Berechnung der Einspeise- und Lastprofile basieren auf öffentlich zugänglichen Daten des Deutschen Wetterdienstes.<sup>19</sup> Verarbeitet werden im Modell Wetterdaten aus zwei verschiedenen Referenzstandorten in Deutschland: Braunschweig für Norddeutschland und Würzburg für Süddeutschland. Von beiden Standorten werden stündliche Außentemperaturwerte und Strahlungsdaten verwendet. Zur Berücksichtigung

<sup>18</sup> Palzer 2015.

<sup>19</sup> DWD 2015-1; DWD 2015-2.

stochastischer Effekte werden für die Berechnung des Wetters im Betrachtungszeitraum von 2014 bis 2050 die verfügbaren Wetterjahre 2011, 2012 und 2013 zu Beginn der Rechnungen zufällig auf den Zeitraum von 2014 bis 2050 verteilt. Jede iterative Berechnung (Simulationslauf) eines Transformationspfades innerhalb einer Optimierung verwendet dann diese Sequenz in immer gleicher Form. Damit wurde für den gesamten Zeitraum 2014 bis 2050 ein konsistenter Datensatz erstellt, der als Basis für die Errechnung der Stromerzeugung aus Solarenergie und Wind dient, mit dem die Heizlast des Gebäudesektors berechnet wird und der als Basis für die Wärmeerzeugung aus solarthermischen Anlagen verwendet wird. Der reale Verlauf der Stromverbrauchsdaten dieser Jahre wird ebenso in der gleichen Sequenz verwendet, um eine adäquate Korrelation zwischen dem Verlauf der Basisstromlast und dem Verlauf der Energiebereitstellung aus erneuerbaren Quellen, der durch den Verlauf der meteorologischen Größen bestimmt ist, sicherzustellen.<sup>20</sup>

### 2.2.2 Kostenannahmen und Zielfunktion

Die **technologiespezifischen Anlagenkosten** werden, in Abhängigkeit des betrachteten Jahres, jeweils einer exogen vorgegebenen Kostenfunktion entnommen. Bei der Bestimmung dieser Kostenfunktion wurden die in der Tabelle 2 in Anhang 1 angegebenen Werte jeder Technologie für das Startjahr 2015 und das Zieljahr 2050 als Anfangs- und Endwert verwendet; hierfür wurden jeweils unterschiedliche Datenquellen genutzt, die in Anhang 1 entsprechend angegeben werden.

Beispielhaft ist der Kurvenverlauf der spezifischen Kosten von Photovoltaikanlagen in Abbildung 5 dargestellt. Der Kurvenverlauf orientiert sich dabei grundsätzlich an Studien, die sich mit dem Kostendegressionsverhalten der jeweiligen Technologien auseinandergesetzt haben. Als Ergebnis steht dem Modell für jedes Jahr ein spezifischer Kostenwert in €/kW zur Verfügung.

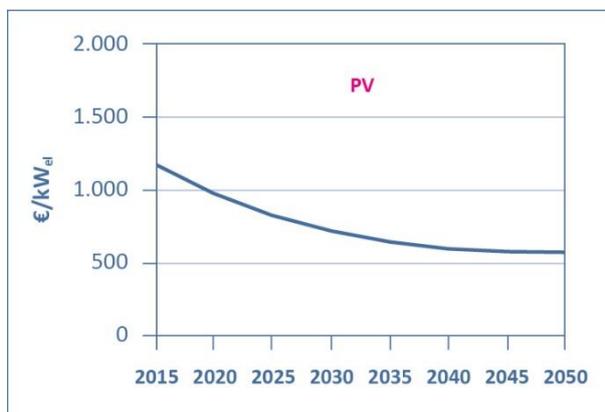


Abbildung 5: Kostenverlauf von Photovoltaikanlagen bis zum Jahr 2050<sup>21</sup>

Neben den Kostenbetrachtungen für Komponenten wie Wandler oder Speicher, bei denen die spezifischen Kosten bezogen auf die thermische oder elektrische Leistung beziehungsweise Kapazität der Anlagen verwendet werden, werden im Modell auch **Kosten für Energieeinsparmaßnahmen im Ge-**

<sup>20</sup> Palzer 2016.

<sup>21</sup> Palzer 2016 basierend auf Agora 2015.

**bäudesektor** durch energetische Sanierung berücksichtigt. Hierbei werden nur energiebedingte Mehrkosten der Sanierung berücksichtigt, die sich aus der Differenz der Vollkosten und der ohnehin für eine Sanierung zum Erhalt des Gebäudes anfallenden Kosten ergeben. Grundlage ist das sogenannte Kopplungsprinzip, welches besagt, dass eine energetische Sanierung eines Bauteils nur dann durchgeführt wird, wenn das Bauteil sowieso saniert werden muss.<sup>22</sup> Für energetisch sanierte Gebäude wurde in der Modellierung von zwei energetischen Standards ausgegangen, die als „vollsaniert“ und „vollsaniert plus“ bezeichnet werden. „Vollsaniert“ entspricht dabei in Anlehnung an die im Projekt „Klimaneutraler Gebäudebestand 2050“ definierten Sanierungsgrade<sup>23</sup> den Standards der EnEV 2009, allerdings verschärft um 25 Prozent (EnEV -25 Prozent), und „vollsaniert plus“ den Anforderungen an ein Passivhaus in Anlehnung an Feist<sup>24</sup>.

Ähnlich wie bei der energetischen Gebäudesanierung wird das Kopplungsprinzip auch auf die Sektoren Verkehr und Heizungstechnologien angewandt. Hier werden als Referenztechnologien für die erforderlichen Kosten zur Erneuerung der Anlage im Falle von Pkw Fahrzeuge mit klassischem Verbrennungsmotor und im Bereich der Heizungstechniken eine Gasbrennwertheizung angesetzt. In den Gesamtkosten des betrachteten Klimaschutzszenarios ist somit der finanzielle Mehraufwand des veränderten Energiesystems bezogen auf das heutige System berücksichtigt.

Die über den Betrachtungszeitraum (2015 bis 2050) aufzuwendenden Gesamtkosten für die Transformation des Energiesystems (Brennstoffkosten, Investitionen und Aufwendungen für Wartung und Betrieb, Finanzierung) werden analog zur Vorgabe der VDI-Richtlinie 2067<sup>25</sup> berechnet und für jedes Jahr annuisiert<sup>26</sup>. Der Bezugszeitraum für die Annuisierung ist die jeweilige technische Lebensdauer der Technologie. Zinsen werden technologiespezifisch angegeben; dabei wurde durchgängig ein Zinssatz von 8 Prozent verwendet.

Die Zielfunktion  $Z$  der Optimierung für den Betrachtungszeitraum von 2015 bis 2050 bei einer Anzahl von  $N$  Technologien ergibt sich entsprechend der nachfolgenden Gleichung aus der Summe der annuisierten kapital- und betriebsgebundenen Kosten aller Technologien und der anfallenden Gesamtbrennstoffkosten für jedes Jahr<sup>27</sup>:

$$Z = \sum_{t=2015}^{2050} \sum_{i=1}^N A_{0,t} \frac{q_i^T (q_i - 1)}{q_i^T - 1} \left(1 + f_{O\&M_i} \cdot \frac{T}{q_i}\right) + B_t$$

Mit:

$A_{0,t}$	Investition in Technologie $i$ im Jahr $t$
$f_{O\&M_i}$	Faktor der Wartungs- und Instandhaltungskosten von Technologie $i$
$q_i$	Zinsfaktor (entspricht $1 +$ Zinssatz in Prozent) von Technologie $i$
$T$	Betrachtungszeitraum
$B_t$	Brennstoffkosten im Jahr $t$
$N$	Gesamtanzahl aller Technologien

<sup>22</sup> Vgl. Kah/Feist 2005; Pillen et al. 2010; Stolte et al. 2012.

<sup>23</sup> Bürger et al. 2015.

<sup>24</sup> Feist 2015.

<sup>25</sup> VDI-Richtlinie 2067 2012.

<sup>26</sup> Das Basisjahr für alle Kostenwerte ist das Jahr 2013. Es wird des Weiteren die vereinfachende Annahme getroffen, dass die Preissteigerungsrate der Wartungs- und Betriebskosten identisch zur angenommenen Inflationsrate (hier: 1,7 Prozent) ist.

<sup>27</sup> Palzer 2016.

Im Unterschied zur Kostenberechnung nach der Richtlinie VDI-2067 werden im Fall der Kostenermittlung bei Transformationspfaden Reinvestitionen von der Optimierung bestimmt. Endet die technische Lebensdauer einer Anlage, wird als Ergebnis der Optimierung entschieden, ob diese Anlage im entsprechenden Jahr durch eine Anlage gleicher Art oder gegebenenfalls durch eine Anlage anderer Art ersetzt wird. Eine Zukunftsbewertung von Investitionen kann exogen in Form eines für alle Technologien gleichen Diskontierungszinses angegeben werden. Das Basisjahr ist dabei 2013. In Anlehnung an Daten des Umweltbundesamtes wird in den hier vorgestellten Optimierungsrechnungen durchgängig ein realer Diskontierungszins von 3 Prozent angenommen.<sup>28</sup>

### 2.2.3 Anmerkung zur Frage der Genauigkeit von Ergebnissen

Es ist offensichtlich, dass die Abbildung eines sehr komplexen Systems, wie es das Energiesystem darstellt, nur mit Vereinfachungen möglich ist. Hierzu zählen insbesondere sowohl die räumliche Aggregation – das gesamte System wird in einen räumlichen Knoten zusammengefasst – als auch die Aggregation von gleichartigen Systemkomponenten. Die räumliche Aggregation bedingt eine Vernachlässigung räumlicher Ausgleichseffekte. Räumliche Ausgleichseffekte können dämpfend wirken, da Extremereignisse nicht überall zeitgleich auftreten – hier wird eher eine ungünstige Situation mit dem gewählten Vorgehen abgebildet. Zugleich wird aber durch räumliche Aggregation angenommen, dass Energieüberschüsse an einem Ort zeitgleich an einem anderen Ort verwendbar sind – es werden also Restriktionen, die durch begrenzte Netzkapazitäten gegeben sind, vernachlässigt. Eine solide Abschätzung darüber, welche Fehler durch eine solche Betrachtung im Vergleich zur Realität erfolgen, ist schwer vorzunehmen. Durch die Annahmen über einen notwendigen Ausbau von Stromnetzen in Abhängigkeit des Ausbaus erneuerbarer Energien wurde versucht, die Nichtberücksichtigung von Netzrestriktionen im physikalischen Modell zu kompensieren. Es wird also ein Netzausbau unterstellt, der dem Modellansatz der „Kupferplatte“ möglichst nahekommt. Entsprechende Kosten fließen in die Gesamtkostenermittlung mit ein.

Hinsichtlich der Kostenangaben besteht die größte Unsicherheit darin, dass für alle im System enthaltenen Komponenten Kostenprojektionen zu treffen sind, um Jahr für Jahr die Kosten für Investitionen ermitteln zu können. Es wurde versucht, nach Möglichkeit für alle Komponenten solide Abschätzungen zur Entwicklung der Kosten vorzunehmen. Bei Komponenten, für die unterschiedliche Quellen stark unterschiedliche Kostenprojektionen nennen, wurde ein mittlerer Wert verwendet. Sollten sich die Kosten für alle wesentlich zu den Gesamtkosten beitragenden Elemente signifikant anders entwickeln als angenommen, hätte dies natürlich entsprechende Auswirkungen auf das Ergebnis.

Insgesamt sind den Autorinnen und Autoren keine Analysen bekannt, die eine ähnlich detaillierte Betrachtung der System- und Kostenentwicklung für alle Verbrauchssektoren und Energieträger der Transformation des Energiesystems vorgenommen hätten – und zwar auf Basis eines Modellansatzes, in dem stundengenau die Energieflüsse im System betrachtet werden, sodass eine sichere Versorgung aller Verbraucher nicht nur bilanziell, sondern auch zu jedem Zeitpunkt gewährleistet ist. Insofern ist es plausibel, dass – trotz der oben genannten Unsicherheiten – die resultierenden Ergebnisse eine solide Kostenanalyse für die Transformation des deutschen Energiesystems liefern, die über entsprechende bis dato verfügbare Daten und Aussagen hinausgeht.

---

<sup>28</sup> UBA 2012.

## 2.3 Systemkonfigurationen und Parameterauswahl

Die Abbildung des deutschen Energiesystems in einem Modell macht es aufgrund der hohen Komplexität erforderlich, verschiedene Annahmen und Vereinfachungen zu treffen. So werden beispielsweise Entwicklungen, die nicht Gegenstand der Optimierung sind, dem Modell exogen vorgegeben. Die hierfür erforderlichen Annahmen basieren soweit möglich auf Ergebnissen anderer Untersuchungen, die in entsprechenden wissenschaftlichen Veröffentlichungen zugänglich sind. Zur besseren Interpretierbarkeit der Ergebnisse werden im Folgenden die maßgeblichen Annahmen dargestellt:

- Treibende Randbedingung zur Berechnung der Transformationspfade ist die in jedem Jahr maximal zulässige Menge an energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen.
- Der maximal mögliche Zubau der implementierten Technologien wird über jahresscharf vorgegebene maximale Ausbaumengen begrenzt. Hierdurch soll berücksichtigt werden, dass bedingt durch Produktionsbegrenzungen nicht beliebig viele Anlagen, zum Beispiel Windkraftanlagen, gebaut und anschließend installiert werden. Die angenommenen „Leitplanken“ der jeweiligen Technologien können Anhang 2 entnommen werden. Hierbei fand eine Orientierung an heutigen Marktzahlen statt. Zahlenwerte für Technologien, die heute noch keine signifikanten Marktanteile aufweisen können, wurden wie folgt ermittelt: Zunächst wurde in der Literatur die maximale Potenzialgrenze der Technologie im Jahr 2050 ermittelt. Im Anschluss wurden die jahresscharfen Obergrenzen so gewählt, dass die Summe der Obergrenzen den ermittelten maximalen Potenzialgrenzen im Jahr 2050 entspricht.
- Technische Potenziale für Sonne und Wind. Hier wird basierend auf der Studie *Treibhausgasneutrales Deutschland 2050*<sup>29</sup> davon ausgegangen, dass 45 GW<sub>el</sub> beziehungsweise 189 GW<sub>el</sub> Windkraftanlagen zu See beziehungsweise zu Land möglich sind und etwa 300 GW<sub>el</sub> Photovoltaikanlagen (inklusive etwa 25 GW<sub>el</sub> Freiflächen) installiert werden können.<sup>30</sup>
- Es wird angenommen, dass die Anzahl der Gebäude in Deutschland von heute etwa 25,4 auf 26,9 Millionen im Jahr 2050 steigt.<sup>31</sup> Zusätzlich wird angenommen, dass jedes Gebäude, das neu gebaut wird, mindestens dem zuvor definierten Sanierungsstand „vollsaniert“ entspricht.
- Die Anzahl der Pkw im Verkehrssektor nimmt von heute 47,8 auf etwa 45 Millionen im Jahr 2050 leicht ab. Die Anzahl der Lkw hingegen steigt leicht von 5,1 auf 5,4 Millionen im Jahr 2050.<sup>32</sup>
- Die Energienachfrage der Luft- und Schifffahrt in Deutschland wird von heute ausgehend als konstant angenommen. Zusätzlich wird angenommen, dass hierfür nur flüssige Brennstoffe als Energieträger in Betracht kommen.
- In Industrieprozessen wird im Modell eine Wandlungseffizienz von 90 Prozent von End- in Nutzenergie angenommen. Industrielle Prozesswärme wird im Modell als konstante stündliche Last berücksichtigt.
- Die Strombasislast im Modell, basierend auf den Zeitreihen der europäischen Übertragungsnetzbetreiber<sup>33</sup>, beinhaltet jeglichen heute in Deutschland nachgefragten Strom abzüglich des

<sup>29</sup> UBA 2014.

<sup>30</sup> In einigen Rechenläufen im Rahmen der in ESYS durchgeführten Rechnungen wurden höhere Werte angenommen, siehe Kapitel 2.3.1, S. 23 ff.

<sup>31</sup> Schlesinger et al. 2014; Ziesing 2014.

<sup>32</sup> Eigene Annahmen basierend auf BMVBS 2006.

<sup>33</sup> Vgl. ENTSOE 2015.

Stroms für Raumwärme und Warmwasser in stündlicher Auflösung. Strom für Raumwärme und Warmwasser wird modellendogen berechnet und ergibt einen zusätzlichen Stromverbrauch zur Strombasislast. Die Strombasislast beinhaltet beispielsweise Strom für elektrischen Schienenverkehr, Haushalte, Industrieprozesse, Beleuchtung, Klimatisierung, Kältebereitstellung etc. In Summe ergibt sich hieraus eine jährliche Stromnachfrage des Systems von 481 TWh im Startjahr.<sup>34</sup>

- Konventionelle Braun- und Steinkohlekondensationskraftwerke und Ölkraftwerke werden zunächst mit kraftwerksspezifischem Alter und installierter Leistung mithilfe der sogenannten Kraftwerksliste<sup>35</sup> für das Jahr 2015 erfasst. Im Verlauf des Betrachtungszeitraumes reduziert sich die installierte Leistung dieser Kraftwerke nach Ablauf der jeweiligen technischen Lebensdauer. Tabelle 11 im Anhang zeigt den Verlauf des Rückbaus dieser Kraftwerke. Im Modell ist es nicht möglich, diese Kraftwerke durch gleichartige Kraftwerke zu ersetzen oder vorzeitig außer Betrieb zu nehmen; sie sind somit nicht Gegenstand der Optimierung. Je nach betrachtetem Szenario wird auch ein früherer Ausstieg aus Kohlekraftwerken berücksichtigt. Bei Braun- und Steinkohlekraftwerken gilt zusätzlich die Bedingung, dass sie zu jeder Zeit mit einer gewissen Auslastung laufen müssen („Must-Run-Bedingung“), um Kaltstarts zu vermeiden (vgl. Tabelle 12 im Anhang A4).<sup>36</sup>
- Gas- und Gas-und-Dampf-Kraftwerke (GuD) werden zu Beginn der Rechnung analog zu den zuvor genannten Kraftwerken entsprechend der Kraftwerksliste in Tabelle 11 im Anhang erfasst. Zusätzlich besteht im Rahmen der Optimierung jedoch die Möglichkeit, die installierte Leistung dieser Kraftwerke weiter auszubauen.
- Die Einspeisung von Strom aus Laufwasserkraftwerken wird basierend auf den Daten der EEX-Transparency<sup>37</sup> in stündlicher Auflösung abgebildet. Die installierte Leistung der heutigen Kraftwerke wird als konstant über den Betrachtungszeitraum angenommen. Es erfolgt somit keine Optimierung der installierten Leistung dieser Kraftwerke.
- Für Ölkessel wurde die Annahme getroffen, dass diese nach Ablauf ihrer technischen Lebensdauer nicht wieder durch Ölkessel erneuert werden können. Die Obergrenze der Optimierung für diese Technologien ist somit für den Betrachtungszeitraum gleich null gesetzt.

Der Anteil aller Gebäude, die einen Fernwärmeanschluss besitzen, wird im Modell auf einen Maximalwert von 25 Prozent im Jahr 2050 begrenzt. Zum Vergleich: Heute stellen Fernwärmeanschlüsse rund 14 Prozent aller Anlagen zur Wärmeversorgung dar.

---

<sup>34</sup> BMWi 2015.

<sup>35</sup> BNetzA 2015.

<sup>36</sup> Die Must-Run-Bedingung gilt auch dann noch, wenn es bei niedrigen erlaubten CO<sub>2</sub>-Emissionen kostengünstiger wäre, andere Energieträger einzusetzen.

<sup>37</sup> EEX 2012.

### 2.3.1 Spezifische Annahmen und Parameter für Rechnungen

Für alle Modellrechnungen der Analyse »Sektorkopplung« – Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems wurden die folgenden spezifischen Annahmen festgelegt:

1. Eine Kostenbelastung von CO<sub>2</sub>-Emissionen wurde in den Rechnungen nicht angenommen. Die erlaubten CO<sub>2</sub>-Mengen wurden aber jahresscharf vorgegeben, und das Rechenmodell stellt sicher, dass diese Mengen eingehalten werden.<sup>38</sup>
2. Der Zinssatz für die Annuitätenrechnung beträgt einheitlich 8 Prozent.
3. Die Energiepreise für Öl-, Erdgas- und Kohleimporte werden als zeitlich konstant angenommen (Wert von 2016).<sup>39</sup>
4. Konventionelle Kraftwerke können nicht vor Ende ihrer kalkulatorischen Lebensdauer zurückgebaut werden. Die Laufzeit kann jedoch auch nicht darüber hinaus verlängert werden (Atomausstieg ist berücksichtigt; CCS-Technologie findet keine Anwendung).
5. Aufgrund der Nutzung von Kraftwärmekopplung und Betriebsrestriktionen ist eine Minimalbedingung für den Betrieb für konventionelle Kraftwerke hinterlegt.
6. Leistung und Kapazität der Pumpspeicherkraftwerke bleiben auf dem heutigen Stand.
7. Die Kuppelleistung zum Ausland bleibt konstant bei etwa 15,5 GW.
8. Das Angebot von Biomasse bleibt auf dem heutigen Wert von 293 TWh konstant.<sup>40</sup>
9. Weitere CO<sub>2</sub>-Emissionen durch nichtenergetische Nutzung kohlenstoffhaltiger fossiler Rohstoffe (zum Beispiel in Stahl, Chemie) werden nicht berücksichtigt.

Bei den Power-to-Gas(PtG)- und Power-to-Liquid(PtL)-Anwendungen wurden die elektrolytische Herstellung von Wasserstoff, die Herstellung von synthetischen Flüssigkraftstoffen und die Methanisierung als Optionen berücksichtigt.

Im Folgenden werden die Durchführung und die Unterschiede der einzelnen Rechnungen erläutert. In einem ersten Schritt werden die Entwicklung des Gesamtenergiesystems und insbesondere die Implikationen auf die Sektorkopplung in Abhängigkeit vom CO<sub>2</sub>-Reduktionszielwert dargestellt. Hierzu werden in den Modellrechnungen CO<sub>2</sub>-Minderungswerte von -60 Prozent, -75 Prozent, -85 Prozent und -90 Prozent im Jahr 2050 gegenüber dem Bezugswert im Jahr 1990 vorgegeben (Rechenläufe „60\_offen“, „75\_offen“, „85\_offen“, „90\_offen“; vgl. Tabelle 3).<sup>41</sup> In drei weiteren Modellrechnungen werden spezifische Ausgestaltungsoptionen für den Fall der Minderung energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen um 85 Prozent betrachtet. Eine dieser Ausgestaltungsoptionen ist durch eine Entwicklung gekennzeichnet, bei der Wasserstoff eine besonders große Rolle als zukünftiger Energieträger – insbesondere als Kraftstoff im Verkehr – spielt („85\_H2“). In einer weiteren Modellrechnung wird ein Energiesystem betrachtet, in dem andere regenerativ erzeugte Brenn- beziehungsweise Kraftstoffe (Methan, flüssige Kraft-

<sup>38</sup> Dies korrespondiert mit dem Ansatz eines Handelssystems mit einer fixen Obergrenze für zulässige CO<sub>2</sub>-Emissionen. Eine exogene Vorgabe von CO<sub>2</sub>-Preisen würde dagegen eher einer Besteuerung von CO<sub>2</sub>-Emissionen entsprechen. Aus den Rechnungen können durch Vergleich mit einem Referenzszenario ohne vorgegebene CO<sub>2</sub>-Obergrenzen ex post die durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten über den gesamten Betrachtungszeitraum bestimmt werden.

<sup>39</sup> Kostenannahmen für Energieträger sind: Erdgas 33,1 €/MWh, Erdöl 52,0 €/MWh, Steinkohle 16,0 €/MWh, Braunkohle 1,5 €/MWh, Biomasse (Holz) 50,0 €/MWh, Biomasse (Anbau) 50,0 €/MWh, Biomasse (feucht) 10,0 €/MWh.

<sup>40</sup> Davon sind 42 TWh feuchte Biomasse (Rohbiogas), 131 TWh Holz und holzartige Biomasse und 120 TWh Anbaubiomasse, DBFZ 2016. Diese Werte sind Obergrenzen und müssen im Modell nicht vollständig verwendet werden.

<sup>41</sup> Details zu den unterschiedlichen Annahmen in den Modellrechnungen finden sich in Tabelle 1.

stoffe) im Verkehrs-, Strom- und Wärmesektor eine dominante Rolle spielen („85\_PtG“). Die Ergebnisse der Rechnungen zeigen, dass alle Modellrechnungen mit Absenkungen der CO<sub>2</sub>-Emissionen um mindestens 85 Prozent zu sehr großen notwendigen installierten Leistungswerten der Wandler fluktuierender erneuerbarer Energien (Sonne, Wind) führen. Daher wurde entschieden, in einer weiteren Modellrechnung eine Reihe von Annahmen zu treffen, die eine Erreichung der CO<sub>2</sub>-Minderungsziele erleichtern („85\_offen+aktiv“). Hier wurde angenommen, dass

- durch Energieeinspar- und Energieeffizienzmaßnahmen die Basisstromnachfrage von 481 TWh auf 360 TWh zurückgeht, entsprechend dem Ziel der Bundesregierung, den Energieverbrauch der originären Stromanwendungen bis zum Jahr 2050 um 25 Prozent zu senken,
- der Energiebedarf der Industrie um jährlich 0,5 Prozent abnimmt,
- Solarthermie bis 2050 wie folgt ausgebaut wird: 80 GW<sub>th</sub> dezentral (Gebäude), 80 GW<sub>th</sub> zentral (an Wärmenetze angeschlossen), 5 Prozent Anteil an industriellen Prozessen, wobei für 2050 diese Werte fest vorgegeben wurden,
- bis zum Jahr 2040 ein Ausstieg aus der Nutzung von Kohle zur Stromerzeugung erfolgt (Wegfall der Must-Run-Bedingungen für Kohle- und Ölkraftwerke) und
- sich durch einen Ausbau des europäischen Verbundnetzes die Kuppelleistung mit den Nachbarländern bis 2050 verdoppelt.<sup>42</sup>

In der nachfolgenden Tabelle sind die wesentlichen Annahmen aller durchgeführten Modellrechnungen zusammengefasst. Zusätzlich wurde als weitere Option der Import von erneuerbaren Kraftstoffen aus dem Ausland untersucht.<sup>43</sup>

Bezeichnung	60_offen	75_offen	85_offen	90_offen	85_H <sub>2</sub>	85_PtG	85_offen+Aktiv
CO <sub>2</sub> -Ziel 2020	-30%	-35%	-40%	-40%	-40%	-40%	-40%
2030	-40%	-50%	-55%	-55%	-55%	-55%	-55%
2040	-50%	-65%	-75%	-75%	-75%	-75%	-75%
2050	-60%	-75%	-85%	-90%	-85%	-85%	-85%
<b>Stromnachfrage</b>	wie heute (ca. 500 TWh)	wie heute (ca. 500 TWh)	Strom -25% in 2050				
<b>Heizungstechnologien</b>	offen	offen	offen	offen	offen	Wärmepumpen auf 40% beschränkt	offen
<b>Verkehr</b>	offen	offen	offen	offen	Pkw/Lkw: stark basierend auf H <sub>2</sub> (Marktanteile in 2050 100%)	Pkw/Lkw: Batterie auf 50% Marktanteil beschränkt	offen
<b>H<sub>2</sub> im Gasnetz in Vol%</b>	5	5	5	5	30	5	5
<b>Prozesswärmeforderung in TWh</b>	ca. 440	Industrie -0,5%/a	Industrie -0,5%/a				
<b>Potenzial PV+Wind in GW</b>	500	500	500	500	600	600	500

**Tabelle 3: Spezifische Annahmen für die Modellrechnungen.** „Offen“ bedeutet, dass die Technologiezusammensetzung vom Modell endogen bestimmt wird. Der Verbrauch originärer Stromanwendungen entspricht der Basisstromlast.

<sup>42</sup> In Sensitivitätsrechnungen konnte einzeln nachgewiesen werden, dass sich diese Maßnahmen alle positiv auf eine Reduktion der notwendigen Menge an fluktuierenden EE-Anlagen auswirken können.

<sup>43</sup> Vgl. hierzu Ausfelder et al. 2017, Kapitel 5.3.6.

## Anhang

### A1: Investitionsannahmen und Performancewerte

Abkürzungen: K.-Exponent: Kostendegressionsexponent, M-/O-Kosten: Maintenance-/Operation-Kosten (Betriebs- und Wartungskosten), Kalk. Zins: Kalkulatorischer Zins, El. WG.: Elektrischer Wirkungsgrad, Th. WG.: Thermischer Wirkungsgrad

Stromerzeuger				
Komponente	Größe	Einheit	Wert	Quellen
<b>Offshore-Windkraftanlagen</b>				
	Investition 2013	€/kW	3.978	IEA 2012; Reuter 2014
	Investition 2050	€/kW	2.251	IEA 2012
	K.-Exponent	-	1,5	Hobohm et al. 2013
	Lebensdauer	a	20	IEA 2012; Reuter 2014
	Volllaststunden	h	4.000	E. A. basierend auf Hobohm et al. 2013
	M-/O-Kosten	% Invest	3,03	IEA 2012; Reuter 2014
	Kalk. Zins	%	8	Eigene Annahmen
	<b>Onshore-Windkraftanlagen</b>			
	Investition 2013	€/kW	1.400	Kost et al. 2013
	Investition 2050	€/kW	1.167	IEA 2012; Reuter 2014; Kost et al. 2013
	K.-Exponent	-	4	Nitsch et al. 2010
	Lebensdauer	a	22,5	IEA 2012; Reuter 2014
	Volllaststunden	h	2.500–2.000	E. A. basierend auf Kost et al. 2013
	M-/O-Kosten	% Invest	3,4	IEA 2012; Reuter 2014
	Kalk. Zins	%	8	Eigene Annahmen
	<b>Photovoltaik</b>			
	Investition 2013	€/kW	1.254	Agora 2015
	Investition 2050	€/kW	571	Agora 2015
	K.-Exponent	-	2.5	Agora 2015
	Lebensdauer	a	30	Agora 2015
	Volllaststunden	h	1.100–915	E. A. basierend auf Agora 2015
	M-/O-Kosten	% Invest	1,96	IEA 2012
	Kalk. Zins	%	8	Eigene Annahmen

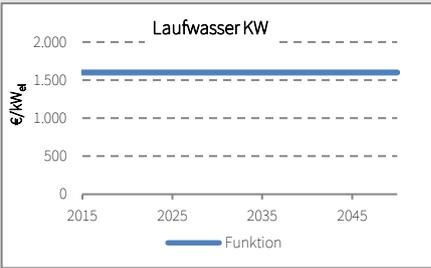
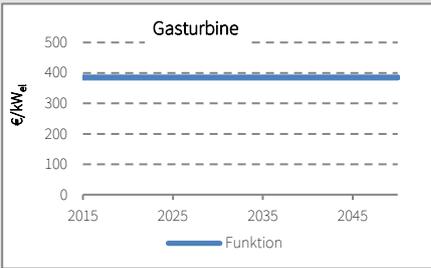
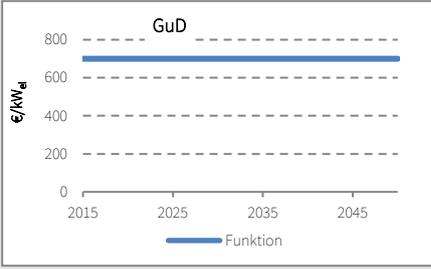
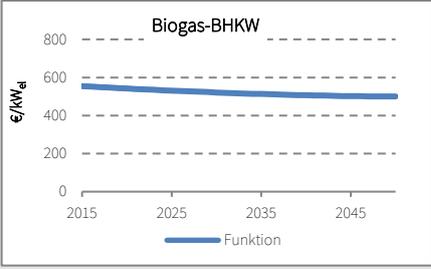
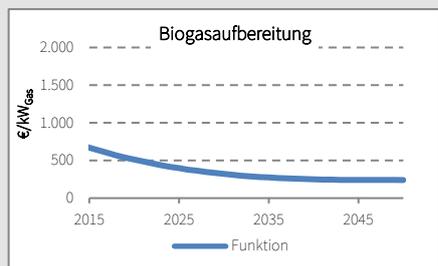
Laufwasserkraftwerke				
	Investition 2013	€/kW	1.600	IEA 2010
	Investition 2050	€/kW	1.600	IEA 2010
	K.-Exponent	-	1	Eigene Annahmen
	Lebensdauer	a	50	Jager et al. 2011
	M-/O-Kosten	% Invest	2	IEA 2010
	Kalk. Zins	%	8	Eigene Annahmen
Gasturbine				
	Investition 2013	€/kW	385	IEA 2012
	Investition 2050	€/kW	385	IEA 2012
	K.-Exponent	-	1	Eigene Annahmen
	Lebensdauer	a	50	Eigene Annahmen
	M-/O-Kosten	% Invest	2	IEA 2012
	Wirkungsgrad	%	42	IEA 2012
Kalk. Zins	%	8	Eigene Annahmen	
GuD-Kraftwerke				
	Investition 2013	€/kW	700	Nitsch et al. 2010; BMW 2010; Görner/Sauer 2016
	Investition 2050	€/kW	700	Nitsch et al. 2010; Görner/Sauer 2016
	K.-Exponent	-	1	Eigene Annahmen
	Lebensdauer	a	40	DENA 2005; Görner/Sauer 2016
	M-/O-Kosten	% Invest	3	DENA 2005
	Wirkungsgrad	%	63,5	BMW 2010; Görner/Sauer 2016
Kalk. Zins	%	8	Eigene Annahmen	

Tabelle 4: Eingangsparameter für Stromerzeugungsanlagen in den Modellrechnungen

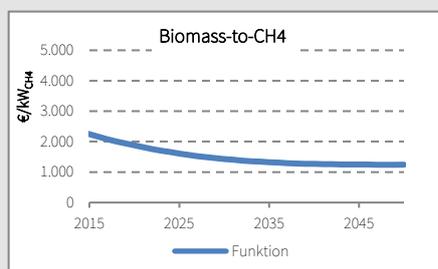
Biomassewandler				
Komponente	Größe	Einheit	Wert	Quellen
Rohbiogasverstromung (Biogas-BHKW) <sup>44</sup>				
	Investition 2013	€/kW	560	ASUE 2011
	Investition 2050	€/kW	500	ASUE 2011
	K.-Exponent	-	1,7	Eigene Annahmen
	Lebensdauer	a	20	Gantefort 2006; Weidner/Elsner 2016
	M-/O-Kosten	% Invest	2,5	Weidner/Elsner 2016
	El. WG.	%	25	ASUE 2011
	Th. WG.	%	40	ASUE 2011
	Kalk. Zins	%	8	Eigene Annahmen

<sup>44</sup> Hierbei handelt es sich um BHKW, die „Rohbiogas“, also nicht aufbereitetes Gas mit hohen Anteilen an CO<sub>2</sub>, verbrennen. Die Kosten der Biogasanlage (Vergärung der Biomasse) sind nicht enthalten.

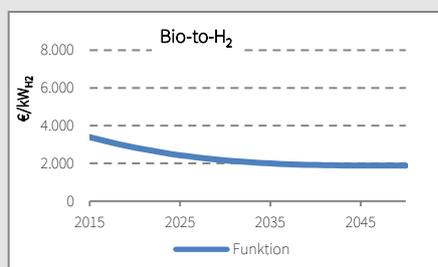
## Bioerdgas Aufbereitung (Rohbiogas zu Biomethan)



Investition 2013	€/kWh	750	Weidner/Elsner 2016; FNR 2015
Investition 2050	€/kWh	240	Weidner/Elsner 2016; FNR 2015
K.-Exponent	-	3	Eigene Annahmen
Lebensdauer	a	25	Weidner/Elsner 2016
M-/O-Kosten	% Invest	3	Weidner/Elsner 2016; Zech et al. 2013
Wirkungsgrad	%	88	Zech et al. 2013; Karl et al. 2010; Jensen 2014; Albrecht et al. 2013
Kalk. Zins	%	8	Eigene Annahmen

Biomasse zu Methan<sup>45</sup>

Investition 2013	€/kW	2.426	BMBF 2009; DBFZ 2011
Investition 2050	€/kW	1.244	BMBF 2009; DBFZ 2011
K.-Exponent	-	3	Eigene Annahmen
Lebensdauer	a	20	Wiese 2007
M-/O-Kosten	% Invest	6	Zech et al. 2013
Volllaststunden	H	8.000	In Anlehnung an DBFZ 2011
Wirkungsgrad	%	61	Zech et al. 2013
Kalk. Zins	%	8	Eigene Annahmen

Biomasse zu Wasserstoff<sup>46</sup>

Investition 2013	€/kW	3.670	Zech et al. 2013; BMBF 2009; DBFZ 2011
Investition 2050	€/kW	1.882	Zech et al. 2013; BMBF 2009; DBFZ 2011
K.-Exponent	-	3	Eigene Annahmen
Lebensdauer	a	20	Wiese 2007
M-/O-Kosten	% Invest	6	Zech et al. 2013
Volllaststunden	h	8.000	Entsprechend Festbiomasse zu CH <sub>4</sub>
Wirkungsgrad	%	48	Zech et al. 2013
Kalk. Zins	%	8	Eigene Annahmen

<sup>45</sup> Angenommen wird die Wandlung von Festbiomasse zu Methan mit Pyrolyse als Grundprozess.

<sup>46</sup> Angenommen wird die Wandlung von Festbiomasse zu Wasserstoff mit Pyrolyse als Grundprozess.

Biomasse zu flüssigen Brennstoffen <sup>47</sup>				
	Investition 2013	€/kW	3.315	BMBF 2009; DBFZ 2011
	Investition 2050	€/kW	1.700	BMBF 2009; DBFZ 2011; Degression entsprechend Biomassevergasung
	K.-Exponent	-	2	Eigene Annahmen
	Lebensdauer	a	20	Wiese 2007
	M-/O-Kosten	% Invest	6	Zech et al. 2013
	Volllaststunden	H	8.000	DBFZ 2011
	Wirkungsgrad	%	46	Beckmann/Klemm 2008; Wiese 2007; Zech et al. 2013
	Kalk. Zins	%	8	Eigene Annahmen
Festbiomasse Verbrennung Industrie				
	Investition 2013	€/kW	280	Eigene Annahmen
	Investition 2050	€/kW	280	Eigene Annahmen
	K.-Exponent	-	5	Eigene Annahmen
	Lebensdauer	a	20	Annahme: gleiche Lebensdauer wie andere Kessel
	M-/O-Kosten	% Invest	3	Eigene Annahmen
	Wirkungsgrad	%	85	Eigene Annahmen
Kalk. Zins	%	8	Eigene Annahmen	
Biodieselanlage (aus Bioanbau Raps)				
	Investition 2013	€/kW	150	DBFZ 2011
	Investition 2050	€/kW	150	DBFZ 2011
	K.-Exponent	-	1	Eigene Annahmen
	Lebensdauer	a	20	Gantefort 2006
	M-/O-Kosten	% Invest	5	Zech et al. 2013
	Volllaststunden	h	5.500	DBFZ 2011
	Wirkungsgrad	%	60	Firrisa et al. 2013
Kalk. Zins	%	8	Eigene Annahmen	
Biogasanlage <sup>48</sup>				
	Investition 2013	€/kW	1.105	DBFZ 2011; FNR 2015; Weidner/Elsner 2016
	Investition 2050	€/kW	697	Weidner/Elsner 2016
	K.-Exponent	-	3	Eigene Annahmen
	Lebensdauer	a	20	Gantefort 2006; FNR 2015
	M-/O-Kosten	% Invest	5	Zech et al. 2013
	Volllaststunden	h	8.400	Weidner/Elsner 2016
	Kalk. Zins	%	8	Eigene Annahmen

Tabelle 5: Eingangsparameter für Biomassewandler in den Modellrechnungen

<sup>47</sup> Angenommen wird die Wandlung von Festbiomasse zu flüssigen Brennstoffen mit Pyrolyse als Grundprozess.

<sup>48</sup> Vergärung von Feuchtbioasse zu Rohbiogas.

Wärmenetze <sup>49</sup>				
Komponente	Größe	Einheit	Wert	Quellen
<b>Wärmepumpen Wärmenetze</b>				
	Investition 2013	€/kW	781	Lambauer et al. 2008; Krewitt et al. 2009
	Investition 2050	€/kW	625	Lambauer et al. 2008; Krewitt et al. 2009
	K.-Exponent	-	6	Eigene Annahmen
	Lebensdauer	a	20	Jager et al. 2011
	M-/O-Kosten	% Invest	3,5	Eigene Annahmen
	Kalk. Zins	%	8	Eigene Annahmen
<b>Wärmespeicher Wärmenetze (zentral)</b>				
	Investition 2013	€/m <sup>3</sup>	171	Eigene Berechnungen basierend auf SDH 2016
	Investition 2050	€/m <sup>3</sup>	120	Eigene Berechnungen basierend auf SDH 2016
	K.-Exponent	-	2	Eigene Annahmen
	Lebensdauer	a	40	Eigene Annahmen
	M-/O-Kosten	% Invest	1	Eigene Annahmen
	Kalk. Zins	%	8	Eigene Annahmen
<b>Solarthermie Wärmenetze<sup>50</sup></b>				
	Investition 2013	€/m <sup>2</sup>	265	Eigene Annahmen
	Investition 2050	€/m <sup>2</sup>	106	Eigene Annahmen
	K.-Exponent	-	3,5	Eigene Annahmen
	Lebensdauer	a	30	Hummel 2014
	M-/O-Kosten	% Invest	1,4	Nitsch et al. 2012
	Kalk. Zins	%	8	Eigene Annahmen
<b>Tiefengeothermie Wärmenetze</b>				
	Investition 2013	€/kW	3.936	Kock/Kaltschmitt 2012; Weimann 2011; Clauser/Elsner 2015; Zeitler/Stockerl 2010
	Investition 2050	€/kW	3.146	Kock/Kaltschmitt 2012; Weimann 2011; Clauser/Elsner 2015
	K.-Exponent	-	5	Wietschel et al. 2010
	Lebensdauer	a	22	Clauser/Elsner 2015
	M-/O-Kosten	% Invest	3,65	Clauser/Elsner 2015
	Jahresarbeits- zahl (reine Pumpenergie)	-	10	Eigene Annahmen
	Kalk. Zins	%	8	Eigene Annahmen

<sup>49</sup> Die Arbeitszahlen der betrachteten Wärmepumpen für die Modellrechnungen werden bestimmt über eine Funktion der Speicher- und Außenlufttemperatur (beziehungsweise der Erdoberflächtemperatur). Die Speicherverluste werden in Abhängigkeit der Speichertemperatur berechnet. Für genauere Angaben siehe Palzer 2016.

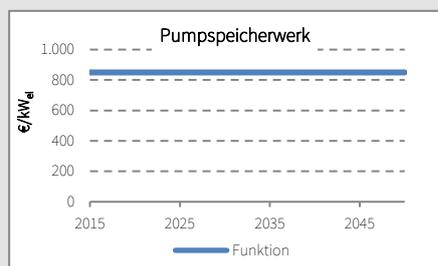
<sup>50</sup> Die gewonnene Wärme ist eine Funktion der solaren Einstrahlung, die über die Wetterprofile bestimmt wird. Für genauere Angaben siehe Palzer 2016.

KWK Wärmenetze				
	Investition 2013	€/kW	839	Nitsch et al. 2010, Erdmann/Dittmar 2010; ASUE 2011; IEA 2010; Matthes et al. 2011; Fahl et al. 2010
	Investition 2050	€/kW	736	Nitsch et al. 2010; Erdmann/Dittmar 2010; ASUE 2011; IEA 2010; Matthes et al. 2011; Fahl et al. 2010
	K.-Exponent	-	3	Eigene Annahmen
	Lebensdauer	a	22	IEA 2010
	M-/O-Kosten	% Invest	3	Eigene Annahmen
	Leistung	MW	125	Eigene Annahmen
	El. WG.	%	37	ASUE 2011
	Th. WG.	%	47	ASUE 2011
	Kalk. Zins	%	8	Eigene Annahmen
Spitzenlastkessel Wärmenetz				
	Investition 2013	€/kW	66	Nitsch et al. 2010
	Investition 2050	€/kW	59	Nitsch et al. 2010
	K.-Exponent	-	1,1	Nitsch et al. 2010
	Lebensdauer	a	22	Recknagel et al. 2012
	M-/O-Kosten	% Invest	1	Lucas et al. 2002
	Leistung	MW	125	Eigene Annahmen
	Th. WG.	%	92	Eigene Annahmen
	Kalk. Zins	%	8	Nitsch et al. 2010

Tabelle 6: Eingangsparameter für Wärmenetze in den Modellrechnungen

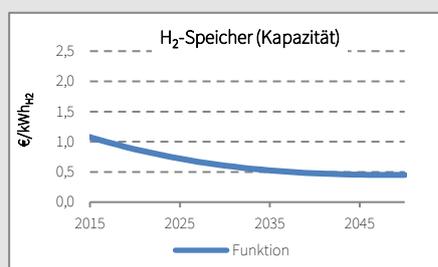
Speichertechnologien und Sonstige				
Komponente	Größe	Einheit	Wert	Quellen
Stationäre Batterien				
	Investition 2013	€/kWh	1.260	Adamek et al. 2012; Lunz 2014
	Investition 2050	€/kWh	200	Eigene Annahmen
	K.-Exponent	-	6	Eigene Annahmen
	Lebensdauer	a	25	BMWi 2010; Elsner/Sauer 2015
	M-/O-Kosten	% Invest	1	Eigene Annahmen
	Wirkungsgrad	%	95	BMWi 2010
	Kalk. Zins	%	8	Eigene Annahmen

## Pumpspeicherkraftwerke



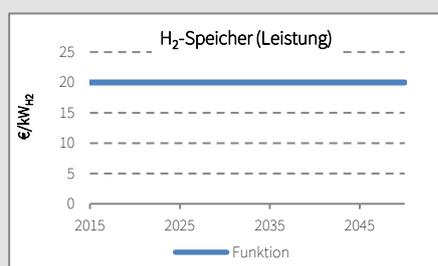
Jährliche fixe Speicherleistung	GW	8,6	UBA 2014
Jährliche fixe Speicherkapazität	GWh	51,6	UBA 2014; Hartmann et al. 2012
Investition 2013	€/kW	850	Annahme: keine Abnahme, daher Wert aus Bussar et al. 2014; Elsner/Sauer 2015
Investition 2050	€/kW	850	Elsner/Sauer 2015
M-/O-Kosten	%/a	2	Elsner/Sauer 2015
Wirkungsgrad	%	80	UBA 2014
Lebensdauer	a	80	Elsner/Sauer 2015

## Kapazität Wasserstoffspeicher



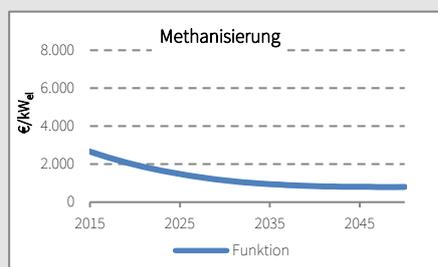
Investition 2013	€/kWh	1,17	Eigene Annahmen
Investition 2050	€/kWh	0,45	Eigene Annahmen
K.-Exponent	-	2,5	Eigene Annahmen
Lebensdauer	a	40	Elsner/Sauer 2015
M-/O-Kosten	% Invest	1,6	Elsner/Sauer 2015
Kalk. Zins	%	8	Eigene Annahmen

## Leistung Wasserstoffspeicher (Leistung Gas)



Investition 2013	€/kW	20	Eigene Annahmen
Investition 2050	€/kW	20	Eigene Annahmen
K.-Exponent	-	2,5	Elsner/Sauer 2015
Lebensdauer	a	25	Adamek et al. 2012
M-/O-Kosten	% Invest	1,6	Elsner/Sauer 2015
Kalk. Zins	%	8	Eigene Annahmen

## Methanisierung (Elektrolyse + Sabatier)



Investition 2013	€/kW	3.000	Elsner/Sauer 2015
Investition 2050	€/kW	800	Elsner/Sauer 2015
K.-Exponent	-	3	Eigene Annahmen
Lebensdauer	a	25	Elsner/Sauer 2015
M-/O-Kosten	% Invest	2,5	Elsner/Sauer 2015
Wirkungsgrad Sabatier	%	80	Elsner/Sauer 2015
Wirkungsgrad Elektrolyse	%	80	Elsner/Sauer 2015
Th. Wirkungsgrad	%	6,8	Eigene Annahmen
Kalk. Zins	%	8	Eigene Annahmen

H2-to-Fuel				
	Investition 2013	€/kW	800	Eigene Berechnungen basierend auf Mittelbach 2005
	Investition 2050	€/kW	532	Eigene Berechnungen basierend auf Mittelbach 2005
	K.-Exponent	-	3	Eigene Annahmen
	Lebensdauer	a	30	Pehnt 2001
	M-/O-Kosten	% Invest	4	Eigene Annahmen
	Wirkungsgrad	%	66,5	Müller et al. 2014
	Kalk. Zins	%	8	Eigene Annahmen
Elektrolyse				
	Investition 2013	€/kW	840	Elsner/Sauer 2015
	Investition 2050	€/kW	200	Elsner/Sauer 2015
	K.-Exponent	-	3	Elsner/Sauer 2015
	Lebensdauer	a	18,5	Elsner/Sauer 2015
	M-/O-Kosten	% Invest	4	Elsner/Sauer 2015
	Wirkungsgrad	%	80	Elsner/Sauer 2015
	Kalk. Zins	%	8	Eigene Annahmen
Erdgas-Dampf-Reformierung fossil				
	Investition 2013	€/kW	955	Bolle et al. 2012; Chempark o.J.
	Investition 2050	€/kW	955	Bolle et al. 2012; Chempark o.J.
	K.-Exponent	-	1	Eigene Annahmen
	Lebensdauer	a	15	Rostrup-Nielsen 2015; Ruthardt et al. 2005; Bolle et al. 2012
	M-/O-Kosten	% Invest	2,5	Bolle et al. 2012
	Wirkungsgrad	%	80	Winter-Madsen/Olsson 2007; Bolle et al. 2012
	Kalk. Zins	%	8	Eigene Annahmen

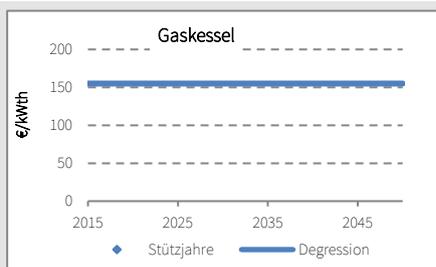
Tabelle 7: Eingangsparameter für Speicher und Power-to-X-Technologien in den Modellrechnungen

Gebäude und Heizungstechnologien<sup>51</sup>

Komponente	Größe	Einheit	Wert	Literatur
<b>Gebäudesanierung: „vollsaniert“</b>				
	Investition 2013	€/m <sup>2</sup>	102	BMVBS 2012-2; Stolte et al. 2012; Pillen et al. 2010; Kah/Feist 2005; Destatis 2015
	Investition 2050	€/m <sup>2</sup>	102	BMVBS 2012-2; Stolte et al. 2012; Pillen et al. 2010; Kah/Feist 2005; Destatis 2015
	K.-Exponent	-	1	Eigene Annahmen
	Lebensdauer	a	50	Eigene Annahmen
	M-/O-Kosten	% Invest	1	Eigene Annahmen
	Kalk. Zins	%	8	Eigene Annahmen
	<b>Gebäudesanierung „vollsaniert+“</b>			
	Investition 2013	€/m <sup>2</sup>	180	BMVBS 2012-2; Stolte et al. 2012; Pillen et al. 2010; Kah/Feist 2005; Destatis 2015
	Investition 2050	€/m <sup>2</sup>	180	BMVBS 2012-2; Stolte et al. 2012; Pillen et al. 2010; Kah/Feist 2005; Destatis 2015
	K.-Exponent	-	1	Eigene Annahmen
	Lebensdauer	a	50	Eigene Annahmen
	M-/O-Kosten	% Invest	1	Eigene Annahmen
	Kalk. Zins	%	8	Eigene Annahmen
	<b>Fußbodenheizung</b>			
	Investition 2013	€/m <sup>2</sup>	60	IWU 2009
	Investition 2050	€/m <sup>2</sup>	60	IWU 2009
	K.-Exponent	-	0	Eigene Annahmen
	Lebensdauer	a	50	Eigene Annahmen
	M-/O-Kosten	% Invest	1,5	Eigene Annahmen
	Kalk. Zins	%	8	Eigene Annahmen
	<b>Ölkessel</b>			
	Investition 2013	€/kW	155	Eigene Annahmen
	Investition 2050	€/kW	155	Eigene Annahmen
	K.-Exponent	-	1,1	Nitsch et al. 2010
	Lebensdauer	a	20	Entsprechend Gaskessel
	M-/O-Kosten	% Invest	2	Lucas et al. 2002
	Th. WG.	%	90	Eigene Annahmen
	Kalk. Zins	%	8	Eigene Annahmen

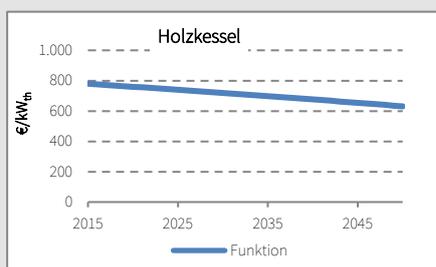
<sup>51</sup> Die Arbeitszahlen der betrachteten Wärmepumpen für die Modellrechnungen werden über eine Funktion der Speicher- und Außenlufttemperatur (beziehungsweise der Erdreichtemperatur) bestimmt. Die Speicherverluste werden in Abhängigkeit der Speichertemperatur berechnet. Für genauere Angaben siehe Palzer 2016.

## Gaskessel



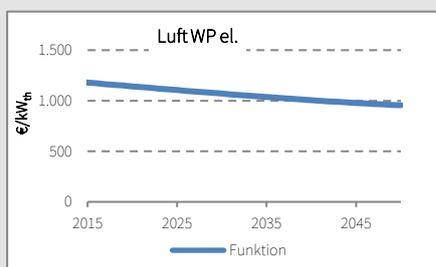
Investition 2013	€/kW	155	Nitsch et al. 2010
Investition 2050	€/kW	155	Nitsch et al. 2010
K.-Exponent	-	1,1	Nitsch et al. 2010
Lebensdauer	a	20	Recknagel et al. 2012
M-/O-Kosten	% Invest	2	Lucas et al. 2002
Th. WG.	%	92	Eigene Annahmen
Kalk. Zins	%	8	Eigene Annahmen

## Biomassekessel/Holzessel



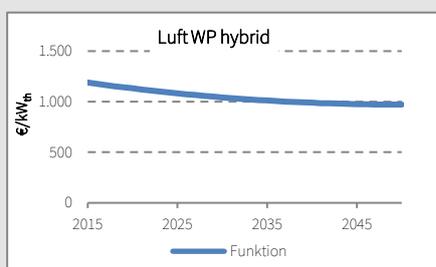
Investition 2013	€/kW	788	BMVBS 2012-1; Nitsch et al. 2010; Nitsch et al. 2012; Henning et al. 2012
Investition 2050	€/kW	631	BMVBS 2012-1; Nitsch et al. 2010; Nitsch et al. 2012; Henning et al. 2012
K.-Exponent	-	0,95	Nitsch et al. 2010
Lebensdauer	a	20	Entsprechend Gaskessel
M-/O-Kosten	% Invest	3	Eigene Annahmen
Th. WG.	%	75	Eigene Annahmen
Kalk. Zins	%	8	Eigene Annahmen

## Elektrische Wärmepumpe Außenluft



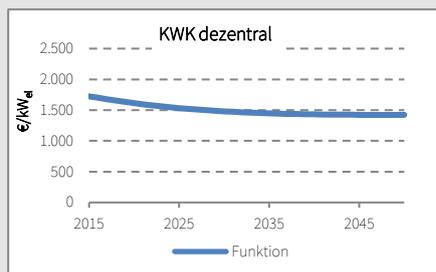
Investition 2013	€/kW	1.195	Krewitt et al. 2009; KEVAG 2006; saena 2009; Nitsch et al. 2004
Investition 2050	€/kW	956	Krewitt et al. 2009; KEVAG 2006; saena 2009; Nitsch et al. 2004
K.-Exponent	-	1,2	Schulz 2013
Lebensdauer	a	20	Jager et al. 2011
M-/O-Kosten	% Invest	3,5	Eigene Annahmen
Kalk. Zins	%	8	Eigene Annahmen

## Luftwärmepumpe el./Gas hybrid



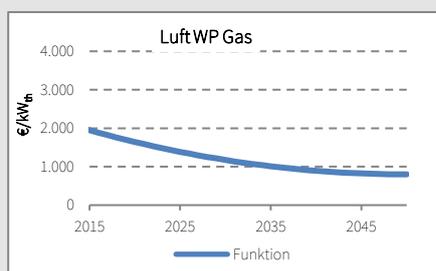
Investition 2013	€/kW	1.215	Annahme: (Investition WP-Luft + Investition Gas-BWK)*0.9
Investition 2050	€/kW	972	Annahme: Investition 2013*0.8 (Degression WP nach Krewitt et al. 2009)
K.-Exponent	-	2	Eigene Annahmen
Lebensdauer	a	20	Jager et al. 2011
M-/O-Kosten	% Invest	3	Eigene Annahmen
Kalk. Zins	%	8	Eigene Annahmen

## Mikro-KWK



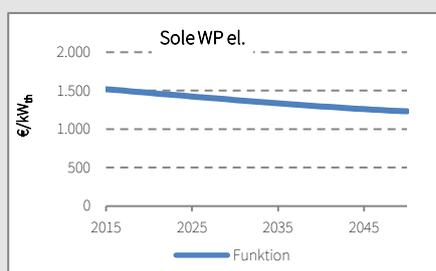
Investition 2013	€/kW	1.780	ASUE 2011; IEA 2010
Investition 2050	€/kW	1.424	ASUE 2011; IEA 2010
K.-Exponent	-	3	Eigene Annahmen
Lebensdauer	a	20	IEA 2010
M-/O-Kosten	% Invest	3	Eigene Annahmen
El. WG.	%	36	ASUE 2011
Th. WG.	%	44	ASUE 2011
kalk. Zins	%	8	Eigene Annahmen

## Gaswärmepumpe

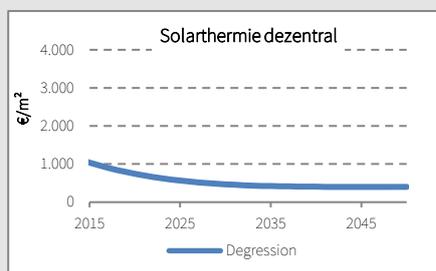


Investition 2013	€/kW	2.081	Lambauer et al. 2008; TGA Fachplaner 2010
Investition 2050	€/kW	800	Lambauer et al. 2008; TGA Fachplaner 2010; interne Studie des Fraunhofer ISE / eigene Annahmen
K.-Exponent	-	2	Eigene Annahmen
Lebensdauer	a	20	Jäger et al. 2011
M-/O-Kosten	% Invest	1,5	Eigene Annahmen
Kalk. Zins	%	8	Eigene Annahmen

## Elektrische Wärmepumpe Erdreich

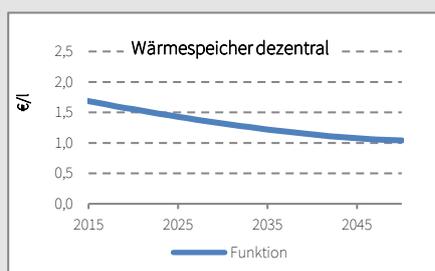


Investition 2013	€/kW	1.541	Krewitt et al. 2009; KEVAG 2006; saena 2009; Nitsch et al. 2004
Investition 2050	€/kW	1.232	Krewitt et al. 2009; KEVAG 2006; saena 2009; Nitsch et al. 2004
K.-Exponent	-	1,2	Schulz 2013
Lebensdauer	a	20	Jäger et al. 2011
M-/O-Kosten	% Invest	3,5	Eigene Annahmen
Kalk. Zins	%	8	Eigene Annahmen

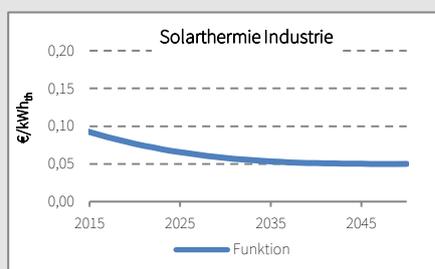
Solarthermie dezentral<sup>52</sup>

Investition 2013	€/m²	1.200	Eigene Annahmen
Investition 2050	€/m²	400	Eigene Annahmen
K.-Exponent	-	4	Kaltschmitt et al. 2012; Nitsch et al. 2010
Lebensdauer	a	30	Hummel 2014
M-/O-Kosten	% Invest	1,3	Nitsch et al. 2012
Kalk. Zins	%	8	Eigene Annahmen

<sup>52</sup> Die gewonnene Wärme ist eine Funktion der solaren Einstrahlung, die über die Wetterprofile bestimmt wird. Für genauere Angaben siehe Palzer 2016.

Dezentrale Wärmespeicher<sup>53</sup>

Investition 2013	€/l	1,74	Lucas et al. 2002
Investition 2050	€/l	1,04	Lucas et al. 2002
K.-Exponent	-	2	Eigene Annahmen
Lebensdauer	a	20	Recknagel et al. 2012
M-/O-Kosten	% Invest	1,3	Eigene Annahmen
Kalk. Zins	%	8	Eigene Annahmen

Solarthermie Industrieprozesse<sup>54</sup>

Investition 2013	€/kWh	0,1	Kasa 2010
Investition 2050	€/kWh	0,05	Lamsfuß 2010; Wietschel et al. 2010; rechnet bei konkreten Projekten mit Wärmepreis knapp über 50 €/MWh; in Wietschel et al. 2010 wird eine Reduktion des Wärmepreises aus Solarthermie von 8 bis 25 ct/kWh auf 4 bis 9 ct/kWh bis 2050 erwartet (TWW und Raumwärme; keine Preisangaben Industrie)
K.-Exponent	-	3	Eigene Annahmen
Lebensdauer	a	30	Hummel 2014
M-/O-Kosten	% Invest	1,3	Nitsch et al. 2012
Kalk. Zins	%	8	Eigene Annahmen

Tabelle 8: Eingangsparameter für Technologien im Gebäudesektor in den Modellrechnungen

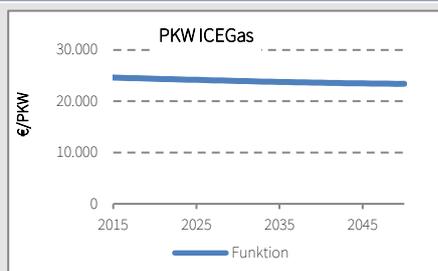
## Verkehr

Komponente	Größe	Einheit	Wert	Quellen
Pkw ICE-Flüssigtreibstoff				
	Investition 2013	€/Pkw	22.429	NOW 2013
	Investition 2050	€/Pkw	21.100	NOW 2013
	K.-Exponent	-	1,4	Eigene Annahmen
	Lebensdauer	a	15	NOW 2013
	M-/O-Kosten	% Invest	1,6	NOW 2013
	Wirkungsgrad	%	25	Eigene Annahmen
	Kalk. Zins	%	8	Eigene Annahmen

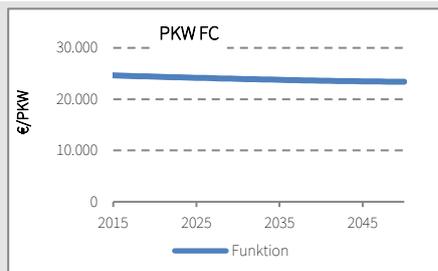
<sup>53</sup> Die Umrechnung von Speichervolumen zu gespeicherter Energie erfolgt über die Wärmekapazität von Wasservolumen bei Normdruck und einer Temperaturspreizung von 45 Grad Celsius.

<sup>54</sup> Solare Wärme für Prozesswärme wird als Endenergie-Potenzial mit spezifischem Preis im Modell hinterlegt. Das Modell entscheidet, wie viel dieses Potenzials verwendet wird. Für genauere Angaben siehe Palzer 2016.

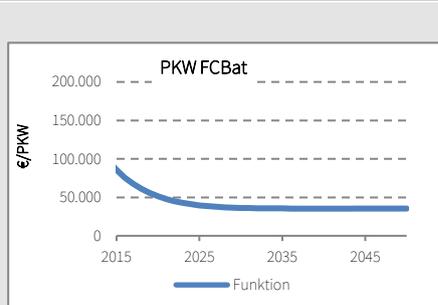
## Pkw ICE-Gas



Investition 2013	€/Pkw	24.729	NOW 2013
Investition 2050	€/Pkw	23.400	NOW 2013
K.-Exponent	-	1,4	Eigene Annahmen
Lebensdauer	a	15	NOW 2013
M-/O-Kosten	% Invest	1,4	NOW 2013
Wirkungsgrad	%	25	Eigene Annahmen
Kalk. Zins	%	8	Eigene Annahmen

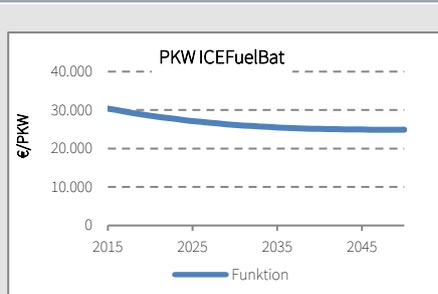
Pkw H<sub>2</sub>-Brennstoffzelle

Investition 2013	€/Pkw	77.600	NOW 2013
Investition 2050	€/Pkw	24.800	NOW 2013
K.-Exponent	-	7,5	Eigene Annahmen
Lebensdauer	a	15	NOW 2013
M-/O-Kosten	% Invest	0,9	NOW 2013
Wirkungsgrad	%	56	Eigene Annahmen
Kalk. Zins	%	8	Eigene Annahmen

Pkw Hybrid H<sub>2</sub>-Brennstoffzelle/Batterie

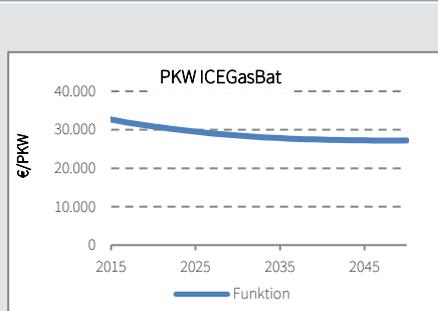
Investition 2013	€/Pkw	110.857	Eigene Annahmen
Investition 2050	€/Pkw	35.429	Eigene Annahmen
K.-Exponent	-	7,4	Eigene Annahmen
Lebensdauer	a	15	Annahme: wie andere Antriebskonzepte
M-/O-Kosten	% Invest	1	Eigene Annahmen
El. WG	%	68	Eigene Annahmen
BZ WG	%	56	Eigene Annahmen
Kalk. Zins	%	8	Eigene Annahmen

## Pkw Hybrid ICE-Flüssigtreibstoff/Batterie



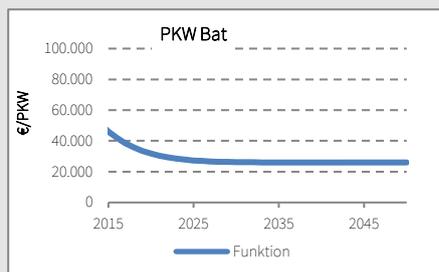
Investition 2013	€/Pkw	31.275	NOW 2013
Investition 2050	€/Pkw	24.900	NOW 2013
K.-Exponent	-	2,65	Eigene Annahmen
Lebensdauer	a	15	NOW 2013
M-/O-Kosten	% Invest	1,3	NOW 2013
El. WG.	%	68	Eigene Annahmen
ICE-WG.	%	25	Eigene Annahmen
Kalk. Zins	%	8	Eigene Annahmen

## Pkw Hybrid ICE-Gas/Batterie



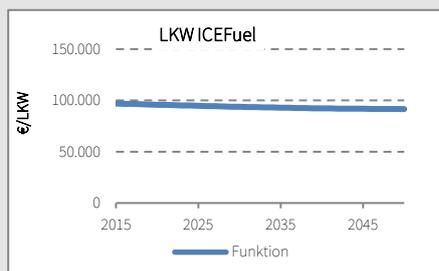
Investition 2013	€/Pkw	33.463	NOW 2013
Investition 2050	€/Pkw	27.200	NOW 2013
K.-Exponent	-	2,57	Eigene Annahmen
Lebensdauer	a	15	NOW 2013
M-/O-Kosten	% Invest	1,3	NOW 2013
El. WG.	%	68	Eigene Annahmen
ICE-Gas WG.	%	25	Eigene Annahmen
Kalk. Zins	%	8	Eigene Annahmen

## Pkw Batterie-Elektromotor



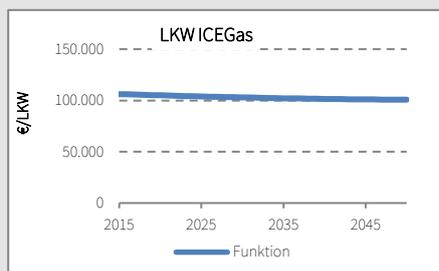
Investition 2013	€/Pkw	57.450	NOW 2013
Investition 2050	€/Pkw	26.000	NOW 2013
K.-Exponent	-	8,09	Eigene Annahmen
Lebensdauer	a	15	NOW 2013
M-/O-Kosten	% Invest	0,9	NOW 2013
Wirkungsgrad	%	68	NOW 2013
El. WG.	%	68	Eigene Annahmen
Kalk. Zins	%	8	Eigene Annahmen

## Lkw ICE-Flüssigtreibstoff

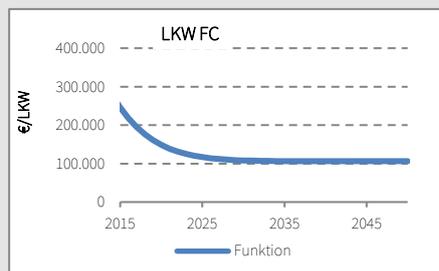


Investition 2013	€/Lkw	97.502	Eigene Annahmen*
Investition 2050	€/Lkw	91.605	Eigene Annahmen*
K.-Exponent	-	1,6	Eigene Annahmen
Lebensdauer	a	15	Annahme: wie Pkw; NOW 2013
M-/O-Kosten	% Invest	1,6	Annahme: wie Pkw; NOW 2013
Wirkungsgrad	%	30	Eigene Annahmen
Kalk. Zins	%	8	Eigene Annahmen

## Lkw ICE-Gas



Investition 2013	€/Lkw	106.681	Eigene Annahmen*
Investition 2050	€/Lkw	100.783	Eigene Annahmen*
K.-Exponent	-	1,6	Eigene Annahmen
Lebensdauer	a	15	Annahme: wie Pkw; NOW 2013
M-/O-Kosten	% Invest	1,4	Annahme: wie Pkw; NOW 2013
Wirkungsgrad	%	30	Eigene Annahmen
Kalk. Zins	%	8	Eigene Annahmen

Lkw H<sub>2</sub>-Brennstoffzelle

Investition 2013	€/Lkw	319.925	Eigene Annahmen*
Investition 2050	€/Lkw	106.310	Eigene Annahmen*
K.-Exponent	-	7,7	Eigene Annahmen
Lebensdauer	a	15	Annahme: wie Pkw; NOW 2013
M-/O-Kosten	% Invest	0,9	Annahme: wie Pkw; NOW 2013
Wirkungsgrad	%	56	Eigene Annahmen
Kalk. Zins	%	8	Eigene Annahmen

Lkw Hybrid H <sub>2</sub> -Brennstoffzelle/Batterie				
	Investition 2013	€/Lkw	497.430	Eigene Annahmen*
	Investition 2050	€/Lkw	165.294	Eigene Annahmen*
	K.-Exponent	-	7,7	Eigene Annahmen
	Lebensdauer	a	15	Annahme: wie Pkw; NOW 2013
	M-/O-Kosten	% Invest	1	Annahme: wie Pkw; NOW 2013
	El. WG.	%	68	Eigene Annahmen
	BZ WG	%	56	Eigene Annahmen
	Kalk. Zins	%	8	Eigene Annahmen
Lkw Hybrid ICE-Flüssigtreibstoff/Batterie				
	Investition 2013	€/Lkw	134.022	Eigene Annahmen*
	Investition 2050	€/Lkw	105.722	Eigene Annahmen*
	K.-Exponent	-	2,65	Eigene Annahmen
	Lebensdauer	a	15	Annahme: wie Pkw; NOW 2013
	M-/O-Kosten	% Invest	1,3	Annahme: wie Pkw; NOW 2013
	El. WG.	%	68	Eigene Annahmen
	ICE-WG.	%	30	Eigene Annahmen
	Kalk. Zins	%	8	Eigene Annahmen
Lkw Hybrid ICE-Gas/Batterie				
	Investition 2013	€/Lkw	142.702	Eigene Annahmen*
	Investition 2050	€/Lkw	114.901	Eigene Annahmen*
	K.-Exponent	-	2,6	Eigene Annahmen
	Lebensdauer	a	15	Annahme: wie Pkw; NOW 2013
	M-/O-Kosten	% Invest	1,3	Annahme: wie Pkw; NOW 2013
	El. WG.	%	68	Eigene Annahmen
	ICE-Gas WG.	%	30	Eigene Annahmen
	Kalk. Zins	%	8	Eigene Annahmen
Lkw Batterie-Elektromotor				
	Investition 2013	€/Lkw	246.437	Eigene Annahmen*
	Investition 2050	€/Lkw	106.822	Eigene Annahmen*
	K.-Exponent	-	8,08	Eigene Annahmen
	Lebensdauer	a	15	Annahme: wie Pkw; NOW 2013
	M-/O-Kosten	% Invest	0,9	Annahme: wie Pkw; NOW 2013
	Wirkungsgrad	%	68	Eigene Annahmen
	Kalk. Zins	%	8	Eigene Annahmen

Tabelle 9: Eingangsparameter für Antriebe im Verkehr in den Modellrechnungen

\*Basierend auf den Investitionen für Lkw ICE-Flüssigtreibstoff wurden die Investitionen der anderen Antriebskonzepte entsprechend den Unterschieden bei den Pkw berechnet.

## A2: Technologie-Leitplanken

Komponente	Zubau	Einheit	2015	2020	2030	2040	2050	Max.	Quellen
Offshore-Windkraftanlagen <sup>55</sup>	min.	GW	0	0	0	0	0	0.0	
	max.	GW	0.6	1.1	1.2	1.2	1.2	45	UBA 2014
Onshore-Windkraftanlagen <sup>56</sup>	min.	GW	0	0	0	0	0	0.0	E. A.
	max.	GW	3.8	5	5	5	5	189	UBA 2014
Photovoltaik <sup>57</sup>	min.	GW	0	0	0	0	0	0.0	E. A.
	max.	GW	3.4	7	7	7	7	300.0	UBA 2014
Rohbiogasverstromung (el. Leistung)	min.	GW	0	0	0	0	0	0.0	E. A.
	max.	GW	0.5	0.5	1	2	2	50.0	E. A.
GuD-Kraftwerke	min.	GW	0	0	0	0	0	0.0	E. A.
	max.	GW	0.5	0.5	2	3	3	80.0	E. A.
Gasturbine	min.	GW	0	0	0	0	0	0.0	E. A.
	max.	GW	2	2	2	3	4	100.0	E. A.
Power-to-Fuel	min.	GW	0	0	0	0	0	0.0	E. A.
	max.	GW	0.2	0.45	1	1.5	2	50.0	E. A.
Sabatier	min.	GW	0	0	0	0	0	0.0	E. A.
	max.	GW	0.2	0.7	2.75	3	3	80	E. A.
P-H2-Einspeicherung (Leistung Gas)	min.	GW	0	0	0	0	0	0.0	E. A.
	max.	GW	0.2	0.7	2.75	3	3	80	E. A.
Elektrolyse	min.	GW	0	0	0	0	0	0.0	E. A.
	max.	GW	0.2	0.7	2.75	3	3	80	E. A.
Stationäre Batterien	min.	GWh	0	0	0	0	0	0.0	E. A.
	max.	GWh	0.2	0.7	2.75	3	3	80	E. A.
E-H2-Speicher	min.	GWh	0	0	0	0	0	0.0	E. A.
	max.	GWh	200	500	500	2.000	3.000	48.500	UBA 2014; Crotogino 2011
Bioerdgas Aufbereitung	min.	TWh	0.00	0.00	0.00	0	0	0.0	E. A.
	max.	TWh	0.2	0.45	1	1.5	2	47.1	E. A.
Dezentrale th. Speicher	min.	Mio. l	0	0	0	0	0	0	E. A.
	max.	Mio. l	300	300	300	300	300	11.100	E. A.
Solarthermie Industrie	min.	%	0	0	0	0	0	0	E. A.
	max.	%	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	10	E. A.
Solarthermie (Gebäude)	min.	GW	0	0	0	0	0	0	E. A.
	max.	GW	4	4	4	4	4	160	E. A.
Solarthermie (Wärmenetze)	min.	GW	0	0	0	0	0	0	E. A.
	max.	GW	0.2	0.7	3	3	3	80	E. A.
Wärmespeicher (Netz)	min.	GW	0	0	0	0	0	0	E. A.
	max.	GWh	0.3	5	100	100	300	5.000	E. A.

**Tabelle 10: Zubauraten und maximale Ausbaugrenzen für Stromerzeuger, -speicher und -wandler in den Modellrechnungen bis 2050 (E. A. = Eigene Annahmen)<sup>58</sup>**

<sup>55</sup> In den Modellläufen „90\_offen“, „85\_H2“ und „85\_PtG“ wurde ein Maximalwert für Offshore-Windkraftanlagen von 58 GW angenommen. Die Jahresgrenzen wurden entsprechend erhöht.

<sup>56</sup> In den Modellläufen „90\_offen“, „85\_H2“ und „85\_PtG“ wurde ein Maximalwert für Onshore-Windkraftanlagen von 250 GW angenommen. Die Jahresgrenzen wurden entsprechend erhöht.

<sup>57</sup> In den Modellläufen „90\_offen“, „85\_H2“ und „85\_PtG“ wurde ein Maximalwert für Photovoltaikanlagen von 320 GW angenommen. Die Jahresgrenzen wurden entsprechend erhöht.

<sup>58</sup> Die Quellenangaben beziehen sich auf recherchierte Werte zur gesamten Potenzialgrenze, zum Beispiel 300 GW bei Photovoltaikanlagen. Die Spalten mit den Jahreszahlen sind ein Auszug der jahresscharfen Grenzen. Der Anstieg im erlaubten jährlichen Zubau und der Punkt, ab dem dieser konstant ist, beruht auf eigenen Abschätzungen.

### A3: Entwicklung der konventionellen Kraftwerke (Bestandskraftwerke) bis 2050

Komponente	Größe	Einheit	2015	2020	2030	2040	2050	Quellen
Kernkraftwerke <sup>59</sup>	installierte Leistung	GW	12.1	8.1	0	0	0	BNetzA 2015
Steinkohlekraftwerke <sup>60</sup>	installierte Leistung	GW	29.5	25.9	17.5	8.1	7.6	BNetzA 2015
Braunkohlekraftwerke <sup>61</sup>	installierte Leistung	GW	20.2	16.37	10.9	8.9	2.9	BNetzA 2015
Erdölkraftwerke <sup>62</sup>	installierte Leistung	GW	2.3	1.3	0.8	0.3	0.1	BNetzA 2015
GuD-Kraftwerke <sup>63</sup>	installierte Leistung	GW	14.7	14.7	14.1	11.0	5.1	BNetzA 2015
Wasserkraftwerke	installierte Leistung	GW	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	BNetzA 2015
Pumpspeicherkraftwerke <sup>64</sup>	installierte Leistung	GW	6.7	7.0	7.0	7.0	7.0	BNetzA 2015

**Tabelle 11: Kraftwerksliste, die den heute vorhandenen Bestand an konventionellen Kraftwerken und die Entwicklung dieses Bestandes bis 2050 angibt.** Angenommene Lebensdauern: GuD-KW: 40 Jahre, Dampf-KW Steinkohle: 45 Jahre, Dampf-KW Braunkohle: 45 Jahre, Ölkraftwerke: 40 Jahre, Gasturbinen: 50 Jahre, Dampf-KW Gas: 40 Jahre.

### A4: Must-Run-Bedingungen für konventionelle Kraftwerke bis 2050

Komponente	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Steinkohlekraftwerke	0,48	0,47	0,47	0,47	0,47	0,46	0,46	0,46	0,46	0,45	0,45	0,45	0,45
Braunkohlekraftwerke	0,74	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70	0,70	0,69	0,68	0,68	0,67	0,66	0,66
Komponente	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Steinkohlekraftwerke	0,44	0,44	0,44	0,44	0,43	0,43	0,43	0,43	0,42	0,42	0,42	0,42	0,41
Braunkohlekraftwerke	0,65	0,64	0,64	0,63	0,62	0,61	0,61	0,60	0,59	0,59	0,58	0,57	0,57
Komponente	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050			
Steinkohlekraftwerke	0,41	0,41	0,41	0,40	0,40	0,40	0,40	0,39	0,39	0,39			
Braunkohlekraftwerke	0,56	0,55	0,55	0,54	0,54	0,53	0,52	0,51	0,51	0,50			

**Tabelle 12: Anteil der Kapazität, mit dem bestehende Stein- und Braunkohlekraftwerke in den Modellrechnungen betrieben werden müssen.** Die Zahlen beruhen auf eigenen Annahmen.

<sup>59</sup> Der Rückbau folgt den Vorgaben der Bundesregierung

<sup>60</sup> Der Rückbau basiert auf einer angenommenen technischen Lebensdauer der Anlagen (Dena 2010).

<sup>61</sup> Der Rückbau basiert auf einer angenommenen technischen Lebensdauer der Anlagen (Dena 2010).

<sup>62</sup> Der Rückbau basiert auf einer angenommenen technischen Lebensdauer der Anlagen (Dena 2010).

<sup>63</sup> Der Rückbau basiert auf einer angenommenen technischen Lebensdauer der Anlagen (Dena 2010).

<sup>64</sup> Entwicklung bis 2050: eigene Annahme.

## Literatur

### **acatech/Leopoldina/Akademienunion 2017**

acatech/Leopoldina/Akademienunion: »Sektorkopplung« – Optionen für die nächste Phase der Energiewende (Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung), 2017.

### **Adamek et al. 2012**

Adamek, F./Aundrup, T./Glaunsinger, W./Kleimaier, M./Landing, H./Leuthold, M./Lunz, B./Moser, A./Pape, C./Pluntke, H.: *Energiespeicher für die Energiewende. Sanierungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050*, VDE 2012.

### **Agora 2015**

Agora Energiewende: *Current and Future Cost of Photovoltaics: Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems*, 2015.

### **Albrecht et al. 2013**

Albrecht, U./ Altmann, M./Michalksi, J./Raksha, T./Weindorf, W.: Analyse der Kosten Erneuerbarer Gase (Studie der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH), Bundesverband Erneuerbare Energie 2013. URL: [http://www.lbst.de/download/2014/20131217\\_BEE-PST\\_LBST\\_Studie\\_EEGase.pdf](http://www.lbst.de/download/2014/20131217_BEE-PST_LBST_Studie_EEGase.pdf) [Stand: 05.12.2017].

### **ASUE 2011**

Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch: BHKW – Kenndaten 2011. Module Anbieter Kosten, 2016. URL: [asue.de/cms/upload/broschueren/2011/bhkw-kenndaten/asue-bhkw-kenndaten-0311.pdf](http://asue.de/cms/upload/broschueren/2011/bhkw-kenndaten/asue-bhkw-kenndaten-0311.pdf) [Stand: 10.02.2015].

### **Ausfelder et al. 2017**

Ausfelder et al. (Hrsg.): »Sektorkopplung« – Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2017.

### **Beckmann/Klemm 2008**

Beckmann, M./Klemm, M. (Hrsg.): *Strategien der energetischen Biomassenutzung*, TK Verlag Tomé- Kozmiensky 2008.

### **BMBF 2009**

Bundesministerium für Bildung und Forschung: Abschlussbericht für das BMBF-Verbundprojekt „Biogaseinspeisung“ – Beseitigung technischer, rechtlicher und ökonomischer Hemmnisse bei der Einspeisung biogener Gase in das Erdgasnetz zur Reduzierung klimarelevanter Emissionen durch Aufbau und Anwendung einer georeferenzierten Datenbank. Band 3 Synthesegasmethanisierung. Verfahrenstechnische und ökonomische Analyse thermochemischer Gaserzeugungs- und Aufbereitungsverfahren. URL: [http://www.biogaseinspeisung.de/download/Abschlussbericht\\_Biogaseinspeisung\\_Band\\_3\\_Technik\\_SNG\\_AP2.pdf](http://www.biogaseinspeisung.de/download/Abschlussbericht_Biogaseinspeisung_Band_3_Technik_SNG_AP2.pdf) [Stand: 10.02.2015].

### **BMWi 2010**

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: *Energietechniken 2050 – Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung*, Politikbericht, 2010.

**BMWi 2015**

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: *Zahlen und Fakten. Energiedaten. Nationale und internationale Entwicklung*, 2015.

**BMVBS 2006**

Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung: *Szenarien der Mobilitätsentwicklung unter Berücksichtigung von Siedlungsstrukturen bis 2050*, 2006.

**BMVBS 2012-1**

Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung: Ermittlung von spezifischen Kosten energiesparender Bauteil-, Beleuchtungs-, Heizungs- und Klimatechnikausführungen bei Nichtwohngebäuden für die Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen zur EnEV 2012, 2012. URL: [http://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Veroeffentlichungen/BMVBS/Online/2012/DL\\_ON082012.pdf;jsessionid=4660E16A205AE2ED3FD3D0593D2CCC2D.live2052?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](http://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Veroeffentlichungen/BMVBS/Online/2012/DL_ON082012.pdf;jsessionid=4660E16A205AE2ED3FD3D0593D2CCC2D.live2052?__blob=publicationFile&v=2) [Stand: 10.02.2015].

**BMVBS 2012-2**

Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung: Kosten energierelevanter Bau- und Anlagenteile bei der energetischen Modernisierung von Wohngebäuden, 2012. URL: [http://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Veroeffentlichungen/BMVBS/Online/2012/DL\\_ON072012.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](http://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Veroeffentlichungen/BMVBS/Online/2012/DL_ON072012.pdf?__blob=publicationFile&v=2) [Stand: 10.02.2015].

**BNETZA 2015**

Bundesnetzagentur: Kraftwerkliste, 2015. URL: [http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/kraftwerkliste-node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/kraftwerkliste-node.html). – Aktualisierungsdatum: 2014-10-29 [Stand: 04.03.2015].

**Bolle et al. 2012**

Bolle, F.-W./Genzowsky, K./Gredigk-Hoffmann, S./Reinders, M./Riße, H.: WaStrak NRW: Einsatz der Wasserstofftechnologie in der Abwasserbeseitigung – Phase I. Band I: Kompendium Wasserstoff, FiW an der RWTH Aachen 2012. URL: [http://www.lanuv.nrw.de/wasser/abwasser/forschung/pdf/WaStrak\\_Abschlussbericht\\_Teil%201.pdf](http://www.lanuv.nrw.de/wasser/abwasser/forschung/pdf/WaStrak_Abschlussbericht_Teil%201.pdf) [Stand: 10.02.2015].

**Bürger et al. 2015**

Bürger, V./Hesse, T./Quack, D./Palzer, A./Köhler, B./Herke, S./Engelmann, P.: Klimaneutraler Gebäudebestand 2050, 2015: URL: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate\\_change\\_06\\_2016\\_klimaneutraler\\_gebaeudebestand\\_2050.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_06_2016_klimaneutraler_gebaeudebestand_2050.pdf) [Stand: 30.11.2017].

**Bussar et al. 2014**

Bussar, C./Moos, M./Alvarez, R./Wolf, P./Thien, T./Chen, H./Cai, Z./Leuthold, M./Sauer, D. U./Moser, A.: „Optimal Allocation and Capacity of Energy Storage Systems in a Future European Power System with 100% Renewable Energy Generation“. In: *Energy Procedia*, 46, 2014, S. 40–47.

**Bundesregierung 2017**

Bundesregierung: Energiewende, 2017. URL: [http://www.bundesregierung.de/Webs/Breg/DE/Themen/Energiewende/Fragen-Antworten/1\\_Allgemeines/1\\_warum/\\_node.html](http://www.bundesregierung.de/Webs/Breg/DE/Themen/Energiewende/Fragen-Antworten/1_Allgemeines/1_warum/_node.html) [Stand: 06.12.2017].

**Chempark**

Chempark (o. J.): Air Liquide plant Reformer im CHEMPARK Dormagen. URL: <http://www.chempark.de/de/air-liquide-plant-reformer-im-chempark-dormagen.html> [Stand: 10.02.2015].

**Clausner/Elsner 2015**

Clausner, C./Elsner, P.: *Geothermische Kraftwerke. Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“* (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2015.

**Crotogino 2011**

Crotogino, F.: Wasserstoffspeicherung im geologischen Untergrund – Stand der Technik und Potential, KBB Underground Technologies GmbH, Hannover: Süddeutscher Verlag Veranstaltungen 2011. URL: [http://www.kbbnet.de/wp-content/uploads/2011/05/201111\\_K%C3%B6ln\\_Cro-Wasserstoffspeicherung-im-geol-Untergrund.pdf](http://www.kbbnet.de/wp-content/uploads/2011/05/201111_K%C3%B6ln_Cro-Wasserstoffspeicherung-im-geol-Untergrund.pdf) [Stand: 11.02.2015].

**DBFZ 2011**

Deutsches BiomasseForschungsZentrum: Bioenergie heute und morgen – 11 Bereitstellungskonzepte. Sonderheft zum DBFZ Repot, 2011. URL: <https://www.yumpu.com/de/document/view/9238379/bioenergie-heute-und-morgen-11-bereitstellungskonzepte-pdf> [Stand: 07.02.2018].

**DENA 2005**

Deutsche Energie-Agentur: dena-Netzstudie I – Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, 2005.

**Destatis 2015**

Statistisches Bundesamt: Baupreisindizes: Deutschland, Jahre, Messzahlen mit/ohne Umsatzsteuer, Gebäudearten, Bauarbeiten (Hochbau), 2015. URL: <https://www.govdata.de/web/guest/daten/-/details/destatis-service--1320123620> [Stand: 12.02.2015].

**DIN 2008**

DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E. V.: *Energieeffizienz von Gebäuden – Berechnung des Energiebedarfs für Heizung und Kühlung (ISO 3790:2008)*; deutsche Fassung EN ISO 13790:2008.

**DWD 2015-1**

Deutscher Wetterdienst: CDC – Climate Data Center. URL <http://www.dwd.de/cdc> [Stand: 18.03.2015].

**DWD 2015-2**

Deutscher Wetterdienst: Veröffentlichungen zum COSMO-Modell (COSMO-EU, COSMO-DE, COSMO-DE EPS). URL: [https://www.dwd.de/DE/fachnutzer/forschung\\_lehre/numerische\\_wettervorhersage/nwv\\_aenderungen/\\_functions/DownloadBox\\_modellaenderungen/cosmo\\_de/pdf\\_2011\\_2015/pdf\\_cosmo\\_eu\\_de\\_eps\\_25\\_02\\_2014.html](https://www.dwd.de/DE/fachnutzer/forschung_lehre/numerische_wettervorhersage/nwv_aenderungen/_functions/DownloadBox_modellaenderungen/cosmo_de/pdf_2011_2015/pdf_cosmo_eu_de_eps_25_02_2014.html) [Stand: 18.03.2015].

**EEX 2012**

EEX: Generation on the previous day, 2012 URL: <https://www.eex-transparency.com/> [Stand: 20.08.2012].

**ENTSOE 2015**

European Network of Transmission System Operators for Electricity: Statistical Database. URL: <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/Pages/default.aspx>. [Stand: 19.03.2015].

**Elsner/Sauer 2015**

Elsner, P./Sauer, D. U.: *Energiespeicher. Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“* (Schriftreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2015.

**Erdmann/Dittmar 2010**

Erdmann, G./Dittmar, L. (2010): *Technologische und energiepolitische Bewertung der Perspektiven von Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland*, Fachgebiet Energiesysteme, TU Berlin 2010.

**Fahl et al. 2010**

Fahl, U./Blesl, M./Voß, A./Achten, P./Bruchof, D./Götz, B.: Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030: Energieprognose 2009, 2010. URL: [ftp://ftp.zew.de/pub/zew-docs/gutachten/Energieprognose\\_2009\\_Hauptbericht.pdf](ftp://ftp.zew.de/pub/zew-docs/gutachten/Energieprognose_2009_Hauptbericht.pdf) [Stand: 17.02.2015].

**Feist 2015**

Feist, W.: EnerPHit und EnerPHio+ – Zertifizierungskriterien für die Modernisierung mit Passivhaus-Komponenten. URL: [http://www.passiv.de/de/03\\_zertifizierung/02\\_zertifizierung\\_gebaeude/04\\_enerphit/04\\_enerphit.htm](http://www.passiv.de/de/03_zertifizierung/02_zertifizierung_gebaeude/04_enerphit/04_enerphit.htm) [Stand: 19.03.2015].

**Firrisa et al. 2013**

Firrisa, M. T./van Duren, I.; Voinov, A.: „Energy efficiency for rapeseed biodiesel production in different farming systems“. In: *Energy Efficiency*, 2013. URL: [http://www.likbez.com/BE/10.1007\\_s12053-013-9201-2.pdf](http://www.likbez.com/BE/10.1007_s12053-013-9201-2.pdf) [Stand: 10.02.2015].

**FNR 2015**

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe: Faustzahlen Biogas. URL: <http://biogas.fnr.de/daten-und-fakten/faustzahlen/> [Stand: 10.02.2015].

**Gantefort 2006**

Gantefort, W.: Beurteilung von Biogasanlagen mit Vergärung von nachwachsenden Rohstoffen und realistische Kalkulation von Gaserträgen, 2016. URL: <http://biogas-infoboard.de/pdf/Gantefort%20aus%207.%20Bio-Solar%20Biogas-Facht.pdf> [Stand: 10.02.2015].

**Görner/Sauer 2015**

Görner, K./Sauer, D. U.: *Konventionelle Kraftwerke. Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“* (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2016.

**Hartmann et al. 2012**

Hartmann, N./Eltrop, L./Bauer, N./Salzer, J./Schwarz, S./Schmidt, M.: Stromspeicherpotenziale für Deutschland. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart 2012. URL: [http://www.zfes.uni-stuttgart.de/deutsch/downloads/20120727\\_Final\\_Stromspeicherpotenziale\\_fuer\\_Deutschland-.pdf](http://www.zfes.uni-stuttgart.de/deutsch/downloads/20120727_Final_Stromspeicherpotenziale_fuer_Deutschland-.pdf) [Stand: 09.02.2015].

**Henning/Palzer 2012**

Henning, H.-M./Palzer, A.: *100 % Erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland*, Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE 2012.

**Henning/Palzer 2013**

Henning, H.-M./Palzer, A.: *Energiesystem Deutschland 2050. Sektor- und Energieträgerübergreifende, modellbasierte, ganzheitliche Untersuchung zur langfristigen Reduktion energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen durch Energieeffizienz und den Einsatz Erneuerbarer Energien*, Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE 2013.

**Henning/Palzer 2014**

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—Part I: Methodology“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 30, 2014, S. 1003–1018.

**Henning/Palzer 2015**

Henning, H.-M./Palzer, A.: *What will the energy transformation cost? Pathways for transforming the German energy system by 2050*, Freiburg: Fraunhofer ISE 2015.

**Henning et al. 2012**

Henning, H.-M./Ragwitz, M./Bürger, V./Jochem, E./Kranzl, L./Schult, W.: *Erarbeitung einer Integrierten Wärme- und Kältestrategie. Arbeitspaket 1 – Bestandsaufnahme und Strukturierung des Wärme- und Kältebereichs*, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit 2012.

**Hobohm et al. 2013**

Hobohm, J./Krampe, L./Peter, F./Gernken, A./Heinrich, P./Richter, M.: *Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland*, 2013. URL: [https://www.prognos.com/uploads/tx\\_atwpubdb/130822\\_Prognos\\_Fichtner\\_Studie\\_Offshore-Wind\\_Lang\\_de.pdf](https://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/130822_Prognos_Fichtner_Studie_Offshore-Wind_Lang_de.pdf) [Stand: 05.12.2017].

**Hummel 2014**

Hummel, M.: *Subtask A. Vienna University of Technology Energy Economics Group (EEG). 2nd Expert Meeting of Task 52. TU Vienna*, 2014. URL: <http://task52.iea-shc.org/> [Stand: 07.02.2018].

**IAEW/VOITH 2014**

Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft/Voith Hydro: *Die Energiewende erfolgreich gestalten: Mit Pumpspeicherkraftwerken*, 2014 URL: [http://www.voith.com/corp-de/VH\\_Product\\_Brochure\\_Energiewende-erfolgreich-gestalten-Pumpspeicherkraftwerken\\_14\\_vvk\\_t3393e\\_en.pdf](http://www.voith.com/corp-de/VH_Product_Brochure_Energiewende-erfolgreich-gestalten-Pumpspeicherkraftwerken_14_vvk_t3393e_en.pdf) [Stand: 30.11.2017].

**IEA 2010**

International Energy Agency: *Energy technology perspectives 2010. Scenarios & strategies to 2050*, 2010.

**IEA 2012**

International Energy Agency: *Energy technology perspectives 2012. Pathways to a Clean Energy System*, 2012.

**IWU 2009**

Institut Wohnen und Umwelt: *Untersuchung zur weiteren Verschärfung der energetischen Anforderungen an Wohngebäude mit der EnEV 2012. Teil 1 – Kosten energierelevante Bau- und Anlagenteile in der energetischen Modernisierung von Altbauten*, Darmstadt 2009. URL: [http://www.iwu.de/fileadmin/user\\_upload/dateien/energie/sonstiges/09\\_12\\_17\\_vorl%C3%A4ufiger\\_Bericht\\_IWU\\_-\\_Teil\\_1\\_Altbau.pdf](http://www.iwu.de/fileadmin/user_upload/dateien/energie/sonstiges/09_12_17_vorl%C3%A4ufiger_Bericht_IWU_-_Teil_1_Altbau.pdf) [Stand: 11.02.2015].

**Jager et al. 2011**

Jager, D. de/Klessmann, C./Stricker, E./Winkel, T./Visser, E. de/ Koper, M./Ragwitz, M./Held, A./Resch, G./Busch, S./Panzer, C./Gazzo, A./Roulleau, T./Gouseeland, P./Herniet, M.: *Financing Renewable Energy in the European Energy Market*, ECOFYS 2011.

**Jensen 2014**

Jensen, D.: „Effizienzsteigerung im Fermenter“. In: *VDI Nachrichten*, 19, 2014. URL: <http://www.vdinachrichten.com/Technik-Wirtschaft/Effizienzsteigerung-im-Fermenter> [Stand: 23.03.2015].

**Kah/Feist 2005**

Kah, O./Feist, W.: *Wirtschaftlichkeit von Wärmedämm-Maßnahmen im Gebäudebestand 2005*. Darmstadt: Passiv Haus Institut 2005. URL: [http://www.passipedia.org/\\_media/picopen/wirtschaftlichkeit\\_waermedaemmung.pdf](http://www.passipedia.org/_media/picopen/wirtschaftlichkeit_waermedaemmung.pdf) [Stand: 11.02.2015].

**Karl et al. 2010**

Karl, J./Kienberger, T./Kröner, M.: *Auf dem Holzweg. Methangasgewinnung, Erneuerbare Energien Magazin* 2010. URL: <https://www.erneuerbareenergien.de/auf-dem-holzweg/150/485/28778/> [Stand: 05.12.2017].

**Kaltschmitt et al. 2012**

Kaltschmitt, M./Streicher, W./Wiese, A.: *Erneuerbare Energien. Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte* (5. Auflage), Heidelberg: Springer Vieweg 2012.

**Kasa 2010**

Kasa, H.: *SO-PRO – Solar Process Heat Solarthermie in industriellen Prozessen*. Ein Projekt im Rahmen des Programms „Intelligente Energie – Europa“, 08.06.2010.

**KEVAG 2006**

KEVAG: *Sole-Wasser-Wärmepumpe*, 2006.

**Kock/Kaltschmitt 2012**

Kock, N./Kaltschmitt, M.: „Wärmenutzung bei geothermischen KWK-Anlagen. Technische Optionen und deren Bewertung“. In: *VDI-Berichte Nummer 2167*, 2012.

**Kost et al. 2013**

Kost, C./Mayer, J. N./Thomsen, J./Hartmann, N./Senkpiel, C./Philipps, S./Nold, S./Lude, S./Schlegl, T.: *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*, Fraunhofer ISE 2013. URL: <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf> [Stand: 09.02.2015].

**Krewitt et al. 2009**

Krewitt, W./Nienhaus, K./Kleßmann, C./Capone, C./Stricker, E./Graus, W./Hoogwijk, M. (2009): *Role and Potential of Renewable Energy and Energy Efficiency for Global Energy Supply*, Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt 2009.

**Lambauer et al. 2008**

Lambauer, J./Fahl, U./Ohl, M./Blesl, M./Voß, A.: *Industrielle Großwärmepumpen – Potenziale, Hemmnisse und Best-Practise-Beispiele*, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart (IER) 2008. URL: [http://www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/pb\\_pdf/Lambauer\\_IER\\_Forschungsbericht\\_Grosswaermepumpen.pdf](http://www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/pb_pdf/Lambauer_IER_Forschungsbericht_Grosswaermepumpen.pdf) [Stand: 10.02.2015].

**Lamsfuß 2010**

Lamsfuß, F.: Cofely macht mehr aus Ihrer Energie. Ihr Partner in Effizienz in Technik und Service. Cofely. SO-Pro Workshop, 2010. URL: „Cofely macht mehr aus Ihrer Energie“ bei SO-PRO-Workshop 2010 [Stand: 11.02.2015].

**Lucas et al. 2002**

Lucas, K./Gebhardt, M./Kohl, H./Steinrötter, Th.: Ableitung von Kostenfunktionen für Komponenten der rationellen Energienutzung, Duisburg-Rheinhausen: Institution für Energie- und Umwelttechnik e. V., 2002. URL: [http://www.stenum.at/media/documents/preisatlas\\_komplett.PDF](http://www.stenum.at/media/documents/preisatlas_komplett.PDF) [Stand: 09.02.2015].

**Lunz 2014**

Lunz, B.: Elektrochemische Speicher – Lithium-Ionen-Batterien, 2014.

**Matthes et al. 2011**

Matthes, F. Chr./Harthan, R./Loreck, C.: *Schneller Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland. Kurzfristige Ersatzoptionen, Strom- und CO<sub>2</sub>-Preiseffekte* (Kurzanalyse für die Umweltstiftung WWF Deutschland), Berlin: Öko-Institut e. V. 2011.

**Mittelbach 2005**

Mittelbach, M.: Methanolgewinnung aus Biogas. Machbarkeits-Studie, Graz: Institut für Chemie, 2005. URL: [http://www.noest.or.at/intern/dokumente/076\\_Ebericht\\_Methanolstudie.pdf](http://www.noest.or.at/intern/dokumente/076_Ebericht_Methanolstudie.pdf) [Stand: 11.02.2015].

**Müller et al. 2014**

Müller, K./Fabisch, F./Arlt, W.: „Energy Transport and Storage using Methanol as a Carrier“. In: *Green*, 2014, S. 19–25.

**Netzentwicklungsplan 2014**

Netzentwicklungsplan: Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015: Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, 2014. URL: <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/szenariorahmen-2015-die-bnetza-%C3%BCbergeben> [Stand: 07.02.2018].

**Nitsch et al. 2004**

Nitsch, J./Krewitt, W./Nast, M./Trieb, F./Schmid, S./Klann, U./Viebahn, P.: Erneuerbare Energien – Innovationen für die Zukunft (5. Auflage), Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit 2004. URL: [http://www.dlr.de/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/publications/broschuere\\_ee\\_innov\\_zukunft.pdf](http://www.dlr.de/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/publications/broschuere_ee_innov_zukunft.pdf) [Stand: 11.02.2015].

**Nitsch et al. 2012**

Nitsch, J./Pregger, T./Naegler, T./Heide, D./Luca de Tena, D./Trieb, F./Scholz, Y./Nienhaus, C./Gerhardt, N./Sterner, S./Trost, T./von Oehsen, A. von/Schwinn, R./Pape, C./Hahn, H./Wickert, M./Wenzel, B.: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, 2012. URL: [http://www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Resources/bilder/portal/portal\\_2012\\_1/leitstudie2011\\_bf.pdf](http://www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Resources/bilder/portal/portal_2012_1/leitstudie2011_bf.pdf) [Stand: 05.12.2017].

**Nitsch et al. 2010**

Nitsch, J./Pregger, T./Scholz, Y./Naegler, T./Sternner, M./Gerhardt, N./Oehsen, A. von/Pape, C./Saint-Drenan, Y.-M./Wenzel, B.: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global „Leitstudie 2010“, 2010. URL: <http://www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Resources/documents/leitstudie2010.pdf> [Stand: 12.02.2015].

**NOW 2013**

Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie: Ein Portfolio von Antriebssystemen für Europa: Eine faktenbasierte Analyse. Die Rolle von batteriebetriebenen Elektrofahrzeugen, Plug-in-Hybridfahrzeugen und Brennstoffzellenfahrzeugen, 2013. URL: [https://www.now-gmbh.de/content/7-service/4-publikationen/4-nip-wasserstoff-und-brennstoffzellentechnologie/ein\\_portfolio\\_von\\_antriebssystemen\\_fuer\\_europa.pdf](https://www.now-gmbh.de/content/7-service/4-publikationen/4-nip-wasserstoff-und-brennstoffzellentechnologie/ein_portfolio_von_antriebssystemen_fuer_europa.pdf) [Stand: 05.12.2017].

**Palzer 2016**

Palzer, A.: Sektorübergreifende Modellierung und Optimierung eines zukünftigen deutschen Energiesystems unter Berücksichtigung von Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudesektor (Dissertation), Karlsruher Institut für Technologie 2016. URL: <http://publica.fraunhofer.de/documents/N-408742.html> [Stand: 30.11.2017].

**Palzer/Henning 2014-1**

Palzer, Andreas; Henning, H.-M.: „A future German energy system with a dominating contribution from renewable energies: a holistic model based on hourly simulation“. In: *Energy Technology*, 2, 2014, S. 13–28.

**Palzer/Henning 2014-2**

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“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 30, 2014, S. 1019–1034.

**Pehnt 2011**

Pehnt, M.: Ganzheitliche Bilanzierung von Brennstoffzellen in der Energie- und Verkehrstechnik (Dissertation), Universität Stuttgart 2011. URL: [http://www.ifeu.de/energie/pdf/dissertation\\_pehnt.pdf](http://www.ifeu.de/energie/pdf/dissertation_pehnt.pdf) [Stand: 10.02.2015].

**Pillen et al. 2010**

Pillen, N./Discher, H./Hinz, E./Enseling, A.: Bericht 2010. dena-Sanierungsstudie. Teil 1. Wirtschaftlichkeit energetischer Modernisierung im Mietwohnungsbestand. Begleitforschung zum dena-Projekt „Niedrigenergiehaus im Bestand“, Deutsche Energie-Agentur GmbH 2010. URL: [https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads\\_Dateien/bau/9122\\_dena-Sanierungsstudie\\_Teil\\_1.pdf](https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/bau/9122_dena-Sanierungsstudie_Teil_1.pdf) [Stand: 05.12.2017].

**Recknagel et al. 2012**

Recknagel, H./Sprenger, E./Schramek, E.: *Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik* (75. Auflage), München: Oldenburg Industrieverlag 2012.

**Reuter 2014**

Reuter, A.: *Wind On-/Offshore: Stromgestehungskosten für 2050*, 2014.

**Rostrup-Nielsen 2015**

Rostrup-Nielsen, T.: High Flux Steam Reforming, Topsøe Technology 2015. URL: <http://www.topsoe.com/file/topsoe-high-flux-stream-reform> [Stand: 25.11.2015].

**Ruthardt et al. 2005**

Ruthardt, K./Radtko, K. R./Larsen, J.: „Hydrogen Trends“. In: *Hydrocarbon Engineering*, 2005, S. 41–46.

**saena 2009**

saena: Wärmepumpen – Heizen mit Wärme aus der Umwelt, Dresden: Sächsische Energieagentur GmbH 2009. URL: [http://www.saena.de/download/Broschueren/BB\\_Waermepumpen.pdf](http://www.saena.de/download/Broschueren/BB_Waermepumpen.pdf) [Stand: 18.03.2015].

**Schlesinger et al. 2014**

Schlesinger, M./Lindberger, D./Lutz, C.: *Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose*, 2014.

**Schulz 2013**

Schulz, W.: *Mittel- und langfristige Perspektiven der Technologieentwicklung für die Wärmeversorgung des Gebäudesektors*, Berliner Energietage 2013.

**SDH 2016**

Solas District Heating 2016: Ranking List of European Large Scale Solar Heating Plants, URL: <http://www.solar-district-heating.eu/ServicesTools/Plantdatabase.aspx> [Stand: 24.03.2015].

**Stolte et al. 2012**

Stolte, C./Marcinek, H./Discher, H./Hinz, E./Enseling, A.: Bericht 2011. dena-Sanierungsstudie. Teil 2. Wirtschaftlichkeit energetischer Modernisierung in selbstgenutzten Wohngebäuden. Begleitforschung zum dena-Projekt „Niedrigenergiehaus im Bestand“. Deutsche Energie-Agentur GmbH 2010. URL: [http://www.zukunft-haus.info/fileadmin/media/presse/2014/12-03-26\\_dena-Sanierungsstudie\\_Einfamilienhaeuser.pdf](http://www.zukunft-haus.info/fileadmin/media/presse/2014/12-03-26_dena-Sanierungsstudie_Einfamilienhaeuser.pdf) [Stand: 11.02.2015].

**TGA Fachplaner 2010**

TGA Fachplaner: Verkaufsstart der Zeolith-Gas-Wärmepumpe, News 18.03.2010. URL: <https://www.tga-fachplaner.de/article-275175-30002/verkaufsstart-der-zeolith-gas-waermepumpe-.html> [Stand: 05.12.2017].

**Trost et al. 2012**

Trost, T./Horn, Sönke/Jentsch, M./Sterner, M.: „Erneuerbares Methan: Analyse der CO<sub>2</sub>-Potenziale für Power-to-Gas-Anlagen in Deutschland“. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 36: 3, 2012, S. 173–190.

**UBA 2012**

Umweltbundesamt: *Ökonomische Bewertung von Umweltschäden: Methodenkonvention 2.0 zur Schätzung von Umweltkosten*, Dessau-Roßlau 2012.

**UBA 2014**

Umweltbundesamt: Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. URL: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/07\\_2014\\_climate\\_change\\_dt.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/07_2014_climate_change_dt.pdf) [Stand: 05.12.2017].

**VDE 2008**

Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik: *Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger – Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf*, 2008.

**VDI Richtlinie 2067 2012**

VDI Richtlinie 2067: *Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen – Grundlagen und Kostenberechnung*, 2012.

**Weidner/Elsner 2016**

Weidner, E./Elsner, P.: *Bioenergie. Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“* (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2016.

**Weimann 2011**

Weimann, T.: Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Vorhaben IIb, (Geothermie) Endbericht, Wirtschaftsforum Geothermie e. V. 2011. URL: [https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Gesetze-Verordnungen/eeg\\_eb\\_2011\\_geothermie\\_bf.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=5](https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Gesetze-Verordnungen/eeg_eb_2011_geothermie_bf.pdf?__blob=publicationFile&v=5) [Stand: 05.12.2017].

**Wiese 2007**

Wiese, L.: Energetische, exergetische und ökonomische Evaluierung der thermochemischen Vergasung zur Stromerzeugung aus Biomasse, Dissertation, TU Hamburg Harburg 2007. URL: <https://www.deutsche-digitale-bibliothek.de/binary/BJYKPUXC7OYN3RYEFR7ULI7FSLTQCF4/full/1.pdf> [Stand: 10.02.2015].

**Wietschel et al. 2010**

Wietschel, M./Arens, M./Dötsch, C./Herkel, S./Krewitt, W./Markewitz, P./Möst, D./Scheufen, M.: *Energiotechnologien 2050 – Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung*, Karlsruhe: Fraunhofer Verlag 2010.

**Winter-Madsen/Olson 2007**

Winter-Madsen, S./Olsson, H.: Steam reforming solutions. Hydrocarbon Engineering, 2007. URL: [http://www.topsoe.com/sites/default/files/topsoe\\_steam\\_reform\\_solutions.ashx\\_\\_3.pdf](http://www.topsoe.com/sites/default/files/topsoe_steam_reform_solutions.ashx__3.pdf) [Stand: 10.02.2015].

**Zech et al. 2013**

Zech, K./Grasemann, E./Oehmichen, K./Kiendl, I./Schmersahl, R./Rönsch, S./Weindorf, W./Funke, S./Michaelis, J./Wietschel, M./Seiffert, M./Müller-Langer, F.: Hy-NOW. Evaluierung der Verfahren und Technologien für die Bereitstellung von Wasserstoff auf Basis von Biomasse, Deutsches BiomasseForschungszentrum 2013. URL: [https://www.dbfz.de/fileadmin/user\\_upload/Referenzen/DBFZ\\_Reports/DBFZ\\_Report\\_19.pdf](https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_19.pdf) [Stand: 10.02.2015].

**Zeitler/Stockerl 2010**

Zeitler, R./Stockerl, T.: „Geothermieprojekt der Stadt Unterschleißheim“. In: *Dialog Geothermie Unterschleißheim*, 1, 2010. URL: [http://www.unterschleissheim.de/fileadmin/dokumente/gtu/Infozeitung-Gtu\\_Stand-300610.pdf](http://www.unterschleissheim.de/fileadmin/dokumente/gtu/Infozeitung-Gtu_Stand-300610.pdf) [Stand: 05.12.2017].

**Ziesing 2014**

Ziesing, H.-J.: Klimaschutzszenario 2050 1. Modellierungsrunde, 2014. URL: <https://www.oeko.de/oekodoc/2065/2014-638-de.pdf> [Stand: 08.02.2018].

## Das Akademienprojekt

Mit der Initiative „Energiesysteme der Zukunft“ geben acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, die Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina und die Union der deutschen Akademien der Wissenschaften Impulse für eine faktenbasierte Debatte über Herausforderungen und Chancen der Energiewende in Deutschland. In interdisziplinären Arbeitsgruppen erarbeiten rund 100 Expertinnen und Experten Handlungsoptionen für den Weg zu einer umweltverträglichen, sicheren und bezahlbaren Energieversorgung.

### Die Arbeitsgruppe »Sektorkopplung«

Die Arbeitsgruppe hat sich mit der Frage beschäftigt, wie die unterschiedlichen Sektoren Strom, Wärme und Verkehr in einem zukünftigen Energiesystem miteinander verbunden sein können. Sie hat untersucht, wie sich die Energieeinsparungen und Steigerungen der Gesamteffizienz sowie der massive Ausbau der erneuerbaren Energien auf die Sektorkopplung auswirken. Bei der Entwicklung von Handlungsoptionen hat die Arbeitsgruppe die Optimierung des Gesamtsystems durch systemische Herangehensweise angestrebt.

Die interdisziplinäre Arbeitsgruppe hat über zwei Jahre die bestehende und die zukünftige Sektorkopplung im deutschen Energiesystem untersucht. Dafür analysierte sie den Status quo, betrachtete Potenziale einzelner Technologien und erstellte eigene Modellrechnungen für das zukünftige Energiesystem bis zum Jahre 2050. Zwischenergebnisse wurden auf einem Fachgespräch mit einer Expertengruppe und beim Energie-Trialog mit Stakeholdern diskutiert.

Die Ergebnisse der Arbeitsgruppe wurden in drei Formaten aufbereitet:

1. Die **Stellungnahme** „»Sektorkopplung« – Optionen für die nächste Phase der Energiewende“ stellt die Synthese der Ergebnisse in allgemein verständlicher Form dar und fokussiert die Handlungsoptionen für die Entwicklung des zukünftigen Energiesystems.
2. Die **Analyse** „»Sektorkopplung« – Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems“ fasst die Ergebnisse in umfassender Form zusammen.
3. Die **Materialien** zur Erläuterung der Modellierung des Energiesystems sowie zur Erläuterung der Berechnung der Energieflussdiagramme dokumentieren die Arbeitsweise. Ab Anfang 2018 werden sie online verfügbar sein unter <http://energiesysteme-zukunft.de/publikationen/>.

**Leitung der Arbeitsgruppe „Sektorkopplung“**

Prof. Dr. Hans-Martin Henning	Fraunhofer ISE
-------------------------------	----------------

Prof. Dr. Eberhard Umbach	acatech Präsidium
---------------------------	-------------------

**Autoren**

Dr. Berit Erlach	acatech
------------------	---------

Prof. Dr. Hans-Martin Henning	Fraunhofer ISE
-------------------------------	----------------

Dr. Christoph Kost	Fraunhofer ISE
--------------------	----------------

Dr.-Ing. Andreas Palzer	Fraunhofer ISE
-------------------------	----------------

Dr. Cyril Stephanos	acatech
---------------------	---------

**Wissenschaftliche Koordination**

Dr. Katharina Schätzler	KIT
-------------------------	-----

**Institutionen und Gremien****Beteiligte Institutionen**

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften (Federführung)

Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina

Union der deutschen Akademien der Wissenschaften

**Direktorium**

Das Direktorium leitet die Projektarbeit und vertritt das Projekt nach außen.

Prof. Dr. Dirk Uwe Sauer (Vorsitzender)	RWTH Aachen
---	-------------

Prof. Dr. Christoph M. Schmidt (Stellvertreter)	RWI – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung
---	---

Prof. Dr. Carl Friedrich Gethmann	Universität Siegen
-----------------------------------	--------------------

Prof. Dr. Karen Pittel	ifo Institut
------------------------	--------------

Prof. Dr. Eberhard Umbach	acatech Präsidium
---------------------------	-------------------

## Kuratorium

Das Kuratorium verantwortet die strategische Ausrichtung der Projektarbeit.

Prof. Dr. Reinhard F. Hüttl (Vorsitzender)	acatech Vizepräsident
Prof. Dr.-Ing. Dieter Spath	acatech Präsident
Prof. Dr. Jörg Hacker	Präsident Leopoldina
Prof. Dr. Dr. Hanns Hatt	Präsident Union der deutschen Akademien der Wissenschaften
Prof. Dr. Bärbel Friedrich	Altpräsidialmitglied Leopoldina
Prof. Dr. Martin Grötschel	Präsident Berlin-Brandenburgische Akademie der Wissenschaften
Prof. Dr. Andreas Löschel	Universität Münster, Vorsitzender der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“
Prof. Dr. Robert Schlögl	Fritz-Haber-Institut der Max-Planck-Gesellschaft und Max-Planck-Gesellschaft für Chemische Energiekonversion (seit Februar 2018)
Dr. Georg Schütte (Gast)	Staatssekretär BMBF
Rainer Baake (Gast)	Staatssekretär BMWi (bis März 2018)

## Projektkoordination

Dr. Ulrich Glotzbach	Leiter der Geschäftsstelle, acatech
----------------------	-------------------------------------

## Rahmendaten

### Projektlaufzeit

03/2016 bis 02/2019

### Finanzierung

Das Projekt wird vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (Förderkennzeichen EDZ 2016) gefördert.

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium  
für Bildung  
und Forschung

### **Geschäftsstelle:**

Dr. Ulrich Glotzbach

Leiter der Geschäftsstelle Energiesysteme der Zukunft

Markgrafenstraße 22, 10117 Berlin

Tel.: +49 (0)30 206 79 57 - 0

E-Mail: [glotzbach@acatech.de](mailto:glotzbach@acatech.de)

Website: [energiesysteme-zukunft.de](http://energiesysteme-zukunft.de)

**Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft**