

Karlsruhe, 02. März 2011

GT/FG/WK

**Abschlussbericht Phase I**  
**Bewertung der Energieversorgung mit leitungsgebundenen**  
**gasförmigen Brennstoffen im Vergleich zu anderen Energie-**  
**trägern (Teilprojekt I)**

**G 5/04/09-TP1-A**

**gefördert durch:** DVGW e.V.  
Josef-Wirmer Straße 1-3  
53123 Bonn

**ausgeführt durch:** DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut  
des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT)  
Bereich Gastechologie  
Engler-Bunte-Ring 1  
76131 Karlsruhe

**Bearbeiter:** Dipl.-Ing. Wolfgang Köppel (Projektleiter)  
Dipl.-Ing. Dominic Buchholz  
Dipl.-Ing. Manuel Götz  
Dipl.-Ing. Peter Kussin  
Dipl.-Phys. Anna-Maria Wonneberger

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Rahmenbedingungen für die Energieversorgung in Deutschland.....</b>	<b>2</b>
2.1	Politische Vorgaben .....	2
2.2	Energiebereitstellung.....	2
2.3	Potenzial für die Energiebereitstellung aus regenerativen Quellen .....	7
<b>3</b>	<b>Stromerzeugung in Deutschland.....</b>	<b>9</b>
3.1	Einleitung.....	9
3.2	Kraftwerkstypen.....	10
3.3	Wirkungsgrade Kraftwerke .....	13
3.4	Regelfähigkeit der Kraftwerke .....	14
3.5	Abtrennung und Unterspeicherung von CO <sub>2</sub> .....	16
3.5.1	Abtrennung von CO <sub>2</sub> .....	16
3.5.2	Transport von CO <sub>2</sub> .....	19
3.5.3	Speicherung von CO <sub>2</sub> .....	20
3.5.4	Energiebedarf für die CO <sub>2</sub> -Abscheidung und den Transport... 21	
<b>4</b>	<b>Regenerative Energieerzeugung .....</b>	<b>23</b>
4.1	Photovoltaik.....	23
4.1.1	Stand und Potential.....	23
4.1.2	Verfügbarkeitsschwankung .....	23
4.2	Windenergie .....	25
4.2.1	Stand und Potential.....	25
4.2.1.1	Onshore .....	25
4.2.1.2	Offshore .....	25
4.2.2	Verfügbarkeitsschwankungen .....	27
4.3	Biogas .....	28
4.3.1	Stand und Potenzial.....	28

4.3.2	Möglichkeiten der Steuerung für den Strommarkt.....	29
4.3.3	Speicherung von Rohbiogas und Biogas H/L in der Biogasanlage bzw. im Ergasnetz .....	30
4.3.4	Energetischer Vergleich der Speichermöglichkeiten von Biogas .....	32
4.4	Ligninreiche Biomasse .....	35
4.4.1	Thermochemische Erzeugung von Methan .....	35
4.4.1.1	Stand und Potenzial.....	36
4.4.1.2	Wirkungsgrade.....	36
4.4.2	Holzkraftwerke .....	39
4.4.2.1	Stand und Potenzial.....	39
4.4.2.2	Wirkungsgrade.....	39
<b>5</b>	<b>Stromnetze .....</b>	<b>40</b>
5.1	Einleitung und Überblick.....	40
5.2	Netzstruktur .....	43
5.2.1	Blindleistung im Drehstromnetz .....	44
5.3	Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ).....	46
5.4	Netzbelastung .....	46
5.5	Netzbetrieb /Netzregelung.....	48
5.6	Netzzustand .....	51
5.7	Fazit Stromnetz .....	54
<b>6</b>	<b>Speicherung elektrischer Energie.....</b>	<b>56</b>
6.1	Pumpspeicherkraftwerke .....	56
6.1.1	Technik .....	56
6.1.2	Bewertung.....	57
6.2	Druckluftspeicher.....	58
6.2.1	Technik .....	58
6.2.2	Bewertung.....	59

---

6.3	Kurzzeitspeicher .....	59
6.3.1	Schwungradspeicher .....	59
6.3.1.1	Technik .....	59
6.3.1.2	Bewertung.....	60
6.3.2	Elektrochemische Doppelschichtkondensatoren .....	60
6.3.2.1	Technik .....	60
6.3.2.2	Bewertung.....	61
6.3.3	Supraleitende Spulen.....	61
6.3.3.1	Technik .....	61
6.3.3.2	Bewertung.....	62
6.3.4	Blei-Säure-Akkumulator .....	63
6.3.5	Nickel-Cadmium-Akkumulator .....	63
6.3.6	Lithium-Ionen-Akkumulator .....	63
6.3.7	Hochtemperatur-Akkumulator .....	64
6.3.8	Flow-Akkumulator .....	64
6.4	Smart Grids .....	65
6.5	Chemische Wandlung in gasförmige Brennstoffe.....	66
6.6	Vergleich der Speicherverfahren .....	69
<b>7</b>	<b>Bewertung .....</b>	<b>73</b>
7.1	Kumulierter Energieverbrauch (KEV) .....	74
7.2	Vergleich Gesamtenergienutzungsgrad und fossile CO <sub>2</sub> -Emissionen von beispielhaften Prozessketten.....	75
7.3	Fazit .....	84
<b>8</b>	<b>Literatur .....</b>	<b>86</b>
<b>A</b>	<b>Prozessketten und Randbedingungen .....</b>	<b>94</b>

# 1 Einleitung

Ziel des Verbundprojekts „Bewertung der Energieversorgung mit leitungsgebundenen gasförmigen Brennstoffen im Vergleich zu anderen Energieträgern“ war es, eine vergleichende Bewertung der zentralen und der häuslichen dezentralen Erzeugung von Strom und Wärme mit den gängigen Brennstoffen Steinkohle, Braunkohle, Erdgas, Holz und Biomasse zu erstellen. Ferner sollte die Frage einer Implementierung in zukünftige Versorgungs- und Nachfragestrukturen diskutiert werden. Als Wesentliche Bewertungskriterien wurden die Primärenergieeffizienz und die Klimawirksamkeit auf Basis fossiler CO<sub>2</sub>-Emissionen herangezogen.

Das Verbundprojekt besteht aus drei Teilprojekten, die durch die drei Forschungsstellen des DVGW Gaswärmeinstitut e. V. (GWI), Gas- und Umwelttechnik GmbH (DBI-GUT) und Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut (DVGW-EBI) durchgeführt wurden. Die vergleichende Bewertung der Energiesysteme erfolgt durch das GWI und basiert auf den Vorarbeiten der beiden anderen Teilprojekte. Das DBI-GUT erarbeitete die Gebäudesituation in Deutschland, die standardisiert für den energetischen und ökologischen Vergleich zur Verfügung gestellt wurde. DVGW-EBI erstellte und übergab Daten über die ökologische und energetische Bewertung von Prozessketten zur Erzeugung von Brennstoffen (Biogas und synthetisches Erdgas SNG) sowie die Bereitstellung von Brennstoffen (Erdgas, Kohle und Holz) zur Erzeugung elektrischer und thermischer Energie im häuslichen Bereich für die Gebäudesituation in Deutschland an das GWI. Zusätzlich wurde die ökologische und energetische Bewertung von Prozessketten zur Erzeugung, Transport und Bereitstellung elektrischer und thermischer Energie für häusliche Verbraucher vorgenommen, was auch wesentlicher Gegenstand dieses Berichts ist. Hierfür wurden zum einen zentrale Kraftwerke und zum anderen dezentrale BHKWs betrachtet. Als Brennstoffe wurden die fossilen Energieträger Braunkohle, Steinkohle und Erdgas mit den regenerativen Energieträgern fermentativ und thermochemisch erzeugte Biogase gegenübergestellt. Ergänzt wird die Gegenüberstellung durch den zusätzlichen Vergleich der Erzeugung thermischer und elektrischer Energie auf Basis von Holz in Heizkraftwerken und der Wandlung von nicht nutzbarem „Windstrom“ (Überschussstrom) in gasförmige Energieträger zur Speicherung. Insgesamt wurden 56 Varianten untersucht. Die Bilanzgrenzen sind auf der einen Seite die Förderung/Erzeugung von Brennstoffen und auf der anderen Seite der Hausanschluss beim Endverbraucher.

## 2 Rahmenbedingungen für die Energieversorgung in Deutschland

### 2.1 Politische Vorgaben

Im Rahmen der Diskussionen über den Klimawandel und die Minderung von klimaschädigenden Gasen hat sich Deutschland verpflichtet [1] bis

- 2012 21 % weniger klimaschädigende Gase im Vergleich zu 1990 zu erzeugen und bis
- 2020 40 % weniger klimaschädigende Gase im Vergleich zu 1990 zu erzeugen, wenn die EU-Staaten gleichzeitig sich auf ein Einsparpotential von 30 % einigen.

Es wird da her angestrebt, bis 2020 30 % des Stromverbrauchs und 14 % der Wärmebereitstellung durch regenerative Energiequellen aufzubringen [1]. Im Energiekonzept der Bundesregierung [2] werden die Verpflichtungen bzw. Zielformulierungen bis in das Jahr 2050 erweitert. Im Jahr 2050 sollen demnach um 80 % geringere Treibhausgasemissionen bezogen auf das Jahr 1990 emittiert und 60 % des Bruttoendenergieverbrauchs 2050 durch regenerative Energien gedeckt werden.

### 2.2 Energiebereitstellung

Neben den politischen Vorgaben sind Entwicklungen beim Energieverbrauch und den Kraftwerkswirkungsgraden für eine Energiebereitstellungsplanung zu berücksichtigen. Langfristig ist mit einer Verringerung des **Endenergiebedarfs** (s. Abb. 2.1) von ca. 33 % zu rechnen [3]. In der von der Bundesregierung in Auftrag gegebenen Studie zur Datenbereitstellung für die Erarbeitung eines Energiekonzepts wird von einem Rückgang von ca. 43 % ausgegangen [4]. Die angestrebte Reduktion des Endenergiebedarfs wird im Wesentlichen durch einen abnehmenden Verbrauch in den Bereichen Wärme und Kraftstoff erreicht. Der Verbrauch an elektrischer Energie nimmt dagegen nur geringfügig ab. Im Bereich der Mobilität wird dabei von einem wachsenden Strombedarf ausgegangen. Insgesamt wird mit einer Verringerung des **Primärenergiebedarfs** von ca. 10 (25) % bis 2020 (2050) im Vergleich zu 2008 gerechnet (s. Abb. 2.2) [2].

2009 wurden 6,5 % (37,8 TWh) der elektrischen Energie durch Windkraft erzeugt [5]. Die Photovoltaik trug 2009 mit ca. 1,1 % zur Stromerzeugung bei. Bis 2030 wird mit einer Erhöhung der Stromerzeugung aus Windenergie um den Faktor 3 - 4 gerechnet [6]. Weitere Potenziale regenerativer Energiequellen sind Tab. 2.2 in Kapitel 2.3 zu entnehmen.

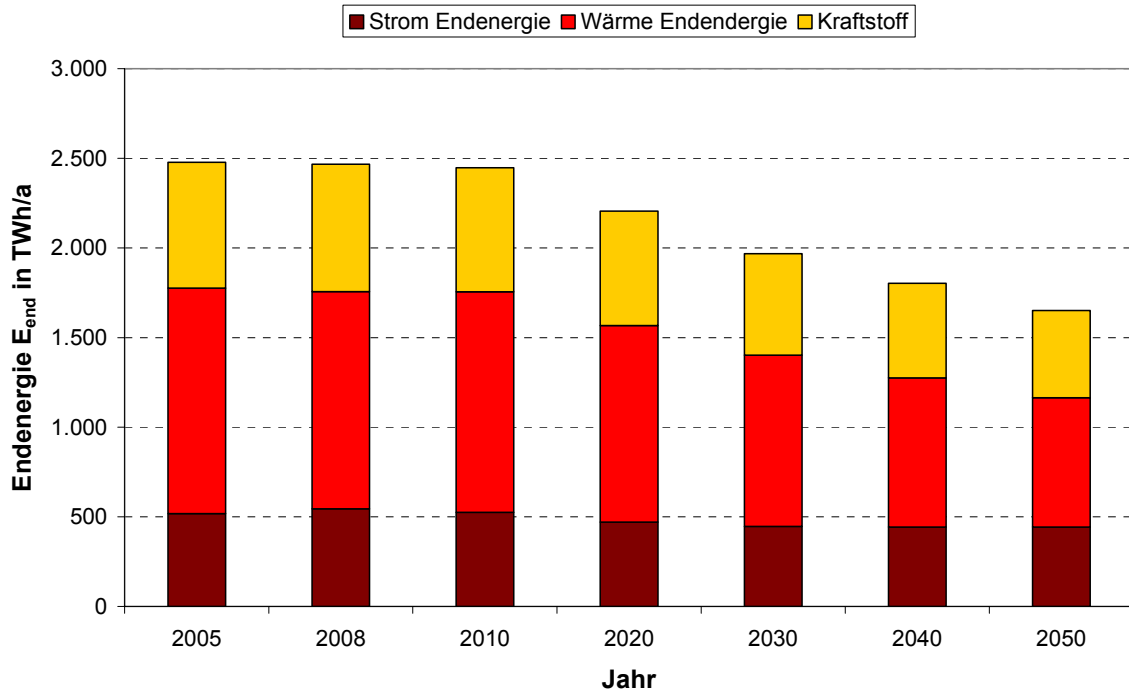


Abb. 2.1 Endenergieverbrauch in Deutschland von 2005 bis 2050 [3]

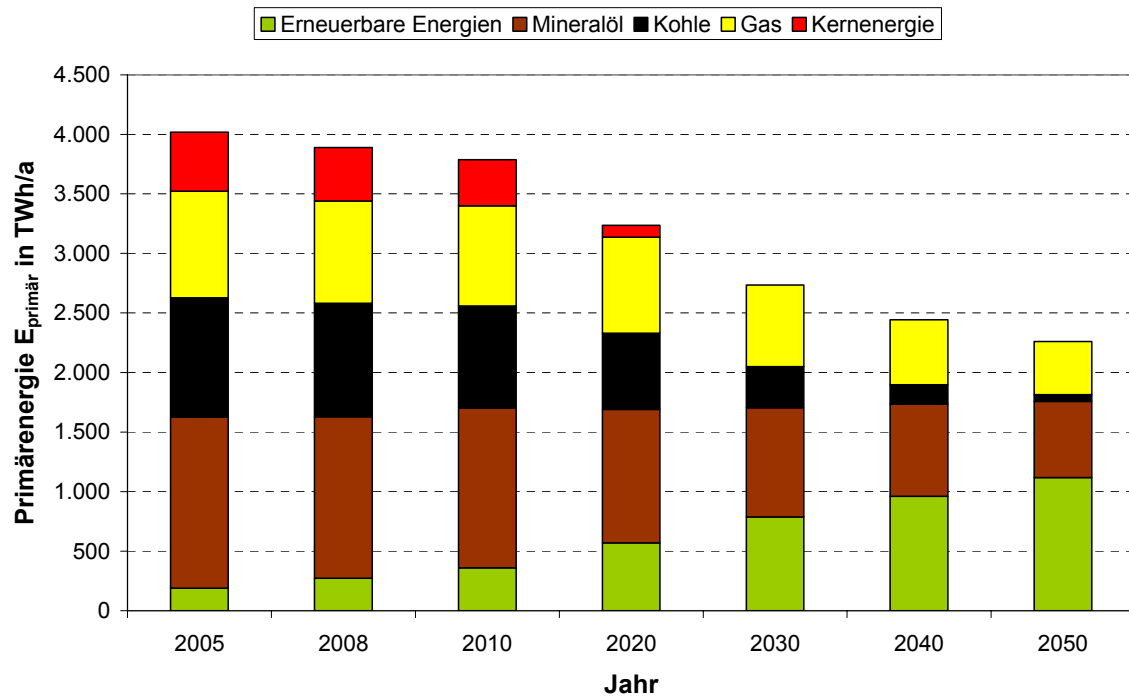


Abb. 2.2 Primärenergieverbrauch in Deutschland von 2005 bis 2050 [3]

Aus Abb. 2.2 ist zu erkennen, dass über den politisch festgelegten Zeitraum bis 2020 ein weiterer Ausbau der regenerativen Energiequellen angestrebt wird. So soll die Stromerzeugung bis 2050 zu ca. 80 % (s. Abb. 2.3) durch regenerative Energiequellen erfolgen, wobei Windkraft und die Photovoltaik ca. 50 % der benötigten elektrischen Energie bereit-

stellen sollen [2]. Weitere Szenarien zeigen ein ähnliches Bild (s. Abb. 2.4). Insgesamt kann festgestellt werden, dass im Jahr 2030 (2050) zwischen 40 (70) und 60 (100) % des Strombedarfs aus regenerativen Quellen bereitgestellt werden soll.

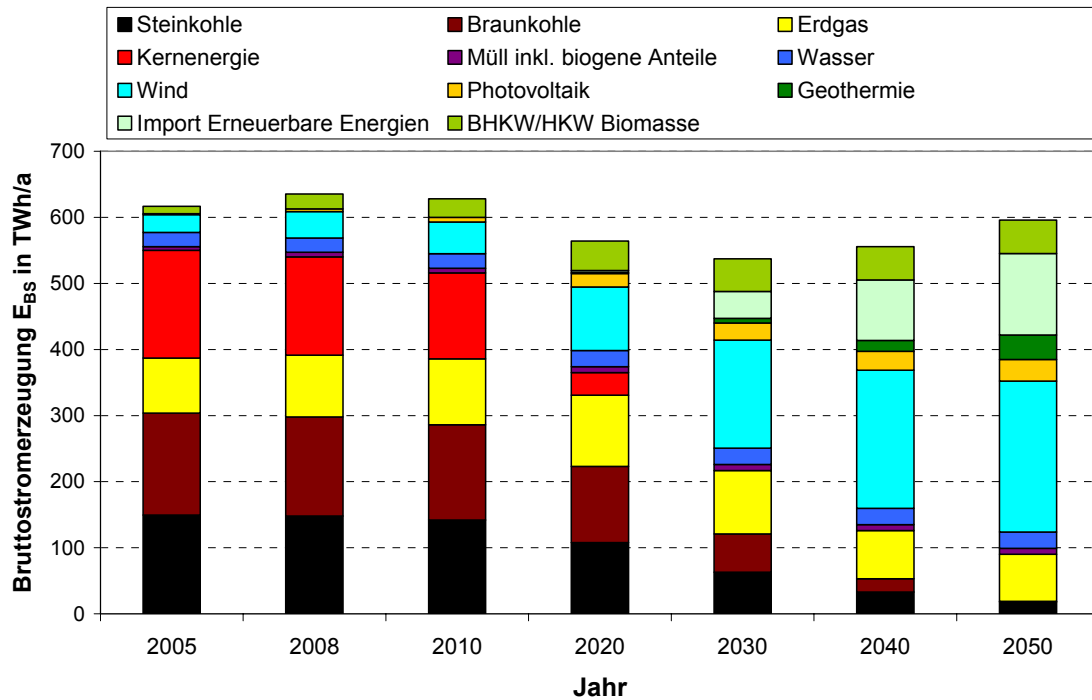


Abb. 2.3 Bruttostromverbrauch in Deutschland von 2005 bis 2050 [3]

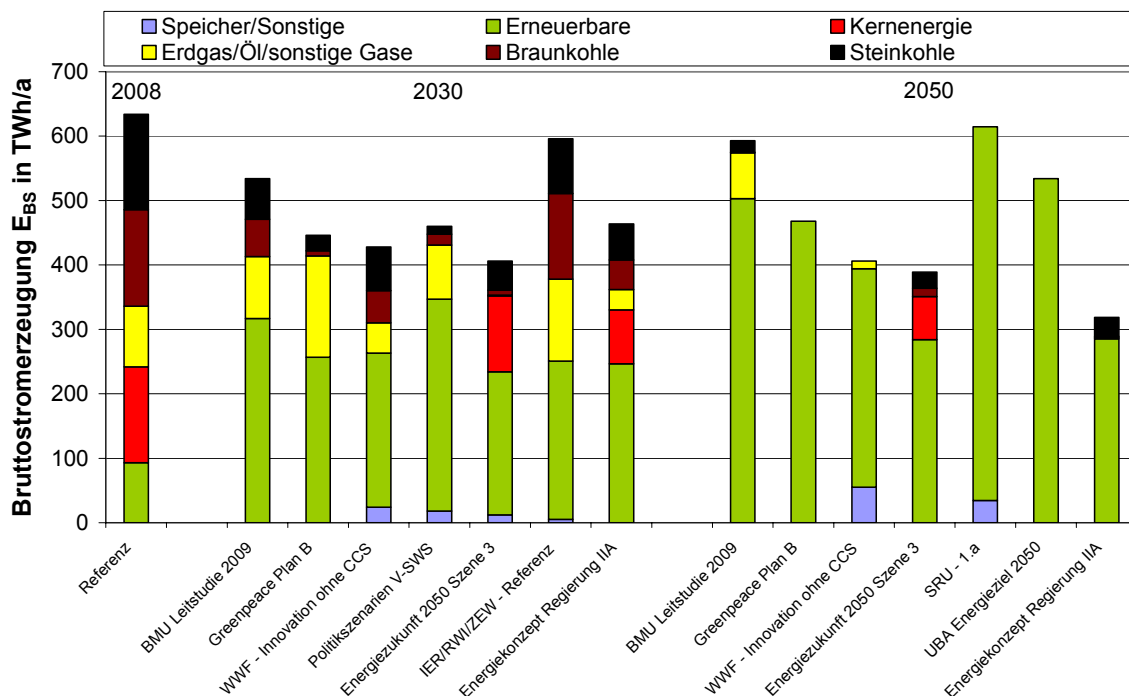


Abb. 2.4 Vergleich unterschiedlicher Szenerie für den Bruttostromverbrauch in Deutschland [7]



Die Erzeugung elektrischer Energie durch Wind- und Sonnenkraft unterliegt starken zeitlichen Schwankungen. Daher muss die bestehende grundlastorientierte Infrastruktur durch Netzoptimierung, -verstärkung und -ausbau angepasst werden. Im Vergleich zum regenerativen Energieträger „Biogas“ sind für Photovoltaik und Windkraft kurzfristige und mittelfristige Schwankungen einzuplanen (s. Tab. 2.1, Abb. 2.5).

Tab. 2.1 Vergleich Schwankungsbereich Stromeinspeisung regenerative Energiequellen [8 - 10]

Schwankungs- bereich	Photovoltaik	Windkraft	Biogas
kurzfristige	20 - 100 % (z. B. Wolken)	0 - 100 % (z. B. Flauten)	95 – 100 % (z. B. Rühren)
mittelfristige	0 - 100 % (z. B. Tag – Nacht)	0 - 100 % (z. B. Flauten)	98 - 100 % (z. B. Biologie)
langfristige	13 - 100 % (z. B. Jahreszeiten)	Nicht definierbar	98 - 100 % (z. B. Jahreszeiten)

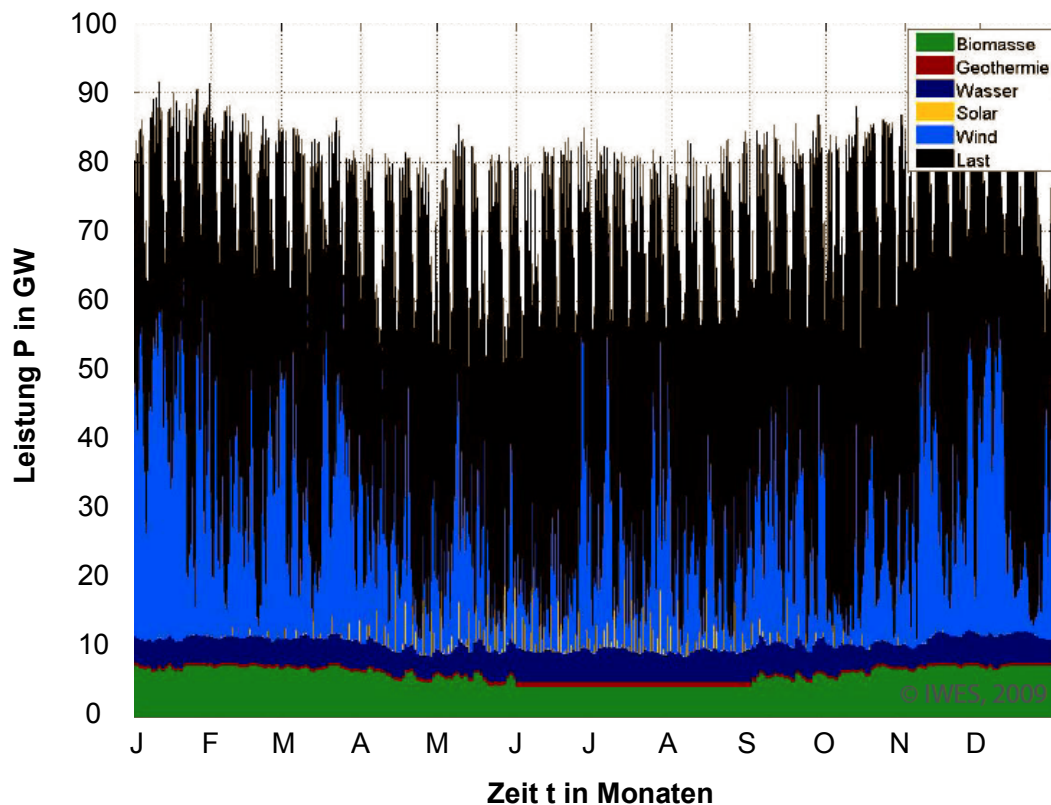


Abb. 2.5 Lastdeckung durch erneuerbare Energieträger im Jahr 2020 (Simulation mit stündlicher Auflösung) [11]

Beispielsweise kann während Starkwindphasen bei geringer Stromabnahme ein Stromüberangebot auftreten. Um das Stromnetz auch bei einem Überangebot stabil auf 50 Hz zu halten, muss die produzierte Strommenge zu jeder Zeit verbraucht werden. Dies

hat zur Folge, dass bei einer Überproduktion u. U. konventionelle Kraftwerke abgeregelt werden müssen bzw. dass die Produzenten für die Abnahme des erzeugten Stroms bezahlen müssen. Im vergangenen Jahr gab es an der Leipziger Strombörse 20-mal (insgesamt 71 h) negative Strompreise [12], Tendenz steigend. Im anderen Fall der Stromunterproduktion müssen die fehlenden Strommengen zugekauft bzw. durch Zuschalten von Kraftwerken ausgeglichen werden, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Dies bedeutet, jedoch, dass ausreichende Kraftwerkskapazitäten (Schattenkraftwerke) vorgehalten werden müssen. Diese Schattenkraftwerke werden teilweise in Teillast oder im Bypass betrieben, um schnell entsprechende Mengen an elektrischer Energie bereitstellen zu können. Für die angestrebte Erhöhung des regenerativen Stromanteils spielt daher neben der installierten Leistung auch die Fluktuationsneigung und somit die Versorgungssicherheit eine wesentliche Rolle für die Akzeptanz. Z. B. wird von der dena [13] für das Jahr 2030 nur ca. 5 - 10 % der installierten Windleistung und ca. 1 % der installierten Photovoltaikleistung als gesicherte Leistung betrachtet. Dies bedeutet, dass 90 - 95 % bzw. 99 % der jeweils installierten Leistung durch andere Kraftwerksreserven jederzeit ersetzt werden müssen. Biomasse liegt mit ca. 88 % gesicherter Leistung in einem ähnlichen Bereich wie Geothermie- und Pumpspeicherkraftwerke mit 90 % [13] und fügt sich somit relativ problemlos in das bestehende Versorgungsgefüge ein.

Um die notwendigen Investitionen für Schattenkraftwerke und die Netzoptimierung zu minimieren, wären günstige elektrische Speicher zur Speicherung elektrischer Überschussenergie optimal. Derzeit weisen nur Pumpspeicherkraftwerke eine merkliche Stromspeicherkapazität von ca. 0,04 TWh auf. Elektrofahrzeuge und Druckluftspeicher tragen noch nicht wesentlich zur Speicherung von elektrischer Energie bei und deren Potenzial ist ebenfalls als sehr begrenzt anzusehen. Der Aus- bzw. Neubau von Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland ist durch gesetzliche Richtlinien und ökologische Bedenken begrenzt, so dass andere Speicherarten gefunden werden müssen. Hierzu bietet sich insbesondere die chemische Speicherung von elektrischer Energie in Form von Wasserstoff und Methan an.

Zu beachten ist ebenfalls, dass die Erzeugung und die Speicherung elektrischer Energie bei Pumpspeicherkraftwerken und Druckluftspeichern über mehrere 100 km auseinander liegen können, so dass ein Transport der elektrischen Energie mit entsprechenden Verlusten notwendig wird. Bei einer Speicherung als Wasserstoff und als Methan kann das Gas nahe bei der Stromgestehung erzeugt und in das Erdgasnetz eingespeist und zum Verbraucher transportiert werden. Der Energieaufwand für den Gastransport liegt bezogen auf den Primärenergieeinsatz nach einer ersten Schätzung nur bei 1/10 bis 1/15 im Vergleich zum Transport von elektrischer Energie [14 - 16].

Die Wärmeversorgung ist gegenüber der elektrischen Versorgung größtenteils dezentral organisiert. 2009 wurden ca. 25 GW thermische Leistung (= ca. 8 % der installierten thermischen Leistung) der Kraftwerke bzw. Kraftwerksblöcke (> 100 MW) für die Fern- bzw. Nahwärmeversorgung genutzt [17]. Der Wärmebedarf nimmt in den Langzeitszenarien kontinuierlich ab (s. Abb. 2.6), was im Wesentlichen zu Lasten von

fossilen Energieträgern geht. Der Verbrauch an Erdgas für die Wärmeerzeugung soll gegenüber 2008 um über 60 % bis zum Jahr 2050 abnehmen [3].

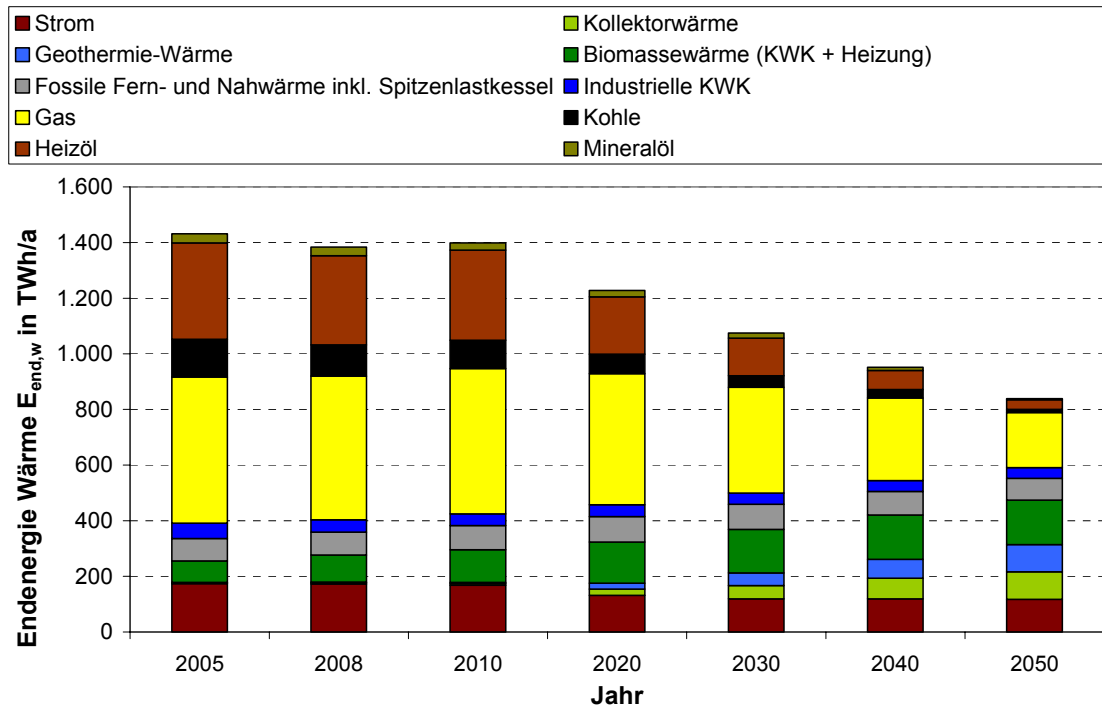


Abb. 2.6 Endenergie Wärme in Deutschland von 2005 bis 2050 [3]

## 2.3 Potenzial für die Energiebereitstellung aus regenerativen Quellen

Bei Potentialen wird unterschieden zwischen Potenzialen, die die

- theoretisch maximal mögliche Ausbeute,
- momentanen technischen Grenzen,
- wirtschaftliche Grenzen und
- zukünftige Erwartungen

beschreiben. In der Literatur werden sehr unterschiedliche Potenziale veröffentlicht (s. Tab. 2.2). Wesentliche Unterschiede in den Studien sind meist auf die verwendeten Randbedingungen zurückzuführen. Es wird darauf hingewiesen, dass die Umsetzung der Potentiale insbesondere von Faktoren wie z. B. der Akzeptanz in der Bevölkerung, den zukünftigen politischen Rahmenbedingungen und den technischen Möglichkeiten abhängt.

Tab. 2.2 Potenziale für die regenerativen Energiequellen Photovoltaik, Biogas und Wind [3, 5, 8, 18 - 25]

	Potenzial installierte Leistung in GW	Potenzial Erzeugung elektr. Energie in TWh	Bedingungen Potenzial	Ist-Stand
Photovoltaik	115 - 130	105 - 112	$\eta = 13,5 \%$ 860 h Volllast	2009: 9,8 GW 6,2 TWh
Biogas	7,3 - 21	21 - 105	$\eta_{\text{el.BHKW}} = 40 \%$	2009: 1,65 GW 10 TWh
Wind onshore	45 - 67	112	2490 h Volllast	2009: 25,7 GW 37,8 TWh 1700 h Volllast
Wind offshore	3 - 72	9 - 237	3300 h Volllast	2009: 0,07 GW 0,037 TWh

## 3 Stromerzeugung in Deutschland

### 3.1 Einleitung

In Deutschland wird elektrische Energie vorwiegend in thermischen Großkraftwerken erzeugt. Ein Kraftwerk lässt sich dabei in einzelne Anlagenblöcke unterteilen, wobei jeder Block aus Turbinen, Generator und Blocktransformator besteht. Von den in Deutschland installierten 871 Kraftwerken (1999), die eine Gesamtbruttoleistung von 106,7 GW haben, lieferten 145 Kraftwerke mit einer Leistung größer als 150 MW 94 % der Stromproduktion [26]. Im Jahr 2009 betrug die Bruttostromerzeugung in Deutschland 596,8 TWh [27]. Der Bruttostrom ist die an den Generatorklemmen gemessene elektrische Energie. Die eingesetzten Energieträger sind Tab. 3.1 zu entnehmen und basieren im Wesentlichen auf fossilen und atomaren Brennstoffen.

Tab. 3.1 Bruttostrommenge aufgeteilt auf Energieträger ohne Importstrommengen 2009 [27]

	Bruttostrommenge in TWh	Anteil in %
Kernenergie	134,9	22,6
Braunkohle	146,5	24,5
Steinkohle	109,0	18,3
Erdgas	77,0	12,9
Mineralöl	12,5	2,1
Wasserkraft (reg. und nicht reg.)	24,5	4,1
Windkraft	37,8	6,5
Biomasse	25,0	4,2
Photovoltaik	6,2	1,0
Sonstige	23,4	3,8

Der Eigenverbrauch der Kraftwerke wird 2009 mit 36,8 TWh, die Netzverluste mit 27,1 TWh und die Pumpleistung mit 7,3 TWh berechnet [28]. In den Jahren 1991 bis 2009 mussten zwischen 11 und 12,5 % des Stromaufkommens in Deutschland für Netzverluste, Eigenverbrauch und Pumpleistung produziert werden [27].

Der Kraftwerkspark wird sich bis in das Jahr 2050 stark verändern [1 - 4]. Aufgrund des Ausbaus fluktuierender regenerativer Energiequellen, werden verstärkt schnell regelbare Kraftwerke benötigt. Diese Tendenz wird durch die Verlängerung der Laufzeiten der Kernkraftwerke eher noch verstärkt.

## 3.2 Kraftwerkstypen

### Kohlekraftwerke

In einem Kohlekraftwerk wird zuerst in einer Kohlemühle Braun- oder Steinkohle gemahlen und getrocknet und dem Brennerraum der Feuerung zugegeben. Die bei der Verbrennung frei werdende Wärme wird zur Erzeugung von Hochdruckdampf verwendet, der über eine Dampfturbine entspannt wird und den Stromgenerator antreibt. Das bei der Verbrennung entstehende Rauchgas wird einer Entstaubung, einer Entschwefelung und einer Entstickung zugeführt (s. Abb. 3.1).

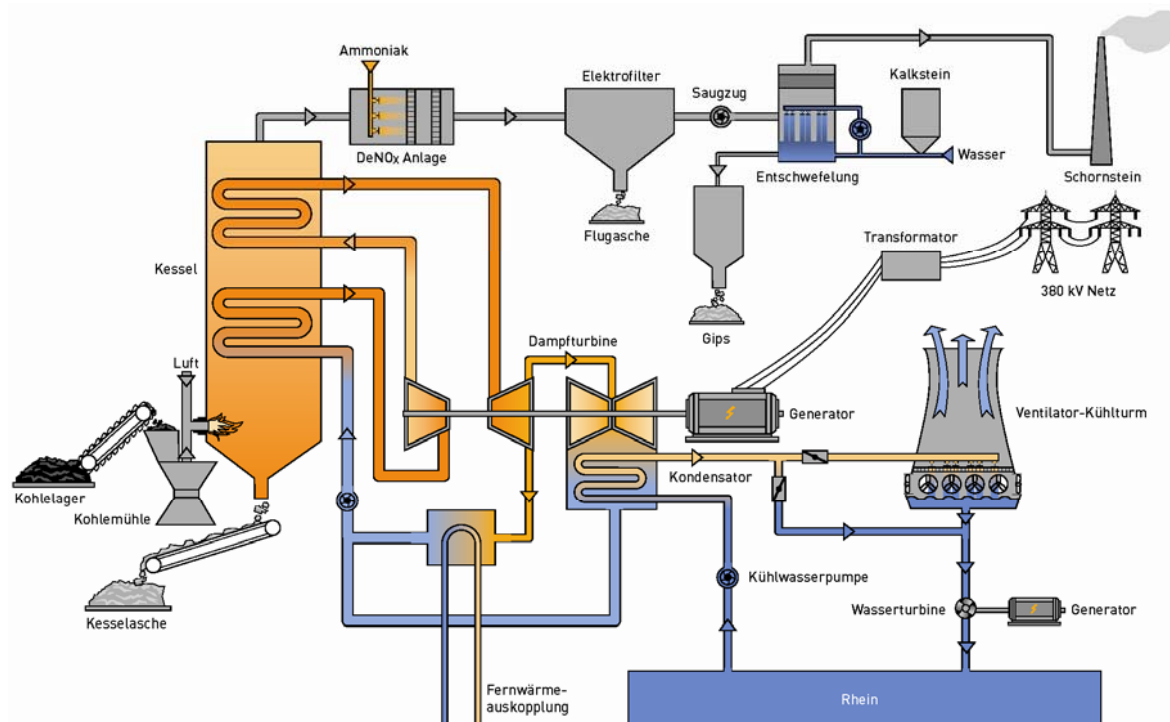


Abb. 3.1 Fließschema eines Kohlekraftwerks [29]

### Gaskraftwerke

Gasturbinenkraftwerke zeichnen sich durch relativ niedrige Investitionen aus. Sie haben aber durch ihren geringen elektrischen Wirkungsgrad von maximal 40 % bei vergleichsweise hohen Brennstoffkosten hohe Betriebskosten [30]. Die Turbinenabgase weisen beim Verlassen der Turbine noch hohe Temperaturen von bis zu 650 °C auf, so dass sie noch zur Beheizung eines Dampfkessels verwendet werden kann. Diese Kombination wird dann Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk (GuD-Kraftwerk) bezeichnet (s. Abb. 3.2).

Mit dieser kombinierten Fahrweise wird im thermodynamischen Kreisprozess ein höherer Wirkungsgrad erreicht als mit Gasturbinen im offenen Betrieb oder in konventionell befeuerten Dampfkraftwerken. Kombikraftwerke erreichen elektrische Wirkungsgrade von bis zu ca. 60 % [30].

### Schaltbild einer einstufigen GuD-Anlage

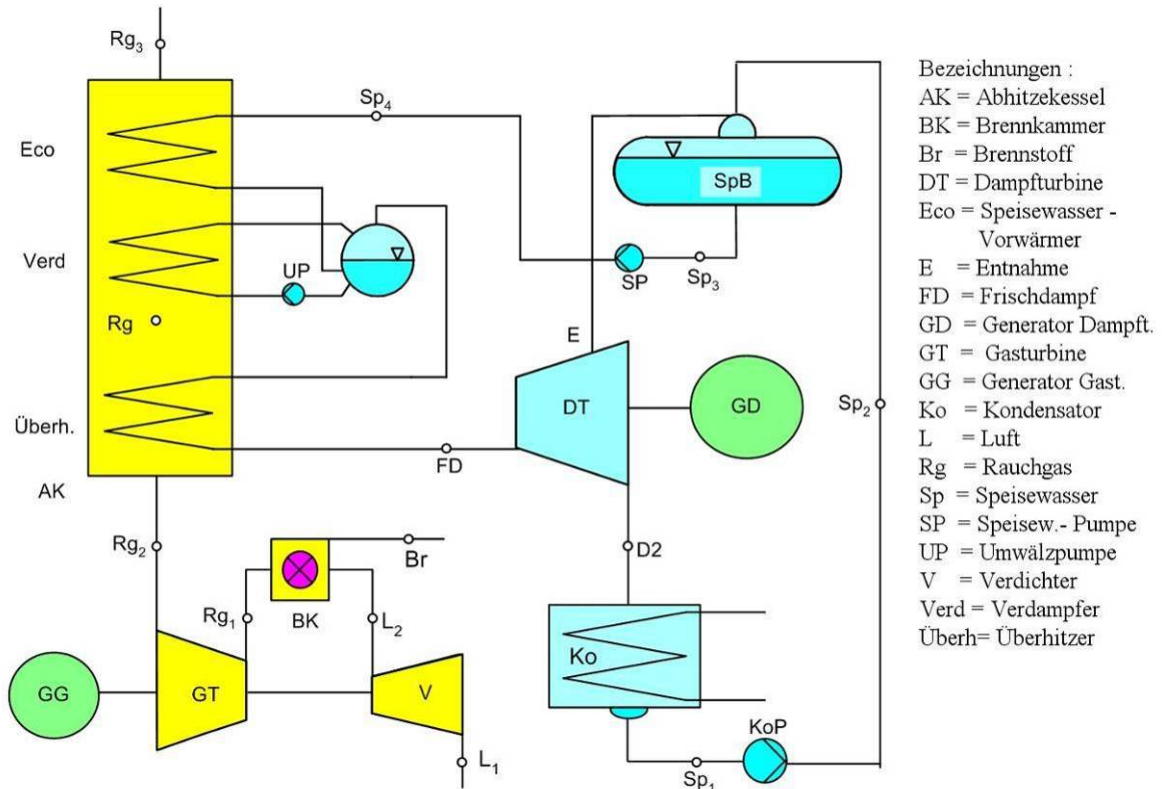


Abb. 3.2 Fließschema eines GuD-Kraftwerks [31]

### IGCC-Kraftwerke

Ein IGCC-Kraftwerk besteht grundsätzlich aus den Prozessschritten Kohleaufbereitung, Vergasung, Gasaufbereitung und Gasnutzung. Für die Vergasung von Kohle werden Festbett-, Wirbelschicht- bzw. Flugstromreaktoren eingesetzt. Die Auswahl des Verfahrens ist u. a. vom eingesetzten Brennstoff und der angestrebten Gasnutzung abhängig. Ist die Gasnutzung in einem Gas- und Dampfturbinenprozess vorgesehen, eignen sich insbesondere Wirbelschicht- und Flugstromverfahren, wobei die Vergasung unter erhöhtem Druck von mindestens 25 - 30 bar erfolgt. Die Flugstromvergasung arbeitet gegenüber der Wirbelschichtvergasung bei wesentlich höheren Temperaturen oberhalb des Ascheschmelzpunktes, wodurch einerseits die Gasqualität deutlich besser, andererseits jedoch der energetische Wirkungsgrad je nach eingesetzter Technik bis zu 10 % verringert wird [32, 33].

Das Rohgas aus der Vergasung enthält eine Vielzahl von Stör- und Schadstoffen, die vor der weiteren Gasnutzung entfernt werden müssen und deren Anteil vom Vergasungsverfahren und vom eingesetzten Rohstoff abhängt. Im Allgemeinen müssen Stäube, Teer und Sauergase wie z. B. Schwefelwasserstoff, Chlorwasserstoff und Ammoniak aus dem Rohgas entfernt werden. Nach der Gasaufbereitung wird das Reingas in einem Gas- und Dampfturbinenprozess zur Stromerzeugung genutzt. Da das erzeugte Brenngas nicht mit

Luft-Stickstoff verdünnt ist, verringert sich der Aufwand für eine anschließende CO<sub>2</sub>-Abtrennung aus dem bei der Verstromung entstehenden Rauchgas im Vergleich zu konventionellen Kohlekraftwerken erheblich (s. Kapitel 3.5).

Weltweit gingen zwischen 1990 und 2000 fünf Kohle-IGCC-Kraftwerke in Betrieb. Davon befinden sich drei Kraftwerke in Europa und zwei in den Vereinigten Staaten. Details zu den Anlagen und die bisher erzielten Wirkungsgrade sind in Tab. 3.2 zusammengefasst.

Tab. 3.2 IGCC-Kraftwerke [34]

IGCC-Kraftwerk	Buggenum	Wabash-River	Tampa	Puertollano	Vresova
Standort	NL	USA	USA	E	CZ
Jahr der Inbetriebnahme	1994	1995	1996	1998	1996 (2005)*
Elektrische Leistung	253 MW	262 MW	250 MW	300 MW	351 (430)* MW
Brennstoff	Steinkohle + Biomasse	Steinkohle + Petrolkoks	Steinkohle	Steinkohle + Petrolkoks	Braunkohle
Vergasertyp	Prenflo	E-GAS	GE	Shell	Sasol-Lurgi (GSP)*
El. Netto-Wirkungsgrad	43 %	39 %	41 %	42 %	44 % (41 %)*

\* Erweiterung der Anlage 2005

Die in den o. g. fünf IGCC-Kraftwerken verwendete Technologie hat sich bisher aus wirtschaftlichen Gründen nicht durchsetzen können. Sowohl national, als auch international werden derzeit neue IGCC-Kraftwerke geplant, für die elektrische Netto-Wirkungsgrade von bis zu 55 % angestrebt werden. Triebkraft für den Bau solcher Kraftwerke in Europa ist vor allem die CO<sub>2</sub>-Abtrennung. In Deutschland plant die RWE Power AG ein CO<sub>2</sub>-freies IGCC-Kraftwerk mit einer elektrischen Nettoleistung von 360 MW, das ab 2014 in Betrieb gehen sollte, jedoch durch fehlende Rahmenbedingungen/Gesetzgebungen auf unbestimmte Zeit verschoben wurde [35]. Für dieses Kraftwerk rechnet die RWE Power AG mit einem Netto-Wirkungsgrad von 40 % mit CO<sub>2</sub>-Abtrennung [36].



### 3.3 Wirkungsgrade Kraftwerke

In Abb. 3.3 ist die zeitliche Entwicklung des elektrischen Wirkungsgrades für die konventionellen fossilen Energieträger Braunkohle, Steinkohle und Erdgas dargestellt. Die derzeit realisierbaren Wirkungsgrade liegen zwischen 43 % (Braunkohle) und 59 % (Erdgas). In den nächsten 10 Jahren sind Erhöhungen im niedrigen einstelligen Prozentbereich zu erwarten.

Große Hoffnungen werden derzeit in IGCC-Technologien gesetzt, mit denen sich theoretisch deutlich höhere Wirkungsgrade als bei der konventionellen Kohleverstromung erzielen lassen. Bisherige Erfahrungswerte zeigen jedoch keine signifikante Steigerung des elektrischen Wirkungsgrades bei gleichzeitig deutlich erhöhter Komplexität der Verfahren [37]. Bei Angaben von Nettowirkungsgraden von ca. 55 % [34] ist unklar, ob sämtliche Hilfsenergien (beispielsweise für die Luftzerlegung) berücksichtigt wurden. Durch die Berücksichtigung des Energieaufwands für die CO<sub>2</sub>-Abtrennung, -Transport und -Speicherung (CCS) sinken die elektrischen Wirkungsgrade um weitere 7 - 14 %-Punkte [z. B. 38]. Die vorhandenen Literaturangaben unterliegen einem hohen Schwankungsbereich, da die Annahmen für die CCS-Maßnahmen sehr unterschiedlich energetisch bewertet werden. In Abb. 3.4 sind elektrische Gesamtwirkungsgrade für verschiedene Prozessvarianten unter Berücksichtigung von Transportverlusten bis zum Endverbrauchen vergleichend gegenübergestellt. Es ist zu erkennen, dass die zu erwartenden elektrischen Wirkungsgrade für Kohlekraftwerke mit CCS kaum über 40 % liegen dürften.

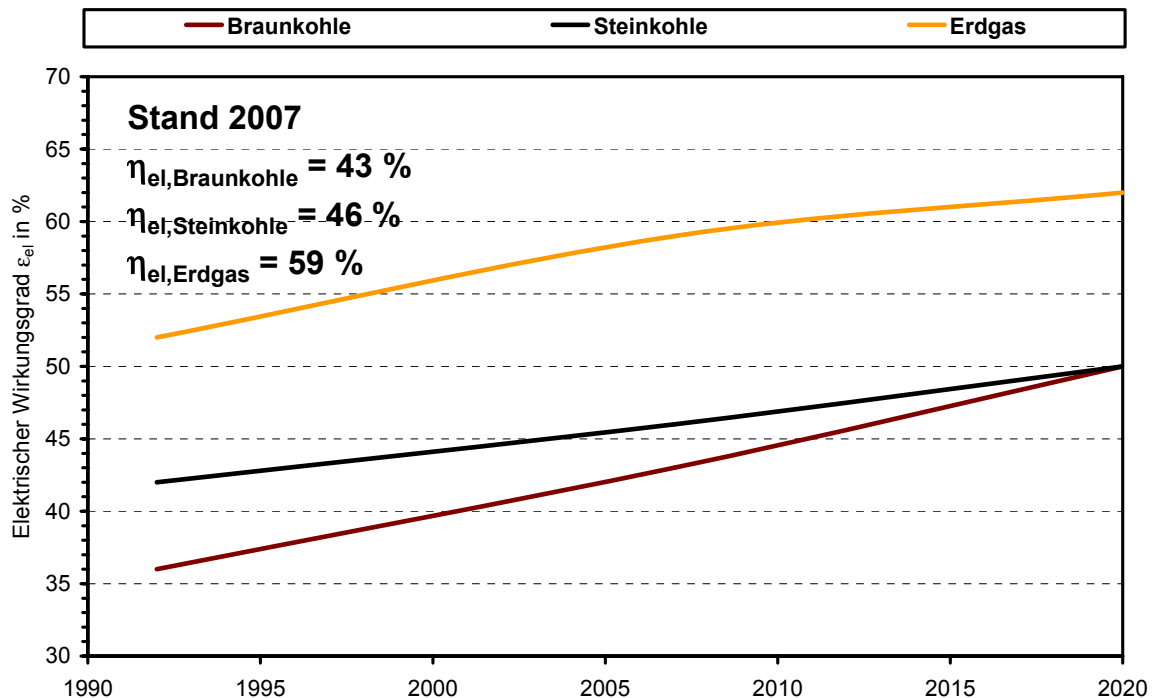


Abb. 3.3 Zeitliche Entwicklung der elektrischen Wirkungsgrade bei der konventionellen Stromerzeugung [30]

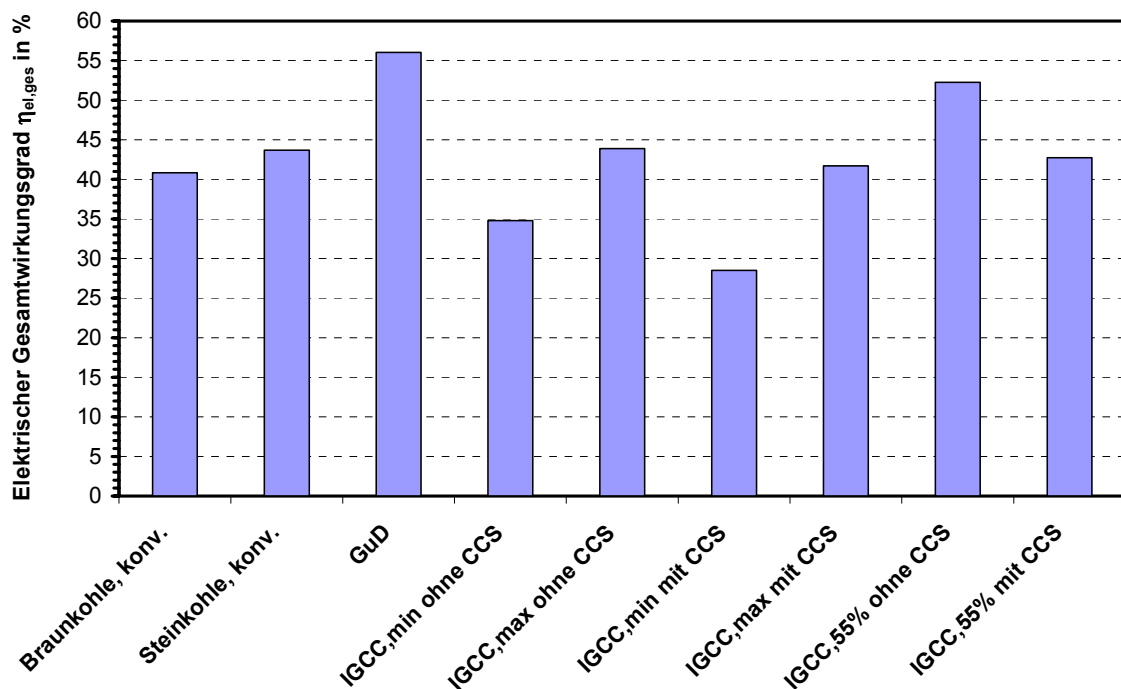


Abb. 3.4: Gesamteffizienz der zentralen Stromerzeugung für verschiedene Kraftwerkskonzepte (inkl. 5 % Transportverluste) [38]

### 3.4 Regelfähigkeit der Kraftwerke

In Abhängigkeit der Kraftwerkstechnologie weisen die verschiedenen Kraftwerkstypen unterschiedliche Arbeitsbereiche auf. Hinsichtlich des Wirkungsgrades gilt für alle Typen, dass jede Abweichung vom Auslegungspunkt ein Wirkungsgradverlust je nach Kraftwerkstyp zwischen 5 und 22 Prozent-Punkten zur Folge hat. Tab. 3.3 zeigt die wesentlichen technischen Parameter für moderne Kraftwerke.

Von den aufgeführten Kraftwerken verfügen die Gasturbinenkraftwerke (GT-KW) zum einen über den größten Arbeitsbereich und zum anderen reagieren sie am schnellsten auf Sollwertänderungen (s. Tab. 3.3). Die Wasserkraftwerke (Talsperren) sind sehr schnell regelbar und verfügen über einen hohen Wirkungsgrad. Sie sind in Deutschland für die Primärregelung (s. Kapitel 5.5) von großer Bedeutung. Kernkraftwerke sollen eine Leistungsänderungsgeschwindigkeit pro Minute von 3,8 - 5, 2 % in einem Lastbereich zwischen 50 und 100 % aufweisen [7]. Höhere Leistungsänderungsgeschwindigkeiten pro Minute von 10 % schränken dagegen den regelbaren Leistungsbereich auf 80 - 100 % ein. Allerdings wurden Kernkraftwerke bisher nur in geringem Maß dynamisch gefahren, so dass die Auswirkungen auf Material und somit Sicherheit nicht bekannt sind [7].

Tab. 3.3 Technische Parameter Kraftwerke [7, 39 - 42]

Kraftwerkstyp	KKW	BKW	SKW	GuD-KW	GT-KW	Öl-KW
Elektr. Nettowirkungsgrad in %	34	43	47	57	36	37
Anfahrzeit in h	6	3	2,9	2	0,4	1
Mindestleistung in %	50	40	38	20	20	40
Wirkungsgradverlust bei $P_{\min}$ in %-Punkten	< 5	< 6	< 6	< 13	< 22	< 12
Laständerungsgeschwindigkeit in %/min	4 - 10	3 - 10	3 - 10	4 - 20	< 20	k. A.

KKW: Kernkraftwerk  
 BKW: Braunkohlekraftwerk  
 SKW: Steinkohlekraftwerk  
 GuD-KW: Gas und Dampf Kraftwerk  
 GT-KW: Gasturbinen-Kraftwerk  
 Öl-KW: Öl-Kraftwerk

Die Ausregelung des Stromnetzes benötigt Kraftwerke, die in Teillast betrieben und schnell zu- und abgeschaltet werden können. In Tab. 3.4 ist deutlich erkennbar, dass insbesondere Erdgas- und Ölkraftwerke als schnell zuschaltbare Reservekraftwerke für z. B. kurz vorhersagbare Windereignisse und somit zur Ausregelung der Fluktuationen bei der Windkraft geeignet sind. Zu beachten ist, dass sich die Anfahrzeiten im „heißen“ Betrieb für alle Anlagen wesentlich verkürzen.

Tab. 3.4 Anfahrparameter konventionelle Kraftwerke [7, 42]

Brennstoff		Erdgas/Öl	Kohle	Kernenergie
Mindestbetriebszeit	h	1 - 6	6 - 15	15 - 24
Mindeststillstandszeit	h	1 - 6	6 - 15	15 - 24
Anfahrdauer kalt	h	0 - 4	3 - 60	8 - 48
Anfahrdauer heiß	h	0 - 1	1 - 2	3

## 3.5 Abtrennung und Untergrundspeicherung von CO<sub>2</sub>

### 3.5.1 Abtrennung von CO<sub>2</sub>

Um die bei der Verbrennung von Kohlenwasserstoffen freigesetzten Mengen an Kohlenstoffdioxid zu minimieren, werden große Hoffnungen in CCS-Technologien (**C**arbon **C**apture and **S**torage) gesetzt. Hierbei soll das bei Verbrennungsprozessen gebildete CO<sub>2</sub> vom Rauchgas abgetrennt und anschließend dauerhaft in Untergrundspeichern gelagert werden. Allerdings ist zu bedenken, dass nur maximal 60 % des freiwerdenden CO<sub>2</sub> von großen Emittenten (z. B. Kraftwerken und Industrieanlagen) stammt und somit teilweise aus Rauchgasen abgetrennt und gespeichert werden kann. Das von kleinen Emittenten (z. B. Fahrzeuge, Haushalt und andere diffuse Quellen) stammende CO<sub>2</sub> kann aufgrund der geringen Massenströme nicht aus den Gasen entfernt und somit nicht gespeichert werden [43]. Grundsätzlich kann CO<sub>2</sub> vor oder nach dem Energiegewinnungsprozesses abgetrennt werden. Im Folgenden werden die technischen Grundkonzepte [44 - 47]

- Pre-Combustion,
- Post-Combustion,
- Oxyfuel,
- Einsatz von Solid Oxid Fuel Cell (SOFC) und
- Chemical Looping

zur CO<sub>2</sub>-Entfernung kurz erläutert. Neben diesen Grundkonzepten existieren noch Kombinationen der Konzepte, auf die hier nicht eingegangen wird.

#### Pre-Combustion

Bei der Pre-Combustion (s. Abb. 3.5) wird der Kohlenstoffträger mit Wasserdampf und Sauerstoff vergast. Anschließend wird ein CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>-Gasgemisch erzeugt und das CO<sub>2</sub> entfernt. Der Wasserstoff wird in Gasturbinensätzen verstromt.

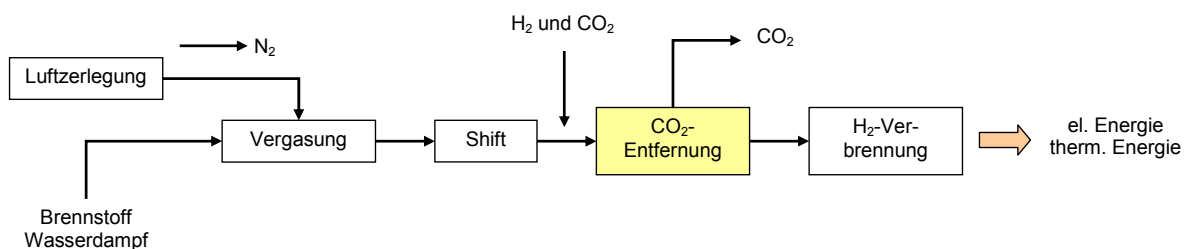


Abb. 3.5: Schema Pre-Combustion

#### Vorteile:

- Keine Stickstoffverdünnung: Bedeutend höhere CO<sub>2</sub>-Gehalte im Synthesegas und damit geringerer Abtrennaufwand
- Technik ist bekannt für SNG-Pfad: Einsetzbar

Nachteile:

- Komplexere Anlagentechnik
- H<sub>2</sub>-Turbine im Pilotbetrieb für Pre-Combustion-Pfad
- Hoher Energieaufwand für die Luftzerlegung

**Post-Combustion**

Das Post-Combustion-Konzept (s. Abb. 3.6) sieht eine Stromerzeugung via konventionelle Kraftwerke vor. Im Anschluss an die Verbrennung soll aus dem entstandenen Rauchgas das CO<sub>2</sub> entfernt werden.

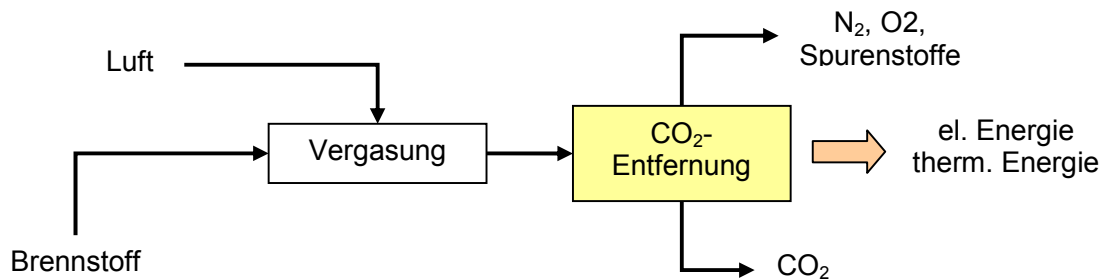


Abb. 3.6: Schema Post-Combustion

Vorteile:

- Keine Luftzerlegung notwendig, da CO<sub>2</sub>-Entfernung nachgeschaltet erfolgt
- Bewährte Technik
- Kann nachgerüstet werden

Nachteile:

- Große Abgasströme sind zu behandeln und somit erhöhter Aufwand
- Geringe CO<sub>2</sub>-Gehalte im Abgas und somit erhöhter Aufwand

**Oxyfuel**

Das Oxyfuel-Konzept (s. Abb. 3.7) verbrennt den Brennstoff mit anschließender konventioneller Stromerzeugung. Allerdings wird Sauerstoff statt Luft für die Verbrennung verwendet, so dass das Rauchgas im Idealfall nur aus H<sub>2</sub>O und CO<sub>2</sub> besteht. Nach einer Kondensation des Wassers kann das CO<sub>2</sub> transportiert werden.

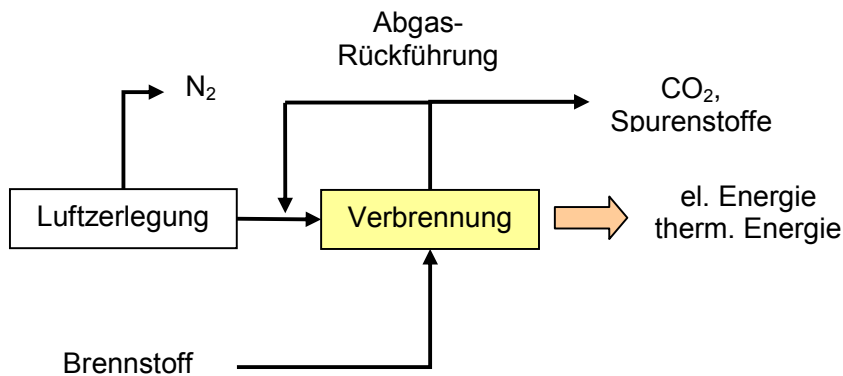


Abb. 3.7: Schema Oxyfuel

Vorteile:

- CO<sub>2</sub>-Gehalt im feuchten Abgas liegt mit über 70 % sehr hoch, somit kann nach einer Gastrocknung auf eine CO<sub>2</sub>-Entfernung verzichtet werden

Nachteile:

- Hoher Energieaufwand für die Luftzerlegung
- Hohe Temperaturen ohne CO<sub>2</sub>-Rückführung in der Brennkammer

**SOFC**

Das Konzept SOFC (s. Abb. 3.8) sieht eine Brennstoffzelle als Herzstück des Systems vor, das Strom erzeugt und gleichzeitig CO<sub>2</sub> separiert.

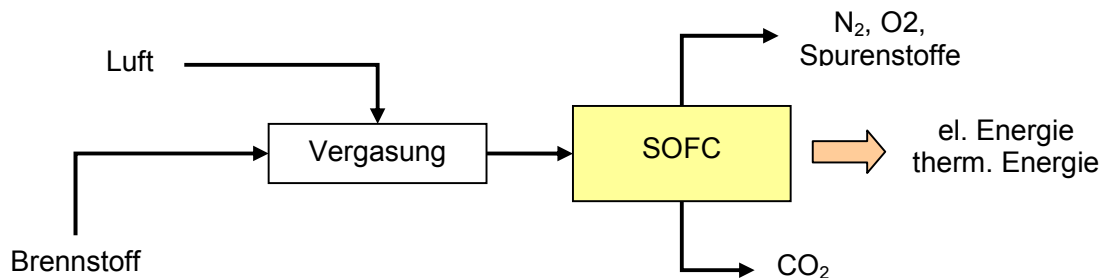


Abb. 3.8: Schema SOFC

Vorteile:

- Keine Luftzerlegung notwendig, da CO<sub>2</sub>-Entfernung über Membran erfolgt
- Einfachere Technik
- Hoher elektrischer Wirkungsgrad von über 60 %

Nachteile:

- Technik steht noch nicht zur Verfügung
- Membranen sind nicht selektiv genug
- Größe SOFC ist momentan beschränkt

**Chemical Looping**

Beim Chemical Looping-Konzept (s. Abb. 3.9) wird ein Sauerstoffträger als Oxidationsmittel verwendet. Dieser Sauerstoffträger kann anschließend regeneriert werden und steht dann wieder zur Verfügung. Das entstehende Rauchgas besteht nur aus  $\text{CO}_2$  und  $\text{H}_2\text{O}$ , so dass eine einfache Kondensation des Wassers zur Separierung ausreicht.

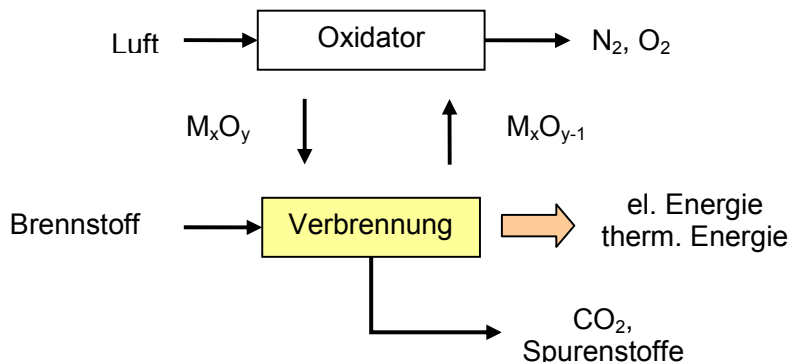


Abb. 3.9: Schema Chemical Looping

Vorteile:

- $\text{CO}_2$ -Gehalt im feuchten Abgas liegt mit über 70 % sehr hoch, somit kann nach einer Gastrocknung auf eine  $\text{CO}_2$ -Entfernung verzichtet werden
- Keine Luftzerlegung notwendig

Nachteile:

- Sauerstoffträger unterliegt ständigen Temperaturschwankungen und mechanischen Belastungen: Zerstörung des Sauerstoffträgers
- Bisher noch keine geeigneten Sauerstoffträger vorhanden

### 3.5.2 Transport von $\text{CO}_2$

Der Transport soll üblicherweise bei größeren  $\text{CO}_2$ -Quellen via Pipeline erfolgen. Bei kleineren Anlagen können als Transportmittel Schiffe eingesetzt werden. Wie Abb. 3.10 zu entnehmen ist, wird bei z. B. per Schiffstransport das  $\text{CO}_2$  kryogen und bei Pipelinetransport überkritisch transportiert. Insbesondere beim Pipelinetransport muss auf eine hohe Reinheit des Kohlenstoffdioxids geachtet werden, da sonst der Transportaufwand bis zum 3-fachen ansteigen kann. Dies ist auf eine Verschiebung des kritischen Punkts in Rich-

tung höheren Druck und niedrigere Temperatur zurückzuführen, was zu einer häufigeren Druckerhöhung bzw. Aufheizung während des Transports führt.

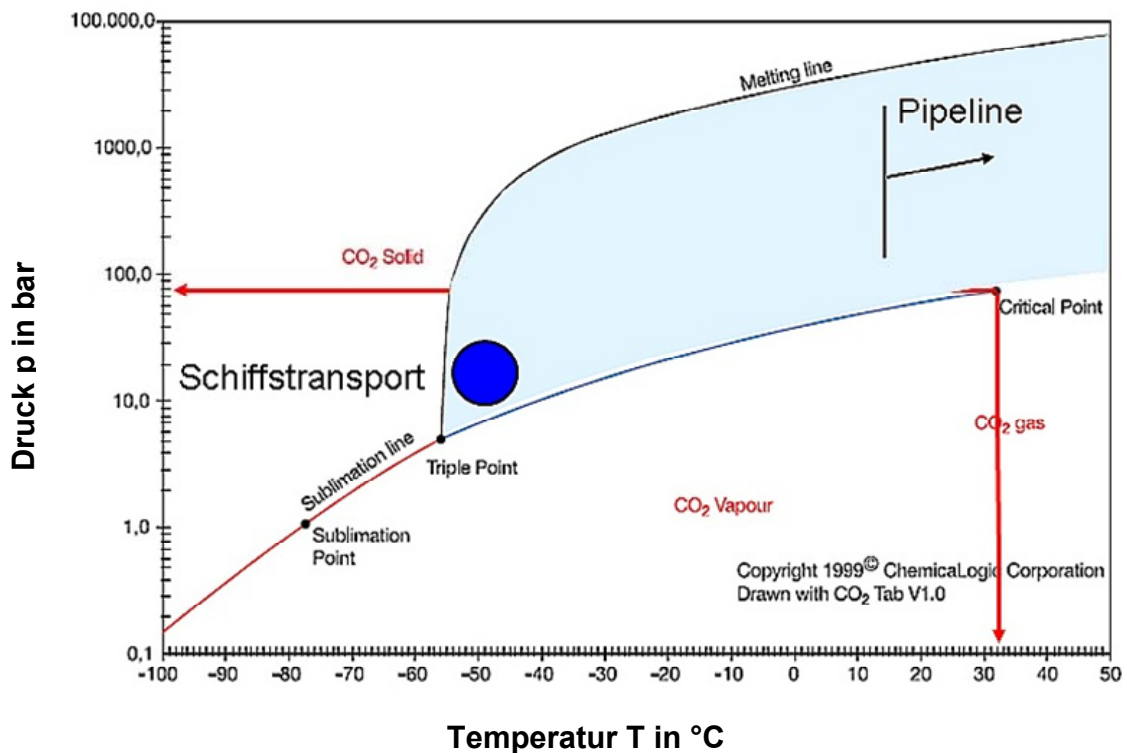


Abb. 3.10 Phasendiagramm Kohlenstoffdioxid [48]

### 3.5.3 Speicherung von CO<sub>2</sub>

Eine Speicherung von CO<sub>2</sub> wird bereits an einigen Standorten durchgeführt. Dort wird CO<sub>2</sub> meist in alte Lagerstätten verbracht oder als Austreibmittel für Erdöl verwendet [49]. Das höchste Potenzial liegt jedoch in salinen Aquiferen. Die in Tab. 3.5 abgeschätzten Lagerstättenkapazitäten sind bisher noch nicht gesichert. In Deutschland liegt die erwartete Lagerstättenkapazität zwischen 26 und 69 Jahre (s. Tab. 3.5). Die Lagerstätten liegen überwiegend in Norddeutschland, so dass lange Transportwege in Kauf genommen werden müssen.

Da bei der großtechnischen CO<sub>2</sub>-Speicherung noch relativ wenig langfristige Erfahrung besteht, können gewisse Risiken nur abgeschätzt werden. Die folgenden Risiken müssen u. a. bei der Beurteilung einer potenziellen Lagerstätte beachtet werden:

- Undichtigkeiten im Untergrund und Entweichen von CO<sub>2</sub> und damit wird der Nutzen herabgesetzt und eventueller lokaler Anhebung des CO<sub>2</sub>-Gehalts in der Luft
- Reaktionen des CO<sub>2</sub> mit Deckschichten
- Versauerung des Grundwassers



- Verdrängung von Formationswässern
  - Dichte Schichten werden aufgelöst
  - Erdhebungen aufgrund von Quellverhalten bestimmter Schichten
- Verdrängung salzhaltiger Wässer in Grundwasser führende Schichten
- Änderungen von Spannungszuständen mit z. B. Erdbeben als Folge

Tab. 3.5 Potenzial CO<sub>2</sub>-Lagerstätten [45 - 51]

		Welt	Europa	Deutschland
Erdgas/Erdöl-Lagerstätten	Gt CO <sub>2</sub>	600 - 1200	30 – 230	~ 2,88
Kohleflöze	Gt CO <sub>2</sub>	3 - 200	1 – 10	0,37 - 1,67
Saline Aquifere	Gt CO <sub>2</sub>	2.000 - 20.000	50 – 350	10 – 30
Emissionen 2008	Gt CO <sub>2</sub> /a	25	2	0,5
Lagerungskapazität	A	104 - 856	40 – 295	26 – 69

### 3.5.4 Energiebedarf für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung und den Transport

Für CO<sub>2</sub>-Abscheidung und den CO<sub>2</sub>-Transport mit anschließender Speicherung werden beträchtliche Energiemengen benötigt. Der Energieaufwand wird in der Literatur sehr unterschiedliche beziffert und hängt im Wesentlichen von den Faktoren Gasvolumenstrom, CO<sub>2</sub>-Gehalt im Gas und der angestrebten CO<sub>2</sub>-Entfernungsrate abhängig. Der energetische Aufwand für die CO<sub>2</sub>-Abtrennung hängt im Wesentlichen vom CO<sub>2</sub>-Gehalt im Rauchgas bzw. Synthesegas ab. Je höher dieser ist, desto niedriger ist der Aufwand. Aus diesem Zusammenhang kann entsprechend Tab. 3.6 festgestellt werden, dass für die CO<sub>2</sub>-Abtrennung bei Vergasungsprozessen üblicherweise aufgrund des wesentlich höheren CO<sub>2</sub>-Gehalts ein geringerer Aufwand betrieben werden muss. Zu beachten ist jedoch, dass bei Verbrennungsprozessen der gesamte Kohlenstoff des Brennstoffs zu CO<sub>2</sub> gewandelt wurde und bei Vergasungsprozessen nur ca. 50 %. Dies bedeutet, dass bei Verbrennungsprozessen bis zu 85 % des im Rauchgas (= 85 % Kohlenstoff des Brennstoffs) enthaltenen CO<sub>2</sub> separiert werden kann. Bei Vergasungsprozessen dagegen kann nur ca. 50 % Kohlenstoffs aus dem Brennstoff über CO<sub>2</sub> aus dem Synthesegas entfernt werden, da die anderen 50 % Kohlenstoff des Brennstoffs im Methan steckt und in das Erdgasnetz eingespeist wird und somit für die CO<sub>2</sub>-Abtrennung nicht zur Verfügung steht.

Tab. 3.6 Wirkungsgrade Kraftwerke [45 - 47, 50, 52 - 54]

Typ	Prozess	Brennstoff	Gesamt- wirkungs- grad in %	CO <sub>2</sub> -Gehalt in Vol.-% tr	CO <sub>2</sub> -Ent- fernung in %
elektr. und therm. Ener- gie	Verbren- nung	Kohle	25 - 45	10 - 15	> 85
		Erdgas	40 - 60	3 - 11	> 85
		Biomasse	35 - 90	10 - 15	> 85
		Müll	45 - 75	10 - 15	> 85
	Vergasung	Kohle	40 - 60	< 30	> 85
SNG	Vergasung	Kohle	50 - 60	45 - 55	< 50
		Biomasse	55 - 65	45 - 55	< 50
	Fermentati- on	Biomasse	60 - 75	45 - 60	< 50

Der energetische Aufwand für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung verringert den elektrischen Wirkungsgrad der Kraftwerke um 6 bis 10 %-Punkten (Tab. 3.6, Tab. 3.7). Für die nachrüstbare Post-Combustion-Variante zur CO<sub>2</sub>-Entfernung nach dem Energiegewinnungsprozess muss mit einem Wirkungsgradverlust von 8 – 14 %-Punkten gerechnet werden. Dies bedeutet, dass für CCS bis zu 40 % zusätzliche z. B. fossile Energieträger zur Bereitstellung der benötigten Energien eingesetzt werden müssen, um die jetzige Produktion an elektrischer und thermischer Energie zu erreichen.

Tab. 3.7 Wirkungsgradverluste durch CCS [45 - 47, 50, 52 - 54]

Prozess	Wirkungsgradverlust in Prozentpunkten
Pre-Combustion	6 – 10
SOFC	2 – 5
Post-Combustion	8 – 14
Oxyfuel	8 – 9
Chemical looping	12 – 19

## 4 Regenerative Energieerzeugung

### 4.1 Photovoltaik

#### 4.1.1 Stand und Potential

In zwei Studien wurde auf Grundlage des Gebäudebestands in Deutschland von 1991 und 1994 die installierbare Anzahl von Photovoltaikmodulen abgeschätzt [8, 18]. Dabei wurde ermittelt, dass etwa 30 % (240 km<sup>2</sup>) der gesamten Dachflächen für eine Installation in Frage kommen.

Zur Berechnung der damit erzeugbaren Strommenge wurden verschiedene Zusatzfaktoren berücksichtigt. Dazu gehören Abschattungs- und Verschmutzungsverluste sowie Abweichungen von der Südausrichtung und vom idealen Neigungswinkel bei Schrägdächern. Weiterhin wurde angenommen, dass 34 % (82 km<sup>2</sup>) der nutzbaren Dachflächen für solarthermische Anlagen verwendet werden. Unter diesen Bedingungen können bei einem Wirkungsgrad von 13,5 % und 860 Volllaststunden jährlich 105 - 112 TWh Strom bei einer installierten Leistung von 115 - 130 GW erzeugt werden [19, 20]. Dies sind 17 - 20 % der benötigten Jahresmenge an Strom in Deutschland.

Im Jahr 2009 waren 9,8 GW Leistung an Photovoltaikanlagen installiert, die 2009 6,2 TWh Strom produzierten [5].

Die Installationsprognose der Branche sagt für 2020 39,5 GW installierte Leistung voraus [55], was bei 1.000 Volllaststunden zu einer Stromerzeugung von knapp 40 TWh jährlich führen würde (ca. 7 % der benötigten Strommenge in Deutschland). Der Anstieg der Volllaststunden erklärt sich über eine gesteigerte Effizienz der Technologie, die dann durch einen höheren Wirkungsgrad und Nutzung diffusen Lichts mehr Strom auf derselben Fläche erzeugen kann. In konservativeren Schätzungen wird von einer installierten Leistung bis 2050 von 29 bis 39 GW ausgegangen [20].

#### 4.1.2 Verfügbarkeitsschwankung

Durch den Tag- und Nachtwechsel unterliegt die Produktion von Solarstrom einer natürlichen Schwankung. Zusätzlich ergeben sich jahreszeitlich bedingte Schwankungen sowie wetterabhängige Strahlungsintensitäten. In Abb. 4.1 ist beispielhaft die mittlere monatliche Einstrahlung für Potsdam gezeigt. Deutlich ist hier ein Maximalwert in den Sommermonaten und eine minimale Einstrahlung im Winter, vor allem in den Monaten Dezember und Januar zu erkennen. Dieser gezeigte Globalstrahlungsverlauf ist ebenfalls für alle Standorte in Deutschland typisch. Die Summe ist allerdings unterschiedlich. In Abb. 4.2 ist die Variabilität der Einstrahlung im Verlauf von Tagen und Stunden für drei Tage im Juni für den Standort Berlin gezeigt.

Aus diesen Diagrammen wird sehr deutlich, welchen Schwankungen die Solarstromproduktion unterliegt. Innerhalb eines Tages schwankt sie um bis zu 80 % und ebenso stark zwischen einem bewölkten und einem klaren Tag. Die mittleren Schwankungen im Jahresverlauf sind gleichmäßiger aber haben eine vergleichbare Amplitude. Die mittlere Sonneneinstrahlung im Januar erreicht nur etwa 13 % der mittleren Einstrahlung im Juni.

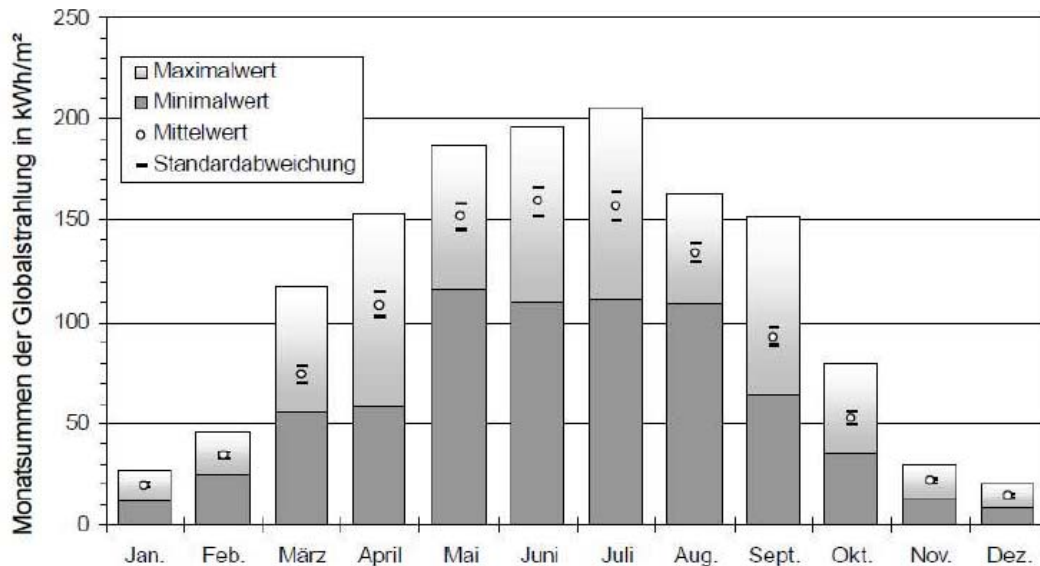


Abb. 4.1 Verteilung der monatlichen Bestrahlung für Potsdam (für die Jahre 1937 bis 1997) [8]

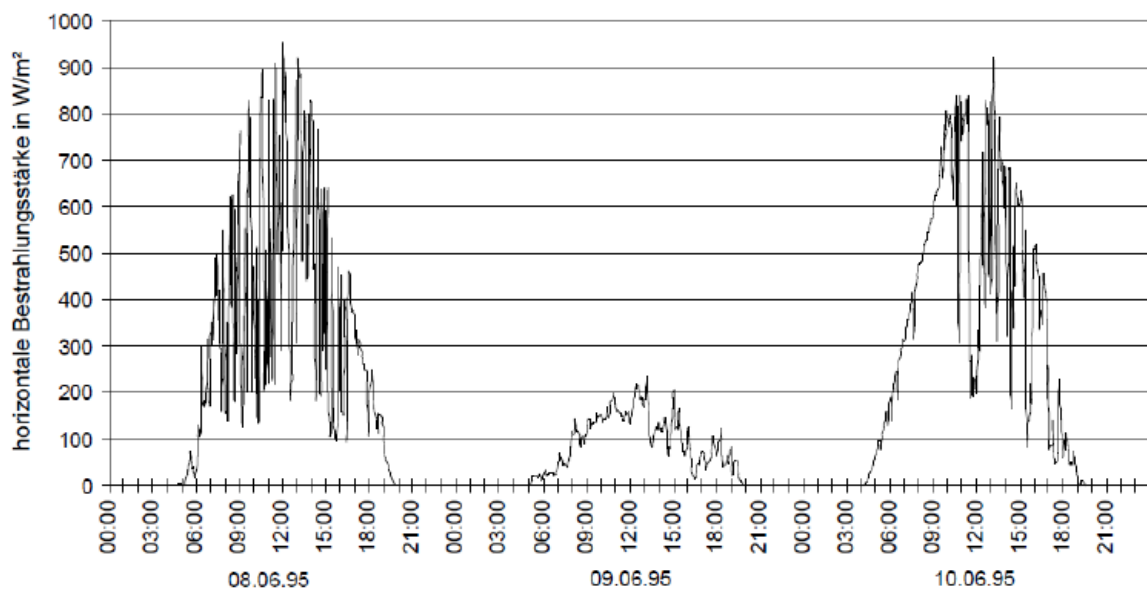


Abb. 4.2 Dreiminutenmittelwert der Bestrahlungsstärke über drei Tage in Berlin [8]

## **4.2 Windenergie**

### **4.2.1 Stand und Potential**

#### **4.2.1.1 Onshore**

Das Potential für sogenannte Onshore, also an Land gebaute Windkraftanlagen in Deutschland liegt je nach Studie zwischen 45 und 67 GW installierter Leistung [8, 18, 19]. Für die Höchstgrenzen sind jedoch nicht in erster Linie technische Argumente ausschlaggebend. Die Möglichkeiten der Installation von Windkraftanlagen sind neben der Anzahl und Fläche windhöfiger Standorte und den gegebenen Windgeschwindigkeiten in hohem Maße von gesellschaftlicher Akzeptanz und daraus resultierenden bundesweiten, sowie regional-politischen Vorgaben abhängig [20].

Im Jahr 2009 waren deutschlandweit 25,7 GW installiert, die im Jahresverlauf 37,8 TWh Strom produzierten [25]. Das entspricht einer mittleren Volllaststundenzahl von 1.700 Stunden und einem Anteil von 6,5 % am jährlichen Strombedarf in Deutschland. Bis zum Jahr 2020 prognostiziert der Bundesverband für erneuerbare Energien (BEE) eine installierte Leistung in Deutschland von 45 GW. Damit sollen in 2.490 Volllaststunden 112 TWh/a erzeugt werden. Für die steigende Volllaststundenzahl wird die Weiterentwicklung der Technik, vor allem größere Nabenhöhen und angepasste Rotordurchmesser angeführt [55]. Für den Ausbau wird vor allem auf das sogenannte „Repowering“, das Ersetzen bereits bestehender Windräder durch modernere und effizientere Einheiten, gesetzt.

#### **4.2.1.2 Offshore**

Die Potentialschätzungen für die Offshore Windkraftnutzung (Windkraftanlagen vor der Küste) gehen weit auseinander. Bei einer angenommenen Volllaststundenzahl von 3.300 ergeben sich installierbare Leistungen zwischen 3 und 72 GW und eine jährliche Erzeugungskapazität von 9 bis 237 TWh [20]. In welchem Maß dieses Potential ausgeschöpft wird, hängt von einer Vielzahl von technischen, wirtschaftlichen, gesellschafts-politischen und ökologischen Faktoren ab. So ist beispielsweise in Deutschland vorgesehen, die Aufstellung der Anlagen in der so genannten Allgemeinen Wirtschaftszone (AWZ) der Nord- und Ostsee nur in größerer Küstendistanz zu genehmigen, um den Nationalpark Wattenmeer zu schützen und somit die gesellschaftliche Akzeptanz der Offshore-Technik zu fördern. Für die nächsten Jahre sind viele Offshore Windkraftanlagen in Planung (Abb. 4.3). Der erste Offshore Windpark „alpha ventus“ mit 70 MW installierter Leistung sind offiziell im April 2010 ans Netz gegangen. Bis zum Jahr 2020 ist das politische Ziel 10 GW Leistung in deutschen Nord- und Ostseegewässern zu installieren. Bei einer angenommenen Volllaststundenzahl von 3.700 können dadurch jährlich 37 TWh Strom erzeugt werden.

Im europäischen Vergleich machen die bestehenden deutschen Anlagen allerdings derzeit nur etwa 2 % der installierten Leistung aus (Abb. 4.4).

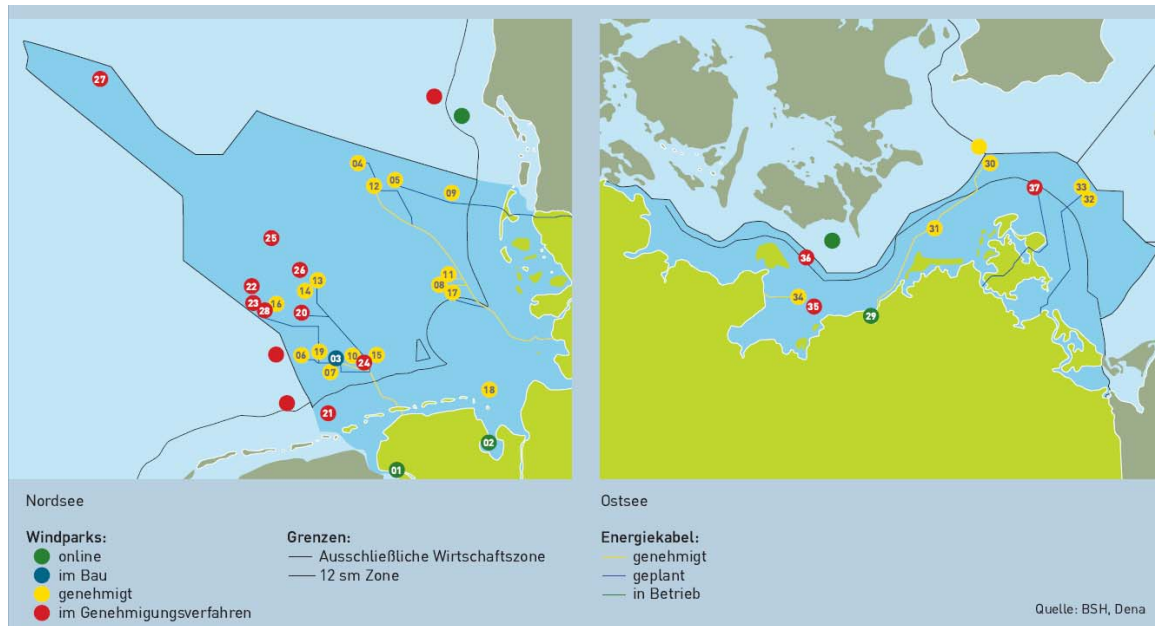


Abb. 4.3 Geplante und im Bau befindliche Anlagen in der deutschen Nord- und Ostsee [56].

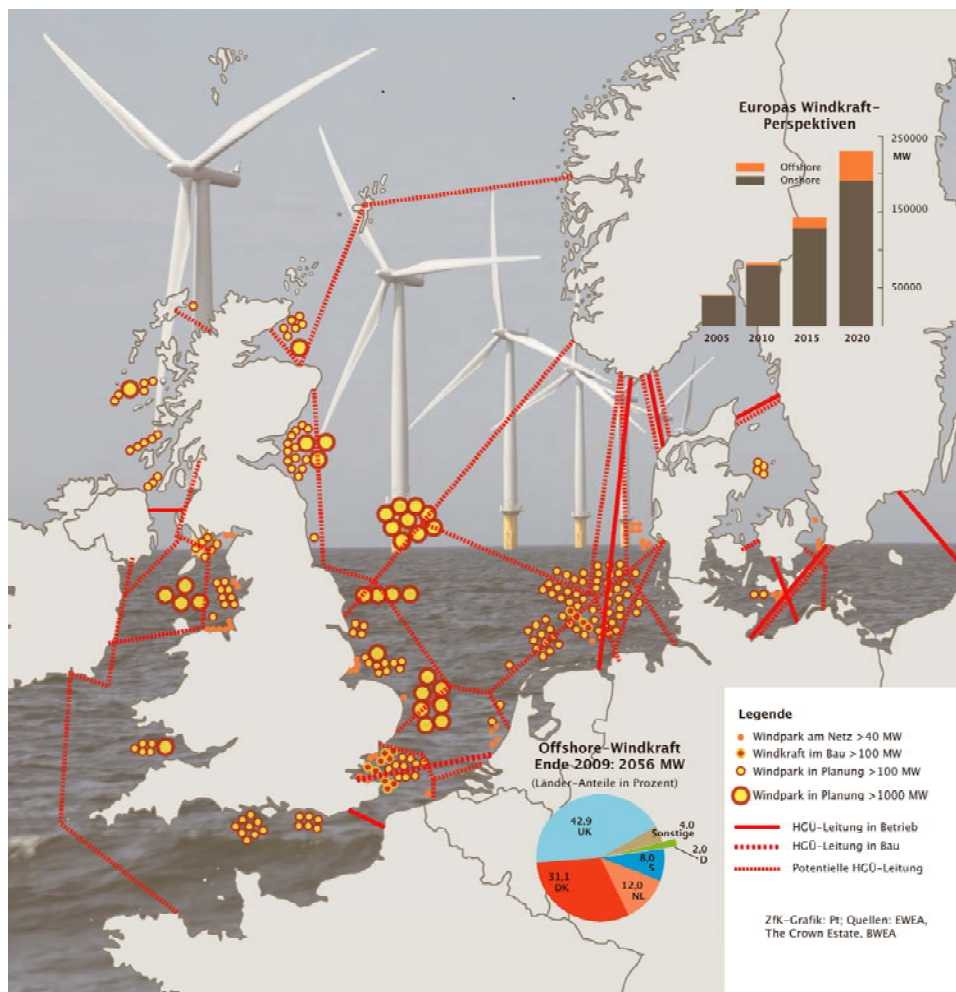


Abb. 4.4 Geplante und im Bau befindliche Windkraftanlagen in Europa, sowie dafür geplante Hochspannungs-Gleichstrom Übertragungsleitungen (HGÜ). [57]

## 4.2.2 Verfügbarkeitsschwankungen

Die Windstärke unterliegt naturgemäß starken Schwankungen. Durch den Zusammenschluss vieler Windkraftanlagen an unterschiedlichen Standorten kann dieser Effekt vermindert werden. Ihn ganz zu vermeiden, ist jedoch schwierig, wie in Abb. 4.5 deutlich wird. Hier sind die Leistungsschwankungen einer einzelnen Anlage im Vergleich mit der kumulierten Leistung aller Windkraftanlagen in Deutschland gezeigt. Die Schwankung wird durch den Zusammenschluss deutlich gedämpft, zur besseren Dämpfung wären jedoch noch mehr Anlagen in einem größeren geographischen Gebiet notwendig, was jedoch zu einer hohen Überkapazität und zu einem temporären Überangebot an Strom führen würde. Kraftwerke/Windkraftanlagen müssten zeitweise abgeregelt bzw. abgeschaltet werden oder dass das Überangebot an Strom müsste, beispielsweise über Wasserstoff oder Methan im Erdgasnetz, zwischengespeichert werden. Näheres hierzu findet sich in Kapitel 6.5.

Doch nicht nur im Minuten und Tagesmittel schwankt die Windleistung, sondern auch im Jahresverlauf, wie Abb. 4.6 zeigt. Die Schwankungen im Jahresverlauf betragen etwa 50 % der Maximalgeschwindigkeit, in kürzeren Zeitintervallen (Sekunden, Minuten) kann sie auch bis zu 100 % betragen.

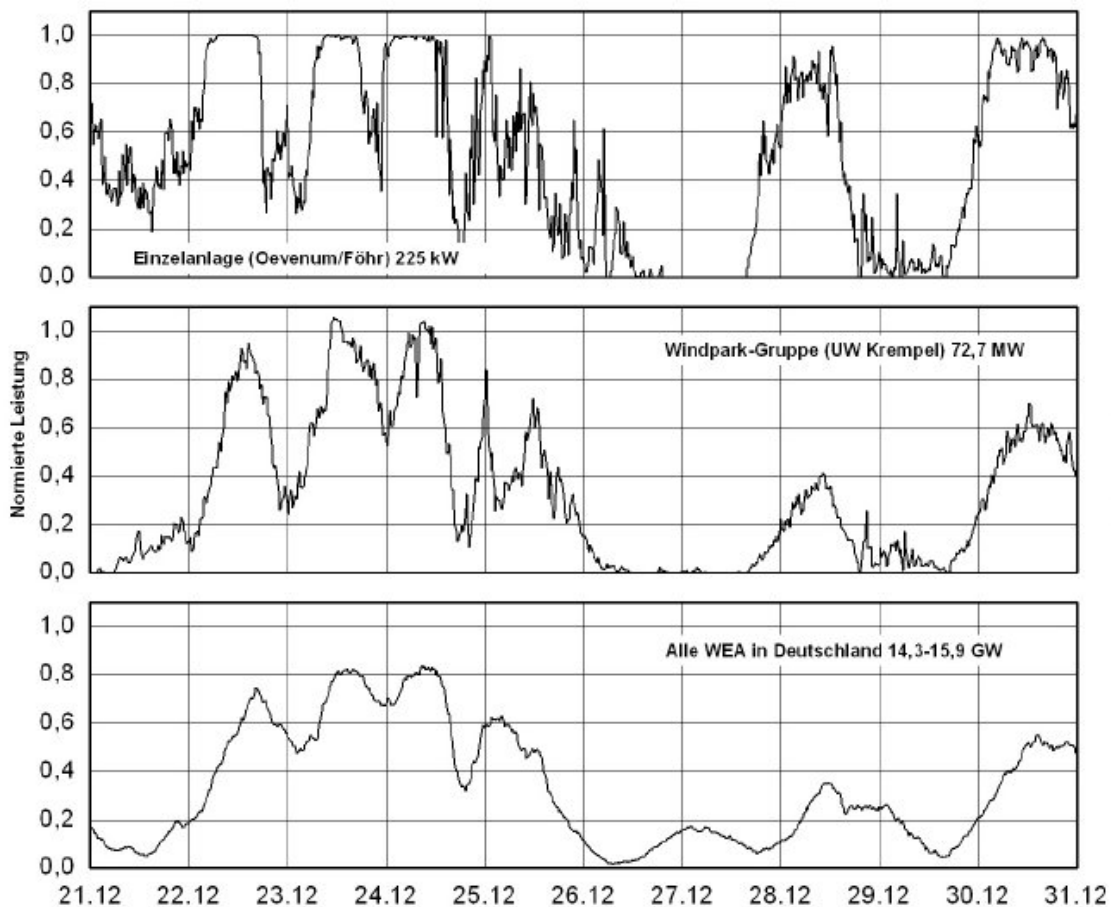


Abb. 4.5 Beispiel für den Zeitverlauf der normierten Leistung einer Windkraftanlage, einer Windpark-Gruppe und aller deutschen Windenergieanlagen (21.-31.12.2004) [9]

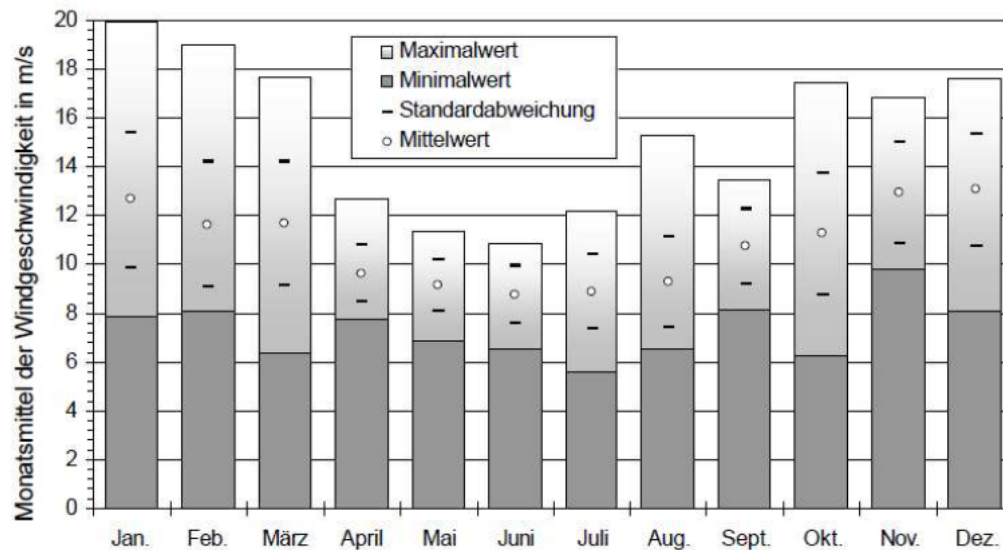


Abb. 4.6 Verteilung der Monatsmittel der Windgeschwindigkeit im 850-hPa-Niveau für die Station Schleswig für die Jahre 1964 bis 1991 (Messung in ca. 1500m Höhe) [8]

## 4.3 Biogas

### 4.3.1 Stand und Potenzial

In Deutschland werden ca. 4,4 % der elektrischen Energie aus Biomasse erzeugt (s. Abb. 4.7). Davon entfallen auf Biogas ca. 38 %, was dann ca. 10 TWh bzw. ca. 1,7 % der erzeugten elektrischen Energie in Deutschland entspricht [5]. Das Potential von Biogas zur Erzeugung elektrischer Energie liegt zwischen 3,3 und 17 % [3, 21 - 24] bezogen auf den Verbrauch an elektrischer Energie im Jahr 2008.

Unter Beachtung der Teilprozesse Herstellung/Förderung, Transport und Aufbereitung der Energieträger sowie des benötigten Energieeinsatzes für die Herstellung, Errichtung und Betrieb der Wandlungsanlagen werden bei der Biogaserzeugung 0,37 kWh fossiler Primärenergie pro erzeugter Kilowattstunde elektrische Energie verbraucht [5]. Im Vergleich dazu verbrauchen die fossilen Energieträger zwischen 2,0 (Erdgas) und 3,0 (Mineralöl) kWh Primärenergie pro erzeugter Kilowattstunde elektrischer Energie [5].



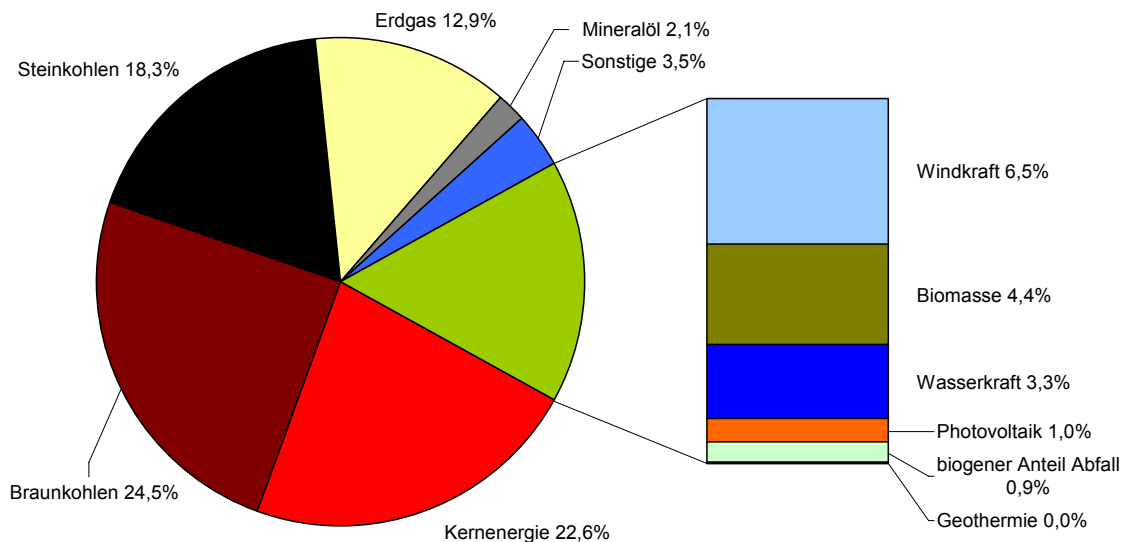


Abb. 4.7: Strommix 2009 [5, 58 - 60]

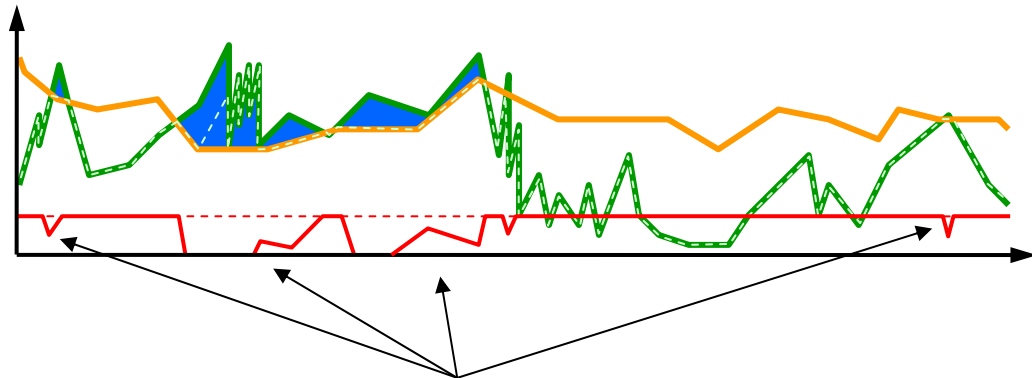
#### 4.3.2 Möglichkeiten der Steuerung für den Strommarkt

Bisher wurde davon ausgegangen, dass Biogas aufgrund der nur bedingt regelbaren Biogaserzeugung (Laständerungen nur innerhalb von Tagen bis Wochen möglich) relativ gleichmäßig zur Verfügung steht und zur Grundlastdeckung mit elektrischer Energie beiträgt. Allerdings ist eine gewisse Regelung über einen Teillastbetrieb bzw. ein Abschalten von BHKWs mit gleichzeitiger Zwischenspeicherung des Rohbiogases bzw. mit einer Speicherung des aufbereiteten Biogas im Erdgasnetz kurz- bzw. langfristig möglich (s. Abb. 4.8). Die Ausregelung des Stromnetzes mit Hilfe von Biogas wird im aktuellen Energiekonzept der Bundesregierung empfohlen und soll mit geeigneten Maßnahmen gefördert werden [2]. Damit die Rohbiogasspeicher wieder geleert, bzw. die Druckerhöhung des Erdgasnetzes bei Einspeisung wieder zurückgefahren werden kann und Versorgungsspitzen abgefangen werden können, müssen die eingesetzten BHKWs allerdings überdimensioniert sein. Dies bedeutet jedoch, dass im Normalbetrieb die eingesetzten BHKWs nur im Teillastbetrieb betrieben werden, was zu einer Verringerung des elektrischen Wirkungsgrades von mehreren Prozentpunkten führt [61, 62]. Die Steuerung der BHKWs erfolgt bei dieser Anordnung zentralisiert, ohne dass der Gaslieferant Einfluss nehmen kann. Jedoch müssen Randbedingungen wie z. B. Wärmebedarf angeschlossener KWK-Nutzer beachtet werden. Um einen eventuellen Wärmebedarf während eines BHKW-Stillstands abzuf puffern und um eine ausreichend hohe Flexibilität zu erreichen, müssen zusätzlich Wärmespeicher an den Wärmeverbrauchsstellen zur Überbrückung von kurzfristigem Wärmebedarf eingesetzt werden.

Verbrauch elektrischer Energie

Erzeugung regenerativer Energie mit geregelter (—) und unregelter (---) Biogasstrom

Erzeugung elektrischer Energie Biogas mit geregelter (—) und unregelter (---) Biogasstrom



Abschaltung von BHKWs und Speicherung von Rohbiogas in den Rohgasspeichern (0,5 - 1 h) der Biogasanlagen bzw. Speicherung von aufbereitetem Biogas im Erdgasnetz (bis zu mehrere Monate)

Abb. 4.8: schematische Darstellung der Flexibilisierung des Stromnetzes mit Hilfe der Erzeugung elektrischer Energie durch Biogas-BHKWs

### 4.3.3 Speicherung von Rohbiogas und Biogas H/L in der Biogasanlage bzw. im Ergasnetz

Bei der Speicherung von Rohbiogas in der Biogasanlage stehen nur geringe Speicherkapazitäten innerhalb der Biogasanlage durch die üblicherweise genutzten Rohbiogasspeicher im Fermenter oder Nachgärer (s. Abb. 4.9) von meist kleiner 1 h zur Verfügung. Die Speicherung von Biogas H/L kann in ober- bzw. unterirdischen Speichern oder durch Druckanhebung im Netz als auch (s. Abb. 4.11) für mehrere Stunden bis hin zu mehreren Monaten erfolgen. Insgesamt standen Ende 2009 ca. 1,4 GW installierte elektrische Leistung zur Regelung direkt an Biogasanlagen und ca. 0,25 GW installierte elektrische Leistung zur Regelung im Ergasnetz bei der Biogaseinspeisung zur Verfügung [63]. Aus Abb. 4.10 ist zu erkennen, dass die Anzahl an Kleinanlagen rückläufig ist und dass eine Tendenz zum Betrieb größerer Anlagen zu beobachten ist. Unter Beachtung der politischen Forderung bis 2030 10 % Erdgas durch Biogas zu ersetzen, muss Biogas mit einer Brennstoffleistung von ca. 105 TWh (entspricht ca. 41 TWh elektrische Leistung) ins Erdgasnetz [64] eingespeist werden. Dies bedeutet, dass bei Ausschöpfung der Potentiale (= 105 TWh elektrische Leistung s. Tab. 2.2) ca. 40 % des erzeugten Biogases eingespeist werden muss. Je nach angenommenen Potentials entsprechend Tab. 2.2 stehen dann ca. 6 GW im Erdgasnetz und bis zu 15 GW vor Ort bei den Biogasanlagen installierte Leistung für eine Regelung zur Verfügung steht.

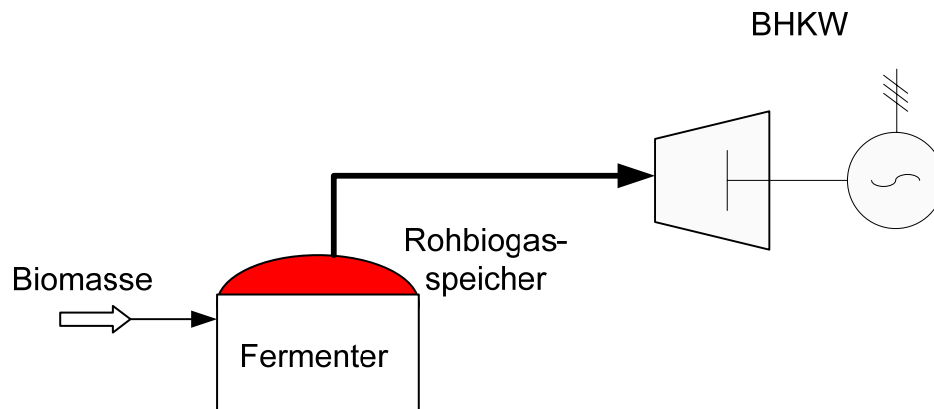


Abb. 4.9: Speichermöglichkeit Rohbiogas

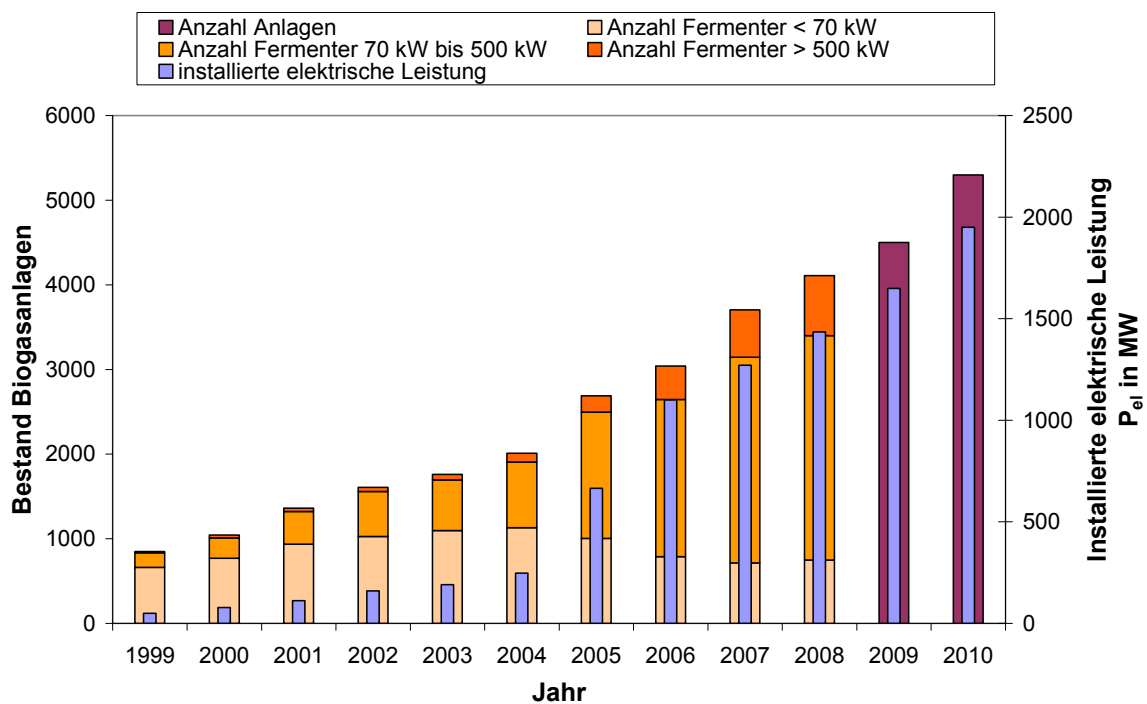


Abb. 4.10: Anzahl Anlagen (Prognose 2010) [63]

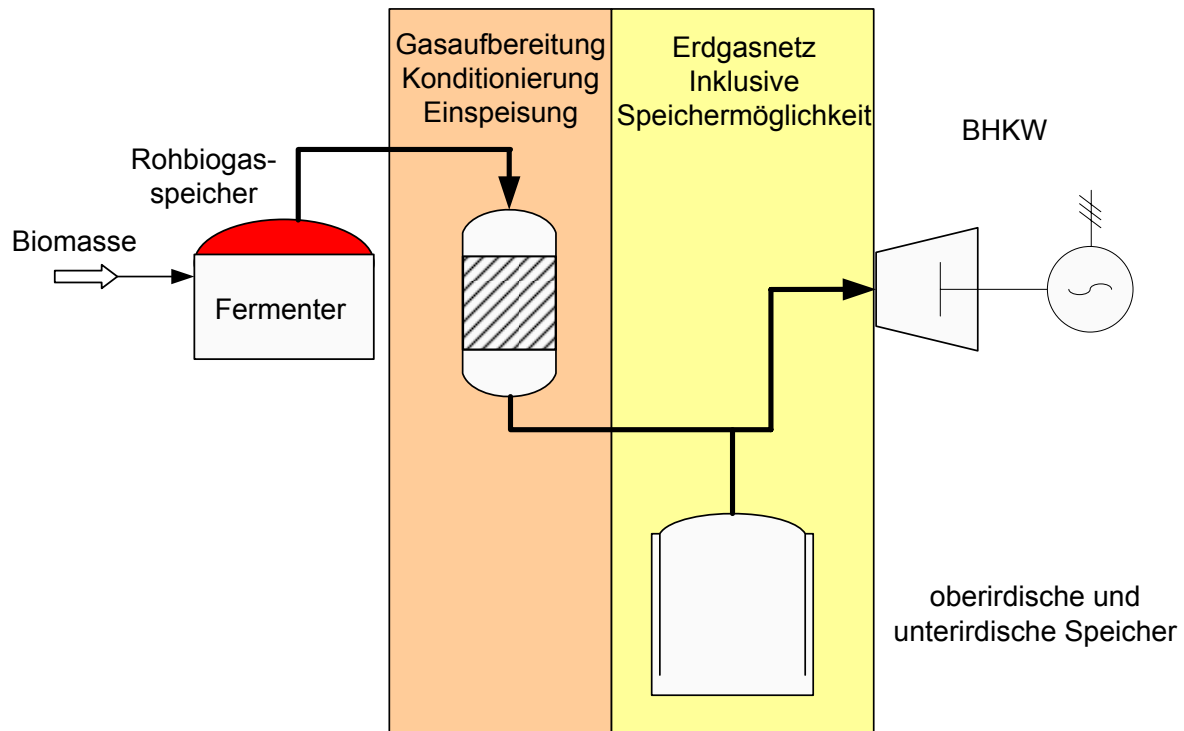


Abb. 4.11: Speichermöglichkeit Biogas bei der Einspeisung in das Erdgasnetz

#### 4.3.4 Energetischer Vergleich der Speichermöglichkeiten von Biogas

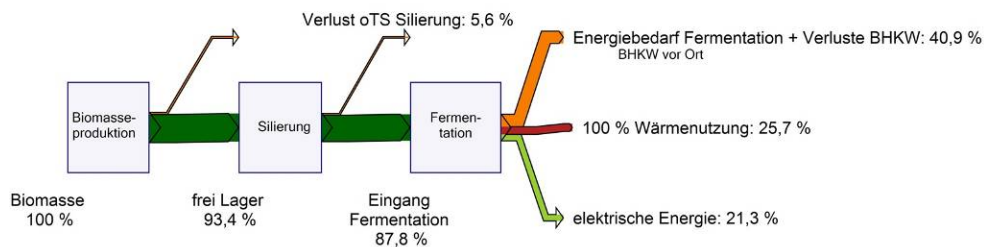
Grundsätzlich ist eine Speicherung vor Ort einer Speicherung im Netz vorzuziehen, da sie nahezu keine Wirkungsgradeinbußen verursacht. Um jedoch Biogas ins Erdgasnetz einzuspeisen, muss das Biogas üblicherweise komprimiert werden. Der bei einem typischen Einspeisedruck von 16 bar benötigte Kompressionsaufwand bewirkt einen Nutzungsgradverlust kleiner 1 Prozentpunkt (s. Abb. 4.12, Abb. 4.13). Bei einer weiteren Kompression auf 70 bar muss nochmals 1 Prozentpunkt Nutzungsgradverlust in Kauf genommen werden. Ebenfalls benötigen die Aufreinigung, die Konditionierung und die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz einen gewissen Aufwand, der den Nutzungsgrad um 8 - 10 Prozentpunkte gegenüber einer optimalen vor-Ort-Nutzung reduziert (s. Abb. 4.12, Abb. 4.13).

Die dargestellten Nutzungsgrade geben den gesamten Lebensweg wieder. Bei der Berechnung wird von einem Energieinhalt der geernteten Biomasse ausgegangen. Sämtliche Energieaufwendungen wie z. B. Traktorfahrten für den Anbau, Düngerherstellung, Eigenstrom- und Eigenwärmebedarf bei der Fermentation und der Aufbereitung sowie Biomasseverluste bei der Silage und bei der Fermentation werden eingerechnet. Dies bedeutet, dass wenn die Nutzungsgrade positiv sind mehr Energie erzeugt wird als für die Produktion benötigt wird. Entsprechend Abb. 4.12 und Abb. 4.13 können aus 1 kWh in Biomasse enthaltener Energie ca. 0,4 kWh (Gesamtnutzungsgrad) für einen Abbaugrad organischer Trockenmasse von 70 % und ca. 0,5 kWh (Gesamtnutzungsgrad) Nutzenergie für einen Abbaugrad organischer Trockenmasse von 85 % erzielt werden, wenn eine

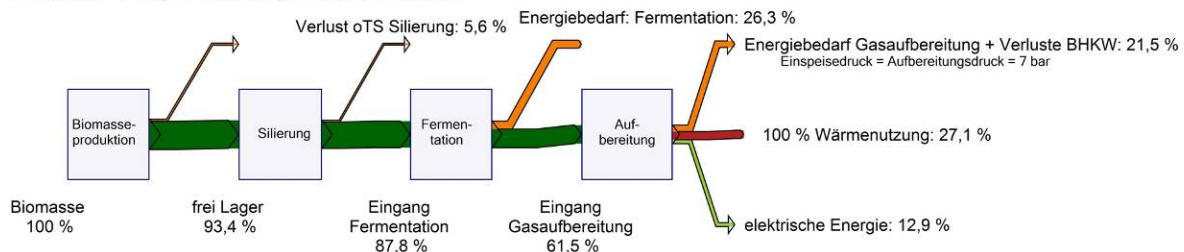
optimale Abwärmenutzung vorausgesetzt ist. Da dies jedoch meist nicht gegeben ist, sind die energetische Gesamtnutzungsgrade entsprechend niedriger.

Für die Berechnungen der Nutzungsgrade wurde eine autarke Versorgung der Prozesse angenommen. Die Aufbereitung benötigt thermische und elektrische Energie, die in dieser Betrachtung autark zur Verfügung gestellt wird und somit der Gesamtnutzungsgrad vermindert wird. Zu erkennen ist dies daran, dass bei einer Vor-Ort-Verstromung eine fast doppelt so hohe Ausbeute an elektrischer Energie im Vergleich zur Ausbeute bei der Einspeisung ins Erdgasnetz erreicht wird. Allerdings ist zum einen die Speichermöglichkeit des Gases als Pluspunkt zu beachten und zum anderen kann häufig die Abwärme vor Ort nicht genutzt werden, so dass der Gesamtwirkungsgrad (elektrischer und thermischer Nutzungsgrad) meist bei der Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz höher ist als bei der Vor-Ort-Verstromung.

Energiebedarf: Dünger, Bearbeitung, Transport, etc.: 6,6 %



Energiebedarf: Dünger, Bearbeitung, Transport, etc.: 6,6 %



Energiebedarf: Dünger, Bearbeitung, Transport, etc.: 6,6 %

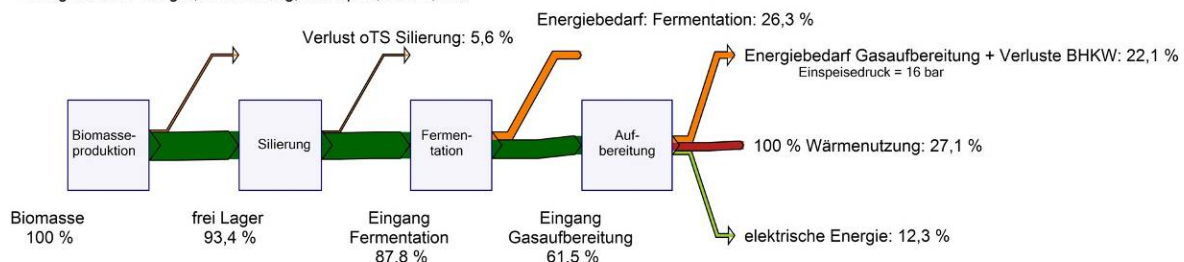
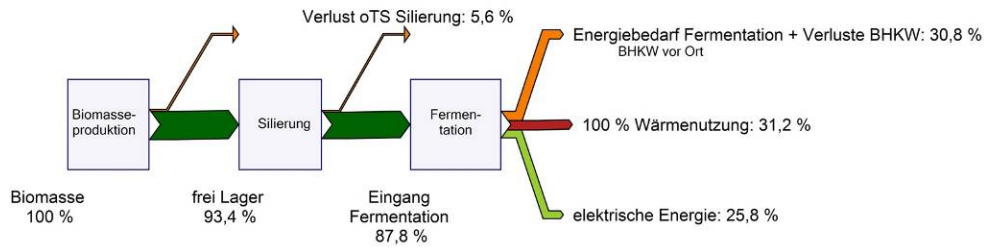


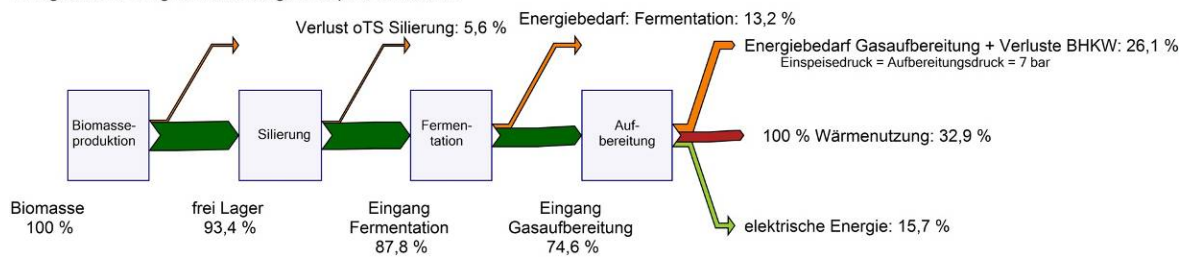
Abb. 4.12: Vergleich Wirkungsgrade BHKW vor Ort, Einspeisung bei Betriebsdruck 7 bar und 16 bar bei einem Umsatz von 70 % der organischen Trockensubstanz (oTS) im Winterbetrieb [24, 65 - 69, eigene Berechnungen]

$\eta_{el} = 35 \%$ ;  $\eta_{th} = 45 \%$ ; Silageverlust = 6 % bezogen auf TS, Aufwand Feldbearbeitung = 3,3 MWh/ha, Energieinhalt Biomasse = 49,6 MWh/ha

Energiebedarf: Dünger, Bearbeitung, Transport, etc.: 6,6 %



Energiebedarf: Dünger, Bearbeitung, Transport, etc.: 6,6 %



Energiebedarf: Dünger, Bearbeitung, Transport, etc.: 6,6 %

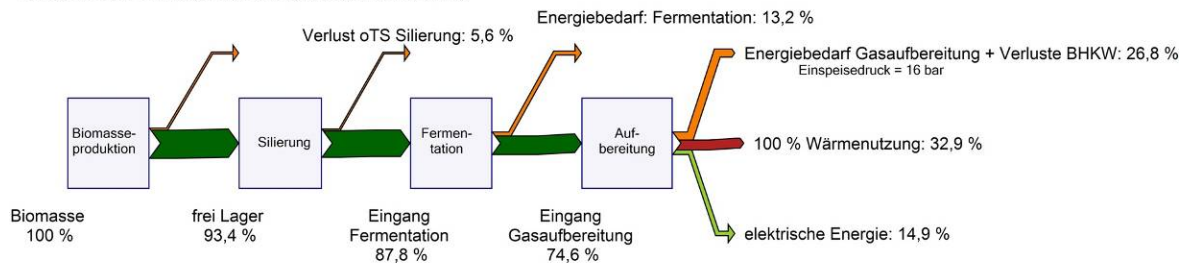


Abb. 4.13: Vergleich Wirkungsgrade BHKW vor Ort, Einspeisung bei Betriebsdruck 7 bar und 16 bar bei einem Umsatz von 85 % der organischen Trockensubstanz (oTS) im Winterbetrieb [24, 65 - 69, eigene Berechnungen]

$\eta_{el} = 35 \%$ ;  $\eta_{th} = 45 \%$ ; Silageverlust = 6 % bezogen auf TS, Aufwand Feldbearbeitung = 3,3 MWh/ha, Energieinhalt Biomasse = 49,6 MWh/ha

## 4.4 Ligninreiche Biomasse

### 4.4.1 Thermochemische Erzeugung von Methan

Als Substitute oder Synthetic Natural Gas (SNG) wird ein methanreiches Gas bezeichnet, das thermochemisch erzeugt wird. Dagegen wird von Biogas gesprochen wenn ein methanreiches Gas über den fermentativen Pfad erzeugt wurde. Die Erzeugung von SNG aus ligninreicher Biomasse kann in kurzen Zeiten nur über chemische Prozesse erfolgen. Enzymatische Zersetzung wird zwar untersucht, ist jedoch noch im Labormaßstab und steht in absehbarer Zeit nicht zur Verfügung.

Die Umwandlung trockener, ligninhaltiger Biomasse zu SNG durch thermische Vergasung und anschließende katalytische Methanisierung lässt sich zweckmäßig in die in Abb. 4.14 dargestellten Prozessschritte unterteilen [70, 71, 72]. In der Vergasung wird die feste Biomasse zunächst bei Luftzahlen kleiner 0,6 und Temperaturen zwischen 650 und 1.600 °C zu Syntheserohgas umgewandelt. Dieses muss vor der anschließenden Methan-Synthese in verschiedenen Gasreinigungsstufen von Störkomponenten befreit werden. In der Konvertierungsstufe (CO-Shift) wird gegebenenfalls das für die Methanisierung notwendige  $H_2/CO$ -Verhältnis von ideal 3 im Synthesegas eingestellt, anschließend erfolgt die eigentliche Methanisierung bei 200 °C - 400 °C. Diese beiden Stufen arbeiten unter Verwendung entsprechender Katalysatoren, welche üblicherweise Nickel als aktive Hauptkomponente aufweisen. Nach der Methanisierung erfolgt die SNG-Konditionierung, bei der das Produktgas von  $CO_2$  befreit, getrocknet und anschließend in das Erdgasnetz eingespeist wird.

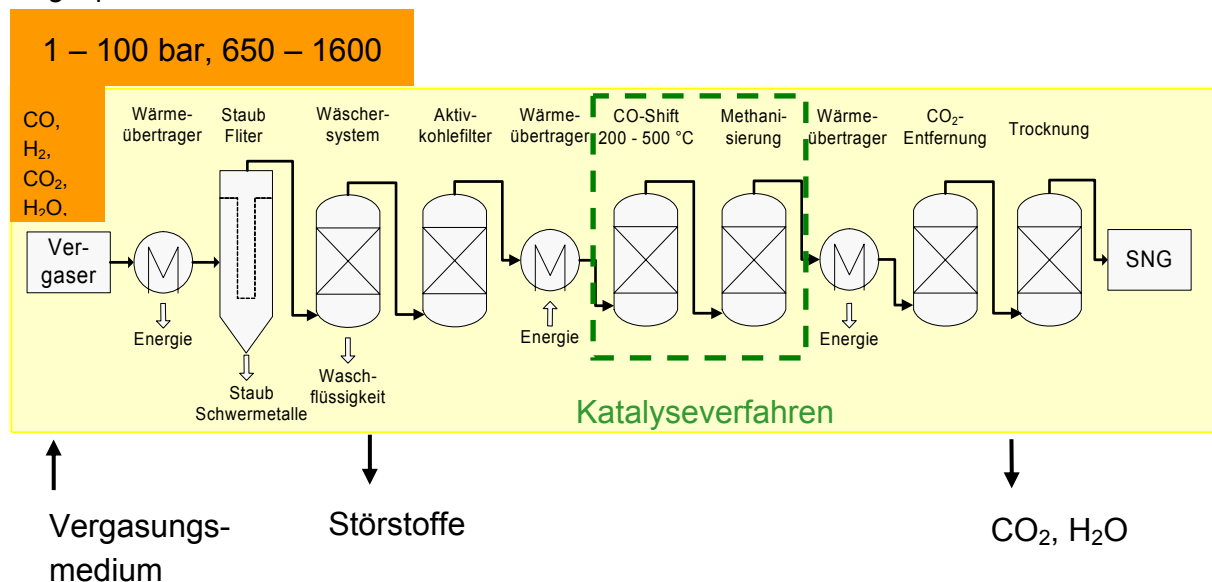


Abb. 4.14: schematische Prozesskette der SNG-Erzeugung aus Biomasse

#### **4.4.1.1 Stand und Potenzial**

Bereits in den 60ern und 70ern wurde die SNG-Herstellung durch Methanisierung von Synthesegas intensiv beforscht. Gründe waren der starke Anstieg des Erdgasverbrauchs vor allem in den USA und die Ölkrise und eine daraus resultierende gewünschte Unabhängigkeit von Erdgasimporten. Das Synthesegas wurde durch die Vergasung von Kohle gewonnen. Neben einigen Pilotanlagen wurde jedoch nur eine kommerzielle SNG-Anlage gebaut, die Great Plains Fuels Plant in North Dakota(USA). Diese bislang einzige kommerzielle SNG-Anlage der Welt produziert seit 1984 täglich ca. 4,8 Millionen m<sup>3</sup> SNG aus Braunkohle [73].

Nachdem die SNG-Herstellung zwischenzeitlich aufgrund ausreichender Erdgasreserven an Bedeutung verlor, wird sie in neuerer Zeit wieder verstärkt beforscht. Im Gegensatz zu früheren Bemühungen wird jedoch die Vergasung von Biomasse anstatt von Kohle favorisiert, um den Aspekten des Klimaschutzes gerecht zu werden. Dies bedingt neben veränderten Synthesegaszusammensetzungen deutlich kleinere Anlagengrößen und damit neue verfahrenstechnische Herausforderungen. Problematisch sind bei der Biomassevergasung die geringen Ascheschmelzpunkte verschiedener biogener Brennstoffe wie z. B. Rinden und Stroh.

Im Vergleich zur fermentativen Vergasung (Biogas) steht die thermochemische Vergasung (SNG) aus Biomasse noch am Anfang. Es gibt jedoch zahlreiche Institutionen die sich mit der Problematik beschäftigen. Mehrere Pilot- und Demonstrationsanlagen zur Vergasung sind vorhanden, von denen die Bekannteste in Güssing (Österreich) steht. An diesen Vergaser wurde im Rahmen eines EU-Forschungsprojektes eine Methanisierung mit 1 MW ( $\approx 100 \text{ m}^3/\text{h}$  SNG) angeschlossen, so dass der komplette Prozess von der Holzvergasung bis zur SNG-Synthese abgebildet werden konnte [74]. Kommerzielle Anlagen zur Holzvergasung existieren derzeit noch nicht.

Laut einer Studie des Wuppertal Institutes können in Deutschland ca. 240 TWh/a an vergasbarer Biomasse, bezogen auf den Brennwert des festen Einsatzstoffes, nachhaltig gewonnen werden [21]. Der größte Teil davon, 157 TWh/a, ist der Klasse der holzartigen Biomassen zuzuordnen. 28 TWh/a können zudem durch Energiepflanzen aufgebracht werden. Dies schließt jedoch die Nutzung der Anbauflächen für die Rohstoffe biochemischer Umwandlung oder für die Gewinnung von z. B. Rapsöl für die Biodieselproduktion (FAME bzw. RME) aus. Der Rest ist auf halmgutartige Biomassen zurückzuführen.

#### **4.4.1.2 Wirkungsgrade**

Aufgrund der vielen Umwandlungsschritte, der benötigten hohen Temperaturen bei der Vergasung und den geringen Anlagengrößen ist der Gesamtnutzungsgrad um ca. 12 - 20 Prozentpunkte niedriger als bei einer direkten energetischen Nutzung der Biomasse in einem Holzheizkraftwerk (s. Kapitel 7.2). Allerdings kann durch die Erzeugung von SNG die chemische Energie über das Erdgastransportnetz an Orte transportiert werden, an denen das SNG mit hohem Wirkungsgrad unter Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung verbrannt werden kann. Für die in Deutschland bekanntesten Verfahren dem FICFB-



Verfahren demonstriert in Güssing und dem AER-Verfahren vom Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung Baden-Württemberg (ZSW) können Wirkungsgrade für die SNG-Herstellung von knapp über 60 % angegeben werden [75 - 77]. Bei einer Kombination Stromerzeugung vor Ort, SNG-Herstellung und Abwärmenutzung (KWK) können Wirkungsgrade von ca. 80 % erreicht werden [76].

Abb. 4.15 und Abb. 4.16 zeigen die Energieflüsse für die thermochemische SNG-Erzeugung, aus denen energetische Wirkungsgrade für die SNG-Erzeugung ohne Abwärmenutzung von 45 % für das Taylor-Verfahren und 51 % für die Anlage in Värnamo errechnet werden. Dabei handelt es sich lediglich um Richtwerte für das Taylor-Verfahren sowie der Anlage Värnamo. Die tatsächlichen Energieflüsse und damit Wirkungsgrade hängen von zahlreichen im Einzelfall zu ermittelnden Größen ab (u. a. Verfahren, Anlagengröße, Biomassezusammensetzung, Brennwert und Druck des Einspeisepunktes).

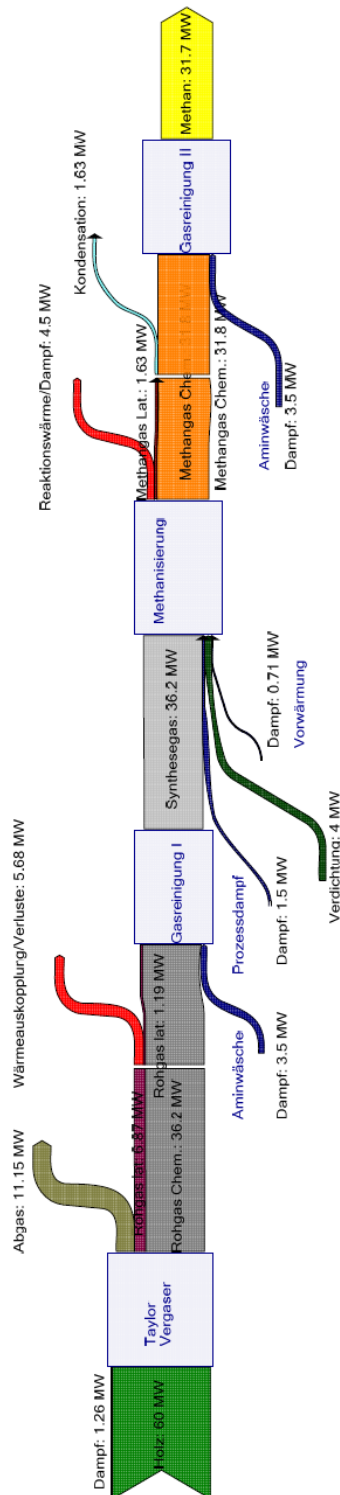


Abb. 4.15 Sankey-Diagramm Taylor zu den Energieflüssen (Rückverschaltung von Wärmeströmen und interne Brennstofftrocknung sind nicht dargestellt) [78]

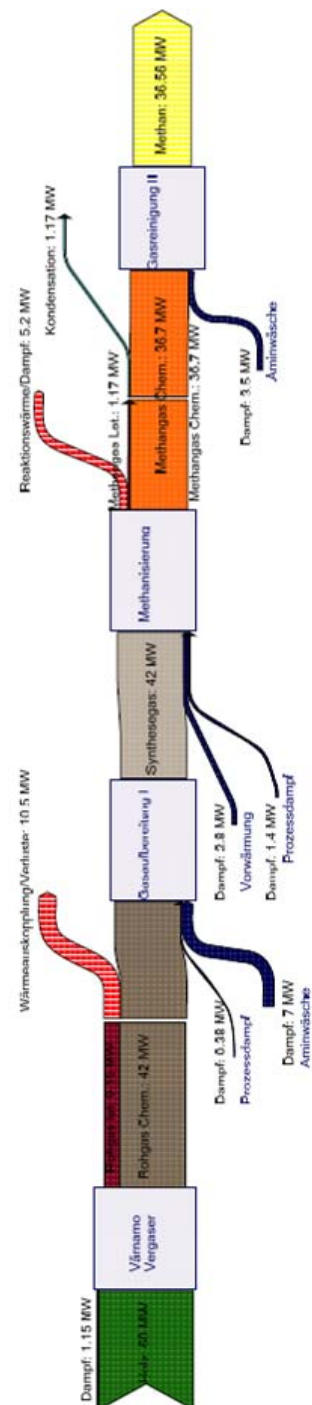


Abb. 4.16 Sankey-Diagramm Värnamo zu den Energieflüssen (Rückverschaltung von Wärmeströmen und interne Brennstofftrocknung sind nicht dargestellt) [78]

## 4.4.2 Holzkraftwerke

### 4.4.2.1 Stand und Potenzial

Wie bereits in Kapitel 0 erwähnt, hat holzartige Biomasse mit ca. 157 Mrd. kWh/a ein großes Potential. Neben der Nutzung zur reinen Wärmeerzeugung, vor allem in privaten Haushalten und der Zufeuerung in Kohlekraftwerken können feste trockene Brennstoffe wie Holz in KWK-Anlagen verwendet werden. Diese Nutzung teilt sich wiederum in die direkte Verbrennung von Holz und die Vergasung und anschließende Verstromung z. B. in einer Gasturbine auf. 2009 wurden 28,6 Mrd. kWh Strom aus Biomasse erzeugt, wovon mit 17,1 Mrd. kWh der größte Anteil auf feste Biomasse entfallen ist. Damit haben feste Biomassen einen Anteil von etwas unter 3 % an der Stromerzeugung [19]. Zu festen Biomassen gehört neben Holz auch biogener Abfall, sodass die Stromerzeugung aus Biomasse nicht alleine auf Holzkraftwerke zurückgeführt werden kann. Die reine Stromerzeugung ohne Wärmenutzung ist eher rückläufig, die Anzahl an neuen Biomasseheizkraftwerken hat sich dagegen 2009 im Vergleich zum Vorjahr hingegen fast verdoppelt [79]. Die Vergasung von fester Biomasse spielt in der Praxis noch eine untergeordnete Rolle. Demgegenüber wurden 82,9 Mrd. kWh an Wärme durch feste Biomasse bereitgestellt [19]. Die energetische Nutzung von fester Biomasse konzentriert sich somit derzeit auf die Wärmebereitstellung.

### 4.4.2.2 Wirkungsgrade

Neuere Holzkraftwerke haben elektrische Wirkungsgrade von 25 - 35 % (s. Abb. 4.17). Der Gesamtwirkungsgrad variiert stark, liegt im Normalfall aber unter 90 %, sogar häufig zwischen 70 und 80 %. Für hohe Wirkungsgrade wird in jedem Fall ein ganzjähriger Wärmeabnehmer benötigt, was speziell im Sommer häufig schwierig ist.

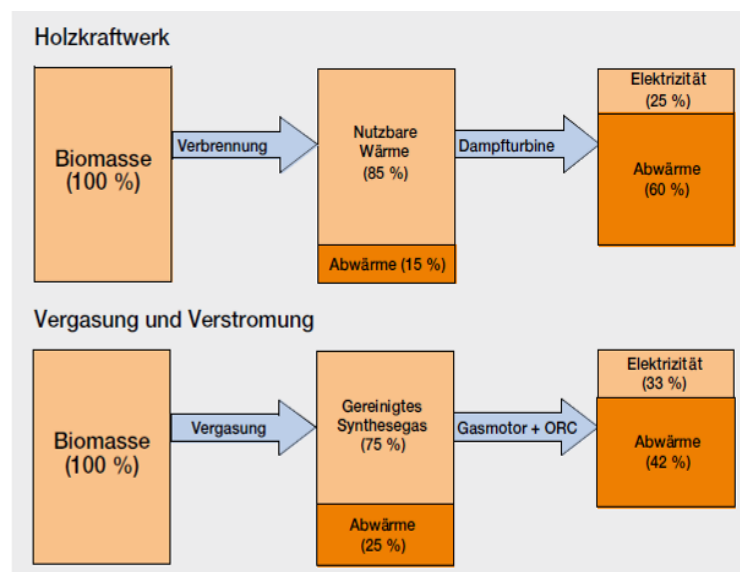


Abb. 4.17 Wirkungsgrade bei der Holzverstromung und Vergasung

## 5 Stromnetze

### 5.1 Einleitung und Überblick

Die Stromverteilung wird in Deutschland über ein vierstufiges Netz realisiert, welches grundlegend in Transport- und Verteilnetze aufgeteilt ist:

Transportnetze:	Höchstspannungsnetz -	220 kV und 380 kV
	Hochspannungsnetz -	110 kV
Verteilnetze:	Mittelspannungsnetz -	6, 10, 20 und 30 kV
	Niederspannungsnetz -	230 V und 400 V

Abb. 5.1 zeigt schematisch den Netzaufbau und die Funktionen der einzelnen Netzstufen. Die verschiedenen Netzebenen sind über Transformatorenstationen (Umspannwerke) miteinander verknüpft, mit deren Hilfe die Spannung reduziert und der Strom auf die verschiedenen Leitungen verteilt wird. Die Kraftwerke können je nach Standort und Größe auf jeder Ebene Strom einspeisen. Die großen Kraftwerke speisen ins Höchstspannungsnetz ein. Transformatoren an den Kraftwerken transformieren hierzu die Spannung für den Transport von den in den Generatoren erzeugten max. 40 kV auf 220 kV bis 380 kV. Das deutsche Übertragungsnetz ist Bestandteil des UCTE-Verbundnetzes (Union für die Koordinierung des Transports elektrischer Energie), so dass Netzänderungen eingebunden werden müssen.

Das deutsche Höchstspannungsnetz weist in den Küstenregionen sowie im der Ost-West-Transfer geringere Kapazitäten auf (Abb. 5.2). Die Integration von neuen Windkraftanlagen erfordert einen massiven Ausbau der Transportnetze. Es wird derzeit mit Investitionen in das Stromnetz inklusive der Anbindung von Offshorewindparks im Bereich von 6 bis 40 Mrd EUR gerechnet [80 - 84].

In diesem Zusammenhang wird auch das Prinzip der Gleichstromübertragung als Alternative zur Drehstromübertragung hinsichtlich der Minderung von Energieverlusten im Transportnetz diskutiert. Diese Energieverluste, auch Netzverlust oder Übertragungsverlust genannt, ergeben sich hauptsächlich aus dem Widerstand der Leitungen, der beim Stromfluss Wärme erzeugt, die an die Umgebung abgegeben wird. Ein weiterer Teil der Verluste tritt infolge von Koronaentladungen auf. Zur Koronaentladung kommt es im hochgespannten Drehstromnetz bei elektrischen Feldstärken, die eine Ionisation der Umgebungsluft und damit einen Stromfluss mit Leuchterscheinungen und Knistern bewirken.

Beim deutschen Stromnetz liegt der Verlust über alle Netzstufen bei etwa 6 Prozent [85]. Die Verluste im Höchstspannungsnetz, die für den Energietransport über große Entfernungen relevant sind, werden in [86] mit 15 % bei 380 kV und 8 % bei 750 kV pro 1.000 km angegeben, wobei der Transport von Strom mit 750 KV-Leitungen noch nicht durchgeführt aber als Zukunftsmöglichkeit diskutiert wird.

Wird der Energietransport hingegen mit hochgespanntem Gleichstrom (HGÜ) realisiert, fallen die Übertragungsverluste deutlich niedriger aus (s. Tab. 5.1). Die Verluste der Stromrichter liegen z. B für eine 500 kV-Station bei ca. 0,25 %. Zu beachten ist, dass bei HGÜ-Leitungen jede Entnahmestelle eine eigene Stromrichterstation benötigt.

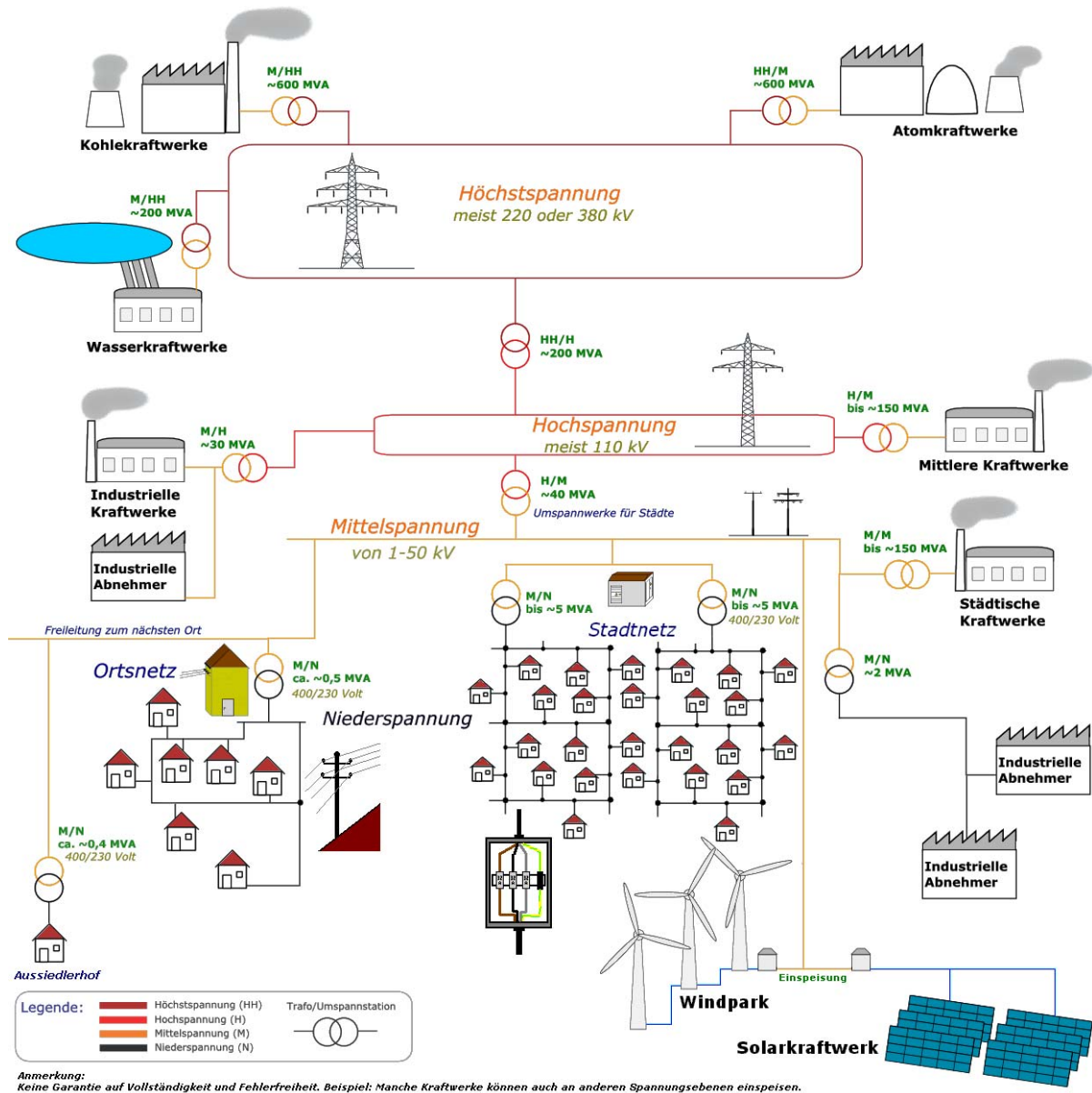


Abb. 5.1: Schematischer Aufbau des Stromnetzes. [87]

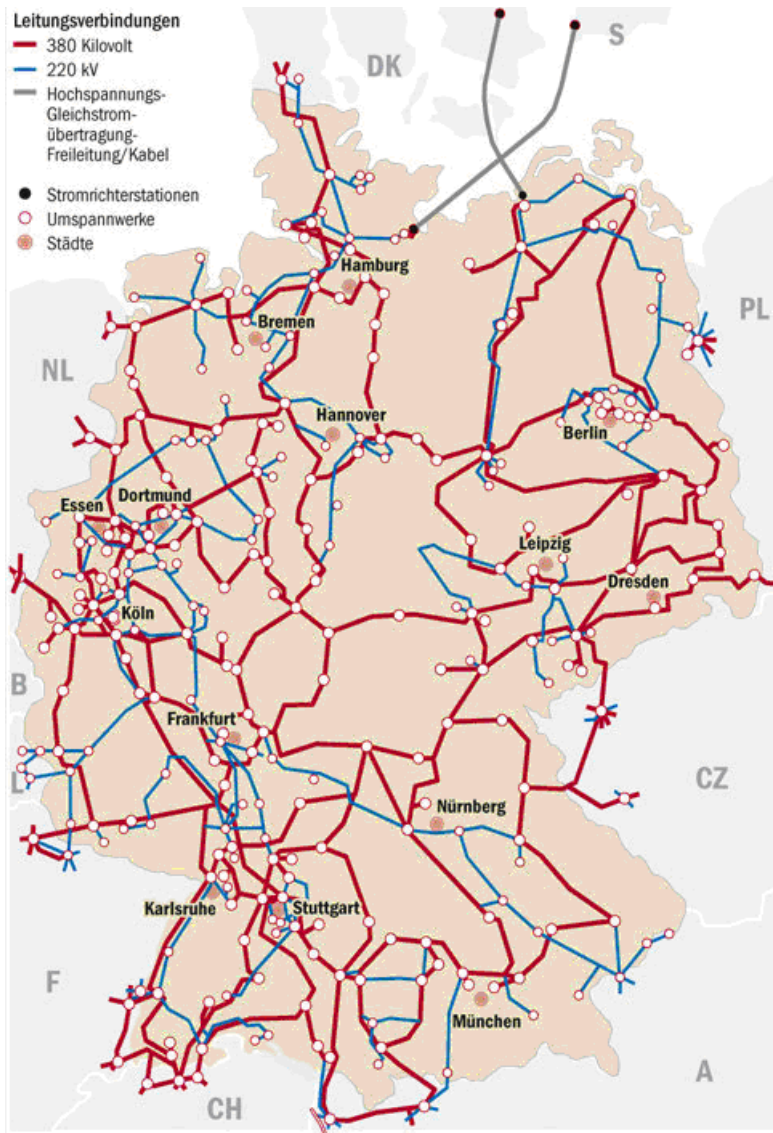


Abb. 5.2 Höchstspannungsnetz in Deutschland. [88]

Tab. 5.1 Verluste im HGÜ-Netz exklusive Stromrichter [86]

Spannung in kV	Verlust in % pro 1.000 km
800	2,5
750	4,2
600	4,8
500	6,0

## 5.2 Netzstruktur

### Dreileiter-Drehstromnetz (Drehstromübertragung – DHÜ)

Das Drehstromnetz in Deutschland lässt sich wie eingangs beschrieben in vier Spannungsebenen unterteilen.

- Das **Höchstspannungsnetz** (36.000 km, 1.100 Transformatoren [89]) umfasst die Spannungen von 220 kV und 380 kV. Es verteilt die größtenteils von Kern- und Kohlekraftwerken, aber auch von Wasserkraftwerken eingespeiste Energie landesweit an Transformatoren, die nahe an den Verbrauchsschwerpunkten liegen. Diese Kraftwerke übernehmen die Grundlastversorgung. Auch ist es über sog. Kuppelleitungen an das internationale Verbundnetz angeschlossen.
- Das **Hochspannungsnetz** (75.200 km, 7.500 Transformatoren [89]) ist ein regionales Transportnetz und wird mit 110 kV betrieben. Es verteilt die Energie in Ballungszentren oder große Industriebetriebe. Abgedeckt wird ein Leistungsbedarf von 10 bis 100 MW.
- Das **Mittelspannungsnetz** (493.000 km, 557.000 Transformatoren [89]) umfasst die Spannungsebenen für 6, 10, 20 und 30 kV. Es dient der Verteilung an die Transformatorstationen des Niederspannungsnetzes oder von Industrieanlagen. Kleinere Kraftwerke speisen ihren Strom in dieses Netz ein.
- Das **Niederspannungsnetz** (1.067.100 km [89]) dient der Versorgung von Haushalten und industriellen Kleinverbrauchern. Hierzu wird die Mittelspannung auf 400 V bzw. 230 V transformiert.

Als Hinweis zur Nomenklatur ist zu erwähnen, dass die genannte Einteilung in Deutschland üblich ist aber in der Vorschrift zur Netznominalspannung (IEC 60038) so nicht existiert. Die Verschaltung verschiedener Spannungsebenen wird über Umspannstationen realisiert.

Für die Ausführung der Netze werden im Wesentlichen drei Grundformen unterschieden. Das Strahlnetz (s. Abb. 5.3) als einfachste Form findet sich vor allem im Niederspannungsbereich. Vorteilhaft sind hierbei der einfache Betrieb sowie geringe Investitionskosten. Als nachteilig ergibt sich bei einem Leitungsausfall die Versorgungsunterbrechung für alle nachfolgenden Abnehmer.

Im Mittelspannungsbereich werden die Netze als Ringnetze (s. Abb. 5.4) ausgeführt. Das Ringnetz wird üblicherweise mit offenen Trennstellen betrieben. Dadurch wird wie beim Strahlnetz ein einfacher Betrieb ermöglicht. Im Bedarfsfall können aber durch Schließen der Trennstellen Reserven zugeschaltet werden. Ringnetze zeichnen sich durch eine höhere Versorgungssicherheit aus, erfordern aber höhere Investitions- und Betriebskosten.

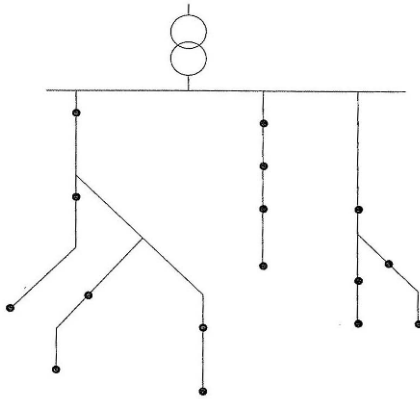


Abb. 5.3 Strahlnetz [26]

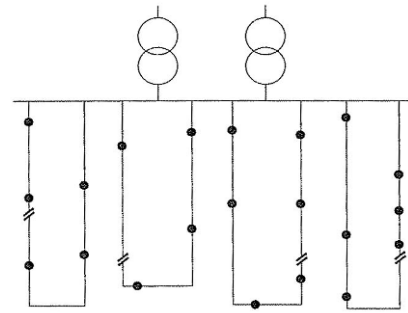


Abb. 5.4 Ringnetz mit Trennstellen [26]

Im Hochspannungsbereich und selten im Mittel- und Niederspannungsbereich werden Maschennetze (s. Abb. 5.5) betrieben. Die Investitions- und Betriebskosten sind hoch, die Versorgungssicherheit bei Leitungsausfällen ebenso.

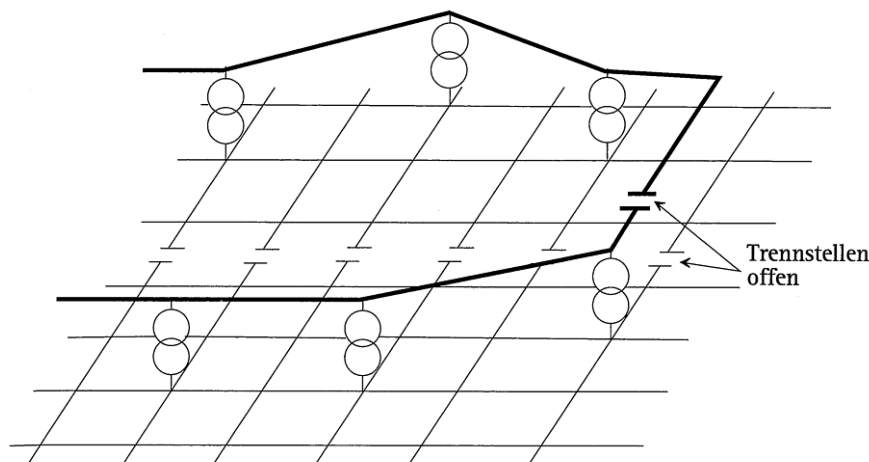


Abb. 5.5 Einsträngig gespeistes Maschennetz (Niederspannung) [26]

### 5.2.1 Blindleistung im Drehstromnetz

Blindleistung  $Q$  in var (früher auch bW-Blindwatt) ist die Leistung, die in einem Wechselstromnetz aufgrund der kapazitiven Eigenschaft von Leitungen (besonders bei See- u. Erdkabeln) sowie der induktiven Eigenschaften der Verbraucher pendelt. Die Kapazität einer Leitung führt zum Entstehen eines elektrischen Feldes (Energiespeicher), das sich mit der Frequenz auf und abbaut. Die damit verbundene Umpolung bewirkt den wechselseitigen Leistungsfluss. Durch induktive Verbraucher wird ebenfalls Blindleistung zum Auf- u. Abbau magnetischer Felder (z.B. Drossel, Motor) benötigt, die ebenfalls zu einer Netzbelastung führt. Die Transportrichtungen von induktive Blindleistung und kapazitiver Blindleistung sind jedoch entgegengesetzt (Phasenverschiebung am Kondensator bzw. an der



Spule). Wäre die Blindleistungsbilanz ausgeglichen, ergäbe sich ein blindleistungsfreier Betrieb. Abb. 5.6 zeigt den Zusammenhang in vektorieller Darstellung.

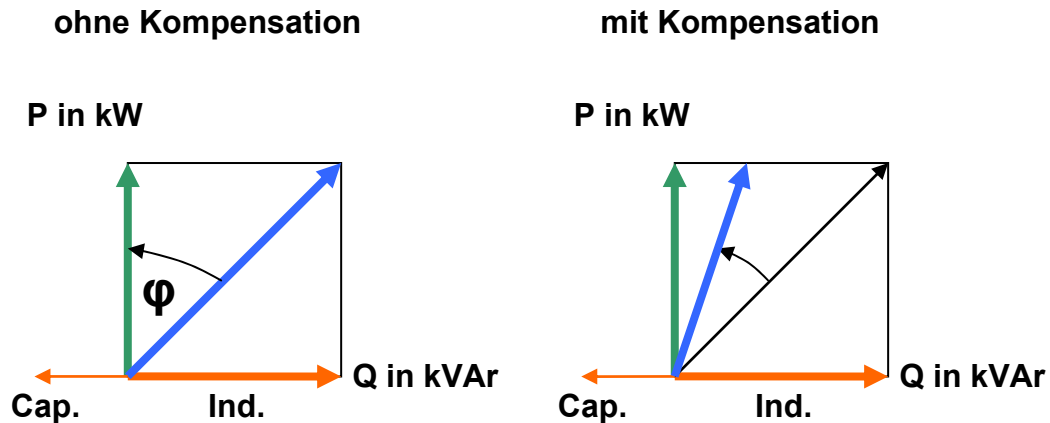


Abb. 5.6 Vektordarstellung d. Leistungsarten [90]

Die Scheinleistung  $S$  (blauer Vektor) setzt sich aus Wirkleistung  $P$  und Blindleistung  $Q$  gemäß folgender Gleichung zusammen.

$$S = \sqrt{Q^2 + P^2}$$

Induktive Verbraucher können die Einspeisung ihrer Blindleistung in das Netz durch Zuschalten von Kondensatoren reduzieren. Blindleistung führt zu erhöhter Netzbelastung und verursacht zusätzliche Verluste im Stromnetz. Das Statistische Bundesamt weist die in Tab. 5.2 aufgeführten Gesamtverluste im deutschen Stromnetz aus [14]. Als orientierende Regel für den wirtschaftlichen Betrieb eines Drehstromnetzes hinsichtlich der Transportwege wird in [91] folgende Beziehung formuliert:

$$\text{Nennspannung in kV} = \text{maximale Entfernung in km}$$

Tab. 5.2 Stromverbrauch u. Netzverluste [14]

	3. Quartal 2008	2. Quartal 2009	3. Quartal 2009
Stromverbrauch (inkl. Verluste) in TWh/a	118	104	107
Netzverluste in TWh/a	7	6	6
Netzverluste in %	5,6	5,8	5,6

### 5.3 Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ)

Im Gegensatz zu Wechselstromnetzen wird beim Gleichstromnetz keine Blindleistung benötigt. Die Verbindung zweier Wechselstromnetze mittels HGÜ ist in Abb. 5.7 dargestellt.

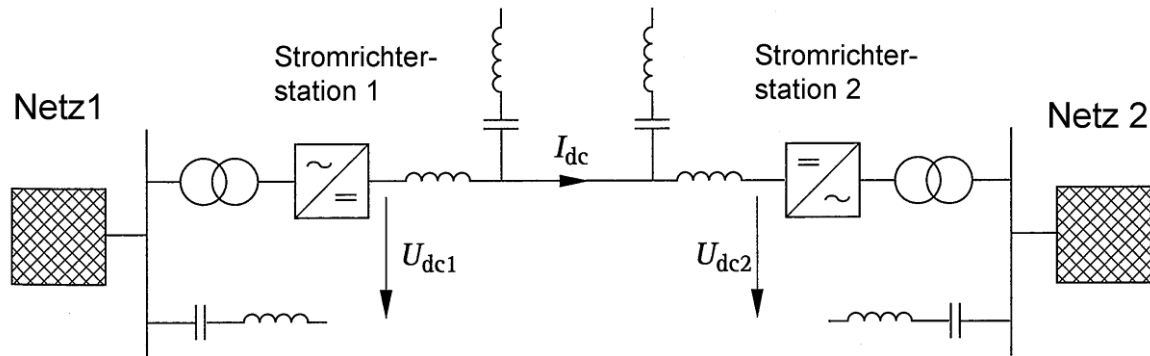


Abb. 5.7 HGÜ mit Stromrichterstation [26]

Die HGÜ kann mit Freileitungen sowie mit Erdkabeln betrieben werden. Die einfachste Ausführung kommt mit einem Leiter aus. Der Rückstrom erfolgt hierbei über die Erde. Bei der Übertragung auf dem Festland sind HGÜ-Freileitungen wesentlich kostengünstiger als Drehstromleitungen. Aufgrund des hohen Kostenanteils der Stromrichterstation einer HGÜ ergibt sich ein Kostenvorteil jedoch erst ab einer bestimmten Übertragungsstrecke. Für eine 500 MW-Freileitung beginnt der wirtschaftliche Vorteil bei einer Strecke von 600 km. Werden nur Kabelverbindungen verglichen, ist die HGÜ schon ab 100 km günstiger [26].

### 5.4 Netzbelastung

Die schlechte Speicherbarkeit elektrischer Energie (s. Kapitel 6) führt zu Problemen bei zeitlich veränderlichem Verbrauch. Im Netz muss zu jedem Zeitpunkt die erzeugte Energie (Kraftwerksleistung) gleich der entnommenen Energie (Verbrauchsleistung) sein. Die auftretenden Bedarfsschwankungen werden durch den Einsatz unterschiedlicher Kraftwerkstypen abgefangen. Hierbei werden die vom Kraftwerkstyp abhängigen Eigenschaften hinsichtlich der möglichen Regelbereiche sowie der An- u. Abfahrmöglichkeiten geeignet kombiniert. Der Lastgang, das ist der zeitliche Bedarfsverlauf, wird in drei Bereiche Grund-, Mittel- u. Spitzenlast eingeteilt. Abb. 5.8 zeigt eine typische Lastgangkurve eines Tages.

Die *Grundlast* ist die Leistung, die nahezu konstant über den ganzen Tag verbraucht wird.

Die *Mittellast* ist der Bereich, der während eines großen Teils des Betrachtungszeitraums beansprucht wird.

Die *Spitzenlast* setzt sich aus mehreren kurzzeitigen Belastungsspitzen zusammen.

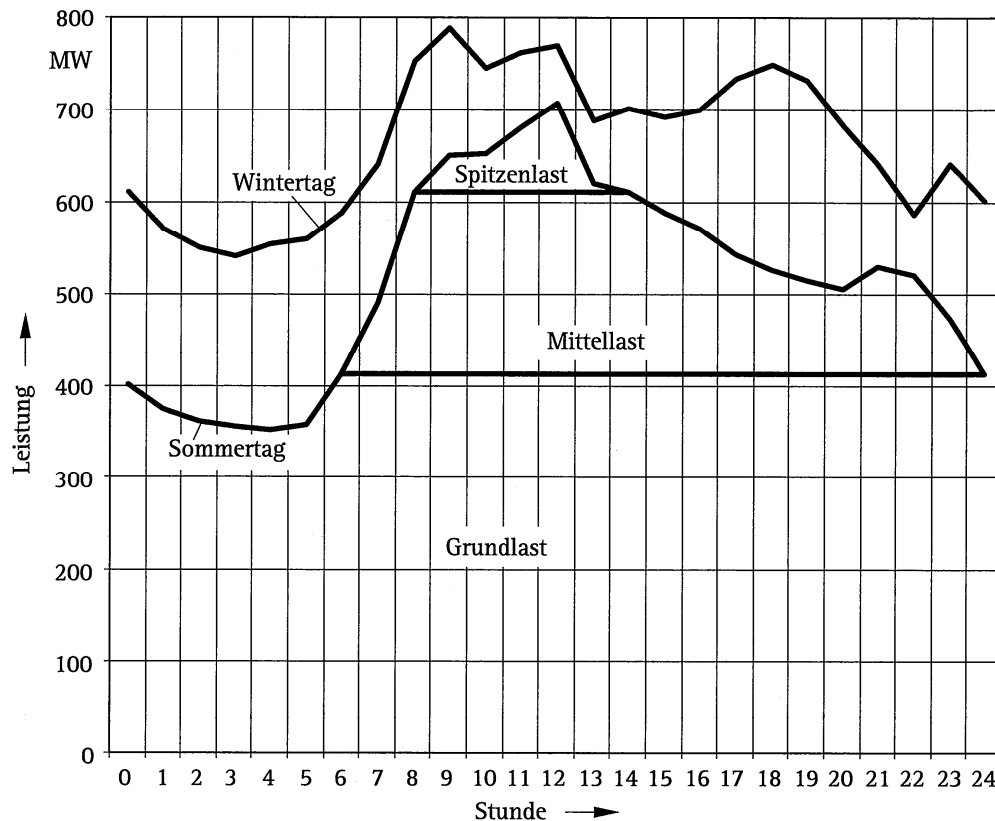


Abb. 5.8 Tagesbelastungskurve [26]

Die Zuordnung der Kraftwerkstypen zu den genannten Lastbereichen kann wie folgt aussehen [26]:

Grundlastkraftwerke :

- Ausnutzungsdauer von 6.000 bis über 7.000 h/a
- 50 % der Jahreshöchstlast und 70 % des Energieverbrauchs
- Laufwasser-, Braunkohle- und Kernkraftwerke

Mittellastkraftwerke :

- Ausnutzungsdauer von 3.000 bis über 5.000 h/a
- müssen für häufigeren Lastwechsel geeignet sein
- Steinkohlekraftwerke und einzelne Öl-/Gaskraftwerke

Spitzenlastkraftwerke :

- Ausnutzungsdauer von teilweise unter 1.000 h/a
- Mehrmals tägliches An- und Abfahren mit kurzen Anfahrzeiten und hohen Leistungsänderungsgeschwindigkeiten
- Gasturbinen-, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke

## 5.5 Netzbetrieb /Netzregelung

Die Leistungs-Frequenz-Kennzahl  $\lambda$  in MW/Hz beschreibt die Wirkleistungsabhängigkeit von der Frequenz im Netz. Eine Änderung der Leistung im Netz kann von der Erzeuger- wie auch von der Lastseite hervorgerufen werden. Die aus einer Leistungsänderung resultierende Abweichung der Netzfrequenz bewirkt zwei Formen der Frequenzabweichung – die stationäre und die dynamische (s. Abb. 5.9). Die dynamische Abweichung hängt dabei auch von Anzahl und Art der in die Primärregelung eingebundenen Kraftwerke und der Primärregelung selbst ab.

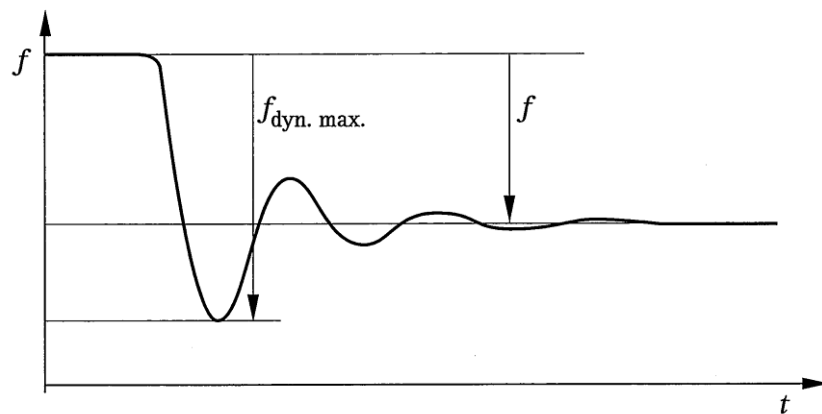


Abb. 5.9 Frequenzverlauf nach Verlust an Erzeugerleistung [26]

Das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch wird dementsprechend über die Netzfrequenz kontrolliert und geregelt. Die Normalfrequenz im Verbundnetz beträgt 50 Hz. Der Normalbetrieb gilt bis zu einer Abweichung von 50 mHz. Um den ordnungsgemäßen Betrieb des Verbundnetzes zu gewährleisten, wurden von der UCTE folgende Frequenzgrenzen festgelegt:

- maximale stationäre Frequenzabweichung : 180 mHz
- kleinste Momentanfrequenz: 49,2 Hz
- maximale Momentanfrequenz: 50,8 Hz
- Einleitung von Maßnahmen (Lastabwurf, Abschalten v. Pumpspeicherkraftwerken): 49 Hz

Die gesamte Frequenzregelung im Netz ist in vier Stufen (s. Abb. 5.10 und Abb. 5.11) organisiert, die von unterschiedlichen Stellen bzw. Verantwortlichen ausgeführt werden.

Primärregelung:	Leistungsregler an ausgewählten Generatoren
Sekundär- u. Tertiärregelung:	Regelblöcke der Verbundnetzbetreiber
Synchronzeitregelung:	zentral in der Schweiz (Lauffenburg)

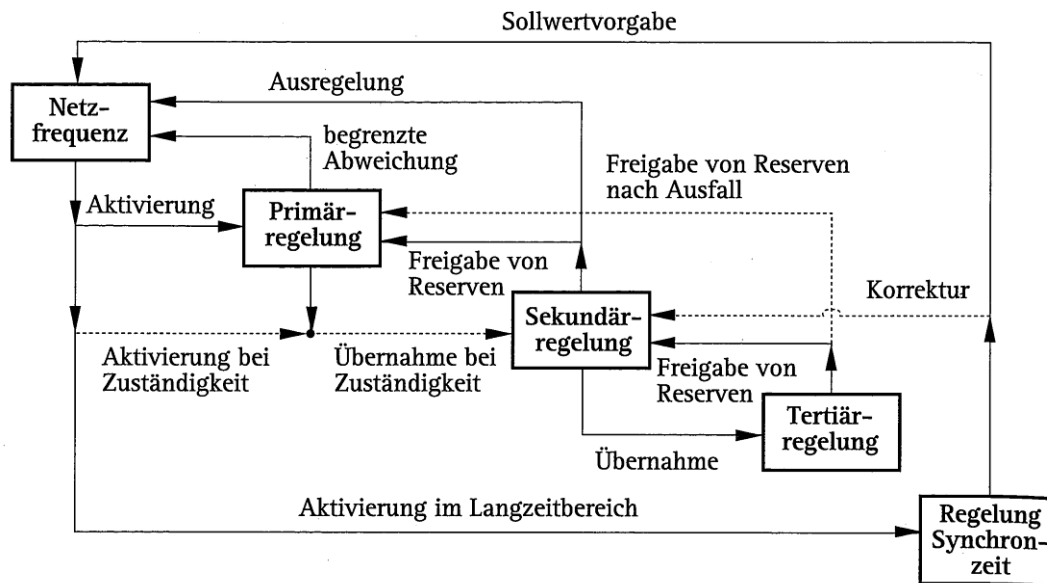


Abb. 5.10 Regelstufen [26]

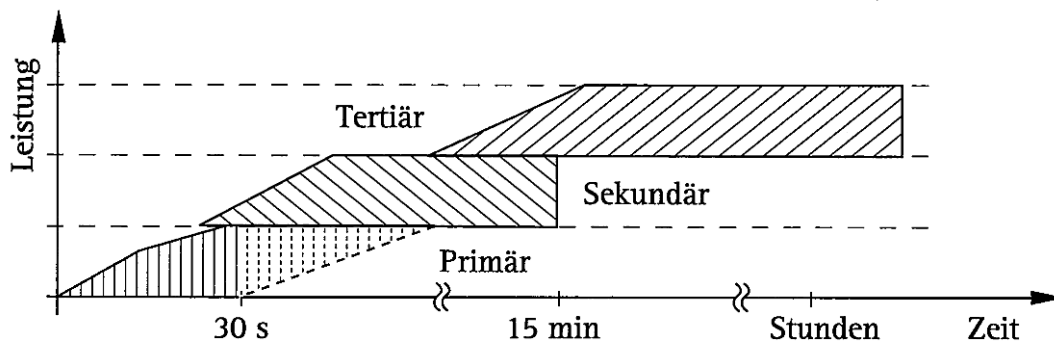
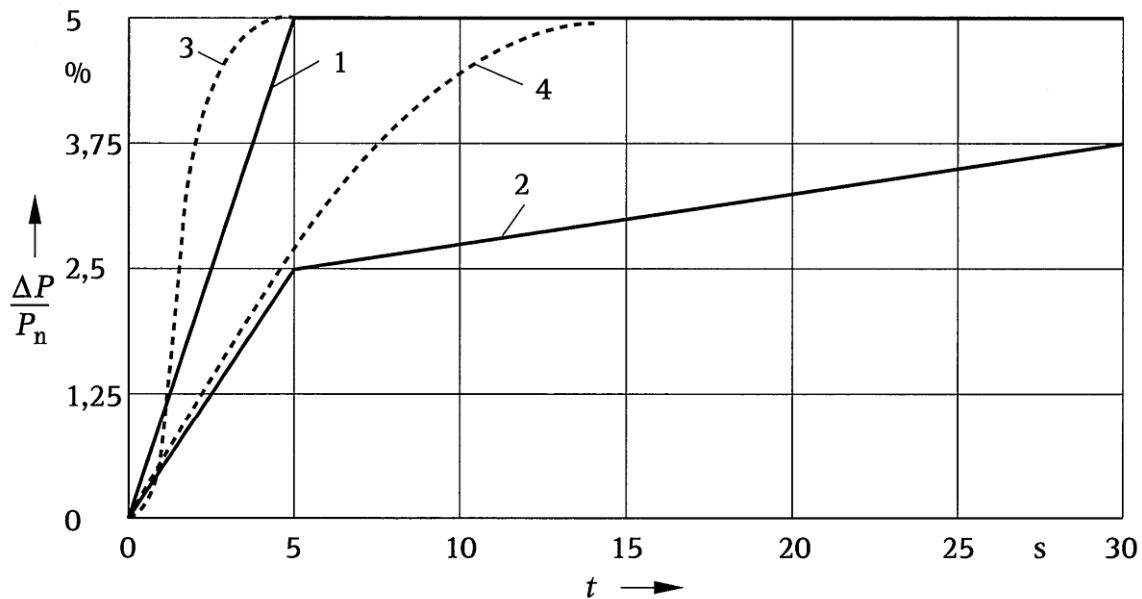


Abb. 5.11 Zeitbereiche der ersten drei Regelstufen [26]

### Primärregelung

Die UCTE hat für den durch die erste Stufe auszuregelnden Störfall den Ausfall einer 3 GW Kraftwerksleistung zugrunde gelegt. Die Primärregelreserven sollen im gesamten Verbundnetz gleichmäßig verteilt sein. Die Aufteilung auf die einzelnen Regelblöcke, die in der Verantwortung der einzelnen Netzbetreiber liegen, wird jährlich festgelegt. Die Regelung setzt bei einer stationären Abweichung von 20 mHz ein und muss den oben genannten Leistungseinbruch bis auf eine maximale Frequenzabweichung von 180 mHz kompensieren. Sie sollte 50 % der Regelreserve nach 15 s und den Rest nach 30 s aktiviert haben. Die Primärregelung soll bis zur Ausregelung durch die nächste Stufe (maximal 15 min) aktiv sein. Die Zusammenstellung der Reservestruktur obliegt dem Netzbetreiber. Abb. 5.12 zeigt die Dynamik der Leistungsänderung typischer Primärregelkraftwerke.



Leistungsänderungsverläufe typischer Primärregelkraftwerke

- 1) Leistungsänderungsverlauf eines Kernkraftwerks in Deutschland
- 2) Leistungsänderungsverlauf eines fossil gefeuerten Kraftwerks
- 3) Leistungsänderungsverlauf eines Pumpspeicherwerks  $P_r = 220$  MW
- 4) Leistungsänderungsverlauf eines Pumpspeicherwerks  $P_r = 55$  MW

Abb. 5.12 Leistungsänderungsverläufe typischer Primärregelkraftwerke [26]

Die primäre Regelstufe entspricht einer proportionalen Regelcharakteristik – die Störgröße wird nicht ausgegletzt, es kommt zu einer bleibenden Regelabweichung.

### Sekundärregelung

Die Sekundärregelung arbeitet als PI-Regler und regelt die Frequenzabweichung aus. Sie greift spätestens nach 15 min ein. Nach dem Verfahren der Übergabeleistung-Frequenz-Regelung wird das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Last innerhalb eines Regelblocks wieder hergestellt. Abb. 5.13 zeigt das Prinzip der Regelung.

Fällt die Frequenz aufgrund einer Lastzunahme im Netz 3 ab, werden die Primärregler aller drei Netze aktiv. Die Übergabeleistungen der Netze 1 und 2 an Netz 3 erhöhen sich. Aus der erhöhten Übergabeleistung und der Frequenzabweichung berechnet der Netzregler des dritten Netzes eine neue Sollwertvorgabe für die Drehzahl der Regelkraftwerke. Die Primärregler der Netze 1 u. 2 regeln die Leistung wieder zurück. Die Sekundärregelreserve berechnet sich aus der Maximallast des Regelblocks mit empirischen Parametern der UCTE nach folgender Gleichung:

$$P_{sek} = \sqrt{a * P_{max} + b^2} - b$$

mit  $a = 10$  MW und  $b = 150$  MW

Die Reserven liegen somit zwischen 1 % und 1,5 % der Maximallast im Regelblock. Mit zunehmender Leistung sinkt der geforderte Reserveanteil.

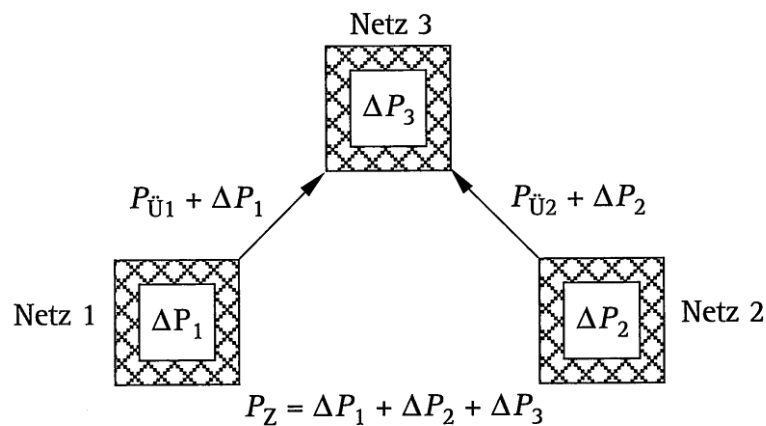


Abb. 5.13 Prinzip der Sekundärregelung [26]

### Tertiärregelung

Reserveleistung, die über die Sekundärstufe aktiviert wird, steht bei weiterem Bedarf der Sekundärregelung dieser nicht mehr zur Verfügung. Auf der dritten Regelstufe, der Tertiärregelung, werden die Kraftwerksreserven der Sekundärregelung dann wieder ergänzt. Dies geschieht meist manuell. Der Umfang an Tertiärreserven hängt von vielen Faktoren ab (z. B. Wartungsarbeiten an Kraftwerken, Brennstoffmangel, Netzengpässe).

### Regelung der Synchronzeit

Wegen der bleibenden Regelabweichung der Primärstufe kommt es zu Verschiebungen der aus der Frequenz abgeleiteten Synchronzeit. Die Synchronzeit dient als Basis für die Frequenzregelung und sollte höchstens 30 s von der UTC-Zeit (Universal Time Coordinated) abweichen. Durch Verstellung der Sollfrequenz für einen Tag um 10 mHz (nach oben oder nach unten) werden die Zeiten synchronisiert.

### Lastabwurf

Bricht der Energieeintrag mehrerer Kraftwerke ein, der von der Primärregelung nicht kompensiert werden kann, greift die Lastabwurf-Strategie. Hier werden in Abhängigkeit von der Frequenzabweichung in festgelegter Reihenfolge Laststränge vom Netz getrennt. Das spätere Zuschalten der Lasten ist ein zeitaufwendiger Vorgang.

## **5.6 Netzzustand**

Für den bedarfsgerechten Netzausbau werden im Bericht der Bundesnetzagentur [85] drei Hauptfaktoren genannt – der Energietransit, die Stromerzeugung und der Stromverbrauch. Der erwartete Lastzuwachs wird mit 0,5 % bis 1 % pro Jahr angegeben. Von der Verbraucherseite werden daher keine signifikanten Einflüsse auf den Netzausbau erwartet. Alle Übertragungsnetzbetreiber planen vorzugsweise den Ausbau des 380 kV-Netzes.

Für den Zeitraum 2006 - 2010 werden innerhalb 58 geplanter Projekte 970 km Freileitungen und 310 km Stromkreisaufgaben gebaut. Die Planungsperiode von 2010 bis 2015 sieht gegenwärtig mehr als 20 Projekte vor. Eine Übersicht zu den Investitionen von 2002 bis zum Jahr 2007 ist in Abb. 5.14 dargestellt.

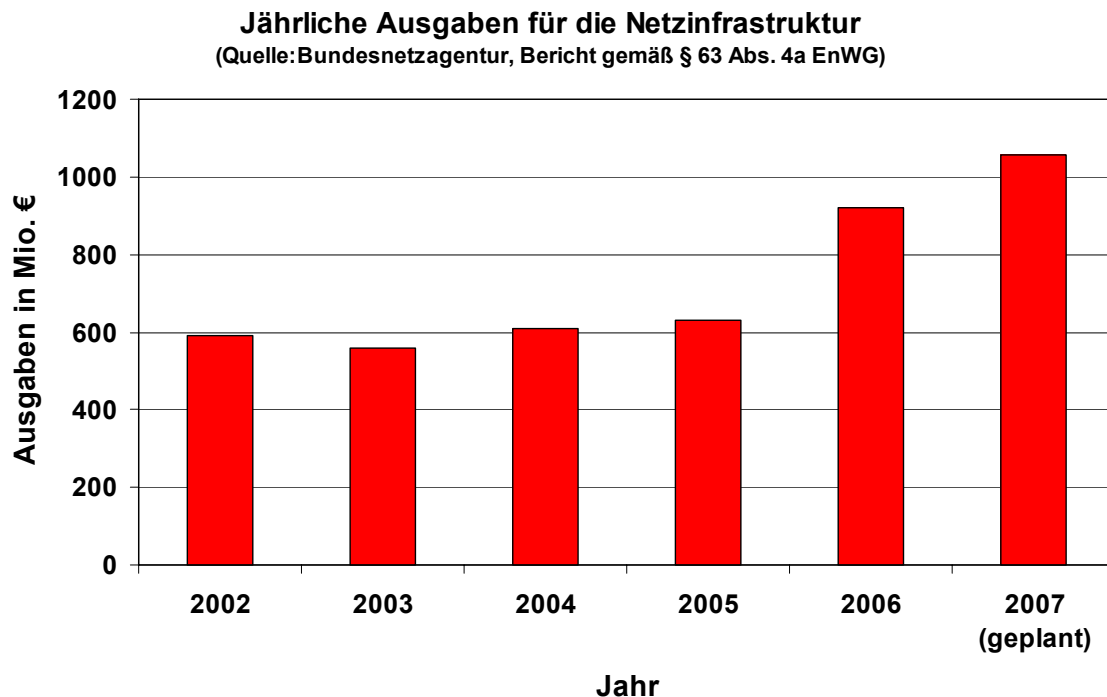


Abb. 5.14 Investitionen von 2002 bis 2007 [85]

Die für das Jahr 2006 abgerechneten Investitionen von 922 Mio. € in die Netzstruktur übersteigen die im letzten Bericht (Berichtszeitraum 2005) genannten Plandaten von 800 Mio. € deutlich. In den Jahren 2008 und 2009 wurden ca. 11 Mrd € für Investitionen bei der Bundesnetzagentur beantragt. Hiervon wurden bis April 2010 ca. 6 Mrd € genehmigt [92]. Der sich abzeichnende Trend zu steigenden Investitionen wird wesentlich vom steigenden Anteil der Windenergie bestimmt.

Eine besondere Herausforderung an die Netzregelung stellt der steigende Anteil der geplanten Windkraftwerke dar. Die vorhandenen Erfahrungen zeigen schon für die gegenwärtigen Verhältnisse, dass es insbesondere an windstarken Wochenenden zu hohen Transiten in Nord-Süd- und Ost-West-Richtung kommt, wodurch das Übertragungsnetz regional im Grenzbereich seiner sicheren Übertragungsfähigkeit betrieben werden muss. In Mecklenburg-Vorpommern entwickelt sich laut einer Studie der Universität Rostock aus dem Jahre 2009 [93] das Stromnetz mehr und mehr zu einem reinen Transitznetz in West- u. Südrichtung. Hier liegt der landeseigene Bedarf mit sinkender Tendenz bei 1,1 GW (Schwachlastzeit 0,45 GW). Bis zum Jahr 2020 wird allein aus dem Bereich der regenerativen Energien eine installierte Gesamtleistung von 6,5 GW erwartet.

Für das Jahr 2015 ist in Deutschland mit einer installierten Wind-Kraftwerksleistung von 36 GW zu rechnen. Aufgrund der wetterbedingten Erzeugerschwankungen können ledig-



lich 5 - 10 % der installierten Wind-Kraftwerksleistung als gesicherte Leistung verstanden werden. Demzufolge müssen 90 - 95 % der Windenergieleistung durch konventionelle Kraftwerkskapazitäten („Schattenkraftwerke“) abgesichert werden [4, 13]. Des Weiteren muss eine entsprechende Regel-/Reserveleistung für unvorhergesehene Veränderungen der Windenergieeinspeisung bereitgestellt werden. Im Jahr 2015 wird der windbedingte Bedarf an positiver Regel-/Reserveleistung von heute rund 2.000 MW bis über das Dreifache (max. 7.000 MW) ansteigen. Dies bedeutet, dass entsprechend Kapitel 2.2, 4.1 und 4.2 mit einem erhöhten Überkapazität an stromerzeugenden regenerativen Energiequellen und somit mit entsprechend hohen Stromüberschüssen zu rechnen ist, die nur über eine Einspeisung von H<sub>2</sub> bzw. CH<sub>4</sub> in das Erdgasnetz aufgefangen werden kann (s. Kapitel 6.5). In [94] wird für das Jahr 2030 mit einem Zuwachs regenerativer Energie von 65 - 130 GW gerechnet, wobei gleichzeitig nur mit einem Rückgang konventioneller Kraftwerksleistung von 15 bei steigende Stromnachfrage (um ca. 8 %) bzw. 30 GW bei sinkende Stromnachfrage (um ca. 9 %) prognostiziert wird. Voraussetzung ist eine 20 jährige Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke. Dieser doch im Verhältnis geringe Rückgang konventioneller Kraftwerke bedeutet, dass für eine sinkende Stromnachfrage zwischen 54 und 77 % und für eine steigende Stromnachfrage 74 und 89 % der regenerativen Energiequellenkapazität konventionelle Schattenkraftwerkskapazitäten vorgehalten werden müssen. Der Aufbau von Schattenkraftwerkskapazitäten wird auch durch die prognostizierten Kraftwerksnebautypen bestärkt, die verstärkt im Bereich der Spitzen- und Mittelstarklastkraftwerke liegen. Der steigende Investitionsanteil für den Ausbau der Netzkapazität ist auch in den Plänen der ÜBN für den Zeitraum 2008 bis 2016 zu finden (s. Abb. 5.15).

### Geplante Investitionen 2008 bis 2016 (Plan 2007) (Quelle: Bundesnetzagentur, Bericht gemäß § 63 Abs. 4a EnWG)

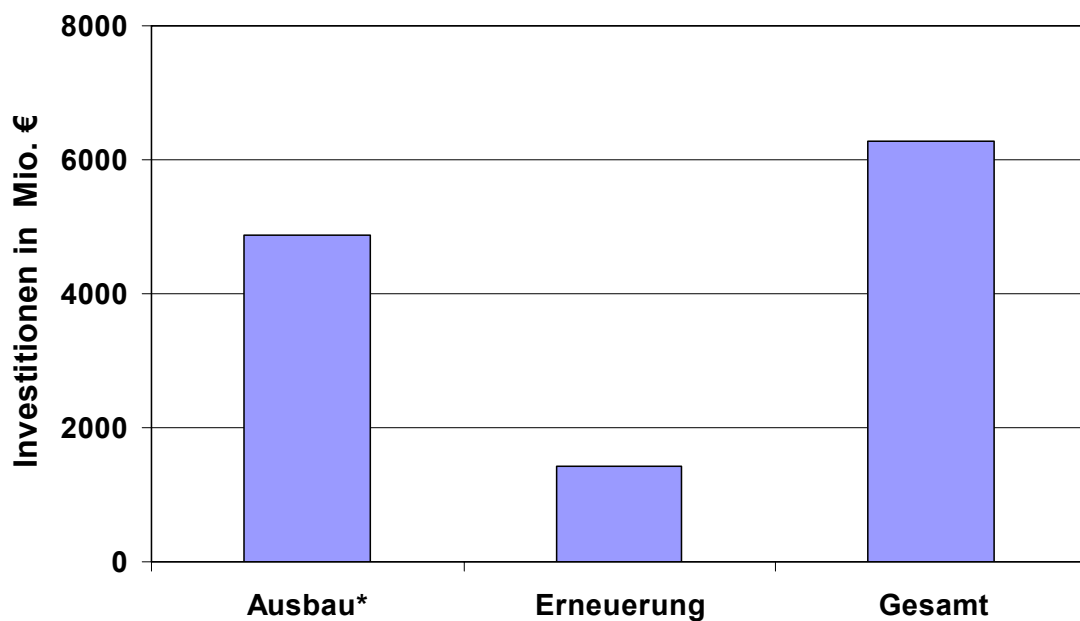


Abb. 5.15 Investitionsplanung der ÜBN [85]

\* - hoher Ausbauanteil wegen Berücksichtigung der Anschlüsse von Offshore-Windparks

Die Bundesnetzagentur sieht in Übereinstimmung mit den Übertragungsnetzbetreibern erheblichen Investitionsbedarf bei der notwendigen Netzertüchtigung. Der Bedarf ergibt sich im Wesentlichen aus dem altersbedingten Betriebsmittlersatz sowie der Anpassungen an die erwarteten einzuspeisenden Erzeugerleistungen, insbesondere die der Windkraftwerke. Nach [95] werden je nach angenommener Ausbauvariante bis zum Jahr 2020 müssen Investitionen zwischen 1 bis 5 Mrd €/a für den Neubau von Höchstspannungsleitungen zwischen 1700 bis 3600 km benötigt. Mittelfristig ist nach Aussagen der ÜBN in einigen Regionen Deutschlands mit Versorgungsengpässen zu rechnen. In Ergänzung der von den ÜBN dargestellten Investitionsschwerpunkte mahnt die Bundesnetzagentur einen forcierten Ausbau der Grenzkuppelstellen im Verbundnetz an, da an allen Transitpunkten (Ausnahme Deutschland/Österreich) Engpässe bestehen. Als weiteres Problem stellt sich die Dauer der Genehmigungsverfahren für neue Stromtrassen dar. Zurzeit dauert die Fertigstellung einer Freileitung ca. 10 Jahre. Der Bau neuer Kraftwerke wird hingegen in kürzeren Zeiträumen realisiert. Die Netzanpassung läuft somit den veränderten Lastflüssen zeitlich immer hinterher. Die Wirkung des inkraftgetretenen Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetzes kann diesbezüglich zurzeit nicht abgeschätzt werden.

## 5.7 Fazit Stromnetz

Zum gegenwärtigen Zeitpunkt gilt das deutsche Stromnetz als das zuverlässigste im europäischen Verbundnetz, obwohl es teilweise zu Transportengpässen kommt. Mit Blick auf die einsetzenden Veränderungen hinsichtlich der Energieerzeugerstruktur zeichnen sich jedoch folgende Problemkreise ab.

Das Stromnetz ist verbrauchsorientiert aufgebaut. Das hieß bisher, dass Schwankungen auf der Verbraucherseite durch Anpassung auf der Erzeugerseite ausgeglichen werden müssen. Der wachsende Anteil an Windkraftanlagen und Photovoltaikanlagen führt aber in zunehmendem Maße zu Fluktuationen auf der Erzeugerseite, die durch eine Verbrauchsanpassung auf der Verbraucherseite nur bedingt bis gar nicht aufgefangen werden kann. Zusätzlich können die gegenwärtigen Regelsysteme mit den vorhandenen Kraftwerksreserven die erwarteten Leistungsschwankungen nicht mehr ausregeln. Ein Lösungsansatz ist die Strategie der "Schattenkraftwerke", die dazu führt, dass für nahezu jede windgenerierte Leistungseinheit eine konventionelle Leistungseinheit in Reserve gehalten werden muss. Der günstigere Weg führt über Speichersysteme, die Fluktuationen der Erzeugerseite ausregeln sollen und können. Wie in Kapitel 6 und 6.4 näher erläutert ist elektrische Energie insbesondere über einen längeren Zeitraum (Stunden) und in großen Kapazitäten schlecht zu speichern. Selbst die viel diskutierte und häufig favorisierte Lösung der Speicherung elektrischer Energie in den Batterien von Elektroautos dürfte aller Wahrscheinlichkeit nach zumindest kurz- bis mittelfristig an dem Benutzverhalten, den Kosten und der Einführungszeit inklusive des Aufbaus einer Infrastruktur mit einem Regelsystem scheitern. Um nun eine kurzfristige Lösung für die Nutzung von Überkapazitäten anzubieten, müssen Speichertechnologien, die eine Energieumwandlung voraussetzen geprüft werden – z. B. Wasserstoffspeicher (chemische Energie) [96] (vgl. Ka-

pitel 1 und 6.5). Ein weiterer Lösungsansatz ist die flexible Zusammenschaltung räumlich getrennter Erzeuger, um die Fluktuation zu dämpfen (s. Kapitel 4.2.2). Dies bedeutet jedoch eine weite Transportentfernung elektrischer Energie und eine stark erhöhte Regelung, da die Fluktuationen zeitlich nur kurzfristig vorhergesagt werden kann. Solch eine Zusammenschaltung wird auch virtuelles Kraftwerk im Smart Grid genannt. Die Wirkung von virtuellen Kraftwerken bzw. Smart-Grid-Konzepten auf diese Probleme wird zurzeit unter Zugrundelegung vieler Annahmen diskutiert – z. B. werden Waschmaschinen und Elektroautos (s. o.), die vorwiegend nachts mit Strom versorgt werden, vorgeschlagen [97]. Für die Integration der Verbraucher in die Netzregelung wird das Stromnetz mit einem Datennetz erweitert. Das wesentliche Prinzip dieser Konzepte besteht in einem völlig neuen Verbraucherverhalte, das auf eine Lastganganpassung an die Fluktuation der Erzeugung regenerativer Energien abzielt (s. Kapitel 6.4).

Der zunehmende Abstand zwischen Erzeuger und Verbraucher führt zu erhöhten Transportverlusten. Daher lagen bisher Erzeuger- und Verbraucher relativ nahe beieinander. Das Netz verteilte die Leistung über geringe Distanzen. Heute wird in immer größerem Umfang Leistung über große Entfernungen transportiert. Das resultiert aus der zentralen Lage Deutschlands im Verbundsystem (Energietransit) und der Einbindung regenerativer Stromquellen in das Stromnetz wie z. B. die erwarteten Windparks in Norddeutschland mit einem Energietransport in Nord-Süd- und Ost-West-Richtung. Diese Konstellation führt zu Überlastungen im Netz und zu hohen Übertragungsverlusten. Neben dem Ausbau des Drehstromnetzes, der lediglich das Engpassproblem und nicht die Transportverluste beseitigen kann, besteht im Prinzip der Hochspannungs-Gleichstromübertragung eine Möglichkeit, hohe Leistungen über große Distanzen relativ verlustarm zu transportieren. Jedoch müssen Stromrichter für die Wandlung von Gleichstrom in Wechselstrom und umgekehrt eingesetzt werden, die wiederum einen Verlust aufweisen. Der Transport von Gas hat dagegen nur geringe Verluste.

## 6 Speicherung elektrischer Energie

Die Speicherung überschüssiger elektrischer Energie insbesondere aus regenerativen fluktuierenden Quellen stellt eine wesentliche Herausforderung für die weitere Integration regenerativer Energien dar. In diesem Kapitel werden daher die Möglichkeiten der Stromspeicherung erörtert und bewertet. Die Speicherung elektrischer Energie in Elektroautos wird in Kapitel 6.4 gesondert behandelt, da diese Technologie zwar mit den in diesem Kapitel beschriebenen Speichern ausgerüstet ist aber aufgrund einer anderen Konzept-idee getrennt behandelt werden sollte.

### 6.1 Pumpspeicherkraftwerke

#### 6.1.1 Technik

In Pumpspeicherkraftwerken (PSW) wird Wasser aus tiefer liegenden in höher liegende Gewässer gepumpt. Diese Gewässer können natürlicher oder künstlicher Art sein. Somit kann elektrische in potentielle Energie umgewandelt werden. Bei erhöhtem Strombedarf kann das Wasser über an Generatoren gekoppelte Turbinen wieder in das tiefer liegende Gewässer geleitet werden. Es besteht also die Möglichkeit zur Erzeugung positiver und negativer Regelenergie. Der elektrische Wirkungsgrad liegt bei 70 – 85 % [98] und ist damit deutlich höher als bei vielen anderen einsetzbaren Speichermöglichkeiten. Abb. 6.1 zeigt beispielhaft die Verluste, die bei der Energiespeicherung mit Pumpspeicherkraftwerken auftreten.

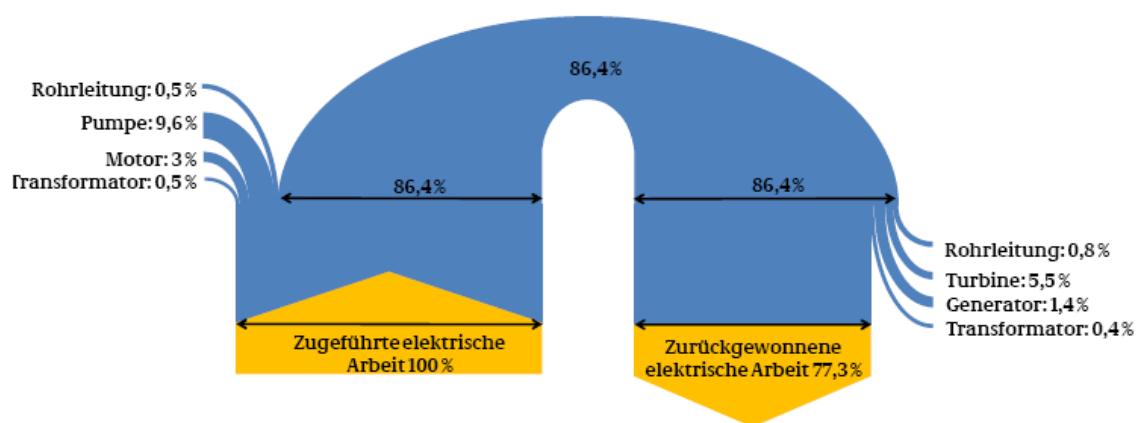


Abb. 6.1 Wirkungsgrad und Verluste bei Pumpspeicherkraftwerken [99]

Die benötigte bzw. frei werdende Energie kann nach Gl. 2.1 bzw. 2.2 berechnet werden. Maßgeblich für eine hohe Energiedichte ist also eine große Höhendifferenz zwischen den Gewässern.

$$E_{Pump} = \frac{\rho \cdot g \cdot \Delta h \cdot V}{\eta_{Pump}} \quad (2.1)$$

$$E_{Turb} = \frac{\rho \cdot g \cdot \Delta h \cdot V}{\eta_{Turb}} \quad (2.2)$$

$\rho$  ist dabei die Dichte von Wasser,  $g$  die Erdbeschleunigung,  $V$  das Volumen,  $\eta_i$  sind die Wirkungsgrade und  $\Delta h$  ist die Höhendifferenz zwischen den Gewässern. Bei einer Höhendifferenz von  $\Delta h = 100$  m ergibt sich ohne Beachtung der Wirkungsgrade eine Speicherdichte von  $E/V = 0,27$  kWh/m<sup>3</sup>.

Zum Vergleich: Der Brennwert von 1 m<sup>3</sup> (NTP) Methan beträgt bei Normbedingungen 11,06 kWh, mit dem in einem GuD neuester Generation ca. 6,5 kWh elektrische Energie erzeugt werden kann.

PSW können innerhalb von Minuten auf Volllast hochgefahren und mehrere Stunden im Volllastbetrieb betrieben werden. Zum kurzfristigen Lastausgleich im Bereich von Sekunden sind sie ebenso wenig geeignet wie zum langfristigen Speichern von elektrischer Energie. Die Ausfallwahrscheinlichkeit von Pumpspeicherkraftwerken ist sehr gering. PSW sind schwarzstartfähig, das heißt sie können unabhängig vom Stromnetz hochgefahren werden. Sie werden eingesetzt, um das Stromnetz nach einem flächendeckenden Stromausfall wieder in Betrieb zu nehmen.

### 6.1.2 Bewertung

Aufgrund der geringen Ausfallwahrscheinlichkeit, der großen Flexibilität und des hohen Wirkungsgrades sind Pumpspeicherkraftwerke die derzeit beste Speichermöglichkeit für elektrische Energie und auch die wichtigste Quelle zur Bereitstellung von Regelenergie. Sie haben in Deutschland eine Kapazität von ca. 40 GWh bei einer maximalen Leistung von 6,7 GW [100]. Die Ausbaukapazitäten sind in Deutschland nahezu ausgeschöpft [101]. Außerdem sind die wenigen vorhandenen Stellen, die für Speicherkraftwerke geeignet wären, meist weit von den Orten der Stromerzeugung und Nutzung entfernt, wodurch zusätzliche Übertragungsverluste entstehen. Aus diesen Gründen müssen bei einem weiteren Ausbau fluktuierender Stromquellen alternative Speichersysteme gefunden werden.

## 6.2 Druckluftspeicher

### 6.2.1 Technik

Elektrische Energie wird bei Druckluftspeichern zur Kompression von Druckluft (CAES) verwendet und bei erhöhtem Strombedarf durch Entspannen über Turbinen wieder in elektrische Energie umgewandelt. Aufgrund der geringen Energiedichte der Druckluft werden sehr große Druckluftspeicher wie z. B. Kavernen benötigt. Für einen hohen Wirkungsgrad bis maximal 70 % [99, 102] muss die bei der Kompression abgeführte Wärme gespeichert und bei der Expansion wieder zugeführt werden (adiabatische Druckluftspeicher, Abb. 6.2). Ein Wärmespeicher bedeutet erhöhten Aufwand und ist ein großer Kostenfaktor [99]. Bei diabaten Speichern wird die bei der Kompression anfallende Wärme nicht genutzt und die bei der Expansion benötigte Wärme durch Verbrennung von Erdgas bereitgestellt, was in einem niedrigen Gesamtwirkungsgrad resultiert. Durch Kopplung eines diabaten Druckluftspeichers mit einer Gasturbine können die Wirkungsgrade auf ca. 55 % [103] erhöht werden. Derzeit gibt es zwei diabate Druckluftspeicher, einen in Huntorf in Deutschland und einen in McIntosh in den USA. Mehrere Druckluftspeicher sind in Planung oder in Bau, darunter ein adiabatischer von der EnBW AG [104].

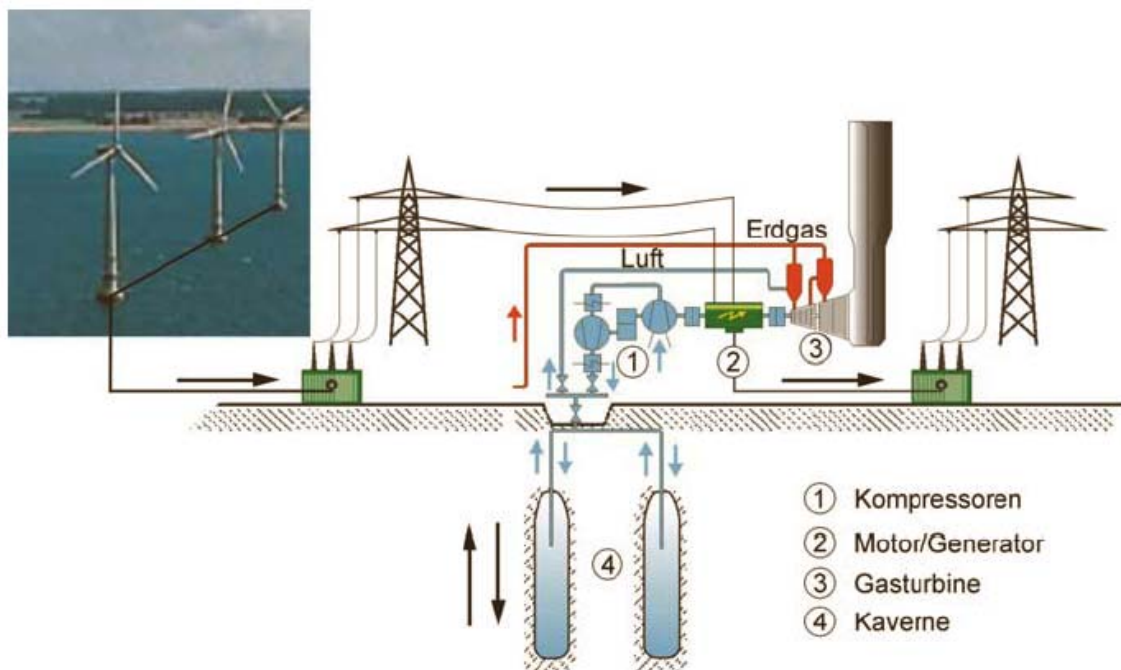


Abb. 6.2 Prinzip eines adiabaten Druckluftspeichers [105]

Für eine grobe Abschätzung erster Näherung der volumetrischen Speicherdichte können Gl. 2.3 bzw. Gl. 2.4 verwendet werden. Die Gleichung setzt das ideale Gasgesetz voraus und bezieht sich auf eine reversibel polytrope Zustandsänderung. Wird die Anfangstemperatur des Gases auf  $T_1 = 293 \text{ K}$  festgelegt, der Polytropenexponent mit  $n = 1,3$  abgeschätzt und das Gas von 1 bar auf 50 bar verdichtet bzw. von 50 bar auf 1 bar

entspannt und bei 25 °C gespeichert, so können 8,7 kWh ( $R = 8,314 \text{ J/mol/K}$ ) elektrische Leistung pro Kubikmeter komprimierte Luft gewonnen werden. Dabei wurden keine Wirkungsgradverluste berücksichtigt.

$$E = \int_1^2 V \cdot dp = \frac{n}{(n-1)} \cdot N \cdot R \cdot T_1 \cdot \left[ \left( \frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{(n-1)}{n}} - 1 \right] \quad (2.3)$$

$$\frac{E}{V} = \frac{n}{(n-1)} \cdot \frac{50\text{bar}}{R \cdot 298\text{K}} \cdot R \cdot T_1 \cdot \left[ \left( \frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{(n-1)}{n}} - 1 \right] \quad (2.4)$$

Druckluftspeicher sind wie PSW schwarzstartfähig und können ebenfalls innerhalb von Minuten auf Volllast hochfahren und mehrere Stunden im Volllastbetrieb betrieben werden.

## 6.2.2 Bewertung

Die geringe Energiedichte erfordert große Speicher wie Salzkavernen und Aquifere. Damit sind die Orte für Druckluftspeicherkraftwerke mit großer Kapazität begrenzt. Zudem besteht eine Konkurrenz mit anderen Technologien wie Erdgasspeichern und CCS (Carbon dioxide Capture and Storage) um die Nutzung solcher geologischer Formationen. Vorteilhaft ist, dass geeignete Salzkavernen im Norden Deutschlands, also u. a. in der Nähe von großen Windparks lokalisiert sind.

## 6.3 Kurzzeitspeicher

### 6.3.1 Schwungradspeicher

#### 6.3.1.1 Technik

Schwungradspeicher (s. Abb. 6.3) wandeln elektrische Energie in Rotationsenergie bzw. Rotationsenergie in elektrische Energie um. Die Speicherkapazität wird durch die Drehzahl oder die Winkelgeschwindigkeit  $\omega$  und das Trägheitsmoment  $J$  bestimmt,  $K$  ist eine Konstante (Gl. 3.1):

$$E_{\text{Rot}} = K \cdot J \cdot \omega^2 \quad (3.1)$$

Die speicherbare Energie wird durch die mechanische Stabilität der Bauteile begrenzt. Durch innere Reibung wird mit zunehmender Speicherdauer der Wirkungsgrad schlechter. Bei im Vakuum betriebenen Schwungrädern können bei direkter Entladung

Wirkungsgrade von 85 % erreicht werden [98]. Die vollständige Entladung tritt nach einigen Stunden ein.

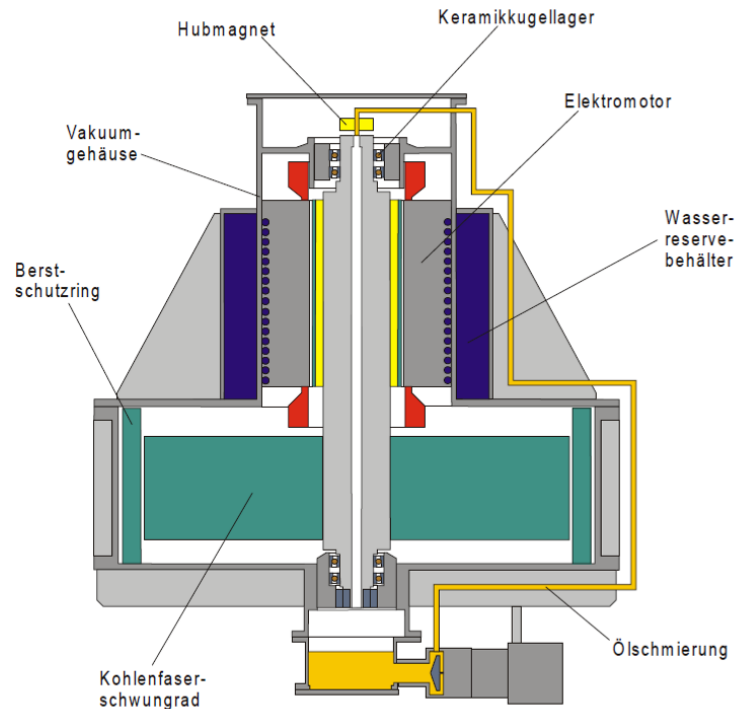


Abb. 6.3 Schwungradspeicher mit Vakuumgehäuse [106]

### 6.3.1.2 Bewertung

Schwungräder haben schnelle Zugriffszeiten und können kurzfristig (mehrere Sekunden) große Mengen an Strom abgeben bzw. aufnehmen. Die Lebensdauer ist zudem hoch. Der Wirkungsgrad nimmt mit zunehmender Speicherdauer in der Größenordnung von Stunden bis zur kompletten Entladung jedoch massiv ab, sodass die genannten Speicher nicht als Mittel- bzw. Langzeitspeicher in Frage kommen und lediglich in Spezialfällen eine sinnvolle Anwendung finden können.

## 6.3.2 Elektrochemische Doppelschichtkondensatoren

### 6.3.2.1 Technik

Die elektrische Energie wird bei Doppelschichtkondensatoren (EDLC) in einem elektrischen Feld gespeichert. Die Kapazität ist deutlich größer als bei herkömmlichen Kondensatoren. Der EDLC besteht aus porösen Kohlenstoffelektroden und einem Elektrolyten. Zwischen den Ladungsträgern der Elektrode und den Ionen des Elektrolyten kann sich durch Anlegen einer Spannung ein elektrisches Feld ausbilden. Die Ionen



lagern sich als Schicht an die Elektroden an und fungieren als Dielektrikum. Das elektrische Feld speichert die elektrische Energie. Die angelegte Spannung ist anders als bei der Elektrolyse kleiner als die Zersetzungsspannung des Elektrolyten. Damit wird keine chemische Reaktion induziert und es können sehr viele Lade- und Entladezyklen ermöglicht werden. Die Kohlenstoffelektrode ist hochporös und hat damit eine hohe spezifische Oberfläche, wodurch die verhältnismäßig große Kapazität bewirkt wird.

EDLC sind also ein Mittelweg zwischen klassischen Kondensatoren und elektrochemischen Speichern (Akkumulatoren). Die Speicherdichte liegt bei  $E/V = 2 - 5 \text{ kWh/m}^3$  [103] und damit etwas unter der von Druckluftspeichern.

### 6.3.2.2 Bewertung

Wie die Schwungräder sind EDLC lediglich für Spezialanwendungen interessant. Es sind hohe spezifische Leistungen bei mehreren 100.000 Ladezyklen möglich. Aufgrund der schnellen Selbstentladung sind sie nicht zur längeren Stromspeicherung geeignet. Dazu kommen derzeit hohe spezifische Kosten von mehreren 10.000 €/kWh [103].

### 6.3.3 Supraleitende Spulen

#### 6.3.3.1 Technik

Bei SMES wird eine Spule mit Gleichstrom durchflossen und somit die elektrische Energie in einem Magnetfeld gespeichert. Die gespeicherte Energie kann folgendermaßen berechnet werden.  $L$  ist die Induktivität und  $I$  die Stromstärke:

$$E_{Mag} = 0,5 \cdot L \cdot I^2 \quad (3.2)$$

Wird bei Supraleitern eine bestimmte Temperatur, die Sprungtemperatur, unterschritten, besitzen sie praktisch keinen spezifischen elektrischen Widerstand mehr und leiten den elektrischen Strom also praktisch ohne Verluste. Diese Eigenschaft wird bei supraleitenden Spulen ausgenutzt. Allerdings muss der Wechselstrom aus dem Stromnetz in Gleichstrom und beim Wiedereinspeisen in Wechselstrom umgewandelt werden. Neben den dadurch auftretenden Verlusten (3 - 8 % [98]) muss die Spule immer unter die Sprungtemperatur von meist 5 K gekühlt werden. Somit wird der Wirkungsgrad mit zunehmender Speicherung schlechter, da Wärmeeintrag nicht vollständig verhindert werden kann. Die Kältemaschine begrenzt auch die Standzeit einer Spule massiv. Die Leistungscharakteristik einer supraleitenden Spule ähnelt der des Schwungradspeichers und der eines elektrochemischen Doppelschicht-Kondensators. Es kann für kurze Zeiträume eine große Leistung aufgenommen oder abgegeben werden.

### 6.3.3.2 Bewertung

Da die Leistungscharakteristik der von Schwungradspeichern ähnelt, der Aufwand durch die Kühlung jedoch enorm ist, ist ein wirtschaftlicher Einsatz mittelfristig nicht gegeben. Außerdem sind die Auswirkungen von starken Magnetfeldern auf Mensch und Umwelt derzeit noch unklar.

Bei elektrochemischen Speichern werden Edukte durch einen elektrochemischen Prozess in Produkte mit einem höheren chemischen Energieinhalt umgewandelt. Bei Bedarf kann dann durch die Rückreaktion Strom erzeugt und genutzt werden. Elektrochemische Speicher werden nach solchen mit internem und solchen mit externem Speicher unterschieden. Bei elektrochemischen Speichern mit internem Speicher können der Raum des Umwandlungsschritts und der Ort der Energiespeicherung nicht voneinander getrennt werden. Die Energie wird in Form chemischer Energie an den Elektroden gespeichert. Leistung und Kapazität können folglich nicht unabhängig voneinander dimensioniert werden [102]. Weiterhin kann je nach Arbeitstemperatur nach Tief- und nach Hochtemperatur-Akkumulatoren unterschieden werden.

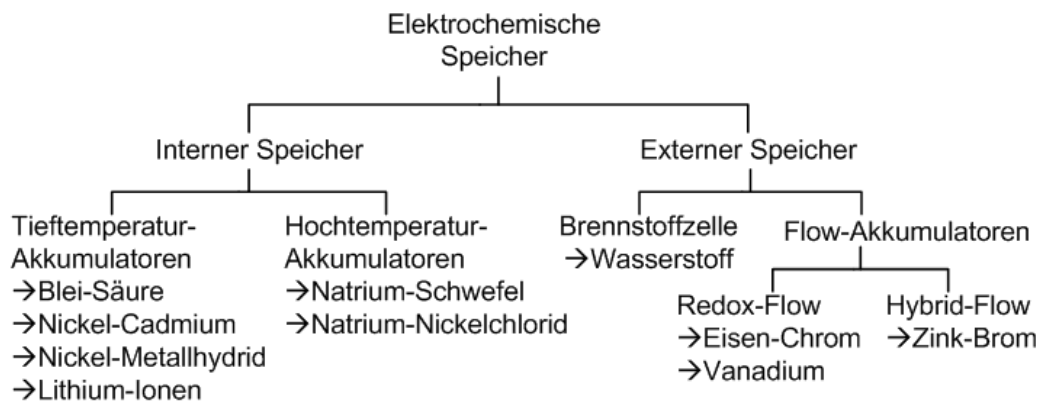
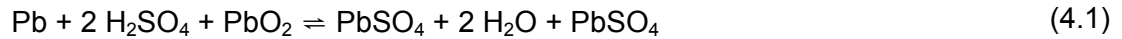


Abb. 6.4 Übersicht über elektrochemische Speicher

Bei elektrochemischen Speichern mit externem Speicher sind die Energiewandler und Energiespeicher unabhängige Systeme. Die Produkte können separat (in Tanks/Druckbehältern) aufbewahrt werden. Dies ermöglicht sehr große Speicher und lange Speicherzeiten. Wird der chemische Energieträger im flüssigen Elektrolyt gelöst und aufbewahrt, handelt es sich um Flow-Akkumulatoren, ansonsten um Brennstoffzellen.

### 6.3.4 Blei-Säure-Akkumulator

Einer der häufigsten und bekanntesten Akkumulatoren ist der Blei-Säure-Akkumulator. Beim Entladen wird an der Anode Blei zu Bleisulfat oxidiert und an der Kathode Blei(IV)-oxid zu Bleisulfat reduziert. In Gl. 4.1 ist die Entladung von links nach rechts und das Laden von rechts nach links dargestellt:



Beim Blei-Akku können irreversible Nebenreaktionen auftreten und die Ladezyklen sind in der Regel auf maximal 2.000 begrenzt [98]. Eine Tiefenentladung führt zu Schäden. Die Energiedichte liegt bei 75 kWh/m<sup>3</sup> bei Wirkungsgraden von 80 - 90 %. Die Kosten betragen etwa 100 - 300 €/kWh [103]. Blei-Akkus können kurzfristig eine hohe Leistung abgeben. In den USA gibt es Batteriespeichieranlagen mit einer Kapazität von bis zu 40 MWh und einer Leistung von bis zu 70 MW.

### 6.3.5 Nickel-Cadmium-Akkumulator

An der Anode wird beim Entladen das Cadmium zu Cadmiumhydroxid Cd(OH)<sub>2</sub> oxidiert während an der Kathode NiOOH zu Ni(OH)<sub>2</sub> reduziert wird. Nickel-Cadmium-Akkus haben höhere Speicherdichten als Blei-Akkus. Zudem ist auch ein Einsatz bei tiefen Temperaturen von unter -20 °C möglich. Allerdings liegt der Wirkungsgrad lediglich bei etwa 70 % [103], Cadmium ist giftig (daraus folgen gesetzliche Einschränkungen beim Einsatz) und die Akkus weisen eine hohe Selbstentladung auf. Nickel-Metallhydrid-Akkumulatoren können als Weiterentwicklung von Nickel-Cadmium-Akkumulatoren betrachtet werden und weisen teilweise ähnliche Einsatzgebiete auf.

### 6.3.6 Lithium-Ionen-Akkumulator

Es gibt eine Vielzahl verschiedener Lithium-Ionen-Akkus mit folgenden Gemeinsamkeiten. Das Standardpotential von Lithium ist mit ca. -3,045 V am negativen Ende der elektrochemischen Spannungsreihe. Dadurch ergibt sich ein hohes Speicherpotential. Es können beispielsweise Salzschnmelzen und vor allem organische Elektrolyte verwendet werden.

Lithium-Ionen Akkus haben eine sehr hohe Speicherkapazität von 270 - 300 kWh/m<sup>3</sup> [100, 107] und liegen damit in der Größenordnungen von chemischen Speichern. Der Wirkungsgrad liegt bei 90 %. Allerdings sind die Kosten mit bis zu 1.000 €/kWh [103] hoch und machen einen Einsatz für sehr große Speicher unwahrscheinlich. Des Weiteren sind Sicherheitsaspekte (Explosion) und die Degradation der Zellen zu berücksichtigen.

### 6.3.7 Hochtemperatur-Akkumulator

Hochtemperaturakkumulatoren haben als Besonderheit, dass der Elektrolyt fest (meist Keramiken) und die Elektroden flüssig sind. Um die Leitfähigkeit der Keramiken zu erhöhen, werden Temperaturen von ca. 300 - 400 °C benötigt. Natrium-Nickel-Chlorid-Akkumulatoren und Natrium-Schwefel-Batterien sind die häufigsten Vertreter der HT-Akkumulatoren, wobei Natrium und Nickel bzw. Schwefel flüssig vorliegen. Die Na-S-Batterie hat Speicherdichten von 150 kWh/m<sup>3</sup> [100]. Die Akkumulatoren dürfen nicht abkühlen, da es sonst zu massiver Degradation kommt. Bei häufigen Lade- und Entladezyklen (mind. 1-mal am Tag) wird bei guter Isolierung die benötigte Wärme durch exotherme Reaktionen bereitgestellt. Es findet keine elektrochemische Entladung statt und es sind sehr viele Ladezyklen möglich. Zur Langzeitspeicherung von elektrischer Energie sind HT-Akkumulatoren jedoch aufgrund der notwendigen Wärmezufuhr nicht geeignet.

### 6.3.8 Flow-Akkumulator

Bei Flow-Akkumulatoren ist der chemische Energieträger der Elektrolyt bzw. im Elektrolyt gelöste Salze statt der Elektroden. Der Elektrolyt kann in separaten Tanks aufbewahrt werden und damit sehr große Speicherkapazitäten unabhängig von der Leistung erreicht werden. Flow-Akkumulatoren allgemein sind noch wenig verbreitet und es muss die Markttauglichkeit abgewartet werden. Es gibt Redox- und Hybrid-Flow-Akkumulatoren.

Redox-Flow-Akkumulatoren haben zwei Elektrolyte, also für jede Elektrode einen. Bei der Reaktion ändert sich die Oxidationszahl der aktiven Komponenten. Großes Potential haben Vanadium-basierte Redox-Flow-Batterien. Der Wirkungsgrad liegt bei über 75 % [108] und es tritt praktisch keine Selbstentladung auf. Die Energiedichte ist vergleichbar mit der der Bleibatterie, die Kosten werden mit 200 €/kWh abgeschätzt [103].

Bei Hybrid-Flow-Batterien, z. B. Zink-Brom-Batterien, scheiden sich beim Entladen Feststoffe ab. Die Energiedichte ist etwa 3-mal höher im Vergleich zu Blei-Akkumulatoren und es gibt keine Gefahr bei Tiefenentladung [102].

## 6.4 Smart Grids

Nach [109, 110] sind Smart Grids Stromnetze, welche durch ein abgestimmtes Management mittels zeitnaher und bidirektionaler Kommunikation zwischen Netzkomponenten, Erzeugern, Speichern und Verbrauchern einen energie- und kosteneffizienten Systembetrieb für zukünftige Anforderungen unterstützen. Smart Grids, sogenannte intelligente Stromnetze, senken durch die Anpassung von Stromerzeugung und Verbrauch den Überschuss bzw. die Unterdeckung an elektrischer Energie zu gewissen Zeiten und Verringern damit die notwendigen Speicherkapazitäten. Allerdings werden weiterhin Speicher für elektrische Energie benötigt, da ein Stromnetz nicht so ausgeregelt werden kann, dass zu jeder Zeit gleich viel Energie eingespeist und entnommen wird. Weitere Fragestellungen und Probleme sind auf dem Weg zum Smart Grid zu bewältigen: U. a. wären alleine in Europa bis 2030 vermutlich 390 Mrd. Euro an Investitionen notwendig [110]. Des Weiteren ist die Bereitschaft der Verbraucher zur externen Steuerung hauseigener Geräte (z. B. Waschmaschine) ungewiss.

Ein wesentlicher Aspekt des Smart Grids ist der Einsatz von Elektroautos als steuerbare Speicher für große Mengen elektrischer Energie. In Zeiten geringen Strombedarfs bzw. großer Stromerzeugung könnten Elektroautos geladen werden, bei erhöhtem Bedarf könnte Strom zurückgespeist werden. Derzeit sind aber noch zahlreiche Probleme auf dem Weg zu V2G zu lösen. Eine ungesteuerte Aufladung von Elektroautos kann zu großen Problemen in bestimmten Netzabschnitten führen, beispielsweise bei einer vermehrten Aufladung der Autos gegen Abend in Wohngebieten. Solche Szenarien können sogar dazu führen, dass die Stromleitungen in diesen gebieten zu klein sind und ausgetauscht werden müssen. Für eine gesteuerte Nutzung der Elektrofahrzeuge ist zusätzlich ein massiver Ausbau der Infrastruktur von Nöten, um die Fahrzeuge auch während der Parkzeiten in Tiefgaragen und auf Parkplätzen als Speicher nutzen zu können. Außerdem ist die Frage der Netzintegration zu klären. Zudem schädigen häufige Lade- und Entladezyklen Akkumulatoren, sodass auch in dieser Hinsicht weiterer Forschungsbedarf besteht.

Um überhaupt eine Speicherkapazität entsprechend der Pumpspeicherin Deutschland zu erhalten, müssten davon knapp 2,4 Millionen der momentan 45 Mio. PKWs mit Elektroautos substituiert werden (entspricht 5 %), wenn diese jeweils eine Kapazität von 17 kWh hätten [111]. Hinzu kommt, dass nicht alle Fahrzeuge als Speicher zur Verfügung stehen. Eine derartig große Anzahl an Elektroautos ist derzeit nicht absehbar. Somit ist auch bei diesem Speichersystem ähnlich den Beschreibungen der ortsgebundenen Speicher kein kurz- bis mittelfristiges Potential zu sehen. Hieraus folgt, dass eine sinnvolle Speicherung nur über die Wandlung von Strom zu Gas als sinnvoll erscheint.

## 6.5 Chemische Wandlung in gasförmige Brennstoffe

Durch Elektrolyse von Wasser kann elektrische Energie in Form von chemischer Energie als Wasserstoff gespeichert werden. Wasserstoff kann direkt bis zu dem im DVGW-Arbeitsblatt G 262 bzw. in der Kraftstoffnorm DIN 51624 festgelegtem Grenzwert in das Erdgasnetz eingespeist werden. Wenn nun das IEKP Ziel 20 % des Windenergieertrags für 2020 als Basis herangezogen wird, müssen ca. 15 TWh elektrische Energie eingespeist werden, was einen mittleren Wasserstoffanteil von 4 Vol.-% im Erdgasnetz ergibt [112]. Verdeutlicht wird dies in Abb. 6.5, in der die Windstromerträge über der Jahreszeit und die Speichermöglichkeiten des Erdgasnetzes gegenübergestellt werden. Zu erkennen ist, dass das Ziel in den Wintermonaten erreicht wird, jedoch in den Sommermonaten nicht. Allerdings sollen nur die Überkapazitäten eingespeichert werden, die in den Sommermonaten geringer sind als in den windreichen Wintermonaten.

Zur Speicherung von  $H_2$  kommen Druckbehälter bzw. Kavernen etc. und Metallhydridspeicher in Frage. Eine Verflüssigung scheidet auf Grund des hierfür nötigen hohen Energiebedarfs von 0,2 – 0,3 kWh elektrischer Energie für eine kWh Wasserstoff (bezogen auf Heizwert) aus. Metallhydridspeicher binden den Wasserstoff chemisch bei Drücken von deutlich unter 50 bar in große Mengen. Durch leichte Erwärmung kann der Wasserstoff wieder schnell entnommen werden. Vorteilhaft ist der geringe Energiebedarf für diese Speicherart. Einer ersten Abschätzung nach lägen die Kosten für einen Speicher für 100.000 m<sup>3</sup>  $H_2$  jedoch bei ca. 20 Millionen Euro [113]. Nach jetzigem Stand sind damit Druckspeicher die sinnvollste Art der Wasserstoffspeicherung für das betrachtete Konzept. Dabei wird der Wasserstoff in Tanks bei Drücken von mehreren 100 bar gelagert. Zur Verdichtung von  $H_2$  auf beispielsweise 800 bar werden bei adiabatischer Verdichtung ca. 15 % des Energieinhaltes des  $H_2$  benötigt [114]. Die Verdichtung im niedrigen Druckbereich ist jedoch sehr viel energieaufwändiger als im hohen Druckbereich. Falls der Wasserstoff beispielsweise vom vorgeschalteten Elektrolyseur bereits bei 25 bar bereitgestellt werden kann, würden nur ca. 5 % des Energieinhalts des Wasserstoffs zur Verdichtung auf 800 bar benötigt werden.

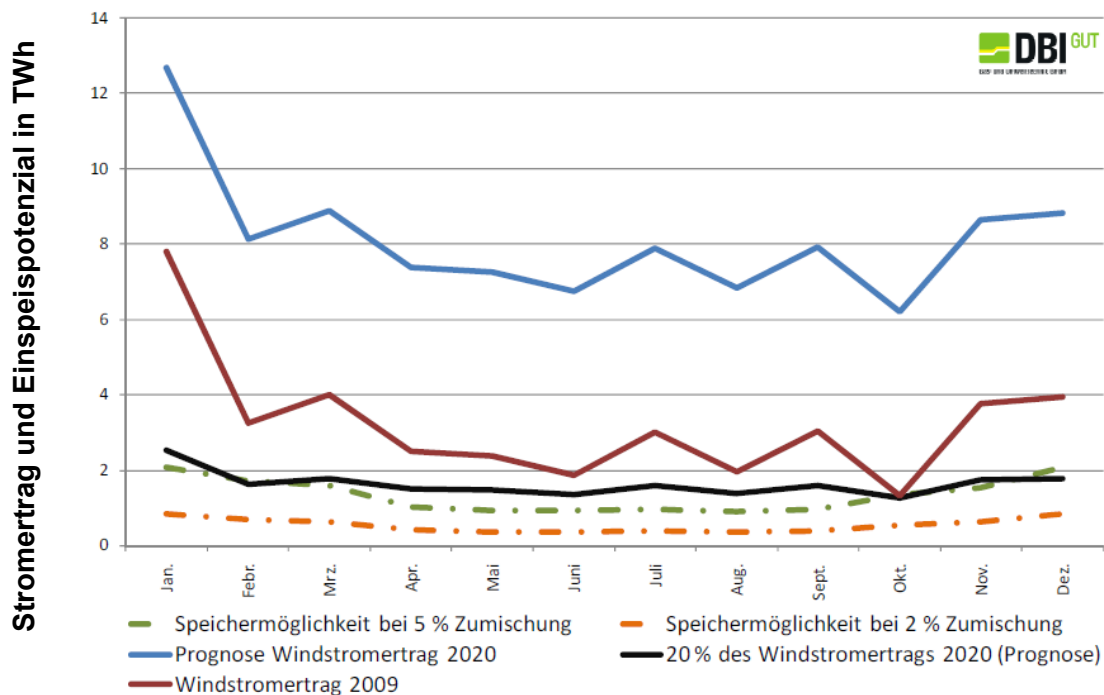


Abb. 6.5 Grenzen der Wasserstoffzumischung [112]

Eine weitere Möglichkeit den erzeugten Wasserstoff ins Erdgasnetz einspeichern zu können ist die Wandlung mit  $\text{CO}_2$  zu Methan. Nachteilig ist bei der Wandlung ein weiterer Syntheseschritt. Dem gegenüber stehen ein höherer Energieinhalt von Methan beim selben Speicherdruck, und kaum Restriktionen in der gut ausgebauten Infrastruktur zur Speicherung und zur Verteilung sowie einer auf die Verstromung von methanreichen Gasen ausgerichteten Technik.

Schematisch sind in Abb. 6.6 und Abb. 6.7 Nutzungsgrade vom Strom zu Strom über Wandlung in  $\text{H}_2$  bzw.  $\text{CH}_4$  und Speicherung dargestellt. Allerdings bedeutet eine Wandlung elektrischer Energie in Wasserstoff oder Methan einen weiterführenden Aufwand, der mit einem elektrischen Wirkungsgrad von ca. 38 % ausgehend von der zur Verfügung stehenden Strommenge einhergeht (s. Anhang Tab. A.11). Inklusive Wirkungsgrad der Erzeugung elektrischer Energie durch Windkraft (s. Anhang Tab. A.11) werden Nutzungsgrade von ca. 17 % erreicht. Da der Wind allerdings kostenlos und „unbegrenzt“ zur Verfügung steht, machen die Wirkungsgrade für Windkraft keinen Sinn, so dass in dieser Betrachtung die elektrische Energie aus Windkraft ohne Verluste also zu 100 % angenommen werden kann. Somit liegt der Gesamtenergienutzungsgrad bei der Methanherstellung bei zusätzlicher Nutzung der Abwärme von GuD-Kraftwerken bzw. BHKWs als Verstromungseinheit sowie der Nutzung der Abwärme aus der Methanisierung bei ca. 50 % (s. Anhang Tab. A.15). Eine ähnliche Größenordnung erreicht die Wasserstoffnutzung mit ca. 52 %. Diese hohen Gesamtenergienutzungsgrade können dadurch sicher erreicht werden, dass z. B. das erzeugte Gas über den Sommer bei verminderter Wärmeabnahme zwischengespeichert und im Winter bei erhöhtem Wärmebedarf ausgespeichert werden kann. Zusätzlich kann das erzeugte Gas statt einer elektrischen und thermischen

Nutzung zum einen einer anderen Synthese zur Herstellung von z. B. Methanol oder Fischer-Tropsch-Produkten zugeführt und zum anderen können die erzeugten Stoffe der chemischen Industrie zur Verfügung gestellt werden. Ferner ist der monetäre und der zeitliche Vorteil der Nutzung einer vorhandenen Infrastruktur gegenüber einem erheblichen Ausbau des Stromnetzes hervorzuheben. Daher muss in einem weiteren Schritt die mögliche Kostenreduktion beim verminderten Ausbau des elektrischen Netzes den Kosten der Gaserzeugung gegenübergestellt werden.

Festzuhalten ist bei der momentanen Datenlage, dass nur Überschussstrom zur Speicherung via Wasserstoff und Methan eingesetzt werden kann, da ansonsten der Transport von Strom energetisch günstiger ist.

Zu beachten ist, dass die Speicherung von Wasserstoff in Untertagespeichern mit der dortigen Speicherung von Erdgas konkurriert.

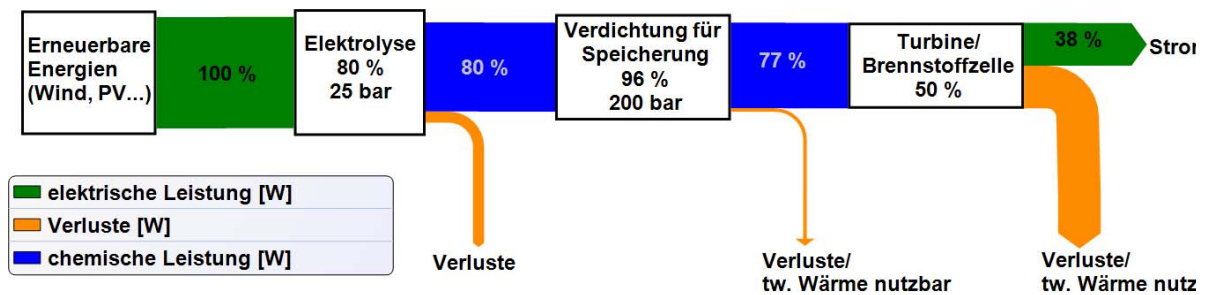


Abb. 6.6 Sankey-Diagramm für die Umwandlung von elektrischer Energie in Wasserstoff und wieder zurück in elektrische Energie

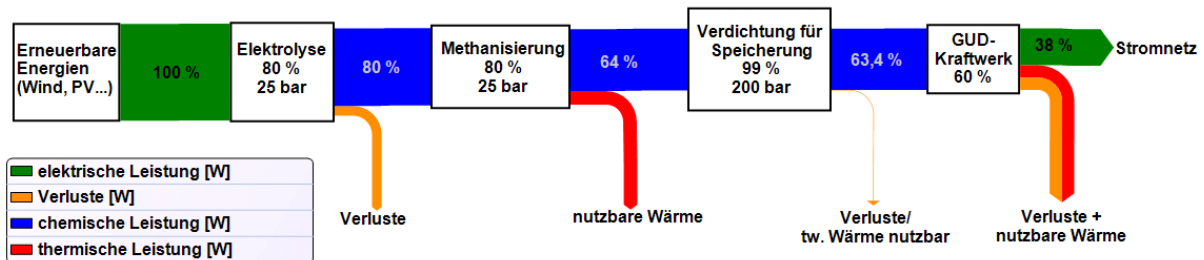


Abb. 6.7 Sankey-Diagramm für die Umwandlung von elektrischer Energie in Methan und wieder zurück in elektrische Energie

Die Speicherdichte für Wasserstoff kann mit Gl. 4.2 grob abgeschätzt werden (ideales Gasgesetz wird zugrunde gelegt). Ohne Berücksichtigung der Wirkungsgrade beträgt die Speicherdichte bei 200 bar und 20 °C Speicherbedingungen ca. 650 kWh/m³ und bei 800 bar 2.600 kWh/m³ ( $H_{S,H_2} = 3,54 \text{ kWh/m}^3$ ). Auch bei Berücksichtigung der Wirkungsgrade ist die volumetrische Speicherdichte größer als bei den anderen Speicherarten.

$$\frac{E}{V} = \frac{273,15 \cdot K}{T} \cdot \frac{p}{1,013 \cdot \text{bar}} \cdot 1 \cdot \text{m}^3 \cdot H_{S,H_2} \quad (4.2)$$



## 6.6 Vergleich der Speicherverfahren

Für die Speicherung von elektrischer Energie existieren zahlreiche Technologien. Die Anforderungen an die Speicher können dabei höchst unterschiedlich sein. So müssen einerseits kurzfristig große Leistungen bereitgestellt bzw. abgenommen werden können, um die Frequenz des Stromnetzes bei ca. 50 Hz zu halten. Der Ausgleich der Tag-Nacht-Schwankungen muss ebenfalls gewährleistet sein, da nachts der Stromverbrauch geringer ist als am Tag, wobei Großkraftwerke jedoch immer elektrische Energie ins Netz einspeisen. Langfristige Speicher sind ebenfalls notwendig, vor allem bei starkem Zubau von Photovoltaik und Windkraftanlagen. Es werden somit Speicher für Sekunden, Minuten/Stunden und Tage/Monate benötigt. Dabei kann mit den vorhandenen Technologien prinzipiell jeder Bereich abgedeckt werden (Abb. 6.8). Alle Technologien sind jedoch mit technischen und ökonomischen Nachteilen verbunden.

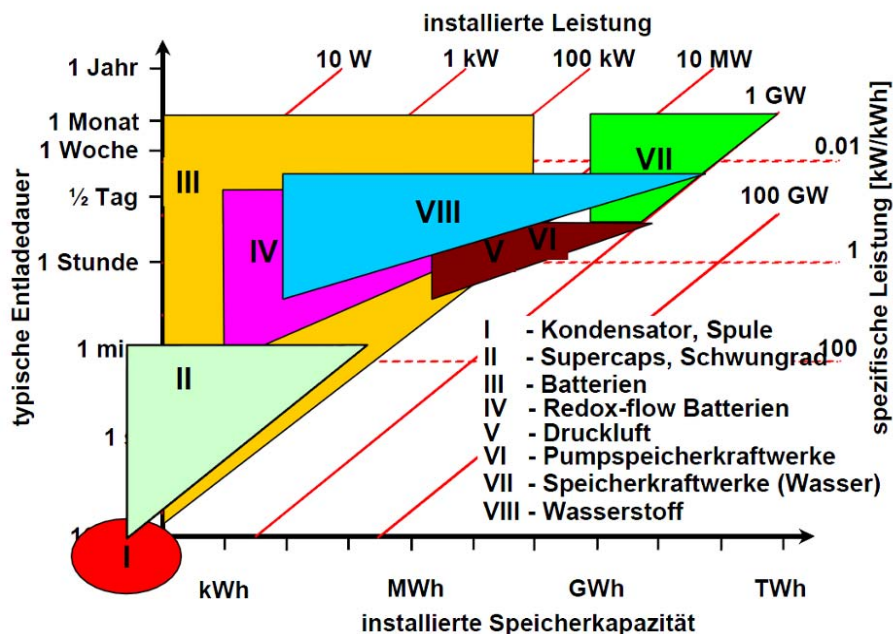


Abb. 6.8 typische Entladedauer und Kapazität verschiedener Speichermethoden [103]

Die **Wirkungsgrade** verschiedener Speichertechnologien sind in Tab. 6.1 dargestellt. Zur Beurteilung eines Speichers muss neben dem Wirkungsgrad der Einsatzbereich beachtet werden. Zur häufigen Ein- und Ausspeicherung bei kurzzeitiger Speicherdauer bieten sich die ausgereiften Schwungradspeicher an. Bei langfristiger Speicherung kleinerer Mengen können Redox-Flow-Batterien verwendet werden, wobei jedoch noch Forschungsbedarf besteht. Als „Allrounder“ kann zur Speicherung kleinerer und mittlerer Mengen an elektrischer Energie der bewährte Blei-Akkumulator betrachtet werden. Akkumulatoren im Allgemeinen sind bezüglich der Entladezeit sehr vielseitig.

Tab. 6.1 Wirkungsgrade verschiedener Speichersysteme [98, 99, 103, 115, 116]

Technologie	El. Wirkungsgrad $\eta_{el}$ in %
PSW	70 – 85
CAES (diabat)	Bis 55
CAES (adiabat)	Bis 70
Schwungrad	Bis 85
Elektroch. Doppelschicht-Kond. (EDLC)	k. A.
Supraleitende Spulen (SMES)	k. A.
Blei-Säure	80 - 90
	65 - 79
Nickel-Cadmium	70
Lithium-Ionen	90 – 95
Hochtemperatur-Akkus	k. A.
Redox-Flow (Vanadium-basiert)	70 - 80
Wasserstoff/SNG	21 - 43

Im Bereich zentraler Speicher mit großen Kapazitäten stehen derzeit in Deutschland lediglich Pumpspeicherkraftwerke zur Verfügung. Allerdings ist ein weiterer Ausbau kaum möglich. Diabate und adiabte Druckluft- sowie Wasserstoff- und SNG-Speicher können Pumpspeicherkraftwerke hinsichtlich der Leistungsklasse ergänzen, besitzen jedoch noch Forschungs- bzw. Entwicklungsbedarf (außer diabate Druckluftspeicher). Die Druckluftspeicher sollten aus Wirkungsgradgründen adiabat betrieben oder mit GuD-Kraftwerken gekoppelt werden. Wasserstoffspeicher sollten zur reinen Speicherung von elektrischer Energie nur bei Nutzung der anfallenden thermischen Energie (Turbine) und in Notfällen eingesetzt werden, da die elektrischen Wirkungsgrade mit ca. 40 % sehr gering sind. Die Speicherdichte ist hingegen (bei Drucktanks) sehr groß, da es sich um einen chemischen Energieträger handelt.

Abb. 6.9 vergleicht die **volumetrische Speicherdichte** verschiedener Speicherformen. Kondensatoren und mechanische Speicher haben eine geringe Energiedichte, elektrochemische Speicher haben demgegenüber eine große Speicherdichte. Am größten ist jedoch bei chemischen Energieträgern die Speicherdichte pro Volumen, wobei bei Gasen mit zunehmendem Druck die Dichte erhöht wird.

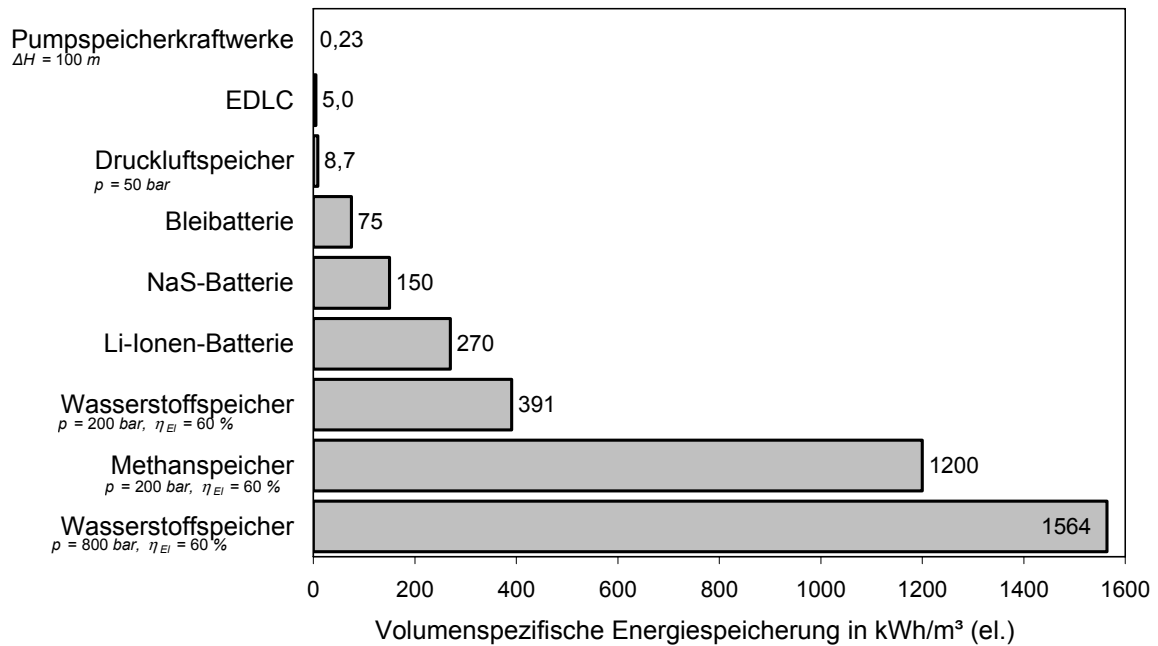


Abb. 6.9 Volumetrische Energiedichte verschiedener Speicher für elektrische Energie [14, 20, 55, 85, eigene Berechnungen]

Die **Kosten** der Speicher sind stark vom Nutzungsfall abhängig. Sollen große Mengen an elektrischer Energie gespeichert werden, sind Druckluftspeicher und Pumpspeicherkraftwerke verhältnismäßig günstig, wohingegen Kurzzeitspeicher äußerst teuer sind. Kurzzeitspeicher sind hingegen bei den Kosten pro abrufbarer Leistung im Vorteil. Elektrochemische Speicher liegen für beide Anwendungen im Mittelfeld und sind damit ein guter Kompromiss zwischen Kosten pro Kapazität und Kosten pro Leistung (s. Abb. 6.10).

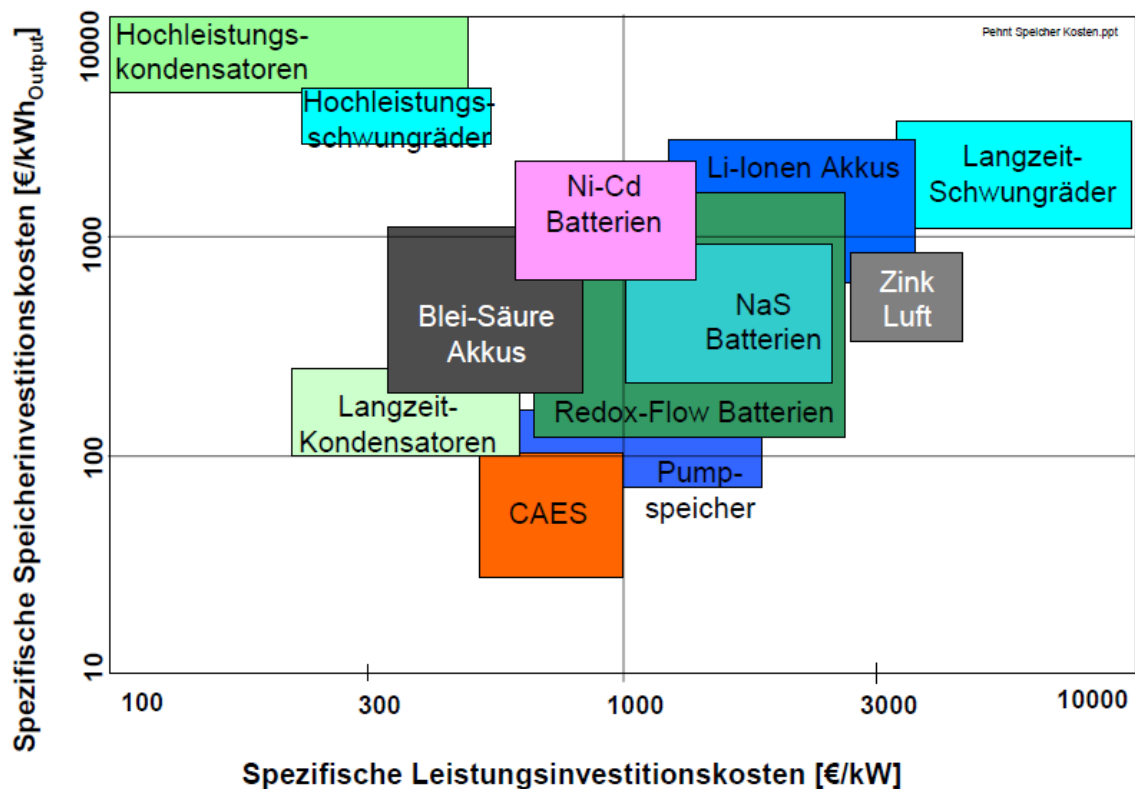


Abb. 6.10 Spezifische Kosten für Speichertechnologien [116]

Abschließend kann festgehalten werden, dass die vorhandenen Kapazitäten zur Speicherung und Pufferung von Elektrizität für eine zunehmende Nutzung regenerativer Quellen zur Erzeugung elektrischer Energie unzureichend sind [117].

Die erarbeiteten Erkenntnisse zeigen, dass der notwendige Stromnetzbau zum Smart Grid zwar möglich erscheint, aber einer hohen Investition bedarf und zusätzlich jederzeit die Datenerfassung und -auswertung in Echtzeit sowie eine genaue Prognose der anfallenden Strommengen gewährleistet sein muss. Insbesondere der Datenaustausch zwischen Erzeugern und Verbrauchern inklusive der notwendigen Änderung des Nutzerverhaltens ist momentan noch nicht vollständig gelöst. Andere Lösungen zur Ausregelung des Stromnetzes können die Regelung von im Netz installierten z. B. BHKWs oder Brennstoffzellen als KWK-Inseln darstellen. Diese Lösung wäre technisch grundsätzlich möglich, wobei die Wärmeversorgung der angeschlossenen Wärmekunden auch bei abgeschalteten BHKWs gewährleistet sein muss. Ebenfalls ist der Lösungsansatz mobile Speicher in Elektrofahrzeugen zur Stromspeicherung zu verwenden nicht zielführend ist.

Daher werden neuartige Konzepte, die schnell und zuverlässig etabliert werden können und ausreichende Speicherkapazitäten auf absehbare Zeit zur Verfügung stellen, benötigt. Diese Voraussetzungen können nur durch eine Speicherung von Wasserstoff bzw. Methan erzeugt aus überschüssigem Strom erfüllen. Es ist davon auszugehen, dass eine kurzfristige Umsetzung der Wasserstoffherstellung bzw. der anschließenden Wandlung in Methan möglich ist.

## 7 Bewertung

Ziel der von EBI, GWI und DBI durchgeführten Systemanalyse war ein Vergleich der gegenwärtig verfügbaren zentralen und dezentralen Energiewandlungstechnologien aus gasförmigen Energieträgern für die Versorgung privater Haushalte mit Strom und Wärme. Hierzu wurde in dieser Arbeit zentrale und dezentrale Prozessketten zur Strom- und Wärmegestehung aufgestellt und nach den Gesichtspunkten Primärenergieeffizienz und Klimawirksamkeit beurteilt und verglichen.

Für den Technologievergleich und die Effizienzbewertung sind die angenommenen Randbedingungen von wesentlicher Bedeutung. Deshalb wurde parallel die Entwicklung des Energiebedarfes und dessen Struktur in der häuslichen Energieversorgung im Verbundprojekt durch DBI und GWI untersucht (gesonderte Berichtsteile). Dazu wurden der Hausbestand in Ein-, Mehrfamilien- und Hochhäuser unterschiedlicher Alterstrukturen unterteilt und deren Energieverbrauch identifiziert. Das Ergebnis ist eine Bewertung des Nutzungsgrades einer Energieversorgungskette in Bezug auf das versorgte Objekt.

Aufgrund der zunehmenden Erzeugung von elektrischer Energie aus regenerativen Quellen und der damit verbundenen grundlegenden Umgestaltung des Stromnetzes (s. Kapitel 6.4), der Erzeugungsstruktur und der dadurch notwendigen Erweiterung der Stromspeicherkapazitäten, wurde zusätzlich zum eigentlichen Ziel der Systemanalyse der Pfad Wandlung von Überschussstrom zu Wasserstoff bzw. Methan mit anschließender Speicherung und Nutzung betrachtet.

In einem ersten Schritt wurden in dieser Arbeit kumulierte Energieverbräuche (KEV) angelehnt an VDI 4600 [118] berechnet, um einen Eindruck der eingesetzten Technologien zur Stromerzeugung objektiv und umfassend bewerten zu können. In einem zweiten Schritt wurden die Prozessketten auf anhand der Gesamtenergienutzungsgrade <sup>1)</sup> und der fossilen CO<sub>2</sub>-Emissionen detailliert vergleichend betrachtet. Hierfür wurden die gesamten Lebenswege <sup>2)</sup> die Strom- und Wärmeerzeugung bzw. die Kombination von Strom- und Wärmeerzeugung für typische Kraftwerke und dezentrale Nutzungseinheiten der gängigen Brennstoffe Steinkohle, Braunkohle, Erdgas, Holz und Biogas untersucht.

<sup>1)</sup> Gesamtenergienutzungsgrad ist zusammengesetzt aus dem thermischen und dem elektrischen Nutzungsgrad

<sup>2)</sup> Lebensweg beschreibt in dieser Arbeit die Prozesskette von der Erzeugung/Förderung über den Transport bis hin zur Wandlung der Brennstoffe inklusive der Prozessketten für Hilfsstoffe wie z. B. Dünger für den Pflanzenanbau oder Stahl für Pipelines

## 7.1 Kumulierter Energieverbrauch (KEV)

Die KEV-Werte (Berechnung in Anlehnung an VDI 4600) addieren alle Primärenergien auf, die während des Lebenswegs einer Erzeugungstechnologie (z. B. Förderung von Erdgas bis zur Erzeugung elektrische Energie aus Erdgas) benötigt werden. Der Lebensweg betrachtet dabei den Pfad von der Förderung/Erzeugung/Herstellung bis hin zur Entsorgung inklusive der Primärenergieaufwendungen für zugeführte Produkte wie z. B. Dünger für Energiepflanzenanbau und Stahl für Erdgastransportleitungen. Mit Hilfe des Programms GEMIS (Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme) Version 4.5 können KEV-Werte berechnet werden. Die in diesem Zusammenhang immer wieder angeführten Primärenergiefaktoren ( $f_p$  = benötigte fossile Energie / erzeugte Energie) beziehen sich jedoch im Allgemeinen auf den fossilen Energieeinsatz im häuslichen Wohnbereich (nur Wärmeerzeugung) und sind als Vergleichswerte für die in dieser Arbeit diskutierte Aufgabenstellung nur bedingt zu verwenden. Daher werden zur Orientierung in Tab. 7.1 beispielhafte regenerative Stromerzeugungspfade mit ausgewählten Stromgestehungspfaden auf Basis konventioneller Kraftwerken verglichen. Für eine Betrachtung der CO<sub>2</sub>-Äquivalenzemission ist der nichterneuerbare Anteil des KEV von Bedeutung. Die Summe der nichterneuerbaren und der erneuerbaren Anteile des KEV geben einen Eindruck über die Gesamtenergienutzungsgrade der Prozessketten. Zu erkennen ist, dass der KEV für nichterneuerbare Energie (KEV<sub>ne</sub>) für die regenerativen Energiequellen immer kleiner 1 sind und die Windenergie einen klaren Vorteil gegenüber den anderen häufig aufwändigeren Erzeugungspfaden aufweist. An dieser Stelle ist anzumerken, dass der in der EnEV Fassung 2009 angegebene Primärenergiefaktor für eingespeistes Biogas von 1,1 [119] als zu hoch zu bewerten ist und in dieser Arbeit nicht verwendet wurde. Stattdessen wurden die fossilen Energieaufwände für auf Biogas und Holz basierenden Prozessketten anhand von Literaturdaten abgeschätzt.

Entsprechend Tab. 7.1 liegen bei den regenerativen Energiequellen die Gesamtaufwände (KEV<sub>ne</sub> + KEV<sub>e</sub>) für die Stromerzeugung aus Biogas mit Maissilage sowie Waldholzkraftwerken ca. dreifach so hoch wie die Gesamtaufwände für die Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik sowie der Holzvergasung. Dies ist beim Biogas auf den Erzeugungsaufwand inkl. z. B. Feldarbeiten und Dünger der Biomassen zurückzuführen. Bei Waldholzkraftwerk ist der geringe elektrische Wirkungsgrad die Ursache. Nicht beachtet ist bei dieser KEV-Betrachtung, dass durch Wind und Sonne erzeugte Energie entsprechende Schattenkapazitäten vorgehalten werden müssen. Diese den regenerativen Energien zuzurechnenden Verbräuche und CO<sub>2</sub>-Emissionen können jedoch erst in einem weiteren Schritt betrachtet werden. Anzumerken ist, dass nur ca. 5 - 10 % der installierten Windleistung und ca. 1 % der installierten Photovoltaikleistung als gesicherte Leistung gelten und somit ca. 90 - 95 % der installierten Leistung bei der Windkraft bzw. 99 % bei der Photovoltaik jederzeit ersetzt werden können müssen [13]. Tab. 7.1 zeigt auch auf, dass die nichterneuerbaren KEV-Werte KEV<sub>ne</sub> für die fossilen Technologien ca. 3,5 bis 10 mal höher sind als die regenerativen Technologien, was das Einsparvermögen an CO<sub>2</sub> wiedergibt. Da die KEV-Werte keinen einfach erfassbaren Vergleich zulassen, wurde im Wei-

teren wie Eingangs erwähnt als Vergleichskriterien Gesamtenergienutzungsgrade und fossile CO<sub>2</sub>-Emissionen gewählt.

Tab. 7.1 Kumulierte Energieverbrauch (KEV) unterschiedlicher Stromerzeugungssysteme [120, eigene Berechnungen mit dem Programm GEMIS]  
Angegebene Werte sind beispielhafte Prozessketten

System Energieerzeugung	KEV <sub>ne</sub> in TJ/TJ	KEV <sub>e</sub> in TJ/TJ	Summe
Kraftwerkspark	2,57	0,32	2,89
GuD-Kraftwerk	2,02	0,00	2,02
Importkohle-Kraftwerk	3,00	0,01	3,01
Biogas Direktverstromung (Maissilage)	0,33	2,79	3,12
Biogas Einspeisung (Maissilage)	0,55	2,58	3,13
Windpark onshore (10 MW)	0,04	1,00	1,04
Windpark offshore (50 MW)	0,03	1,00	1,03
Photovoltaik	0,47	1,02	1,49
Waldholz Kraftwerk Verstromung (10 MW)	0,12	3,69	3,81
Waldholz Vergasung Verstromung (11 MW)	0,10	1,08	1,18
Waldholz Vergasung Verstromung (93 MW)	0,12	1,30	1,42
Holz Vergasung SNG (167 MW)	0,07	1,54	1,61

KEV<sub>ne</sub> = KEV betrachtet für nicht erneuerbare Energie = eingesetzte Primärenergie / erzeugte elektrische Energie

KEV<sub>e</sub> = KEV betrachtet für erneuerbare Energie = eingesetzte erneuerbare Energie / erzeugte elektrische Energie

## 7.2 Vergleich Gesamtenergienutzungsgrad und fossile CO<sub>2</sub>-Emissionen von beispielhaften Prozessketten

In diesem Kapitel werden Prozessketten zur Strom- und Wärmeerzeugung untersucht und verglichen, die elektrische und thermische Energie zentral in Großkraftwerken oder dezentral in größeren BHKWs Haushalten zur Verfügung stellen. Ferner werden Prozessketten zur Erzeugung und Einspeisung der gasförmigen Brennstoffe Biogas und SNG bewertet. Als dritter Aspekt wird die Wandlung von volatilen Überschussmengen an elektrischer Energie aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen in Wasserstoff bzw. Methan mit an-

schließender Einspeisung in das Erdgasnetz und anschließender Wiederverstromung betrachtet.

Insgesamt wurden 56 Prozessketten evaluiert (s. Tab. 7.3). Die gewonnenen Daten wurden an das Gaswärme-Institut e.V. für die weiteren Berechnungen zur häuslichen Energieversorgung übergeben. Die Definitionen der betrachteten Prozessketten sowie die Berechnungen inklusive der Randbedingungen und Annahmen sind im Anhang beschrieben.

Als Vergleichskriterien dienen in diesem Bericht Energienutzungsgrade und fossile CO<sub>2</sub>-Emissionen. Als Basis dient die Lebenswegbetrachtung. Der Lebensweg beschreibt in dieser Arbeit die Prozesskette von der Erzeugung/Förderung über den Transport bis hin zur Wandlung der Brennstoffe inklusive der Prozessketten für Hilfsstoffe wie z. B. Dünger für den Pflanzenanbau oder Stahl für Pipelines.

Der **Energienutzungsgrad** gibt dabei den nutzbaren Anteil der chemischen Energie eines Brennstoffes (Stein-, Braunkohle, Erdgas und Biomasse) wieder, der nach Abzug der für die Prozesskette innerhalb des Lebensweges notwendigen Energieaufwände weiterhin im zur Verfügung stehendem Brennstoff gebunden ist bzw. nach der Wandlung als elektrische oder thermische Energie zur Verfügung steht. Die verbleibende nutzbare chemische Energie bzw. thermische und elektrische Energie wird als Anteil der ursprünglichen chemischen Energie in % angegeben. Neben eigenen Abschätzungen/Berechnungen auf Basis von Literaturangaben wurde das Programm GEMIS (Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme) Version 4.5 zur Berechnung von fossilen Energieverbräuchen bei der Biomasseproduktion herangezogen.

Die **fossilen CO<sub>2</sub>-Emissionen** wurden auf Basis eines mittleren Kohlenstoffanteils der eingesetzten Brennstoffe (s. Tab. 7.2) bzw. auf Basis von GEMIS-Daten (Global Emissions-Modell Integrierter Systeme Version 4.5) ermittelt.

Tab. 7.2 Spezifische fossile CO<sub>2</sub>-Emissionen bezogen auf chemische Energie des Brennstoffs [121, 122, eigene Berechnungen, Berechnungen mit GEMIS 4.5]

	CO <sub>2</sub> in g/kWh
Deutscher Strommix	215
Braunkohle	342
Steinkohle	343
Erdgas	201
Holz	34
Biogassubstrat	38

Die Ergebnisse des ökologischen (CO<sub>2</sub>-Emissionen) und des energetischen (Gesamtenergienutzungsgrade) Vergleichs der Prozessketten sind in Abb. 7.2, - Abb. 7.4 dargestellt.



Tab. 7.3 Übersicht Varianten

Prozessketten	Variante	Daten an GWI
Steinkohlekraftwerk konventionell	1 - 3	1, 3
Steinkohle IGCC Methanisierung	4 - 8	5, 6
Steinkohle IGCC GuD	9 - 11	
Steinkohle IGCC H <sub>2</sub>	12 - 16	
Holz HKW (20 - 50 MW)	17	
Holz Wirbelschicht Methanisierung	18 - 22	20, 21
Holz Wirbelschicht H <sub>2</sub>	23 - 27	
Holz Wirbelschicht Gasturbine	28 - 30	
Braunkohle konventionell	31 - 33	
Biogas	34 - 38	34, 36, 37
Erdgas BHKW (< 2 MW)	39	39
Erdgas Gasturbine	40 - 42	40
Erdgas GuD	43 - 45	43, 45
Deutscher Strommix	46 - 49	
Windkraft	50	
Photovoltaik	51	
H <sub>2</sub> /CH <sub>4</sub> aus Windkraft	52 - 56	
Rohstoff Holzpellet, Holzhack- schnittel	Keine Prozesskette	Daten übergeben

Abb. 7.1 gibt die fossilen CO<sub>2</sub>-Emissionen und die Gesamtenergienutzungsgrade für die an das GWI übergebene Prozessketten wieder. Die Prozessketten spiegeln häufig eingesetzte Technologien zur Strom und Wärmeherstellung sowie beispielhafte Vergasungstechnologien wieder. Ferner sind in Abb. 7.1 vergleichend die gasförmigen Brennstoffe Biogas und SNG aus Holz und Kohle eingetragen, die als Brennstoff den Haushalten angeboten werden.

Zu erkennen ist, dass die Wandlung zu Strom und nutzbare Abwärme zwischen 10 und 20 %-Punkte des Gesamtenergienutzungsgrades benötigt. Bei einer häuslichen Nutzung dürfte der Gesamtenergienutzungsgrad im Vergleich zu den brennstoffäquivalenten vor-Ort-Nutzungen höher liegen, da der Wärmetransport entfällt. Zu erkennen ist jedoch, dass die regenerativen gasförmigen Brennstoffe im Vergleich zu den besten Erdgasprozessketten niedrigere Gesamtenergienutzungsgrade bei einer häuslichen Wandlung erreichen.

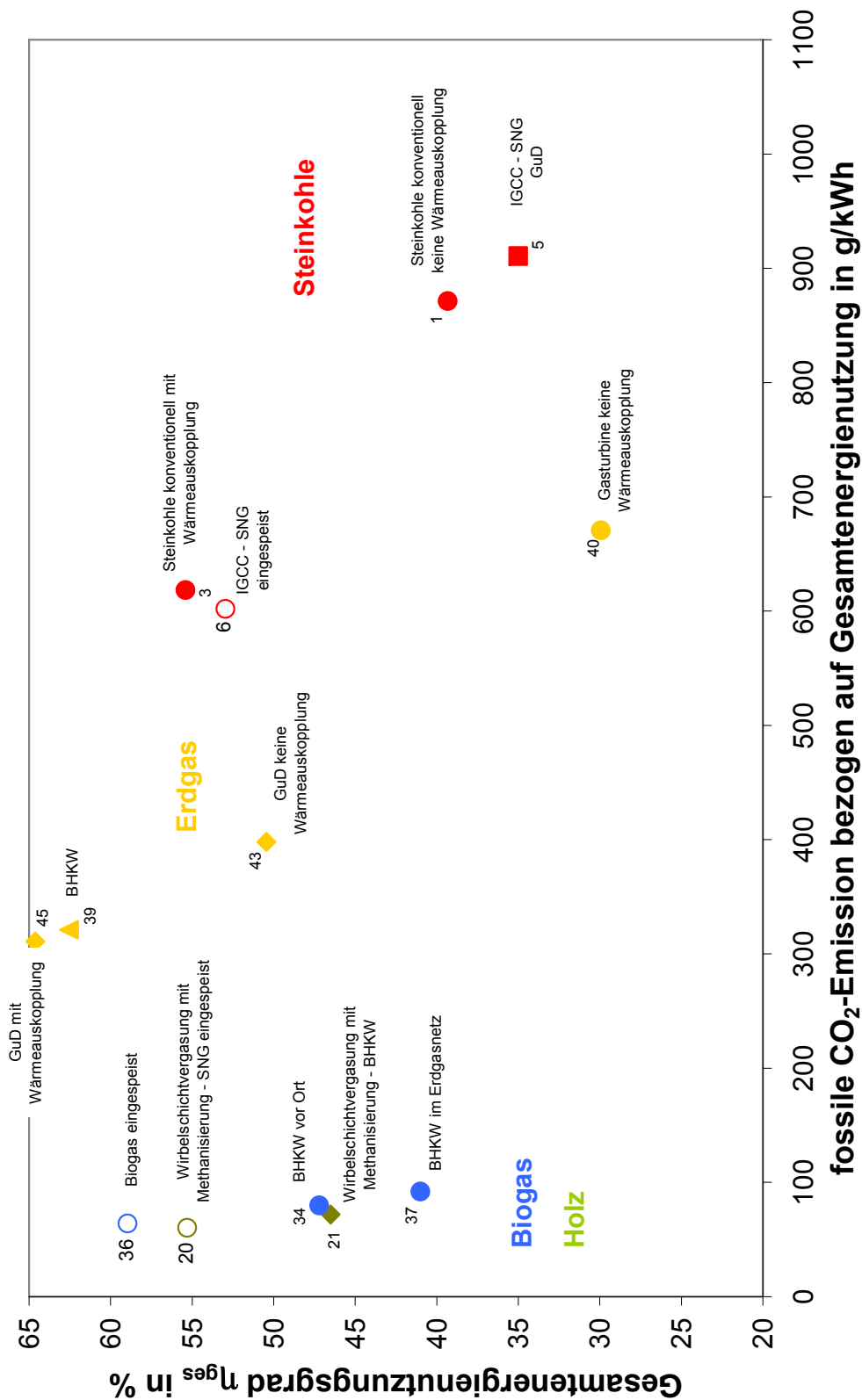


Abb. 7.1 Gesamteffizienzgrade und fossile CO<sub>2</sub>-Emission ( an GWI übergebene Daten)

Abb. 7.3, zeigt weiterhin, dass die Auskopplung von Wärme bei vergleichbaren Prozessen einen niedrigeren elektrischen Nutzungsgrad zur Folge hat. Allerdings wird aus dem Vergleich von Abb. 7.4 und Abb. 7.3 mit Abb. 7.2 deutlich, dass der Gesamtenergienutzungsgrad für vergleichbare Prozessketten mit einem hohen thermischen Nutzungsgrad höher liegt, als für Prozessketten mit einem hohen elektrischen Nutzungsgrad. Der bewertende Vergleich der erzeugten Energiequalitäten (Strom und Wärme) in Form einer Exergie-betrachtung wurde in dieser Arbeit nicht durchgeführt.

Insbesondere BHKWs weisen daher entsprechend hohe Gesamtenergienutzungsgrade auf. Zu beachten ist, dass die Auskopplung von thermischer Energie aus Großkraftwerken begrenzt sind. Die in dieser Untersuchung gewählten Kraftwerksgrößen können bei günstiger Lage zur Stromerzeugung bei gleichzeitiger Abwärmenutzung eingesetzt werden. Daher sind insbesondere kleinere bis mittlere Stromerzeugungsanlagen prädestiniert für eine KWK-Nutzung. Sie weisen zwar einen mäßigen elektrischen Nutzungsgrad auf, verfügen dagegen aber über ein hohes Abwärmenutzungspotenzial (KWK). Deutlich wird dies bei den Biomassepfaden, deren elektrischen Nutzungsgrade zwischen 15 und 35 % und somit meist unterhalb des deutschen Strommixes mit 33 - 35 % liegen (s. Abb. 7.4 und Abb. 7.3). Dies bedeutet, dass für den Ausbau einer effizienten Nutzung der Energieträger verstärkt kleine und mittlere KWK-Kraftwerke gebaut werden müssen, die allerdings die Grundlast (über das Jahr gleichmäßige Wärmeabnahme) bei der Wärmebereitstellung tragen müssen.

Beim Vergleich der fossilen CO<sub>2</sub>-Emission des deutschen Strommixes mit den betrachteten Pfaden wird deutlich, dass die regenerativen Energiequellen und die Abwärmenutzung (KWK) ein großes Minderungspotenzial bzgl. des fossilen CO<sub>2</sub>-Ausstoßes aufweisen. Ferner ist zu erkennen, dass eine Nutzung von Erdgas in GuD-Kraftwerken eine Absenkung der fossilen CO<sub>2</sub>-Emissionen gegenüber Kohle um ca. 50 % bewirken würde. Da bei der Stromerzeugung 2009 knapp 43 % des Stroms mit Braun- und Steinkohle in Kraftwerken mit teilweise niedrigen Wirkungsgrad erzeugt wurde, kann bei einem Brennstoffwechsel auf Erdgas der neuesten Generation über 25 % der fossilen CO<sub>2</sub>-Emission eingespart werden. Diese hier aufgezeigte Tendenz der CO<sub>2</sub>-Reduzierung durch den Einsatz von Erdgaskraftwerken wird durch [7] bestätigt. In [7] wird darauf hingewiesen, dass das beste Erdgas-GuD-Kraftwerk nur ca. 51 % der CO<sub>2</sub>-äquivalenten Emissionen aufweist wie ein mit Steinkohle betriebenes Dampfkraftwerk mit nachgeschalteter CO<sub>2</sub>-Entfernung (CCS), was die Rechnungen bestätigt.

Dies wird auch in Abb. 7.2 bis Abb. 7.4 deutlich, da die KWK-Varianten bei höheren Gesamtenergienutzungsgraden gleichzeitig niedrigere spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen aufweisen. Dies ist im Wesentlichen auf einen besseren Wirkungsgrad bei der Wärmeerzeugung gegenüber der Stromerzeugung zurückzuführen. Aus diesen Zahlen ist daher gut ableitbar, dass durch Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) einfach und effizient CO<sub>2</sub> eingespart werden kann. Zusätzlich könnte die CO<sub>2</sub>-Bilanz für gasbasierte Energieträger noch wesentlich besser ausfallen, wenn z. B. das bei der Biogaseinspeisung abgeschiedene CO<sub>2</sub> mit Wasserstoff, erzeugt aus regenerativ erzeugtem Strom (z. B. Überkapazitäten), zu Methan (SNG) umgewandelt und in das Erdgasnetz eingespeist werden würde. Der Kohlenstoff im Methan würde Kohlenstoff im Erdgas ersetzen und somit fossiles CO<sub>2</sub> vermeiden.

Nach erster Schätzung entsprechend Abb. 7.2 würde je nach Variante BHKW oder GuD zwischen 270 und 300 g/kWh CO<sub>2</sub> bezogen auf chemische Energie des Brennstoffs zusätzlich eingespart.

Abb. 7.3 für alle Pfade und Abb. 7.4 als Detaillierung der Biomassepfade teilen den in Abb. 7.2 dargestellten Gesamtenergienutzungsgrad in den elektrischen und den thermischen Nutzungsgrad auf. Bei dieser Betrachtung fällt auf, dass die elektrischen Nutzungsgrade der Biomassepfade zwischen 15 und 35 % liegen und somit unterhalb des deutschen Strommixes. Allerdings werden Gesamtenergienutzungsgrade zwischen 26 und 48 % erreicht. Die erzielbaren Nutzungsgrade für die Nutzung von Überschussenergie aus Windkraft über den Pfad der Wasserstoffherstellung und ggf. Methanisierung mit nachgeschalteter Speicherung und anschließender Verstromung weist hohe Gesamtenergienutzungsgrade auf, wenn als Start die Überschussenergie angesetzt wird. Diese Vorgehensweise ist legitim, da sonst die Überschussenergie nicht genutzt werden könnte. Gegenüber der Stromerzeugung mit Kohle ist eine Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen um den Faktor 20 - 25 bei ähnlichen elektrischen Nutzungsgraden zu erwarten (s. Abb. 7.3). Gegenüber Erdgas wird der Faktor auf ca. 10. halbiert. Wesentlicher Vorteil der Wandlung elektrischer Überschussenergie zu Wasserstoff oder Methan ist die Möglichkeit der Speicherung und die damit verbundene Erhöhung der Versorgungssicherheit. Das gespeicherte Gas kann bei Bedarf in BHKWs oder in Erdgaskraftwerken verstromt werden.

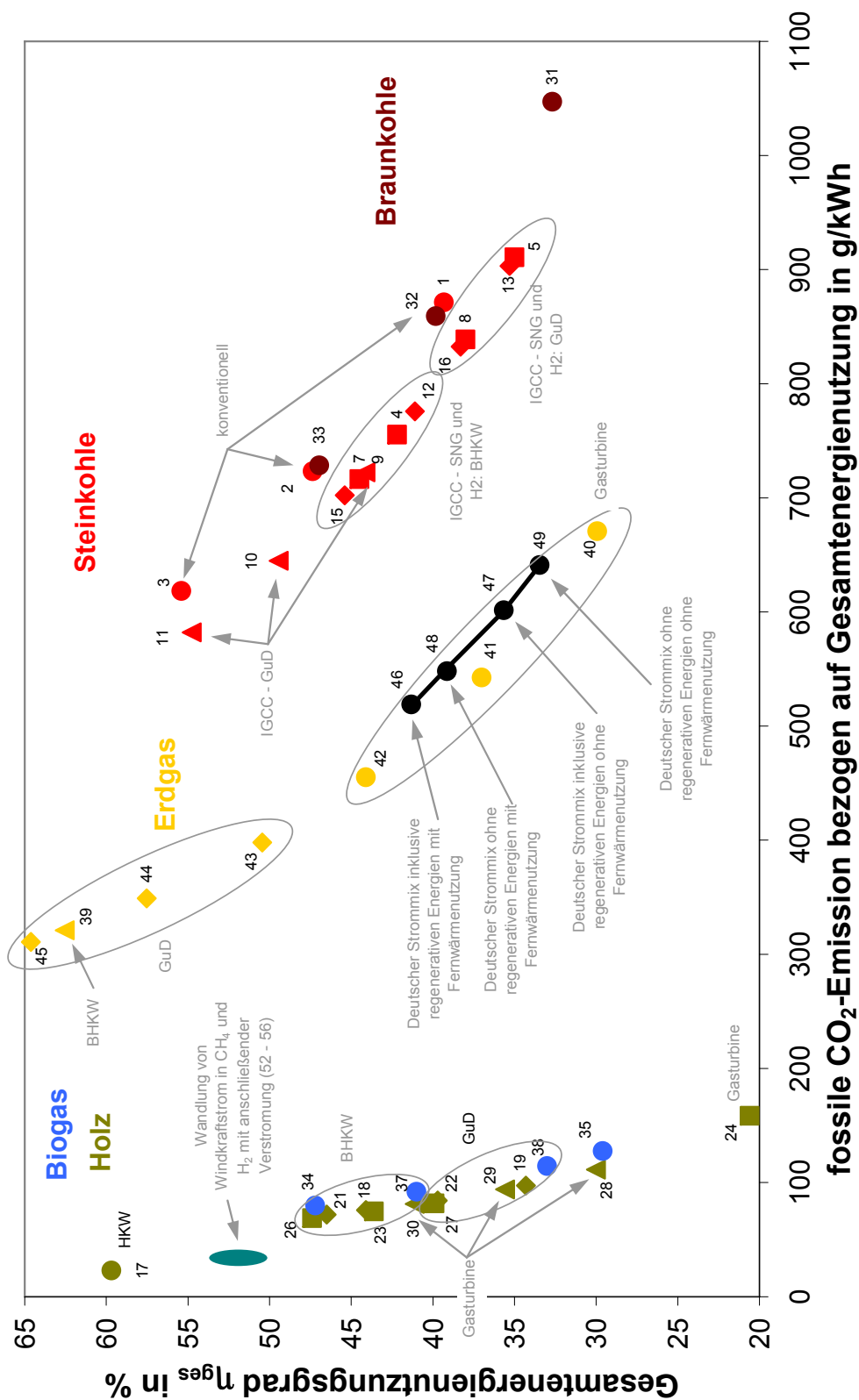


Abb. 7.2 Gesamteffizienzgrade und fossile CO<sub>2</sub>-Emission



82

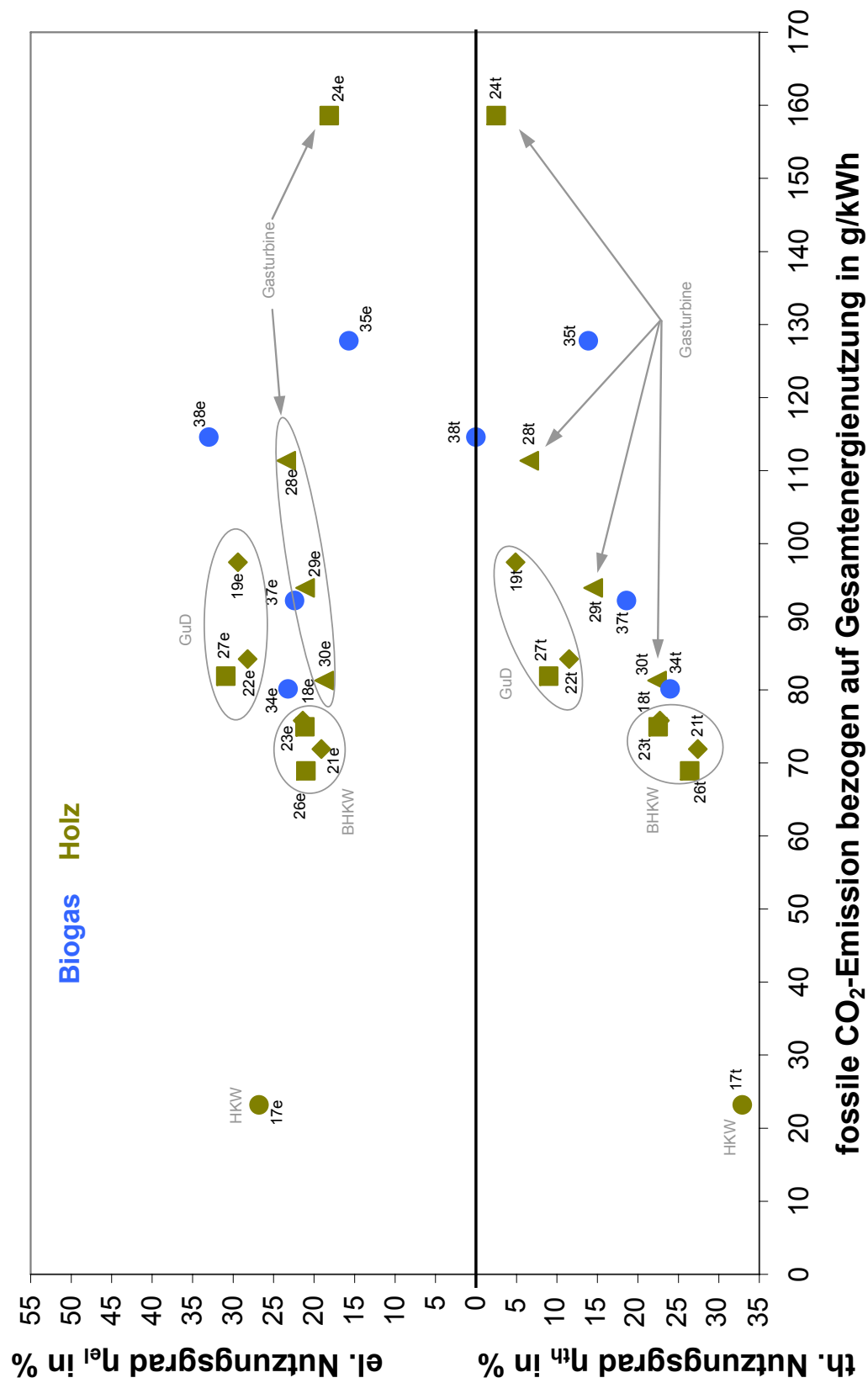


Abb. 7.4 Elektrische und thermische Nutzungsgrade und fossile CO<sub>2</sub>-Emission (II)

## 7.3 Fazit

Die Herausforderung zur Integration regenerativer Energiequellen in das bestehende Energieversorgungssystem und die Minderung klimawirksamer Emissionen, die die Politik der Energiewirtschaft vorgibt, kann nicht allein von einer Branche wie z. B. der Strombranche sinnvoll geschultert werden. Die sichere Erzeugung von Wärme und Strom beim Einsatz von fluktuierenden Energiequellen wie Wind- und Sonnenkraft kann nur sinnvoll erfolgen, wenn die Speicherung von elektrischer Überschussenergie gelingt. Diese gespeicherte Überschussenergie kann zum Ausgleich in Unterversorgungszeiten dienen. Da jedoch keine kostengünstigen Energiespeicher für elektrische Energie in ausreichendem Maß in Deutschland zur Verfügung stehen und ein Ausbau des Stromnetzes im europäischen Raum als zeitaufwändig und teuer angesehen wird, kann eine Speicherung nur über eine Wandlung von Strom in Wasserstoff bzw. Methan erfolgen. Diese Wandlung weist die folgenden Vorteile auf:

- Eine schnelle Verwirklichung ist möglich, da die Technologien weitestgehend und die Infrastruktur zur Verfügung stehen.
- Nutzung der Fluktuationen durch flexible Fahrweisen und gutem Teillastverhalten erscheinen möglich.
- Die gespeicherten regenerativ erzeugten Gase können wiederum in den schnell regelbaren Gaskraftwerken zum Ausregeln des Stromnetzes eingesetzt werden und somit wird die Ausnutzung regenerativer Energiequellen verbessert.
- Die CO<sub>2</sub>-Emission kann gemindert werden.
- Die Transferierung von Strom in andere Märkte wie z. B. Verkehr und Wärme ist unproblematisch und wird unter Nutzung der vorhandenen Technologie und Infrastruktur ermöglicht.
- Thermochemisch und fermentativ erzeugtes Gas ergänzt das Energieportfolio und kann zur Ausregelung beitragen, wenn Speicherkapazitäten vor Ort (kurzfristige Speicherung kleiner einer Stunde) und im Erdgasnetz (langfristige Speicherung bis zu Monaten) vorgesehen werden.
- Bei einem höheren Bedarf an Gas für die Versorgung in den einzelnen Bereichen kann Erdgas unproblematisch verwendet werden. Die Nutzung von Erdgas als Brennstoff für die Stromproduktion verringert die CO<sub>2</sub>-Emission gegenüber den unflexibleren Kohle-Kraftwerken ebenfalls deutlich.

Insgesamt kann das Fazit gezogen werden, dass die Schaffung von Speicherkapazität von regenerativ erzeugtem Überschussstrom die wichtigste Aufgabenstellung beim Umbau der Stromerzeugung von fossilen auf regenerative Energiequellen darstellt. Ferner kann mit Erdgas eine gute Kombination von niedrigen CO<sub>2</sub>-Emission bei hohen Wirkungsgraden (thermisch und elektrisch) erreicht werden. Dies bedeutet, dass Erdgaskraftwerke bzw. Erdgas-BHKWs als gut regelbare Strom- und Wärmeerzeuger an Bedeutung gewinnen müssen.



Ferner konnte identifiziert werden, dass Kraft-Wärme-Kopplung und der Ersatz von Kohlekraftwerken durch GuD-Kraftwerken einen klaren energetischen und auch ökologischen Vorteil bietet.

## 8 Literatur

- [1] BMU; Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2009; (März 2010)
- [2] BMWi, BMU; Energiekonzept – Neun Punkte für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung; Entwurf erstellt auf Basis der Studie „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“ durchgeführt durch Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut (EWI) und Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH (GWS); 7. September 2010
- [3] BMU; Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland – Leitszenario 2009; Reihe Umweltpolitik;  
[www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitszenario2009\\_bf.pdf](http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitszenario2009_bf.pdf) (2009)
- [4] Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut (EWI) und Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH (GWS); Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung; 27. August 2010
- [5] BMU; Erneuerbaren Energien in Zahlen – nationale und internationale Entwicklung; Juni (2010)
- [6] BMU; Weiterentwicklung der Ausbaustrategie Erneuerbare Energien - Leitstudie 2008; (Oktober 2008)
- [7] Schüwer, D., Arnold, K., Dienst, C., Lechtenböhrer, S., Merten, F., Fishedick, M., Supersberger, N., Zeiss, C.; Erdgas: Die Brücke ins regenerative Zeitalter – Bewertung des Energieträgers Erdgas und seiner Importabhängigkeit; Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie im Auftrag von Greenpeace Deutschland e. V.; 25. August (2010)
- [8] Quaschnig, V.; Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert, VDI-Berichte (2000)
- [9] Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET); Windenergie Report Deutschland, 2005
- [10] Köppel, W., Schreck, H., Lubenau, U., Erler, R.; Messprogramm Biogaserzeugung und Biogasaufbereitung; Endbericht DVGW-Forschungsprojekt G1 07 07 A/B (2009)
- [11] Sterner, M., Saint-Drenan, Y.-M., Gerhardt, N., von Oehsen, A., Rohrig, K., Schmid, J.; Auswirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien auf konventionelle Kraftwerke – Lösungen zur EE-Integration; Forum Zukunftsenergien Berlin; 21. April (2010)
- [12] Mihm, A.; Verbraucher zahlen für Überangebot an Öko-Strom; Online-Ausgabe der „Frankfurter Allgemeinen Zeitung“ vom 10.12.2009. URL:  
<http://www.faz.net/s/Rub0E9EEF84AC1E4A389A8DC6C23161FE44/Doc~E1A6A559028CF41F8AD3F57D0E13E3F4E~ATpl~Ecommon~Scontent.html>; Stand: 20.01.2010
- [13] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena); Kurzanalyse der Kraftwerksplanung in Deutschland bis 2020 (Aktualisierung); Berlin, Februar (2010)
- [14] Statistisches Bundesamt;  
<http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/Internet/DE/Content/Statistiken/Energie/Tabellen/Content75/BilanzElektrizitaetsversorgung,templateld=renderPrint.psm1>

- [15] Lechtenböhner, S., Dienst, C., Fishedick, M., Hanke, T., Langrock, T., Assononv; S. S., Brenninkmeijer; Treibhausgasemissionen des russischen Erdgas-Exportpipeline-Systems; Projekt im Auftrag der E.ON Ruhgas AG (2005)
- [16] E.ON; CO<sub>2</sub>-Emission und Verdichterstationen; [www.eon-gastransport.com/cps/rde/xchg/SID-C27E3545-B609738B/eon-gastransport/hs.xsl/2458.htm](http://www.eon-gastransport.com/cps/rde/xchg/SID-C27E3545-B609738B/eon-gastransport/hs.xsl/2458.htm) (2010)
- [17] BMU; Datenbank „Kraftwerke in Deutschland“ – Liste der sich in Betrieb befindlichen Kraftwerke bzw. Kraftwerksblöcke ab einer elektrischen Bruttoleistung von 100 Megawatt; [www.umweltbundesamt.de/energie/archiv/kraftwerke\\_in\\_deutschland.pdf](http://www.umweltbundesamt.de/energie/archiv/kraftwerke_in_deutschland.pdf) ; 10.Juli (2009)
- [18] Kaltschmitt, M., Wiese, A.; Erneuerbare Energieträger in Deutschland, Potentiale und Kosten, Springer Verlag Berlin Heidelberg, 1993
- [19] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU); Erneuerbare Energien in Zahlen. Dezember 2009
- [20] Hoffschmidt, B.; Struktur und Dynamik einer Stromversorgung mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energieerzeuger Energiestudie, Zwischenbericht. Solar-Institut Jülich,(2009)
- [21] BGW-DVGW-Studie; Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeit von Biomasse - Band 1 Gesamtergebnisse und Schlussfolgerungen; Endbericht (2005)
- [22] BMU; Optimierungen für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland; FKZ 0327544 Endbericht mit Materialband (2008)
- [23] DBFZ; Erdgassubstitute aus Biomasse für die mobile Anwendung im zukünftigen Energiesystem; FZK 22031005 FNR Endbericht (2009)
- [24] Eltrop, L.; Die Klimabilanz der energetischen Biomassenutzung; LAG Ökologie B90/Grüne; Januar (2008)
- [25] Neddermann, B.; Status der Windenergienutzung in Deutschland – Stand 30.06.2010; Bundesverband Windenergie e. V.; DEWI GmbH (2010)
- [26] Schlabbach, J.; Elektroenergieversorgung (2009); VDE-Verlag GMBH
- [27] BMWi; Bruttostromerzeugung nach Energieträgern; <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/energiestatistiken,did=180896.html>; April (2010)
- [28] Hörnschemeyer, F.-G.; Themen und Trends zur deutschen Elektrizitätswirtschaft im Jahr 2010 und Daten 2009; Brancheninfo: Elektrizitätswirtschaft der IG Bergbau, Chemie, Energie 12/2010 ( 2010)
- [29] EnBW; [http://www.enbw.com/content/de/der\\_konzern/enbw/neubauprojekte/steinkohlekraftwerk\\_rdk\\_8/index.jsp](http://www.enbw.com/content/de/der_konzern/enbw/neubauprojekte/steinkohlekraftwerk_rdk_8/index.jsp) ; Oktober (2010)
- [30] Sperlich, V.; "Übungsaufgaben zur Thermodynamik mit Mathcad" (2002) Fachbuchverlag Leipzig
- [31] Bine projektinfo 09/06, „Kraftwerke mit Kohlevergasung“: [http://www.bine.info/fileadmin/content/Publikationen/Projekt-Infos/2006/Projekt-Info\\_09-2006/projekt\\_0906internet-x.pdf](http://www.bine.info/fileadmin/content/Publikationen/Projekt-Infos/2006/Projekt-Info_09-2006/projekt_0906internet-x.pdf)
- [32] Meyer; B.; Gasification of Biomass, Waste and Coal; Thermo-chemical Conversion for efficient Power and Fuel Supply – Topsøe Catalysis Forum; Denmark August (2008)
- [33] Wen; C. Y., Desai; P. R., Lin, C. Y.; Factors affecting the thermal efficiency of a gasification process; Symposium on Coal Gasification; Chicago April (1975)
- [34] Schimkat, A.; Klimaschonende Verstromung fossiler Energieträger durch CO<sub>2</sub>-Abscheidung und-Speicherung ET 58 (2008) 6, S. 46 - 48

- [35] RWE; <http://www.rwe.com/web/cms/de/2688/rwe/innovationen/stromerzeugung/clean-coal/igcc-ccs-kraftwerk/>; Oktober (2010)
- [36] Heithoff, J.; Ewers, J.; Technologiepfade der zukünftigen Stromerzeugung bei RWE; Neue Wege in der Kraftwerkstechnik RWTH Aachen: 2. Mai (2006)
- [37] Mills, S.; Coal Gasification and IGCC in Europe. IEA Clean Coal Centre (2006)
- [38] Deschamps, C, et al.; Efficiency of an Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC) power plant including CO<sub>2</sub>-removal, Energy 33 (2008), S. 874 - 881
- [39] Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (ewi); Das GEMS Modell; MEX V Arbeitstreffe 5-3; Oldenburg Juni (2004)
- [40] Hundt, M., Barth, R., Sun, N., Wissle, S., Voß, A.; Verträglichkeit von erneuerbaren Energien und Kernenergien im Erzeugungsportfolio; Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung; Auftraggeber E.ON Energie AG, München (2009)
- [41] ZfK; Großkraftwerke und Erneuerbare – passt das ?; Ausgabe 3 März (2010)
- [42] Hundt, M., Barth, R., Sun, N., Voß, A.; Kernkraftwerke und erneuerbare Energien – die Mär vom „Systemkonflikt“; Energiewirtschaftliche Tagesfragen et 60 Jg heft 10 (2010)
- [43] UBA; Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen 2009 – Nationaler Inventarbericht zum deutschen Treibhauspotenzial 1990 – 2007; [www.umweltbundesamt.de/emissionen/publikationen.htm](http://www.umweltbundesamt.de/emissionen/publikationen.htm) (2009)
- [44] Nordin, N.; Review and Assessment of carbon dioxide capture systems for coal-fired power plants; MSc Thesis School of engineering; Cranfield University; September (2007)
- [45] IPCC; Carbon Dioxid Capture and Storage; Cambridge University Press (2005)
- [46] Deutscher Bundestag; Technikfolgenabschätzung – CO<sub>2</sub>-Abscheidung und – Lagerung bei Kraftwerken; Bericht des Ausschusses für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung; Drucksache 16/9896 Juli (2008)
- [47] COORTEC; Forschungs- und Entwicklungskonzept für emissionsarme fossil befeuerte Kraftwerke; BMWI Nr. 527 Dezember (2003)
- [48] ChemicalLogic Corporation; Phase diagram for CO<sub>2</sub>; <http://www.chemicallogic.com>; Oktober (2010)
- [49] Mazotti, M.; Abscheidung und Speicherung von Kohlenstoffdioxid (CCS); 51. Energie- und Umweltapéro CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Speicherung; Winterthur 27. Mai (2009)
- [50] UBA; Technische Abscheidung und Speicherung von CO<sub>2</sub> – nur eine Übergangslösung; Positionspapier des Umweltbundesamt zu möglichen Auswirkungen, Potenzialen und Anforderungen; [www.umweltbundesamt.de/klimaschutz](http://www.umweltbundesamt.de/klimaschutz) (2006)
- [51] Donnermeyer, M.; CO<sub>2</sub>-abspalten und einlagern – Geht das wirklich? Ist das sicher?; Anwenderforum Power Plant Technology April (2009)
- [52] Göttlicher, G.; CO<sub>2</sub> Mitigation Options; PowerGen Europe - CO<sub>2</sub> Capture & Storage (2003)
- [53] Wall, T. F.; Combustion processes for carbon capture; Proceedings of the Combustion Institute 31 (2007)
- [54] Davison, J.; Performance and costs of power plants with capture and storage of CO<sub>2</sub>; Energy 32 (2007)

- [55] Bundesverband erneuerbare Energien (BEE); Strom-Ausbauprognose der Erneuerbare-Energien-Branche, Stromversorgung 2020 – Wege in eine moderne Energiewirtschaft. Januar 2009
- [56] [http://www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/Themen\\_A-Z/Offshore/NE%2007-2009%20-%20Poseidon.PDF.pdf](http://www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/Themen_A-Z/Offshore/NE%2007-2009%20-%20Poseidon.PDF.pdf), Stand Februar 2010
- [57] Zeitschrift für kommunale Wirtschaft, Ausgabe Februar 2010
- [58] BMWi; Aufkommen und Verwendung von Strom; <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/energiestatistiken,did=180890.html>; Februar (2010)
- [59] BMWi; Einsatz von Energieträgern zur Stromerzeugung; <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/energiestatistiken,did=180890.html>; Februar (2010)
- [60] BMWi; Erneuerbare Energien; <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/energiestatistiken,did=180890.html>; Februar (2010)
- [61] Kremer, G.; Vorteile durch Nutzung drehzahlvariabler BHKWs in Verbindung mit Stromrichtern; Kassler Symposium Energie-Systemtechnik (1999)
- [62] Beer, M., Gobmaier, T., Hauptmann, F., Mauch, W., Pohajsky, R., Steck, M., von Roon, S.; Ganzheitliche dynamische Bewertung der KWK mit Brennstoffzellentechnologie; Endbericht Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.; November (2007)
- [63] Daniel-Gromke, J., Strahl, J., Rensberg, N.; Stand und aktuelle Entwicklungen der Biogasbranche in Deutschland; energie|wasser-Praxis 3/2010; S. 26 - 30 (2010)
- [64] GasNZV; Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung); 2005 zuletzt geändert 17.10.2008; [www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/gasnzv/gesamt.pdf](http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/gasnzv/gesamt.pdf) (2010)
- [65] Plöchl, M., Heiermann, M.; Ökologische Bewertung der Bereitstellung landwirtschaftlicher Kosubstrate zur Biogaserzeugung; Bornimer Agrartechnische Berichte 32 (2002)
- [66] Schaller, B., Nemecek, T., Streit, B., Zihlmann, U., Chervet, A., Sturny, W. G.; Vergleichsökokobilanz bei Direktsaat und Pflug; AGRAR Forschung 13 (11 – 12); S. 482 – 487 (2006)
- [67] Knuchel, R. F., Kägi, T., Hölscher, Th., Müller-Sämann, K., Deimling, S.; Bioenergiekulturen in Südbaden: Energetische Nutzung und Nitratsanierung des Grundwassers; Diskussionsforum Ökobilanzen 30; Bern November (2006)
- [68] Heissenhuber, A., Berenz, S.; Verfahren zur ökonomischen Bewertung der Bioenergieerzeugung; KTBL-Schrift 468 Ökologische und ökonomische Bewertung nachwachsender Rohstoffe (2008)
- [69] Pfeifer, J., Obernberger, I.; Detaillierte Stoff- und Energiebilanzen der Erzeugung und Nutzung von Biogas in einer landwirtschaftlichen Biogasanlage sowie deren Verfahrenstechnische Bewertung; Österreichische Ingenieur- und Architekten-Zeitschrift (ÖIAZ) 151. Jg. Heft 10 – 12 (2006)
- [70] Bajohr, S., Köppel, W., Graf, F., Stehle, H-G., Reimert, R.; „SNG Erzeugung auf Basis thermischer Vergasung Biomasse“, DGMK-Fachbereichstagung Energetische Nutzung von Biomassen, DGMK-Tagungsbericht, Seite 177 – 184 (2006)
- [71] Köppel, W.; Bajohr, S., Graf, F.; Stehle, H. G.; Reimert, R.; "SNG aus Biomasse - Verfahrenstechnische Grundlagen und Herausforderungen" GWF - Gas/Erdgas 148 2, S. 87 – 94 (2007)

- [72] Graf, F.; Köppel, W.; Henrich, T.; Bajohr, S.; Reimert, R.: Konzepte zur Erzeugung und Einspeisung von SNG aus ligninreicher Biomasse“, DGMK-Fachbereichstagung Energetische Nutzung von Biomassen, DGMK-Tagungsbericht 2008-2, Seite 115 – 122 (2008)
- [73] Panek, J. M., Grasser, J.; Practical experience gained during the first twenty years of operation of the great plains gasification plant and implications for future projects; Technical report Dakota gasification company prepared for U.S. Department of Energy Office of Fossil Energy (2006)
- [74] Seiffert, M. et al: „BioSNG – Demonstration of the production and utilization of synthetic natural gas (SNG) from solid biofuels“, Abschlussbericht TREN/05/FP6EN/S07.56632/019895 (2010)
- [75] Pröll, T., Hofbauer, H.; Development and application of a simulation tool for biomass gasification in based processes; International Journal of Chemical Reactor Engineering; Volume 6 Article A 89 (2008)
- [76] Hofbauer, H.; Fischer-Tropsch and Bio-SNG; Central European Biomass Conference; Graz (2008)
- [77] Stürmer, B., Küppers, L., Specht, M.; Gasaufbereitungstechnologien und –verfahren zur Nutzung regenerativer Gas – ReGasNet; Jahresbericht ZSW-BW (2007)
- [78] Girod, K.; 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; Abschlussbericht für das BMBF-Verbundprojekt „Biogaseinspeisung“. Oberhausen (2009)
- [79] Lenz, V., Schwenker, A., Hoffman, F., Kaltschmitt, M.; Erneuerbare Energien; BWK Bd. 62 Nr. 4 (2010)
- [80] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena); "Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahre 2020"; 24.02.2005
- [81] Greenpeace e.V.; [R]enewables 24/7 – Infrastructure needed to save the climate; Greenpeace International (2009)
- [82] Handelsblatt; Deutschland fehlen 3500 Kilometer Hochspannungsleitung; Vorabinformation Netzstudie II der dena (bestätigt durch dena – allerdings noch nicht endabgestimmt) 05. Oktober (2010)
- [83] Kaendler, G.; Koordinierte Netzplanung in Deutschland und Europa; Asset Management; Göttingen 23. Juni (2010)
- [84] BDEW – Kohlmann, R bei der Eröffnungspressekonferenz zur Messe „E-world energy & water“; 09. Februar 2010;  
[http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE\\_82HEB2\\_20100209\\_470\\_000\\_Erzeugungsanlagen\\_fuer\\_erneuerbare\\_Energien?open](http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_82HEB2_20100209_470_000_Erzeugungsanlagen_fuer_erneuerbare_Energien?open); 28.10.(2010)
- [85] Bundesnetzagentur; Bericht zur Auswertung der Netzzustands- und Netzausbauberichte der deutschen Elektrizitätsübertragungsnetzbetreiber gemäß §63 Abs. 4a EnWG; 2008
- [86] May, N.; Ökobilanz eines Solarstromtransfers von Nordafrika nach Europa; Diplomarbeit TU Braunschweig August (2005)
- [87] <http://www.wikipedia.org/wiki/Stromnetz>
- [88] [www.welt.de/wirtschaft/article1537179/Die\\_Blockierer\\_des\\_neuen\\_deutschen\\_Stromnetzes.html](http://www.welt.de/wirtschaft/article1537179/Die_Blockierer_des_neuen_deutschen_Stromnetzes.html)
- [89] Maubach, K.-D.; TU Clausthal; Vorlesung Elektrizitätswirtschaft, Kapitel 5

- [90] Kirschner, M.; Vortrag "Definition des Begriffs Blindleistung" GHK GmbH
- [91] Kurrat, M.; TU Braunschweig; Vorlesung "Grundlagen der Elektrischen Energieübertragung"; 2009
- [92] Zerres, A.; Ausblick zur Rolle der Bundesnetzagentur bei der Netzplanung; Aktuelle Fragen zur Entwicklung der Elektrizitätsnetze -Ermittlung des langfristigen Ausbaubedarfs; Göttingen 16. April 2010
- [93] Universität Rostock; Bericht "Netzintegration der Erneuerbaren Energien im Land Mecklenburg-Vorpommern"; 07/2009
- [94] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena); Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien; Auftraggeber Schluchseewerk AG; Abschlussbereich Februar (2010)
- [95] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena); Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 - 2020 mit Ausblick 2025 (dena.Netzstudie II); November 2010
- [96] VDE-Studie; Energiespeicher im Stromversorgungssystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energie; 2009
- [97] Fenn, H., Metz, D.; Vortrag "Energie für die Zukunft"
- [98] Ter-Gazarian, A.; Energy Storage for Power Systems; Stevenage : Peter Peregrinus Ltd; (1994)
- [99] Tiedemann, A., Srikandam, C., Kreutzkamp, P.; Untersuchung der elektrizitätswirtschaftlichen und energiepolitischen Auswirkungen der Erhebung von Netznutzungsentgelten für den Speicherstrombezug von Pumpspeicherwerken; Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena); (2008)
- [100] Buck, C; Vorratskammern für Strom; Pictures of the Future, Siemens; Herbst 2009; S. 31 – 33 (2009)
- [101] Tamme, R.; Speichertechnologien für erneuerbare Energien – Voraussetzung für eine nachhaltige Energieversorgung; Forschungsverbund Sonnenenergie FVSK; Themen 2006 (2006)
- [102] BMWI; Stand und Entwicklungspotential der Speichertechniken für Elektroenergie – Ableitung von Anforderungen an und Auswirkungen auf die Investitionsgüterindustrie; Fraunhofer ISE, Fraunhofer AST, VKPartner; (2009)
- [103] Sauer, U.; Optionen zur Speicherung elektrischer Energie in Energieversorgungssystemen mit regenerativer Stromerzeugung; Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA); RWTH Aachen
- [104] Max-Planck-Institut für Plasmaphysik; Druckluftspeicher; URL: [http://www.ipp.mpg.de/ippcms/ep/ausgaben/ep200801/bilder/0108\\_speicher\\_dia\\_3.html](http://www.ipp.mpg.de/ippcms/ep/ausgaben/ep200801/bilder/0108_speicher_dia_3.html); Stand: 15.02.2010
- [105] Crotogino, F.; Einsatz von Druckluftspeicher-Gasturbinen-Kraftwerken beim Ausgleich fluktuierender Windenergie-Produktion mit aktuellem Strombedarf; Tagung fortschritt Energiewandlung und –anwendung der VDI-Gesellschaft Energietechnik; Stuttgart (2003)
- [106] Rosseta Technik GmbH; Projektbeschreibung - Energiespeicherwerk für Gleichstromnetze im Nahverkehr; Stand: 16.02.2010
- [107] Varta; DIE ENTWICKLUNG DER BATTERIE - 7 - Lithium-Ionen-Batteriesystem; URL: <http://www.varta-automotive.de/index.php?id=90&L=1>; Stand: 16.02.2010

- [108] ISEA, RWTH Aachen; Batterietechnologie und Speichersysteme - Redox-Flow-Batteriesysteme; URL: <http://www.isea.rwth-aachen.de/eess/technology/redox-flow/>; Stand: 16.02.2010
- [109] Nationale Technologieplattform Smart Grids Austria; Offizielle Definition von Smart Grids; Stand: 16.02.2010
- [110] European Technology Platform for the Electricity Networks of the Future - Smart Grids; <http://www.smartgrids.eu> (2010)
- [111] [www.unendlich-viel-energie.de](http://www.unendlich-viel-energie.de); URL: [http://www.unendlich-viel-energie.de/uploads/media/Vergleich\\_Elektroauto-Pumpspeicherkraftwerk.jpg](http://www.unendlich-viel-energie.de/uploads/media/Vergleich_Elektroauto-Pumpspeicherkraftwerk.jpg); Stand: 16.02.2010
- [112] Krause, H.; Nutzung der Gasinfrastruktur zur Integration Erneuerbarer Energie; Netze – Speicher – Anwendungstechnik – Erdgas – Biogas – Wasserstoff; Gespräche BMU, Berlin 18. August (2010)
- [113] Markus Loehr, GfE Metalle und Materialien GmbH; Mündl. Mitteilung; Januar 2010
- [114] Bossel, U; Wasserstoff löst keine Energieprobleme; Vortragsreihe Krieg oder Bio-wasserstoff; HTWK Leipzig, WS 09/10; (November 2009)
- [115] BMWi; Energie in Deutschland - Trends und Hintergründe zur Energieversorgung in Deutschland (2009)
- [116] Ifeu; Wasserstoff- und Stromspeicher in einem Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbaren Energien: Analyse der kurz- und mittelfristigen Perspektive; im Auftrag des BMU (2009)
- [117] TAB; Zusammenfassung des TAB-Arbeitsberichtes Nr. 123 - Energiespeicher – Stand und Perspektiven (2008); URL: <http://www.tab.fzk.de/de/projekt/zusammenfassung/ab123.htm>; Stand: 16.02.2010
- [118] VDI 4600; Kumulierter Energieaufwand – Begriffe, Definitionen, Berechnungsmethoden; Juni (1997)
- [119] BMVBS; Verordnung zur Änderung der Energieeinsparverordnung; Bundesgesetzblatt Jahrgang 2009 Teil I Nr. 23; <http://www.bmvbs.de/-,302.7567/Energieeinsparverordnung-EnEV.htm>; April (2010)
- [120] Fritsche, U. R., Wiegmann, K.; Treibhausgasbilanzen und kumulierter Primärenergieverbrauch von Bioenergie-Konversionspfaden unter Berücksichtigung möglicher Landnutzungsänderungen; Externe Expertise für das WBGU-Hauptgutachten „Welt im Wandel: Zukunftsfähige Bioenergie und nachhaltige Landnutzung“; WBGU Materialien (2008)
- [121] Wenzel, B.; Vermiedene fossile Energieimporte und externe Kosten; Auftraggeber BMU Abschlussbericht Dezember (2009)
- [122] Memmler, M., Mohrbach, E., Schneider, S., Dreher, M., Herbener, R.; Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger – durch Einsatz erneuerbarer Energien vermiedene Emissionen im Jahr 2007; Umweltbundesamt; Climate Change 12/2009; Oktober (2009)
- [123] DIN V 4701-10; Energetische Bewertung heiz- und raumluftechnischer Anlagen – Teil 10: Heizung, Trinkwassererwärmung, Lüftung; August (2003)
- [124] Hiller, D., Neuburger, C., Löffler, S., Schweizer, M.; Windenergie; Seminar „Energie & Umwelt – eine Herausforderung für Wissenschaft & Ethik; Universität Tübingen (2007)
- [125] BMU; Energieeffizienz bei der Stromerzeugung; <http://www.umweltbundes-amt-daten-zur-umwelt.de/umweltdaten/public/theme.do; sessid=62CA67630505318313840257DB41DE89?nodeId=2849> (2010)



- [126] WWF; Modell Deutschland - Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken; Endbericht durchgeführt durch Öko-Insitut und prognos (2009)
- [127] Zahoransky, R. A.; Energietechnik - Systeme zur Energiewandlung; Kompaktwissen für Studium und Beruf; Friedrich; 3. Auflage; Vieweg & Sohn Verlag, GWV Fachverlag GmbH April (2007)
- [128] Wagner, U., Tzscheutschler, P.; Gutachten zum geplanten Gas-Dampf-Kraftwerk Klagenfurt; Im Auftrag des Amtes der Kärntner Landesregierung Abteilung 15 Umwelt; München 24. Juni (2008)
- [129] Lohrmann, M; Nahwärmenetze erfordern gute Planung; Biogas Journal 2/09 (2009)

## A Prozessketten und Randbedingungen

Zur Berechnung von Abb. 7.2 bis Abb. 7.4 sowie der dazugehörigen Ergebnistabellen Tab. A.10, Tab. A.11, Tab. A.12, Tab. A.13, Tab. A.14 und Tab. A.15 wurden Prozessketten aufgestellt, die ausgehend vom Brennstoff die folgenden Prozessschritte enthält:

Stoffliche Wandlung 1: Wandlung des festen Brennstoffs in einen gasförmigen Brennstoff inklusive einer eventuell notwendigen CO<sub>2</sub>-Entfernung

Stoffliche Wandlung 2: Wandlung von Windstrom in einen gasförmigen Brennstoff

Gastransport: Transport des in der stofflichen Wandlung erzeugten gasförmigen Brennstoffs zur elektrischen Wandlung inklusive der notwendigen Kompression

Elektrische Wandlung: Erzeugung elektrischer Energie

Stromtransport: Transport des elektrischen Stroms zum Verbraucher (Haushalt)

CCS: Abzug des Aufwands für die CO<sub>2</sub>-Entfernung

Die Definitionen der Prozessketten können Tab. A.1.; Tab. A.2 und

Tab. A.3 entnommen werden.

Die Prozessschritte der Prozesskette können Tab. A.4 und Tab. A.5 entnommen werden.

Schlussendlich wurde die nutzbare elektrische und thermische Energie mit der im ursprünglich eingesetzten Brennstoff enthaltene chemische Energie verglichen so dass ein elektrischer und eine thermischer Energienutzungsgrad berechnet werden konnte. Die Wirkungsgrade und Aufwände können Tab. A.6, Tab. A.7, Tab. A.8 und Tab. A.9 entnommen werden.

Die in Tab. A.6, Tab. A.7, Tab. A.8 und Tab. A.9 festgelegten Wirkungsgrade wurden anhand der Angaben und Ergebnisse aus Kapitel 3 - 6 und mit Daten aus [6, 19, 20, 30, 60, 123 - 126] abgeschätzt.

Speziell wurde die Verringerung der elektrischen Wirkungsgrade bei Wärmeauskopplung in Kraftwerken und die damit verbundenen thermischen Wirkungsgraden [127, 128] entnommen.

Der Leitungsverlust beim Stromtransport wurde entsprechend den Angaben in Kapitel 5.2.1 mit pauschal 5 %, beim Gastransport mit 0,4 % [14 - 16] zzgl. Kompressionsarbeit und beim Wärmetransport mit 30 % [129] der transportierten Energieform angerechnet.

In Tab. A.10 und Tab. A.11 sind Berechnungsergebnisse für elektrische Energienutzungsgrade für die verschiedenen Varianten zusammengefasst. Zu beachten ist, dass keine Stromtransportverluste für Photovoltaik auftreten, da die erzeugte Strommenge in das Niederspannungsnetz eingespeist und in der näheren Umgebung verbraucht wird. Die Basis bildet die elektrische Energie, die vom Wechselrichter abgegeben wird, so dass die Verluste des Wechselrichters nicht zum tragen kommen. Bei Windkraft wiederum ist

davon auszugehen, dass mehrere Windkraftanlagen zu einem Windpark zusammengeschaltet werden und dann in das Höchst- bzw. Hochspannungsnetz einspeisen, so dass Transportverluste auftreten. Die Nutzungsgrade geben jedoch keine Auskunft über die tatsächlich eingespeiste Strommenge. Eine Fluktuation der eingespeisten Strommengen konnte in die Abschätzung nicht einberechnet werden, so dass über das Jahr eine gleichmäßige Stromerzeugung angenommen wurde. Grundsätzlich ist festzustellen, dass die Stromgestehung ohne stoffliche Wandlung zu höheren Energienutzungsgraden führt. Hier ist insbesondere die mit Erdgas betriebene GuD-Technik von Bedeutung.

In diesem Bericht wurden die maximal möglichen Nutzungsgrade angegeben, was insbesondere bei größeren Stromerzeugungsanlagen nicht über das gesamte Jahr bzw. nie erreicht werden wird.

Die politischen Ziele zur CO<sub>2</sub>-Reduktion können nicht allein durch Effizienzerhöhung und Energieeinsparung erreicht werden. Ein weiterer wichtiger Baustein ist die Substitution fossiler durch regenerative Energien. Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit hat für regenerativer Energiequellen die anteilige Substitution der fossilen Energieträgern Erdgas, Öl, Stein- und Braunkohle berechnet.

Tab. A.1: Definition der Prozessketten (Teil 1)

Typ	Auslegung	Nummer
Steinkohle konventionell (> 500 MW)	$\eta_{el} = 46 \%$ ; Wärmeauskopplung 0%	1
	$\eta_{el} = 42,4 \%$ ; Wärmeauskopplung 17,5 %	2
	$\eta_{el} = 39 \%$ ; Wärmeauskopplung 35 %	3
Steinkohle Vergasung mit IGCC-Technologie und anschließender Methanisierung (> 500 MW)	vor Ort BHKW	4
	vor Ort GuD	5
	Einspeisung SNG ins Erdgasnetz	6
	Einspeisung von SNG mit BHKW-Nutzung	7
	Einspeisung von SNG mit GuD-Nutzung	8
Steinkohle Vergasung mit IGCC-Technologie und anschließender GuD-Nutzung (> 500 MW)	$\eta_{GuD,el} = 59 \%$ ; Wärmeauskopplung 0%	9
	$\eta_{GuD,el} = 55,5 \%$ ; Wärmeauskopplung 16 %	10
	$\eta_{GuD,el} = 52 \%$ ; Wärmeauskopplung 32 %	11

Tab. A.2 Definition der Prozessketten (Teil 2)

Typ	Auslegung	Nummer
Steinkohle Vergasung mit IGCC-Technologie und anschließender H <sub>2</sub> -Nutzung (> 500MW)	vor Ort BHKW	12
	vor Ort GuD	13
	Einspeisung als SNG ins Erdgasnetz	14
	Einspeisung von H <sub>2</sub> mit BHKW-Nutzung	15
	Einspeisung von H <sub>2</sub> mit GuD-Nutzung	16
Holz HKW (20 - 50 MW)	Holzackschnitzel	17
Holz Vergasung mit Wirbelschicht-Technologie und anschließender Methanisierung (10 - 50 MW)	vor Ort BHKW	18
	vor Ort GuD	19
	Einspeisung als SNG ins Erdgasnetz	20
	Einspeisung von SNG mit BHKW-Nutzung	21
	Einspeisung von SNG mit GuD-Nutzung	22
Holz Vergasung mit Wirbelschicht-Technologie und anschließender H <sub>2</sub> -Nutzung (10 - 50 MW)	vor Ort BHKW	23
	vor Ort Gasturbine	24
	Einspeisung als H <sub>2</sub> ins Erdgasnetz	25
	Einspeisung von H <sub>2</sub> mit BHKW- Nutzung	26
	Einspeisung von H <sub>2</sub> mit GuD-Nutzung	27
Holz Vergasung mit Wirbelschicht-Technologie und anschließender Gasturbinen-Nutzung (10 - 50 MW)	$\eta_{el} = 35 \%$ ; Wärmeauskopplung 0%	28
	$\eta_{el} = 31,5 \%$ ; Wärmeauskopplung 16 %	29
	$\eta_{el} = 28 \%$ ; Wärmeauskopplung 32 %	30
Braunkohle konventionell (> 500 MW)	$\eta_{el} = 43 \%$ ; Wärmeauskopplung 0%	31
	$\eta_{el} = 39,5 \%$ ; Wärmeauskopplung 17,5 %	32
	$\eta_{el} = 36 \%$ ; Wärmeauskopplung 35 %	33
Biogas (< 1 MW)	vor Ort BHKW	34
	vor Ort Gasturbine	35
	Einspeisung als aufgereinigtes Biogas ins Erdgasnetz	36
	Einspeisung als aufgereinigtes Biogas ins Erdgasnetz mit BHKW-Nutzung	37
	Einspeisung als aufgereinigtes Biogas ins Erdgasnetz mit GuD-Nutzung	38
Erdgas BHKW-Nutzung (< 2 MW)	mit Erdgas betriebenes BHKW	39

Tab. A.3 Definition der Prozessketten (Teil 3)

Typ	Auslegung	Nummer
Erdgas GuD-Nutzung (< 400 MW)	$\eta_{el} = 59 \%$ ; Wärmeauskopplung 0%	43
	$\eta_{el} = 55,5 \%$ ; Wärmeauskopplung 16 %	44
	$\eta_{el} = 52 \%$ ; Wärmeauskopplung 32 %	45
Erdgas Gasturbine-Nutzung (< 400 MW)	$\eta_{el} = 35 \%$ ; Wärmeauskopplung 0%	40
	$\eta_{el} = 31,5 \%$ ; Wärmeauskopplung 16 %	41
	$\eta_{el} = 28 \%$ ; Wärmeauskopplung 32 %	42
Deutscher Strommix mit regenerativen Energien	mit Fernwärmenutzung	46
	ohne Fernwärmenutzung	47
Deutscher Strommix ohne regenerative Energien	mit Fernwärmenutzung	48
	ohne Fernwärmenutzung	49
Windkraft	nur Stromerzeugung	50
Photovoltaik	nur Stromerzeugung	51
CH <sub>4</sub> aus Windkraft; Wiederverstromung in GuD	$\eta_{GuD,el} = 52 \%$ ; Wärmeauskopplung 32 %	52
CH <sub>4</sub> aus Windkraft; BHKW	$\eta_{BHKW,el} = 40 \%$ ; Wärmeauskopplung 45 %	53
H <sub>2</sub> aus Windkraft; GuD	$\eta_{GuD,el} = 50 \%$ ; Wärmeauskopplung 30 %	54
H <sub>2</sub> aus Windkraft; BHKW	$\eta_{BHKW,el} = 34 \%$ ; Wärmeauskopplung 45 %	55
H <sub>2</sub> aus Windkraft; BZ	$\eta_{BZ,el} = 60 \%$ ; Wärmeauskopplung 20 %	56

Tab. A.4 Prozessschritte der Prozessketten (Teil 1)

Nr.	Vergasung + Reinigung	Elektrolyse	Methanisierung	Speicherung + Kompression	H <sub>2</sub> -Shift	CO <sub>2</sub> -Entfernung	Gastransport + Kompression	Stromerzeugung	CCS	Stromtransport	Wärmetransport
	stoffliche Wandlung										
1								X	X	X	
2								X	X	X	X
3								X	X	X	X
4	X		X					X	X	X	X
5	X		X					X	X	X	X
6	X		X			X	X				X
7	X		X			X	X	X		X	X
8	X		X			X	X	X		X	X
9	X							X	X	X	X
10	X							X	X	X	X
11	X							X	X	X	X
12	X				X			X	X	X	X
13	X				X			X	X	X	X
14	X				X	X	X				X
15	X				X	X	X	X		X	X
16	X				X	X	X	X		X	X
17								X	X	X	X
18	X		X					X	X	X	X
19	X		X					X	X	X	X
20	X		X			X	X				X
21	X		X			X	X	X		X	X
22	X		X			X	X	X		X	X
23	X				X			X	X	X	X
24	X				X			X	X	X	X
25	X				X	X	X				X
26	X				X	X	X	X		X	X
27	X				X	X	X	X		X	X
28	X							X	X	X	X
29	X							X	X	X	X
30	X							X	X	X	X
31								X	X	X	X
32								X	X	X	X
33								X	X	X	X
34	X							X		X	X
35	X							X		X	X
36	X					X	X				

Tab. A.5 Prozessschritte der Prozessketten (Teil 2)

37	X					X	X	X		X	X
38	X					X	X	X		X	
39								X		X	X
40								X	X	X	
41								X	X	X	X
42								X	X	X	X
43								X	X	X	
44								X	X	X	X
45								X	X	X	X
46										X	X
47										X	
48										X	X
49										X	
50										X	
51											
52		X	X	X				X		X	X
53		X	X	X				X		X	X
54		X		X				X		X	X
55		X		X				X		X	X
56		X		X				X		X	X

Tab. A.6 Energetische Aufwände Prozessschritte

		stofflich /elektrisch	thermisch
Vergasung + Reinigung thermochemische Verfahren	Wirkungsgrad in %	75	10
Vergasung + Reinigung fermentative Verfahren	Wirkungsgrad in %	75	0
Elektrolyse	Wirkungsgrad in %	80	0
Methanisierung thermochemische Verfahren	Wirkungsgrad in %	80	10
Methanisierung Nr. 52, 53	Wirkungsgrad in %	80	0
Abwärmenutzung bei Nr. 52, 53	Prozentpunkte *)	0	7
Speicherung und Kompression Nr. 52, 53	Wirkungsgrad in %	99	0
Speicherung und Kompression Nr. 54 – 56	Wirkungsgrad in %	96	0
H <sub>2</sub> -Shift	Wirkungsgrad in %	90	5
CO <sub>2</sub> -Entfernung	Prozentpunkte *)	8	0
Gastransport und Kompression Nr. 6 – 8, 20 – 22, 36 – 38	Prozentpunkte *)	2,9	0
Gastransport und Kompression Nr. 14 – 16, 25 – 27	Prozentpunkte *)	3,4	0
Stromtransport	Prozentpunkte *)	5	0
Wärmetransport	Prozentpunkte *)	0	30

\*) Prozentpunkte werden vom Nutzungsgrad beim Prozessschritt abgezogen

Tab. A.7 Wirkungsgrade Stromerzeugung (Teil 1)

Nr.	elektrischer Wirkungsgrad in %	thermischer Wirkungsgrad in %
1	46	0
2	42,4	17,5
3	39	35
4	40	45
5	59	0
6		
7	40	45
8	59	0
9	59	0
10	55,5	16
11	52	32
12	34	45
13	57	0
14	Einseisung H <sub>2</sub>	
15	40	45
16	59	0
17	30	50
18	40	45
19	55	0
20	Einspeisung SNG	
21	40	45
22	59	0
23	35	45
24	30	0
25	Einspeisung SNG	
26	40	45
27	59	0
28	35	0
29	31,5	16
30	28	32



Tab. A.8 Wirkungsgrade Stromerzeugung (Teil 2)

31	43	0
32	39,5	17,5
33	36	35
34	37	52
35	25	30
36	Einspeisung Biogas	
37	40	45
38	59	0
39	40	45
40	35	0
41	31,5	16
42	28	32
43	59	0
44	55,5	16
45	52	32
46	Deutscher Strommix	
47	Deutscher Strommix	
48	Deutscher Strommix	
49	Deutscher Strommix	
50	Windstrom	
51	Photovoltaik	
52	52	32
53	40	45
54	50	30
55	34	45
56	60	20

Tab. A.9 Energetischer Aufwand CCS

Nr.	Prozentpunkte vom elektrischen Nutzungsgrad <sup>*)</sup>
4, 5, 9 – 13, 18, 19, 23, 24, 28 – 30, 40 - 45	8
1 – 3, 31 - 33	12
17	14

<sup>\*)</sup> Prozentpunkte werden vom Nutzungsgrad beim Prozessschritt abgezogen

Zur Verdeutlichung der Rechnung werden beispielhaft ein konventionelles Steinkohlekraftwerk (Prozesskette 2) und eine Wirbelschicht zur Holzvergasung mit anschließender Methanisierung (Prozesskette 21) näher betrachtet.

Prozesskette 2 Steinkohle konventionell mit einer Wärmeauskopplung von 17,5 %:

Ausgegangen wird vom Steinkohle. Diese benötigt für die Förderung, Bearbeitung und Transport bis zum Kraftwerk 10 % der ursprünglich gespeicherten Energie, so dass noch 90 % erhalten bleiben. Nutzbare Abwärme entsteht keine. Eine stoffliche Wandlung ist nicht vorgesehen, so dass direkt zur elektrischen Wandlung gesprungen werden kann. Diese Variante sieht vor, dass elektrische Energie mit einem Wirkungsgrad von 42,4 % erzeugt und Abwärme mit einem Wirkungsgrad von 17,5 % ausgekoppelt werden kann. Dies bedeutet, dass nach der elektrischen Wandlung 38,2 % der ursprünglich im Brennstoff gespeicherten Energie in elektrischer Energie und dass 15,8 % der ursprünglich im Brennstoff gespeicherten Energie in thermisch nutzbarer Energie vorliegt. Sowohl der Strom als auch die Wärme müssen transportiert werden, wobei Verluste auftreten. Nach dem Transport stehen dem Verbraucher 36,3 % der ursprünglich im Brennstoff gespeicherten Energie als elektrische Energie und 11,0 % der ursprünglich im Brennstoff gespeicherten Energie als thermisch nutzbarer Energie zur Verfügung. Diese Daten werden an die Verbundprojektpartner zur Berechnung der häuslichen Energienutzung übergeben.

Prozesskette 21 Holzwirbelschichtvergasung mit Methanisierung, Einspeisung und BHKW-Verstromung:

Für die Anpflanzung, Pflege, Ernte, Bearbeitung und den Transport von Holz. bis zur Vergasungsanlage werden 6 % der ursprünglich gespeicherten Energie benötigt. Bei der Bereitstellung entsteht keine nutzbare Abwärme. Eine stoffliche Wandlung zu Methan ist vorgesehen. Der Wandlungswirkungsgrad der Vergasung wurde mit 75 % und der Abwärmenutzungsgrad (bezogen auf in den Prozess eingebrachte chemische Energie des Brennstoffs) mit 10 % angenommen. Die anschließende Methanisierung weist einen Wirkungsgrad von 80 % mit einem Abwärmenutzungsgrad von 10 % auf. Die CO<sub>2</sub>-Entfernung benötigt 8 Prozentpunkte der nach der Methanisierung im erzeugten Methan enthaltenen chemischen Energie. Nach diesen Prozessschritten sind im erzeugten SNG noch 51,9 % der ursprünglich im Brennstoff enthaltenen chemischen Energie enthalten. Der Transport des Gases inklusive der Einspeisung und der Kompression benötigt 2,9 Prozentpunkte

der nach der CO<sub>2</sub>-Entfernung im Brennstoff enthaltenen chemischen Energie. Die anschließende elektrische Wandlung im BHKW sieht einen elektrischen Wirkungsgrad von 40 % und einen thermischen Wirkungsgrad von 45 % vor. Dies bedeutet, dass nach der elektrischen Wandlung 20,2 % der ursprünglich im Holz gespeicherten Energie in elektrischer Energie und 39,1 % in thermisch nutzbarer Energie vorliegt. Sowohl der Strom als auch die Wärme (Nahwärmenetz) muss transportiert werden. Nach dem Transportaufwand stehen dem Verbraucher 19,1 % der ursprünglich im Brennstoff gespeicherten Energie als elektrische Energie und 27,4 % der ursprünglich im Brennstoff gespeicherten Energie als thermisch nutzbarer Energie zur Verfügung.

Tab. A.10 Abschätzung elektrischer Energienutzungsgrad unterschiedlicher Prozesse (Teil 1) [6, 19, 20, 30, 60, 123 - 128, eigene Berechnungen]

Nr.	Bereitstellung	Stoffliche Wandlung	Gastransport inkl. Kompression auf 70 bar	Strom-erzeugung	Stromtransport	CCS
% des Energieinhalts des Brennstoffes						
1	90			41,1	39,3	27,9
2	90			38,3	36,3	24,9
3	90			35,2	33,4	21,9
4	90	54,0		21,5	20,5	
5	90	54,0		31,9	30,3	
6	90	49,7	48,2			
7	90	49,7	48,2	19,3	18,3	12,9
8	90	49,7	48,2	28,5	27	22,7
9	90	67,5		39,8	37,8	30,2
10	90	67,5		37,5	35,6	28,0
11	90	67,5		35,1	33,4	25,7
12	90	60,8		20,7	19,6	12
13	90	60,8		34,6	32,9	25,3
14	90	54,9	54,0			
15	90	54,9	54,0	21,6	20,5	
16	90	54,9	54,0	31,9	30,3	
17	94			28,2	26,8	13,5
18	94	56,4		22,6	21,4	13,8
19	94	56,4		31,0	29,4	21,9
20	94	51,9	50,4			
21	94	51,9	50,4	20,2	19,1	
22	94	51,9	50,4	29,7	28,2	
23	94	63,5		22,2	21,1	13,5
24	94	63,5		19,0	18,1	10,5
25	94	58,4	56,4			
26	94	58,4	56,4	22,6	21,4	
27	94	58,4	56,4	33,3	31,6	
28	94	70,5		24,7	23,4	15,8

Tab. A.11 Abschätzung elektrischer Energienutzungsgrad unterschiedlicher Prozesse (Teil 2) [6, 19, 20, 30, 60, 123 - 128, eigene Berechnungen]

Nr.	Bereitstellung	Stoffliche Wandlung	Gastransport inkl. Kompression auf 70 bar	Strom-erzeugung	Stromtransport	CCS
% des Energieinhalts des Brennstoffes						
29	94	70,5		22,2	21,1	13,5
30	94	70,5		19,7	18,8	11,2
31	80			34,4	32,68	21,3
32	80			31,6	30,02	18,6
33	80			28,8	27,36	16,0
34	88	66		24,4	23,2	
35	88	66		16,5	15,7	
36	88	60,7	59,0			
37	88	60,7	59,0	23,6	22,4	
38	88	60,7	59,0	34,8	33,0	
39	90			36,0	34,2	
40	90			31,5	29,9	22,3
41	90			28,4	26,9	19,3
42	90			25,2	23,9	16,3
43	90			53,1	50,4	42,8
44	90			50,0	47,5	39,9
45	90			46,8	44,5	36,9
46	90			37,5	35,7	
47	90			37,5	35,7	
48	90			35,2	33,5	
49	90			35,2	33,5	
50	100			< 50,0	< 47,5	
51	100			< 13,0		
52	100	64	63,4	33,0	31,4	
53	100	64	63,4	25,4	24,1	
54	100	80	77,0	38,5	36,6	
55	100	80	77,0	26,2	24,9	
56	100	80	77,0	46,2	43,9	

Biogas: Silierverlust 6 %; Trockensubstanzgehalt TS = 85 %;  $\eta_{\text{el;vor Ort}} = 35 \%$ ;  $\eta_{\text{el;Einspeisung}} = 40 \%$

Tab. A.12 Abschätzung thermischer Energienutzungsgrad unterschiedlicher Prozesse (Teil 1) [6, 19, 20, 30, 60, 123 - 128, eigene Berechnungen]

Nr.	Bereitstellung	Stoffliche Wandlung	Gastransport inkl. Kompression auf 70 bar	Stromerzeugung	Wärmetransport
	% des Energieinhalts des Brennstoffes				
1	90			0	0
2	90			15,8	11,0
3	90				22,1
4	90	6,8		31,1	21,7
5	90	6,8			4,7
6	90	15,8			4,8
7	90	15,8		37,5	26,2
8	90	15,8			11
9	90	9,0		9	6,3
10	90	9,0		19,8	13,9
11	90	9,0		30,6	21,4
12	90	3,4		30,7	21,5
13	90	3,4			2,4
14	90	12,4			3,7
15	90	12,4		36,7	25,7
16	90	12,4			8,7
17	94			47,0	32,9
18	94	7,1		32,4	22,7
19	94	7,1			4,9
20	94	16,5			4,9
21	94	16,5		39,1	27,4
22	94	16,5		16,5	11,5
23	94	3,5		32,1	22,5
24	94	3,5			2,5
25	94	12,9			3,9
26	94	12,9		38,3	26,8
27	94	12,9			9,0
28	94	9,4			6,6

Tab. A.13 Abschätzung thermischer Energienutzungsgrad unterschiedlicher Prozesse (Teil 2) [6, 19, 20, 30, 60, 123 - 128, eigene Berechnungen]

Nr.	Bereitstellung	Stoffliche Wandlung	Gastransport inkl. Kompression auf 70 bar	Stromerzeugung	Wärmetransport
% des Energieinhalts des Brennstoffes					
29	94	9,4		11,3	14,5
30	94	9,4		22,6	22,4
31	80				
32	80			14,0	9,8
33	80			28,0	19,6
34	88			34,3	24,0
35	88			19,8	13,9
36	88				
37	88			26,5	18,6
38	88				
39	90			40,5	28,4
40	90				
41	90			14,4	10,1
42	90			28,2	20,2
43	90				
44	90			14,4	10,1
45	90			28,8	20,2
46	90			8,1	5,7
47	90				
48	90			8,1	5,7
49	90				
50	100	80			
51	100	80			
52	100	64	63,4	27,3	19,1
53	100	64	63,4	35,5	24,9
54	100	80	77,0	23,1	16,2
55	100	80	77,0	34,7	24,3
56	100	80	77,0	15,4	10,8

Biogas: Silierverlust 6 %; Trockensubstanzgehalt TS = 85 %;  $\eta_{\text{el;vor Ort}} = 35 \%$ ;  $\eta_{\text{el;Einspeisung}} = 40 \%$

Tab. A.14 Abschätzung der CO<sub>2</sub>-Emissionen unterschiedlicher Prozesse (Teil 1)

Nr.	Gesamtenergie- nutzungsgrad ohne CCS	Gesamtenergie- nutzungsgrad mit CCS	Fossile CO <sub>2</sub> -Emission		
			CO <sub>2</sub> /kWh el bezo- gen auf Brennstoff	CO <sub>2</sub> /kWh th be- zogen auf Brenn- stoff	CO <sub>2</sub> /kWh Ge- samtenergienut- zung bezogen auf Brennstoff
1	39,3	27,9	871,5		871,5
2	47,4	35,9	943,2	3.107,5	723,6
3	55,4	44,0	1.027,7	1.554,4	618,7
4	42,2	42,2	1.555,3	1.469,3	755,5
5	35,0	35,0	1.052,3	6.783,8	911,0
6	53,0	53,0		6.712,4	602,2
7	44,5	39,1	1.742,3	1.216,9	716,5
8	38,0	33,7	1.180,9	2.898,6	839,1
9	44,1	36,5	842,8	5.061,0	722,5
10	49,5	41,9	895,9	2.300,4	644,8
11	54,8	47,1	956,0	1.488,5	582,1
12	41,1	33,5	1.626,7	1.483,0	775,8
13	35,3	27,7	969,1	13.285,0	903,2
14	56,5	56,5		8.617,3	564,2
15	45,4	45,4	1.586,3	1.260,2	702,3
16	38,3	38,3	1.077,2	3.664,8	832,5
17	59,7	46,4	51,7	42,1	23,2
18	44,1	36,5	156,2	147,3	75,8
19	34,3	26,8	113,7	682,2	97,5
20	55,3	55,3		682,2	60,4
21	46,5	46,5	175,0	122,0	71,9
22	39,7	39,7	118,5	290,7	84,2
23	43,6	36,0	154,9	145,2	75,0
24	20,6	13,0	180,5	1.307,1	158,6
25	59,1	59,1		837,9	55,3
26	47,4	47,4	155,6	123,8	68,9
27	39,9	39,9	105,8	363,1	81,9
28	30,0	22,4	142,6	508,0	111,3



Tab. A.15 Abschätzung der CO<sub>2</sub>-Emissionen unterschiedlicher Prozesse (Teil 2)

Nr.	Gesamtenergie- nutzungsgrad ohne CCS	Gesamtenergie- nutzungsgrad mit CCS	Fossile CO <sub>2</sub> -Emission		
			CO <sub>2</sub> /kWh el bezo- gen auf Brennstoff	CO <sub>2</sub> /kWh th be- zogen auf Brenn- stoff	CO <sub>2</sub> /kWh Ge- samtenergienut- zung bezogen auf Brennstoff
29	35,6	28,0	158,4	230,8	93,9
30	41,1	33,6	178,3	149,4	81,3
31	32,7	21,3	1.047,2		1.047,2
32	39,8	28,4	1.140,0	3.492,1	859,4
33	47,0	35,6	1.250,8	1.746,0	728,8
34	47,2	47,2	163,0	157,6	80,1
35	29,6	29,6	240,9	272,1	127,8
36	59,0	59,0			64,2
37	41,0	41,0	168,9	203,4	92,3
38	33,0	33,0	114,6		114,6
39	62,6	62,6	671,0	708,4	321,1
40	29,9	22,3	671,0		671,0
41	37,0	29,4	745,7	1.992,3	542,6
42	44,1	36,5	838,9	996,2	455,4
43	50,4	42,8	398,1		398,1
44	57,5	50,0	423,2	1.992,3	349,1
45	64,6	57,1	451,7	996,2	310,8
46	41,3		601,8	3784,0	519,2
47	41,3		601,8	3784,0	519,2
48	39,1		641,2	3784,0	548,3
49	39,1		641,2	3784,0	548,3
50	> 45		21		
51	> 13		95		
52	50,5		66,9	109,9	41,6
53	49,0		87,0	84,5	42,9
54	52,7		57,4	129,9	39,8
55	49,2		84,4	86,5	42,7
56	54,7		47,8	194,8	38,4

Mit freundlichen Grüßen  
DVGW-Forschungsstelle  
am Engler-Bunte-Institut  
Bereich Gastechnologie

i. V.

Dr.-Ing. Dipl.-Wirt.-Ing. Frank Graf

i. A.

Dipl.-Ing. Wolfgang Köppel