

# SCHRIFTENREIHE ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT

*Materialien*

*Februar 2016*

## **Konventionelle Kraftwerke**

Technologiesteckbrief zur Analyse  
„Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“

Klaus Görner | Dirk Uwe Sauer (Hrsg.)

„Energiesysteme der Zukunft“ ist ein Projekt von:

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

## Impressum

### Herausgeber

Prof. Dr. Klaus Görner  
Universität Duisburg-Essen  
Lehrstuhl für Umweltverfahrenstechnik und Anlagentechnik  
Leimkugelstraße 10  
45141 Essen  
E-Mail: klaus.goerner@uni-due.de

Prof. Dr. Dirk Uwe Sauer  
RWTH Aachen  
Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe  
Jägerstraße 17/19  
52066 Aachen  
E-Mail: sr@isea.rwth-aachen.de

### Reihenherausgeber

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V. (Federführung)  
Geschäftsstelle, Karolinenplatz 4, 80333 München | [www.acatech.de](http://www.acatech.de)

Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e. V.  
– Nationale Akademie der Wissenschaften –  
Jägerberg 1, 06108 Halle (Saale) | [www.leopoldina.org](http://www.leopoldina.org)

Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e. V.  
Geschwister-Scholl-Straße 2, 55131 Mainz | [www.akademienunion.de](http://www.akademienunion.de)

### Koordinierungsstelle

Dr. Ulrich Glotzbach  
Leiter der Koordinierungsstelle Energiesysteme der Zukunft  
Hauptstadtbüro  
Pariser Platz 4a, 10117 Berlin  
Tel.: +49 (0)30 206 79 57 - 32  
E-Mail: [glotzbach@acatech.de](mailto:glotzbach@acatech.de)

### Koordination / Redaktion

Dr. Berit Erlach, acatech  
Benedikt Lunz, Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe, RWTH Aachen  
Dr. Matthias Merzkirch, Karlsruher Institut für Technologie

### Gestaltung und Satz

Annett Eichstaedt, Karlsruhe  
[unicommunication.de](http://unicommunication.de), Berlin

### Das Akademienprojekt

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



**Leopoldina**  
Nationale Akademie  
der Wissenschaften



## Inhalt

Inhalt .....	3
Abkürzungen und Einheiten .....	5
Methodik und Arbeitsweise.....	7
<b>1 Dampfturbinenkraftwerk – Steinkohle .....</b>	<b>10</b>
1.1 Beschreibung.....	10
1.2 Technische und ökonomische Daten.....	11
1.3 Interdisziplinäre Beurteilung.....	15
1.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit .....	16
1.5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf .....	16
<b>2 Dampfturbinenkraftwerk – Braunkohle, 600-MW-Klasse .....</b>	<b>18</b>
2.1 Beschreibung.....	18
2.2 Technische und ökonomische Daten .....	20
2.3 Interdisziplinäre Beurteilung.....	23
2.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit .....	25
2.5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf .....	25
<b>3 Dampfturbinenkraftwerk – Öl, 300-MW-Klasse .....</b>	<b>28</b>
3.1 Beschreibung.....	28
3.2 Technische und ökonomische Daten .....	29
3.3 Interdisziplinäre Beurteilung.....	30
3.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit .....	30
3.5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf .....	30
<b>4 Gasturbinenkraftwerke .....</b>	<b>32</b>
4.1 Beschreibung.....	32
4.2 Technische und ökonomische Daten .....	33
4.3 Interdisziplinäre Beurteilung.....	34
4.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit .....	35
4.5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf .....	35

5	Gas- und Dampfturbinenkraftwerke .....	36
5.1	Beschreibung .....	36
5.2	Technische und ökonomische Daten .....	37
5.3	Interdisziplinäre Beurteilung .....	41
5.4	Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit .....	42
5.5	Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf .....	43
6	Motorenkraftwerke, 10- bis 25-MW-Klasse .....	44
6.1	Beschreibung .....	44
6.2	Technische und ökonomische Daten .....	44
6.3	Interdisziplinäre Beurteilung .....	48
6.4	Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit .....	48
6.5	Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf .....	48
	Literatur .....	49
	Über das Akademienprojekt .....	51

## Abkürzungen

<b>BDEW</b>	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
<b>BWKW</b>	Blockheizkraftwerk
<b>CAPEX</b>	Investitionskosten (Capital Expenditure)
<b>CCS</b>	Carbon Dioxide Capture and Storage, CO <sub>2</sub> -Abscheidung und -Speicherung
<b>EE</b>	Erneuerbare Energien
<b>FW</b>	Fernwärme
<b>GuD</b>	Gas- und Dampfturbinen
<b>HKW</b>	Heizkraftwerk
<b>KWK</b>	Kraft-Wärme-Kopplung
<b>LUVO</b>	Luftvorwärmer
<b>MTE</b>	Mechanisch-thermische Entwässerung
<b>Nimby</b>	„Not in my Backyard“
<b>NOx</b>	Stickoxide
<b>PW</b>	Prozesswärme
<b>PN</b>	Nennleistung
<b>RES</b>	Residuallast
<b>TBK</b>	Trockenbraunkohle
<b>WTA</b>	Wirbelschichttrocknung mit interner Abwärmenutzung

## Einheiten

<b>a</b>	Jahr
<b>\$</b>	Dollar
<b>€</b>	Euro
<b>GW</b>	Gigawatt (1 GW = 10 <sup>9</sup> W)
<b>GW<sub>e</sub></b>	Gigawatt elektrisch
<b>GW h</b>	Gigawattstunde
<b>°C</b>	Grad Celsius
<b>h</b>	Stunde
<b>K</b>	Kelvin
<b>km</b>	Kilometer
<b>kW</b>	Kilowatt (1 kW = 10 <sup>3</sup> W)
<b>kW<sub>e</sub></b>	Kilowatt elektrisch
<b>kW<sub>t</sub></b>	Kilowatt thermisch

<b>m</b>	Meter
<b>m<sup>2</sup></b>	Quadratmeter
<b>m<sup>3</sup></b>	Kubikmeter
<b>MW<sub>e</sub></b>	Megawatt elektrisch
<b>MW<sub>t</sub></b>	Megawatt thermisch
<b>(MW h)<sub>e</sub></b>	Megawattstunde elektrisch
<b>(MW h)<sub>t</sub></b>	Megawattstunde thermisch
<b>MW<sub>e</sub></b>	Megawatt elektrisch
<b>MW<sub>t</sub></b>	Megawatt thermisch
<b>s</b>	Sekunde
<b>TW</b>	Terawatt (1 TW = 10 <sup>12</sup> W)

## Methodik und Arbeitsweise

Dieser Steckbrief entstand im Rahmen der Ad-hoc-Arbeitsgruppe *Flexibilitätskonzepte* des Akademienprojektes *Energiesysteme der Zukunft (ESYS)*. Er dokumentiert die Ergebnisse der Fachgruppe *Konventionelle Kraftwerke*.

Die Ad-hoc-Arbeitsgruppe *Flexibilitätskonzepte* hat analysiert, wie die Stromversorgung im Jahr 2050 mit einer CO<sub>2</sub>-Einsparung gegenüber 1990 von 80 bis 100 Prozent gestaltet werden könnte. Dabei lag der Fokus darauf, wie die Versorgungssicherheit in der Stromversorgung bei einem wachsenden Anteil volatil einspeisender erneuerbarer Energien sichergestellt werden kann. Für verschiedene Szenarien wurde untersucht, wie die fluktuierende Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik sinnvoll durch sogenannte Flexibilitätstechnologien – flexible Stromerzeuger, Demand-Side-Management, Speicher und Netzausbau – ergänzt werden kann. Hierbei war es das Ziel, sämtliche Möglichkeiten zur Bereitstellung von Flexibilität zu erfassen und zu charakterisieren, um deren Einsatzmöglichkeiten in unterschiedlich ausgeprägten Stromsystemen im Jahr 2050 zu identifizieren.

Um eine valide und aussagekräftige Datenbasis zu erhalten, wurde ein breiter Konsultationsprozess mit Expertinnen und Experten aus Industrie und Wissenschaft durchgeführt. In zehn Fachgruppen wurden die verschiedenen Technologien zur Bereitstellung von Flexibilität analysiert und einer einheitlichen interdisziplinären Bewertung unterzogen.

Die Fachgruppen bearbeiteten folgende Themenkomplexe:

- Windkraftanlagen
- Photovoltaik
- Bioenergie
- Solarthermische Kraftwerke
- Geothermische Kraftwerke
- Konventionelle Kraftwerke
- Energiespeicher
- Demand-Side-Management im Strommarkt
- Demand-Side-Management im Wärmemarkt
- Stromnetze

Der Stand der Technik und die Entwicklungspotenziale für die Zeithorizonte 2023 und 2050 sowie der Forschungs- und Entwicklungsbedarf wurden soweit wie möglich erfasst. Als Basis für die Modellrechnungen, die für die anschließende Analyse *Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Technologien – Szenarien – Systemzusammenhänge*<sup>1</sup> durchgeführt wurden, wurden Technologieparameter wie zum Beispiel Kostendaten und Wirkungsgrade geschätzt. Außerdem wurden Fragen der gesellschaftlichen Akzeptanz, der Materialverfügbarkeit und relevante Aspekte des Energiewirtschaftsrechts sowie des Bau- und Emissionsschutzrechts zur Umsetzung der verschiedenen Technologien diskutiert und mithilfe einer Ampelsystematik bewertet. Das Bewertungsschema ist in Tabelle 1

---

<sup>1</sup> Elsner et al. 2015.

dargestellt. Die Ergebnisse der interdisziplinären Bewertung wurden als Diskussionsgrundlage verwendet, um die Parametersätze für die Modellrechnungen zu definieren.

	Materialverfügbarkeit	Gesellschaftliche Akzeptanz	Energiewirtschaftsrecht inkl. Regulierung	Bau-, Umwelt- und Immissionsschutzrecht	Technologie
	Verfügbarkeit so hoch, dass Einsatz nicht limitiert ist. Keine Maßnahmen zur Sicherung der Ressourcen erforderlich	Hohe Akzeptanz: Weder lokal noch national sind Einwände zu erwarten	Kein Handlungsbedarf, entwickelt sich im bestehenden Rechtsrahmen gut	Keine Konflikte erkennbar	Die Technologie ist bereits heute weit entwickelt und großtechnisch einsetzbar. Es besteht ausreichend Betriebserfahrung.
	Verfügbarkeit vorhanden, aber Maßnahmen zur langfristigen Sicherung erforderlich (zum Beispiel kontinuierliche Innovationsanstrengungen wie Exploration, Verbesserung der Akzeptanz, politische Maßnahmen)	Generell hohe Akzeptanz: Geringe Einflussfaktoren sind möglich, die bei der Umsetzung der Technik Beachtung finden sollten.	Probleme durch leichte Anpassung des bestehenden Rechts möglich (Verordnungen)	Probleme durch leichte Anpassung des bestehenden Rechts möglich (Verordnungen)	Die Technologie ist weit entwickelt. Mehrjährige erfolgreiche Betriebserfahrung mit Demonstrationsanlagen unter realistischen Bedingungen
	Unter bestimmten Umständen könnte die Verfügbarkeit kritisch werden, erhebliche Maßnahmen zur Sicherung der Ressourcen erforderlich. Recycling jenseits des Energieoptimums notwendig	Akzeptanz regional/lokal fraglich. Umfangreiche Aufklärung erforderlich. Verantwortliche müssen Akzeptanzprobleme beachten	Umfangreiche Änderungen und neue Gesetze notwendig	Umfangreiche Änderungen und neue Gesetze ohne Absenkung von Standards notwendig	Keine Erfahrung mit großtechnischen Anlagen, Erhebliche F&E-Anstrengungen sind bis zur großtechnischen Umsetzbarkeit erforderlich
	Verfügbarkeit kritisch, so dass Alternativtechnologien in Erwägung gezogen werden müssen, wenn es nicht gelingt, die Verfügbarkeit erheblich zu verbessern	Akzeptanz gering. Um Technik in relevantem Umfang einzusetzen, sollte Bevölkerung in Entscheidungsfindungsprozess eingebunden werden	Umfangreiche Änderungen erforderlich, die möglicherweise nicht umsetzbar sind	Umsetzung der Technologie bei umfassender Überarbeitung des Bau-, Umwelt- oder Immissionsschutzrechts in Europa möglich, Absenkungen von Standards notwendig	Technologie in frühem Entwicklungsstadium. Auch mit größeren F&E-Anstrengungen ist die großtechnische Umsetzbarkeit 2050 ungewiss
	Verfügbarkeit so gering, dass Technologie nicht in relevantem Umfang einsetzbar ist	In Deutschland nicht (mehr) durchsetzbar	Für einen Betrieb der Technologie notwendiger Rechtsrahmen aus heutiger Sicht nicht möglich oder sinnvoll	Für einen Betrieb der Technologie notwendige Veränderungen des Rechtsrahmens aus heutiger Sicht nicht möglich	Großtechnische Umsetzbarkeit bis 2050 unwahrscheinlich

**Tabelle 1: Bewertungsschema für die interdisziplinäre Betrachtung jenseits der technisch-ökonomischen Bewertung in einem Ampelschema mit fünf Abstufungen von grün bis rot<sup>2</sup>**

Die gleichnamigen *Steckbriefe* stellen das Ergebnis der Datenerhebung und Technologiebewertung durch die Fachgruppen von Mai bis November 2014 dar. Im Rahmen einer dreitägigen Klausurtagung vom 02. bis 04. Dezember 2014, an der die Leiter der Fachgruppen teilnahmen, wurden die Ergebnisse der Fachgruppen vorgestellt und diskutiert. Darauf basierend wurde der Satz an Flexibilitätstechnologien, die in den Modellrechnungen berücksichtigt werden, ausgewählt und die Modellierungsannahmen (zum Beispiel Wirkungsgrade, Kosten) wurden festgelegt. Im Sinne der Konsistenz wurde dabei für die Modellrechnungen teilweise von den in den Steckbriefen dargestellten Zahlenwerten abgewichen. Der vollständige Satz an Modellierungsparametern ist im Anhang der Analyse<sup>3</sup> dokumentiert.

Die Steckbriefe stellen eine von Expertinnen und Experten erstellte Datensammlung für Technologien im Energiesystem dar. Diese richtet sich unter anderem an Energiesystem-Modellierer, denen sie als

<sup>2</sup> Auch bei hoher Materialverfügbarkeit (dunkelgrün, hellgrün) ist das Recycling von Metallen sinnvoll, da es energetisch günstiger ist als die Primärgewinnung, außer wenn die Metalle in höchst komplexen Materialien mit anderen Metallen vermischt sind. Bei schlechterer Verfügbarkeit (gelb, orange) ist Recycling auch bei niedrigen Konzentrationen und komplexer Vermischung sinnvoll (vgl. Wellmer/Herzig et al. 2016).

<sup>3</sup> Elsner et al. 2015.



Grundlage für die Darstellung verschiedener Technologien im Modell dienen kann. Außerdem stellen sie dem Fachpublikum Hintergrundinformationen zur Herleitung der Parameter für die in der Ad-hoc-Gruppe durchgeführten Modellrechnungen zur Verfügung, um diese nachvollziehbar zu machen.<sup>4</sup>

---

<sup>4</sup> Damit möchte die Arbeitsgruppe die verwendete Datengrundlage transparent machen – im Sinne der im Projekt ESYS definierten Anforderungen an Energiesystemmodelle für die wissenschaftliche Politikberatung (vgl. Leopoldina/acatech/Akademienunion 2015).

# 1 Dampfturbinenkraftwerk – Steinkohle

## 1.1 Beschreibung

Abbildung 1 illustriert ein vereinfachtes Anlagenschema eines mit Steinkohle betriebenen Dampfturbinenkraftwerkes. Die per Schiff oder Bahn angelieferte Steinkohle kommt auf das Kohlelager. Förderbänder transportieren sie von hier aus ins Kesselhaus. Dort wird sie zwischengelagert und über Zuteilerbänder und Fallschächte den jeweils zugeordneten Kohlemühlen zugeführt. In den Kohlemühlen wird die Kohle staubfein gemahlen. Anschließend wird sie mit der im Rauchgasluftvorwärmer (LUVVO) vorgewärmten Luft in die Brennkammer des Dampferzeugers eingeblasen und verbrannt.

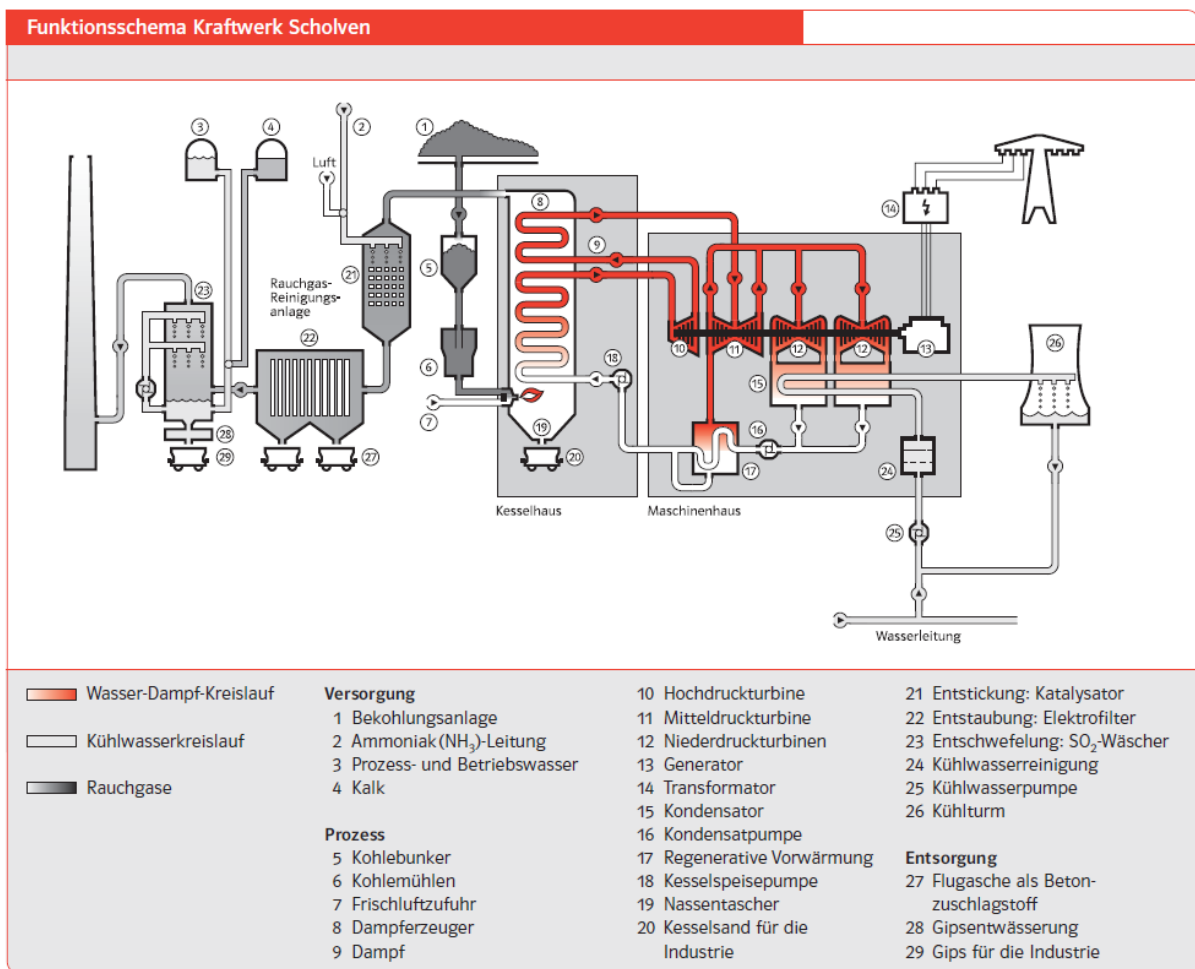


Abbildung 1: Vereinfachtes Anlagenschema mit wesentlichen Komponenten am Beispiel des Kraftwerkes Scholven<sup>5</sup>

Das bei der Verbrennung entstehende heiße Rauchgas durchströmt den Dampferzeuger und überträgt dabei die freigesetzte Wärme an die aus Rohren gebildeten Umfassungswände und an die im Rauchgasstrom hängenden Rohrbündel. Durch die übertragene Wärme verdampft das im Rohrsystem des Dampferzeugers befindliche Speisewasser. In den nachgeschalteten Überhitzerheizflächen

<sup>5</sup> E.ON Kraftwerke GmbH – Scholven 2006.

wird der Dampf auf den gewünschten Frischdampfzustand gebracht. Nach Durchströmung des Dampferzeugers werden die abgekühlten Rauchgase zur Rauchgasreinigung (Entstickung, Entstaubung und Entschwefelung) geführt. Der Frischdampf wird zunächst im Hochdruckteil der Turbine entspannt. Dabei sinkt die Temperatur des Dampfes deutlich ab. Dieser Dampf wird zum Dampferzeuger zurückgeführt und nochmals überhitzt. Im Mittel- und Niederdruckteil entspannt der Dampf dann auf den im Kondensator herrschenden Unterdruck. Im Kondensator wird der entspannte Dampf zu Wasser niedergeschlagen und dabei physikalisch bedingt Kondensationswärme freigesetzt, die mithilfe des umlaufenden Kühlwassers über den Kühlturm in die Atmosphäre abgeleitet wird. Das im Kühlturm rückgekühlte Kühlwasser fließt durch die Rohre des Kondensators und stellt dort den gewünschten Kondensatordruck ein.

Durch das Druckgefälle des Dampfes entsteht kinetische Energie, die über die Turbinenschaufeln auf die Turbinenwelle übertragen wird und diese in Rotation versetzt. Die Umwandlung der Rotationsenergie der Turbinenwelle in elektrische Energie erfolgt im angekoppelten Generator. In einem Magnetfeld zwischen Generatorrotor und umhüllendem Generatorstator wird gemäß dem Induktionsprinzip im Stator Strom erzeugt. Eine konstante Drehzahl von 3.000 Umdrehungen pro Minute stellt die Netzfrequenz von 50 Hertz sicher. Zur Ableitung wird der erzeugte Strom über Transformatoren auf eine Hochspannung transformiert und in das Verbundnetz abgegeben.

## 1.2. Technische und ökonomische Daten

Bei Wärmekraftanlagen, die mit fossilen Brennstoffen betrieben werden, können die CO<sub>2</sub>-Emissionen durch CO<sub>2</sub>-Rückhaltemaßnahmen begrenzt werden (Pre-Combustion, Oxyfuel, Post-Combustion). Hierdurch wird der Eigenbedarf erhöht und der Wirkungsgrad abgesenkt. In den nachfolgenden Tabellen werden entsprechende Angaben gegenüber Anlagen zur reinen Stromerzeugung ohne CCS gemacht, da CCS wegen der Einsatzdauer nicht relevant ist. Die Angaben beziehen sich dabei auf Anlagen ohne KWK.

### Technisch<sup>6</sup>

	2013 <sup>7</sup> (Durchschnitt Bestand)	2023 (Flexibilisierung Bestandsanlagen)	2023 (Neuanlagen)	2050 (Neuanlagen)
Netto-Wirkungsgrad in % (Bestpunkt)	37–38	38	45	48
Netto-Minimallast-Wirkungsgrad in %	35	37	40	43
Minimallast in % PN	40	25	17,5	15
Lasttransient in %PN/min	3	4	6	7
Anfahrzeit kalt in h	4	4	3,5	3
Anfahrzeit heiß in h	2	2	1,5	1

<sup>6</sup> Die hier genannten Angaben beziehen sich auf Anlagen zur reinen Stromerzeugung, ohne KWK und ohne CCS.

<sup>7</sup> In dem Zeitraum von 2010 bis 2013 sind so gut wie keine neuen Kraftwerke ans Netz gegangen, sodass sich die Werte praktisch nicht verändert haben. Allerdings haben sich die Bezugsdaten, zum Beispiel Auslastung – mit Tendenz nach unten –, verändert.

	2013 <sup>7</sup> (Durchschnitt Bestand)	2023 (Flexibilisie- rung Be- standsana- gen)	2023 (Neuanlagen)	2050 (Neuanlagen)
(Vorhaltezeit maximal 8 h)				
Lebensdauer in a	50	50	50	50
Verfügbarkeit in h/a	7.500	7.500	7.500	7.500
Vollastbenutzungsstunden in h/a Ein- schätzung der Nutzungsdauer	3.500	3.500	4.000	1.500–4.500

Tabelle 2: Technische Daten Dampfturbinenkraftwerke – Steinkohle 100- bis 300-MW-Klasse

	2013 (Durchschnitt Bestand)	2023 (Flexibilisie- rung Be- standsana- gen)	2023 (Neuanlagen)	2050 (Neuanlagen)
Netto-Wirkungsgrad in % (Bestpunkt)	40	43	46	50
Netto-Minimallast-Wirkungsgrad in %	36	38	42	44
Minimallast in %PN	40	25	17,5	15
Lasttransient in %PN/min	3	4	6	7
Anfahrzeit kalt <sup>8</sup> in h	4	4	3,5	3
Anfahrzeit heiß in h (Vorhaltezeit maximal 8 h)	2	2	1,5	1
Lebensdauer in a	50	50	50	50
Verfügbarkeit in h/a	7.500	7.500	7.500	7.500
Vollastbenutzungsstunden in h/a	4.500 (4.000 BDEW im Mittel aller Steinkohle- Anlagen)	3.500	4.000	1.500–4.500
Spezifische CO <sub>2</sub> -Emissionen in t/(GW h) <sub>t</sub>	342 <sup>9</sup>			

Tabelle 3: Technische Daten Dampfturbinenkraftwerke – Steinkohle 600-MW-Klasse

<sup>8</sup> Zeit, ab der ein Startvorgang als Kaltstart gewertet wird, beträgt 24 Stunden.

<sup>9</sup> Der C-Gehalt der Kohle von ca. 0,74 kg C/kg Kohle dividiert durch den Heizwert von ca. 29,3 MJ/kg ergibt 0,02526 kg C/MJ multipliziert mit dem Verhältnis der Molmassen von CO<sub>2</sub> zu C, also 44/12. Somit ergibt sich der Wert zu 0,0926 kg CO<sub>2</sub>/MJ oder mit 3,6 als Umrechnungsfaktor zu 0,3334 kg CO<sub>2</sub>/(kW h)<sub>t</sub> = 334 t CO<sub>2</sub>/(GW h)<sub>t</sub>. Der Wert schwankt natürlich etwas, je nachdem, wie der C-Gehalt angenommen wurde. Dieser Wert ist brennstoffspezifisch und für alle Anlagen gleich. Dividiert man diesen Wert durch den elektrischen Nettowirkungsgrad, so erhält man für Anlagen ohne CO<sub>2</sub>-Rückhaltung die spezifische CO<sub>2</sub>-Emission bezogen auf die erzeugte (GW h)<sub>e</sub>. Zum Beispiel für einen Nettowirkungsgrad von 0,45 erhält man den Wert 740,8 t CO<sub>2</sub>/(GW h)<sub>e</sub>.

Ökonomisch<sup>10</sup>

	2023 (Flexibilisierung Bestandsanlagen)	2023 (Neuanlagen)	2050 (Neuanlagen) Real	Anmerkungen
Investitionen <sup>11</sup> in Mio. €/GW (netto)	85	1.700	1.500	Neuanlagen ab 2023 und 2050 gegebenenfalls ausgeführt mit höheren Frischdampftemperaturen, gegebenenfalls unter Einsatz von Nickelbasislegierungen
Jährliche Betriebskosten ohne Brennstoff in % von der Investition	1,5	1,0	1,0	Jährliche Betriebskosten für Hilfs- und Betriebsstoffe sowie für Personalkosten ohne Kosten für CO <sub>2</sub> -Emissionsberechtigungen
Jährliche Wartungskosten in % von der Investition	1,5	1,6	1,6	Leichte Zunahme der Wartungskosten durch den Einsatz von Nickelbasislegierungen im Hochtemperaturbereich
Startkosten <sup>12</sup> in €/MW <sub>PN</sub> (kalt)	60	60	60	
Startkosten <sup>12</sup> in €/MW <sub>PN</sub> (heiß)	40	40	40	

Tabelle 4: Ökonomische Daten Dampfturbinenkraftwerke – Steinkohle 100- bis 300-MW-Klasse

	2023 (Flexibilisierung Bestandsanlagen)	2023 (Neuanlagen)	2050 (Neuanlagen) real	Anmerkungen
Investitionen <sup>13</sup> in Mio. €/GW (netto)	75	1.500	1.400	Neuanlagen ab 2023 und 2050 gegebenenfalls ausgeführt mit höheren Frischdampftemperaturen, gegebenenfalls unter Einsatz von Nickelbasislegierungen
Jährliche Betriebskosten ohne Brennstoff in % von der Investition	1,5	1,0	1,0	Jährliche Betriebskosten für Hilfs- und Betriebsstoffe sowie für Personalkosten ohne Kosten für CO <sub>2</sub> -Emissionsberechtigungen

<sup>10</sup> Die hier genannten Angaben beziehen sich auf Anlagen zur reinen Stromerzeugung, ohne KWK und ohne CCS.

<sup>11</sup> Die Investitionen für 2023 (Flexibilisierung von Bestandsanlagen) beziehen sich auf die Zusatzinvestitionen in Flexibilitätsmaßnahmen bei Bestandsanlagen.

<sup>12</sup> Inklusive zusätzlicher Wartungskosten.

<sup>13</sup> Die Investitionen für 2023 (Flexibilisierung von Bestandsanlagen) beziehen sich auf die Zusatzinvestitionen in Flexibilitätsmaßnahmen bei Bestandsanlagen.

	2023 (Flexibilisierung Bestandsanlagen)	2023 (Neuanlagen)	2050 (Neuanlagen) real	Anmerkungen
Jährliche Wartungskosten in % von der Investition	1,5	1,6	1,6	Leichte Zunahme der Wartungskosten durch den Einsatz von Nickelbasislegierungen im Hochtemperaturbereich
Startkosten <sup>14</sup> in €/MW <sub>PN</sub> (kalt)	60	60	60	
Startkosten <sup>14</sup> in €/MW <sub>PN</sub> (heiß)	40	40	40	
Brennstoffkosten in €/(MW	ca. 10 <sup>15</sup>	ca. 10	16 <sup>16</sup>	

Tabelle 5: Ökonomische Daten Dampfturbinenkraftwerke – Steinkohle 600-MW-Klasse

Bei Wärmekraftanlagen, die als KWK-Anlagen betrieben werden, ist die Brennstoffausnutzung gegenüber einer reinen Stromerzeugung günstiger. In der nachfolgenden Tabelle 6 werden entsprechende Angaben gegenüber Anlagen zur reinen Stromerzeugung gemacht. Die Angaben beziehen sich dabei auf Anlagen ohne CCS.

KWK-Einsatz		2013 (Durchschnitt Bestand)	2023 (Flexibilisierung von Bestandsanlagen)	2023 (Neuanlagen)	2050 (Neuanlagen)
Brennstoffausnutzung in % (Bestpunkt)	FW	70	75	80	80
	PW				

Tabelle 6: KWK-Einsatz Dampfturbinenkraftwerke<sup>17</sup>

### Technische Potenziale

Es wird davon ausgegangen, dass eine KW-Kapazität von rund 5 GW im Jahr aufgrund der vorhandenen Kapazität der weltweit verfügbaren Anlagenhersteller in Deutschland installiert werden könnte. Diese Zubaukapazität versteht sich als mögliche Zubaukapazität für mit Kohle befeuerte Kraftwerke (Braunkohlekraftwerke und Steinkohlekraftwerke). Eine Realisierung dieser maximal möglichen Ausbaupotenziale ist natürlich nur dann möglich, wenn der Energiemarkt so gestaltet wird, dass derartige Investitionen wirtschaftlich sind.

Mögliche Flexibilisierungsmaßnahmen finden sich in der Optimierung der Feuerung sowie der Leittechnik und dem Einsatz neuer Werkstoffe. Es gibt keine Beschränkungen bei Flexibilisierungsmaßnahmen.

<sup>14</sup> Hier sind auch zusätzliche Wartungskosten mit enthalten.

<sup>15</sup> 10 €/(MW h)<sub>t</sub> sind mit einem Heizwert von 29,3 MJ/kg = 29,3/3.600 \* 10 = 0,08 €/kg oder 80 €/t<sub>Kohle</sub>.

<sup>16</sup> 16 €/(MW h)<sub>t</sub> sind mit einem Heizwert von 29,3 MJ/kg = 29,3/3.600 \* 16 = 0,13 €/kg oder 130 €/t<sub>Kohle</sub>.

<sup>17</sup> FW = Fernwärme; PW = Prozesswärme.

### 1.3 Interdisziplinäre Beurteilung

#### Ampelbewertung

Materialverfügbarkeit		X			
Gesellschaftliche Akzeptanz <sup>18</sup>			X		
Energiewirtschaftsrecht inklusive Regulierung			X		
Bau-, Umwelt- und Immissionsschutzrecht	X				
Technologie	X				

Tabelle 7: Ampelbewertung Dampfturbine Steinkohle

#### SWOT-Analyse

	Stärken	Schwächen
intern <sup>19</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hohe Versorgungssicherheit, da Kohlebezug aus politisch stabilen Regionen</li> <li>• Bereitstellung von Arbeitsplätzen in Deutschland</li> <li>• Durch den Bau der Anlagen große Wertschöpfung in Deutschland und darüber hinaus Exportchancen</li> <li>• Niedrige Stromgestehungskosten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Emissionen</li> </ul>
	Chancen	Risiken
extern <sup>20</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reduzierung des Versorgungsrisikos gegenüber anderen Energieträgern wie Erdgas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verringerte Volllastbetriebsstunden durch veränderte Marktbedingungen</li> <li>• Unsicherheit durch die Integration neuer Anlagenkomponenten wie die CO<sub>2</sub>-Abscheideanlage</li> <li>• Akzeptanz in der Bevölkerung</li> </ul>

Tabelle 8: SWOT-Analyse Dampfturbine Steinkohle

#### Gesellschaftliche Akzeptanzprobleme

Bezüglich möglicher Akzeptanzfaktoren von Kohlekraftwerken wurde von folgenden Annahmen ausgegangen: Herkunft der Steinkohle (Stichwort: politisch stabile Regionen), Wissen über CO<sub>2</sub>-Emissionen und benötigten Energiemix der Energiewende (Stichwort: Brückentechnologie, wahrgenommener Nutzen) sowie Image von oder Assoziationen mit Kohle. Das Gewicht der Einflussfaktoren variiert je nach Region und demografischen Gegebenheiten.

<sup>18</sup> Einschätzung basierend auf Pietzner/Scheer, Grundlage ist der aktuelle Stand der Wissenschaft.

<sup>19</sup> Technologieinhärente Faktoren.

<sup>20</sup> Das Technologieumfeld betreffende Faktoren.

## 1.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit

### Beispiele bereits realisierter Anlagen

Siehe Anlagen der Unternehmen E.ON, RWE, STEAG und Vattenfall in Deutschland. Darüber hinaus existieren ähnliche Anlagen in nahezu allen anderen EU-Ländern.

### Hersteller

Alstom, MHPSE, Siemens, IHI, GE, Fisia Babcock, Steinmüller Engineering und viele weitere internationale Hersteller zum Beispiel in den USA, Japan, Indien, China.

## 1.5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf

### Essenzieller Beitrag bis 2023

Durch den Einsatz von bestehenden Steinkohlekraftwerken können in einem erheblichen Umfang Leistungsschwankungen, die durch erneuerbare Energieträger verursacht werden, ausgeglichen werden. Die erforderlichen Residuallasten werden bereits seit einigen Jahren erfolgreich durch Steinkohlekraftwerke bereitgestellt.

### Forschungsbedarf/notwendige (Weiter-)Entwicklungen bis 2023 und 2050

#### *Optimierung der Feuerung*

- Optimierung von Brenneinstellung und Bauart
- Absenkung des Teillastbetriebes der Kohlemühlen
- Optimierung der Anzahl der Mahlanlagen
- Kohlevortrocknung
- Vormahlung und Vorhaltung von vorgetrockneter Kohle
- Auslegung auf breites Kohleband und Biomasse (Multifuel)

#### *Optimierung der Leittechnik*

- Verbesserte Sensorik im Bereich der Feuerung und im Hochtemperaturbereich des Wasserdampfkreislaufs
- Schneller reagierende Stellglieder
- Einsatz moderner Regelalgorithmen und damit Betrieb nah an den Designgrenzen

#### *Einsatz neuer Werkstoffe*

- Untersuchungsprogramm zur Absicherung der Anwendbarkeit dickwandiger Schwarz-Weiß-Verbindungen bei flexibleren Fahrweisen
- Analyse des bruchmechanischen Verhaltens von Schweißverbindungen in dickwandigen Rohrleitungen
- Überwachung von hochbeanspruchten dickwandigen geschweißten Bauteilen aus Nickelbasiswerkstoffen (wirtschaftliche und abgesicherte Prüfkonzepte in der Fertigung, Montage und Bauteilüberwachung während des Betriebs)
- Quantifizierung der Auswirkung flexibler Fahrweisen auf das Schädigungsverhalten von geschweißten Rohrleitungskomponenten
- Langzeitige Absicherung von Zeitstanddaten, Erweiterung von Auslegungsdaten zur Ermüdung



- Verifizierung möglicher Schadensmechanismen und Untersuchungen zum Langzeitverhalten von Schweißverbindungen mit modifiziertem Schweißzusatz für den Hochleistungsstahl T24
- Qualifizierung und Untersuchung von „Advanced Nickel Alloy“-Werkstoffen (HR35, HN55 und andere Werkstoffe für höhere Betriebsparameter und mit Blick auf flexiblen Anlagenbetrieb)
- Berücksichtigung niedriger Verformungskennwerte in der Auslegung
- Klärung des Kriechbruchverhaltens des Alloy 263 (Nickellegierung)
- Optimierung Schweißzusätze für Alloy 263
- Qualifizierung alternativer Werkstoffe für Membranwände HR6W, A617, Martensite, Mischverbindungen Ferrit/Martensit
- Untersuchung von Nickelbasislegierungen für Komponenten für den Einsatzbereich bis 650 °C und flexible Fahrweisen (Alloy 617, neue Legierungen/Schwerpunkt: Ermüdung und Kriechermüdung/Reparaturschweißungen/Mischverbindungen)
- Einsatz von hochlegierten Werkstoffen zur Reduzierung der Wanddicken bei dickwandigen Bauteilen

#### *Optimierung einzelner Komponenten beziehungsweise Teilsysteme*

##### *Dampfturbinenkraftwerke – Steinkohle 100- bis 300-MW-Klasse*

- Einbau von Rippenrohren
- Optimierung dickwandiger Bauteile
- Drehzahlregelung von Gebläsen
- Optimierung der Dampfturbinenanlage
- Optimierung der Zustandsüberwachung

##### *Dampfturbinenkraftwerke – Steinkohle 600-MW-Klasse*

- Einsatz zum Beispiel einer Senkrechtberohrung im Verdampfbereich des Dampferzeugers
- Einbau von Rippenrohren
- Optimierung dickwandiger Bauteile
- Erhöhung der Strängigkeit einer Anlage
- Drehzahlregelung von Gebläsen
- Optimierung der Dampfturbinenanlage

## 2 Dampfturbinenkraftwerk – Braunkohle, 600-MW-Klasse

### 2.1 Beschreibung

#### Rohbraunkohle

Von den Tagebauen erfolgt der Transport der Rohbraunkohle per Bahn zu den Kohlebunkern. Ein Förderbandsystem fördert die Kohle über eine Eisenaushaltung und Brecherei zu mehreren Tagesbunkern in den Kesselhäusern. Dort wird sie zwischengelagert und über Zuteilerbänder und Fallschächte den jeweils zugeordneten Kohlemühlen zugeführt, siehe [Abbildung 2](#). In den Kohlemühlen wird die Kohle staubfein gemahlen und zur Verringerung ihres hohen Wasseranteils unter Zuführung heißer, aus dem Feuerraum entnommener Rauchgase getrocknet. Anschließend wird sie mit der im Rauchgasluftvorwärmer (LUVO) vorgewärmten Luft in die Brennkammer des Dampferzeugers eingeblasen und verbrannt. Die Verbrennung erfolgt unter ständiger Überwachung und Abstimmung der Kohle- und Luftzufuhr, sodass sie optimiert abläuft und bereits in diesem Stadium die Entstehung von Stickoxiden (NO<sub>x</sub>) auf ein Minimum begrenzt wird.

Die Verbrennung der Kohle in der Brennkammer erfolgt bei Temperaturen von etwa 1.400 °C. Um ein Verschmutzen der konvektiven Heizflächenbündel (Überhitzerheizflächen) durch aufgeschmolzene Aschepartikel möglichst gering zu halten, werden Rauchgastemperaturen am Brennkammeraustritt von etwa 1.000 °C angestrebt. Das bei der Verbrennung entstehende heiße Rauchgas durchströmt den Dampferzeuger in Turmbauweise von unten nach oben. Dabei überträgt es Wärme an die aus Rohren gebildeten Umfassungswände und an die im Rauchgasstrom hängenden Rohrbündel. Durch diese Rohrsysteme des Dampferzeugers fließt vorgewärmtes Speisewasser, das durch die Wärmeaufnahme verdampft und überhitzt wird. Das Rauchgas wird hinter dem obersten Heizflächenbündel (Economizer) in den nach unten gerichteten Leerzugkanal umgelenkt und auf die beiden Rauchgasluftvorwärmer (LUVO) verteilt. Nach Durchströmung dieser Wärmetauscher werden die abgekühlten Rauchgase in zwei parallelen Strängen zur Rauchgasreinigung (Entstaubung und Entschwefelung) geführt.

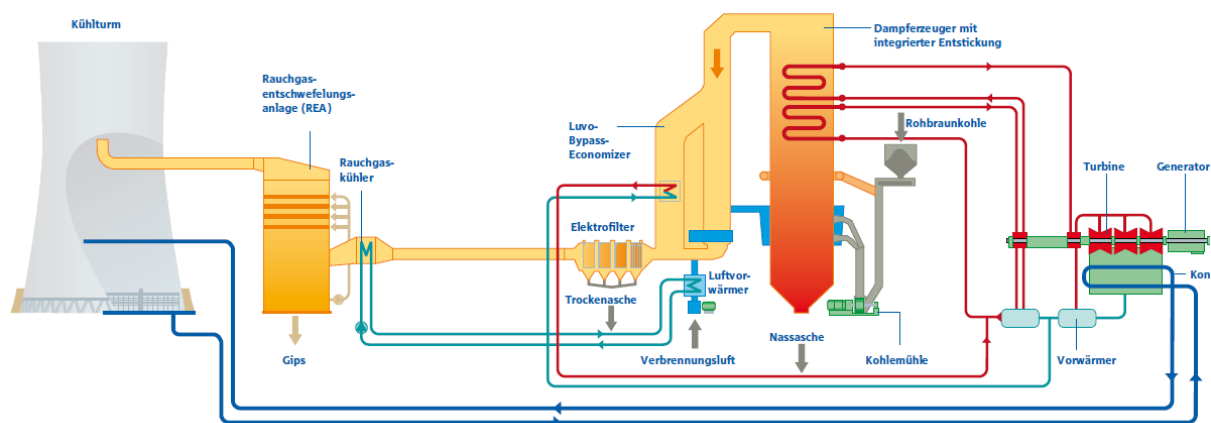


Abbildung 2: Rohbraunkohle, vereinfachtes Anlagenschema mit wesentlichen Komponenten<sup>21</sup>

<sup>21</sup> RWE Power 2008.

Die Abkühlung der Rauchgastemperatur erfolgt auf ein Niveau oberhalb des Säuretaupunktes, um Korrosion und Verschmutzungen zu vermeiden. Dies erlaubt bei Braunkohleblöcken eine Abkühlung des Rauchgases auf etwa 160 °C. Die Umwandlung der freigesetzten Wärme in Bewegungsenergie erfolgt in der Dampfturbine. Der im Dampferzeuger erzeugte Frischdampf wird zunächst im Hochdruckteil der Turbine entspannt. Dabei sinken Temperatur und Druck des Dampfes deutlich ab. Dieser Dampf wird für eine weitere Wärmeaufnahme nochmals zum Dampferzeuger zurückgeführt und bei den modernsten Anlagen auf rund 600 °C zwischenüberhitzt. Im Mittel- und Niederdruckteil entspannt der Dampf auf den im Kondensator herrschenden Druck von etwa 50 mbar. Im Kondensator wird der entspannte Dampf abgekühlt und kondensiert, wobei die Kondensationswärme mithilfe des umlaufenden Kühlwassers über den Kühlturm in die Atmosphäre abgeleitet wird. Das im Kühlturm rückgekühlte Kühlwasser fließt durch die Rohre des Kondensators und erzeugt dort durch die Abkühlung der Kondensationskammern den Kondensatordruck.

Durch das Druckgefälle des Dampfes entsteht eine Strömung durch die Turbine. Diese Strömung erzeugt an den Schaufeln ein Drehmoment, das auf die Turbinenwelle übertragen wird und diese in Rotation versetzt. Die Umwandlung der Rotationsenergie der Turbinenwelle in elektrische Energie erfolgt im angekoppelten Generator. In einem Magnetfeld zwischen Generatorrotor und umhüllendem Generatorstator wird gemäß dem Induktionsprinzip im Stator Strom erzeugt. Eine konstante Drehzahl von 3.000 Umdrehungen pro Minute stellt die Netzfrequenz von 50 Hertz sicher. Zur Ableitung wird der erzeugte Strom über Transformatoren auf eine Spannung von 380 kV hochtransformiert und in das Verbundnetz abgegeben.

### **Trockenbraunkohle (TBK)**

Für Neuanlagen ab 2023 werden Trockenbraunkohlekraftwerke eingesetzt. Dabei wird die Braunkohle vor ihrer Verfeuerung effizient unter Rückgewinnung der Trocknungsenergie getrocknet. Trockenbraunkohlekraftwerke entsprechen in weiten Teilen den rohbraunkohlegefeuerten Anlagen. Jedoch wird die Braunkohle aus den Tagesbunkern über Zuteilerbänder der Braunkohletrocknungsanlage (zum Beispiel WTA-Technik) zugeführt, die vor dem eigentlichen Trocknungsprozess auch eine Vermahlung der feuchten Kohle beinhaltet. Der von Natur aus vorhandene Wassergehalt der Braunkohle wird dabei von rund 60 Prozent auf bis zu einem Wasseranteil von etwa zwölf Prozent (TBK 12) reduziert. Dadurch kann der thermische Wirkungsgrad des gesamten Kraftwerksprozesses deutlich gesteigert werden. Durch den verringerten Wassergehalt ergeben sich bei der Verbrennung Temperaturen, die um ca. 100 K höher liegen als bei Rohbraunkohlefeuerungen.

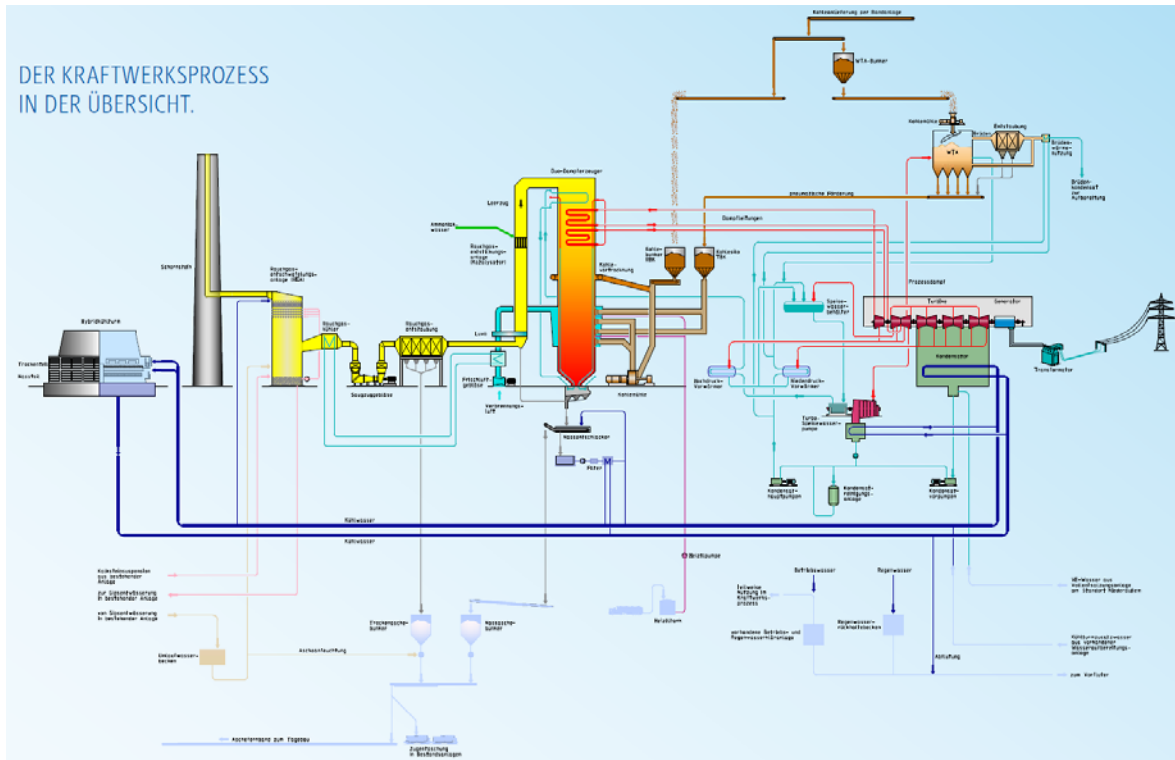


Abbildung 3: Trockenbraunkohle, vereinfachtes Anlagenschema mit wesentlichen Komponenten<sup>22</sup>

## 2.2 Technische und ökonomische Daten

### Technisch<sup>23</sup>

	2013 (Durchschnitt Bestand)	2023 (Flexibilisierung Bestandsanlagen)	2023 (Neuanlagen) <sup>24</sup>	2050 (Neuanlagen) <sup>24</sup>
Netto-Wirkungsgrad in % (Bestpunkt)	37	42	45	50
Netto-Minimallast-Wirkungsgrad in %	35	39	40	45
Minimallast in %PN <sup>25</sup>	50	40/15	15	10
Lasttransient in %PN/min	3	5	5	6
Anfahrzeit <sup>26</sup> kalt <sup>27</sup> in h	4,5	4,5	4	3,5
Anfahrzeit <sup>26</sup> heiß in h (Vorhaltezeit maximal 8 h)	2	2	1,5	1
Lebensdauer in a	50	50	50	50
Verfügbarkeit in h/a	7.500	7.500	8.000	8.000

<sup>22</sup> RWE Power 2011.

<sup>23</sup> Die hier genannten Angaben beziehen sich auf Anlagen zur reinen Stromerzeugung, ohne KWK und ohne CCS.

<sup>24</sup> Neuanlagen werden mit Braunkohlevortrocknung realisiert.

<sup>25</sup> 15 Prozent mit reinem TBK-Feuer.

<sup>26</sup> Startbefehl bis Minimallast.

<sup>27</sup> Zeit, ab der ein Startvorgang als Kaltstart gewertet wird, beträgt 24 Stunden.

	2013 (Durchschnitt Bestand)	2023 (Flexibilisierung Bestandsanlagen)	2023 (Neuanlagen) <sup>24</sup>	2050 (Neuanlagen) <sup>24</sup>
Vollastbenutzungsstunden in h/a	7.200	7.200	7.500	7.500
Spezifische CO <sub>2</sub> -Emission in t/(GW h) <sub>t</sub>	410,4 <sup>28</sup>			

Tabelle 9: Technische Daten Dampfturbinenkraftwerk – Braunkohle

**Ökonomisch**<sup>29</sup>

	2023 (Flexibilisierung Bestandsanlagen)	2023 (Neuanlagen)	2050 (Neuanlagen)
Investitionen <sup>30</sup> in Mio. €/GW (netto)	70	2.100	1.800
Jährliche Betriebskosten ohne Brennstoff in % von der Investition <sup>31</sup>	1,5	1,5	1,5
Jährliche Wartungskosten in % von der Investition	1,6	1,8	1,8
Startkosten in €/MW <sub>PN</sub> (kalt)	50	30	30
Startkosten in €/MW <sub>PN</sub> (heiß)	30	20	20
Brennstoffkosten in €/(MW h) <sub>t</sub>			1,5 <sup>32</sup>

Tabelle 10: Ökonomische Daten Dampfturbinenkraftwerk – Braunkohle

Bei Wärmekraftanlagen, die mit fossilen Brennstoffen betrieben werden, können die CO<sub>2</sub>-Emissionen durch CO<sub>2</sub>-Rückhaltemaßnahmen begrenzt werden (Pre-Combustion, Oxyfuel, Post-Combustion). Hierdurch wird der Eigenbedarf erhöht und der Wirkungsgrad abgesenkt. In der nachfolgenden Tabelle sollen entsprechende Angaben gegenüber Anlagen zur reinen Stromerzeugung ohne CCS gemacht werden. Die Angaben beziehen sich dabei auf Anlagen ohne KWK.

<sup>28</sup> Siehe Anmerkung zu Tabelle 3, hier Braunkohle mit ca. 0,25 kg C/kg Kohle und einem Heizwert von 9,1 MJ/kg).

<sup>29</sup> Die hier genannten Angaben beziehen sich auf Anlagen zur reinen Stromerzeugung, ohne KWK und ohne CCS.

<sup>30</sup> Die Investitionen für 2023 (Flexibilisierung von Bestandsanlagen) beziehen sich auf die Zusatzinvestitionen in Flexibilitätsmaßnahmen bei Bestandsanlagen.

<sup>31</sup> Jährliche Betriebskosten für Hilfs- und Betriebsstoffe sowie für Personalkosten ohne Kosten für CO<sub>2</sub>-Emissionsberechtigungen.

<sup>32</sup> 1,5 €/(MW h)<sub>t</sub> sind mit einem Heizwert von 8,1 MJ/kg = 8,1/3.600 \* 1,5 = 0,0013 €/kg oder 3,375 €/t<sub>Braunkohle</sub> (da Braunkohle nicht gehandelt wird, ist dies kein Marktpreis, sondern basiert auf den Förderkosten).

CCS-Einsatz	2023 Nachrüstung von Be- stands- anlagen	2023 (Neu- anlagen)	2050 (Neu- anlagen)
Art der CO <sub>2</sub> -Rückhaltemaßnahme	CO <sub>2</sub> -Wäsche	CO <sub>2</sub> -Wäsche	CO <sub>2</sub> -Wäsche
CO <sub>2</sub> -Rückhaltegrad in % von der CO <sub>2</sub> -Erzeugung	90	91	92
Nettowirkungsgradeinbuße durch CO <sub>2</sub> -Rückhaltung bei dem angegebenen CO <sub>2</sub> -Rückhaltegrad in Prozentpunkten (einschließlich CO <sub>2</sub> -Verflüssigung <sup>33</sup> )	10	9	8
Minimallast in %PN (Strom) <sup>34</sup>	35/10	12	7,5
Lasttransient in %PN/min (Strom)	3,5	5	6
Anfahrzeit <sup>35</sup> kalt <sup>36</sup> in h	4,5	4	3,5
Verfügbarkeit in h/a	7.500	8.000	8.000
Lebensdauer in a	50	50	50
Vollastbenutzungsstunden in h/a	7.200	7.500	7.500
Investitionen in Mio. €/GW (Strom, netto, inklusive CCS, ohne Transport und Speicherung <sup>33</sup> )	1.200	3.000	2.700
Spez. Kosten für CO <sub>2</sub> -Pipelinetransport in €/Tonne CO <sub>2</sub> <sup>37</sup>	3,7	3,7	3,7
Spez. Kosten für CO <sub>2</sub> -Speicherung in €/Tonne CO <sub>2</sub> <sup>38</sup>	5	5	5
Startkosten in €/MW <sub>PN</sub> (kalt)	50	30	30
Startkosten in €/MW <sub>PN</sub> (heiß)			20
Jährliche Betriebskosten ohne Brennstoff in % von der Investition	1,5	1,5	1,5
Jährliche Wartungskosten in % von der Investition	1,6	1,8	1,8
Brennstoffkosten in €/(MW h) <sub>t</sub>			1,5
Spezifische CO <sub>2</sub> -Emission in t/(GW h) <sub>t</sub>		32,8 <sup>39</sup>	

Tabelle 11: CCS-Einsatz Dampfturbinenkraftwerke – Braunkohle, technische und ökonomische Daten

<sup>33</sup> Es wird eine Anlage bis zur CO<sub>2</sub>-Übergabe am „Kraftwerkszaun“ betrachtet. Kosten für Transport und Speicherung werden dann für alle Technologien einheitlich beaufschlagt.

<sup>34</sup> 35 Prozent ermittelt aus Minimallast ohne CCS (Bestandsanlagen ohne TBK) und Wirkungsgradverlust durch CCS/zehn Prozent bei Nachrüstung mit reinem TBK-Feuer.

<sup>35</sup> Startbefehl bis Minimallast.

<sup>36</sup> Zeit, ab der ein Startvorgang als Kaltstart gewertet wird, beträgt 24 Stunden.

<sup>37</sup> ZEP 2011; ZEP 2013.

<sup>38</sup> ZEP 2011; ZEP 2013.

<sup>39</sup> Braunkohle emittiert rund 410,4 t CO<sub>2</sub>/(GW h)<sub>t</sub>. Sollen 90 Prozent davon zurückgehalten werden, bleibt eine Restemission von ca. 41 t CO<sub>2</sub>/(GW h)<sub>t</sub>.

**Technische Potenziale<sup>40</sup>**

	2023	2050
Installierte flexible Erzeugungsleistung in Deutschland in GW (Bestand und geplant für 2023)	20 (Bestand)	20 (Bestand)
Installierbare flexible Erzeugungsleistung in Deutschland mit CCS in GW	45	180

Tabelle 12: Technische Potenziale Dampfturbinenkraftwerke – Braunkohle

Mögliche Flexibilisierungsmaßnahmen finden sich in:

- der Optimierung der Feuerung Rohbraunkohle
- der Optimierung der Feuerung Trockenbraunkohle
- der Optimierung der Leittechnik
- dem Einsatz neuer Werkstoffe
- der Optimierung einzelner Komponenten beziehungsweise Teilsysteme
- der Installation neuer Komponenten beziehungsweise Teilsysteme bei Rohbraunkohle
- der Optimierung einzelner Komponenten beziehungsweise Teilsysteme bei Trockenbraunkohle
- der Optimierung der Zustandsüberwachung

**2.3 Interdisziplinäre Beurteilung****Ampelbewertung**

Materialverfügbarkeit		X			
Gesellschaftliche Akzeptanz <sup>41</sup>				X	
Energiewirtschaftsrecht inklusive Regulierung			X		
Bau-, Umwelt- und Immissionschutzrecht	X				
Technologie	X				

Tabelle 13: Ampelbewertung Dampfturbine Braunkohle ohne CCS

<sup>40</sup> Die abgeschätzten Werte berücksichtigen die maximalen Ausbaupotenziale, die technisch möglich sind. Es wird davon ausgegangen, dass eine KW-Kapazität von rund 5 GW p. a. aufgrund der vorhandenen Kapazität der Anlagenhersteller installiert werden könnte. Eine Realisierung ist natürlich nur dann möglich, wenn der Energiemarkt so gestaltet wird, dass derartige Investitionen wirtschaftlich sind.

<sup>41</sup> Einschätzung basierend auf Pietzner/Scheer, Grundlage ist der aktuelle Stand der Wissenschaft.

Materialverfügbarkeit		X			
Gesellschaftliche Akzeptanz <sup>41</sup>				X	
Energiewirtschaftsrecht inklusive Regulierung			X		
Bau-, Umwelt- und Immissionsschutzrecht				X	
Technologie		X			

Tabelle 14: Ampelbewertung Dampfturbine Braunkohle mit CCS

### SWOT-Analyse

	Stärken	Schwächen
<b>intern</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Preiswerter heimischer Energieträger mit umfangreichen, noch lange zur Verfügung stehenden Ressourcen</li> <li>• Große Wertschöpfung in Deutschland mit entsprechenden Arbeitsplätzen</li> <li>• Hohe Versorgungssicherheit</li> <li>• Hohe Preisstabilität</li> <li>• Niedrige Stromgestehungskosten</li> <li>• Weltweite Technologieführerschaft</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• CO<sub>2</sub>-Emissionen</li> <li>• Rauchgasemissionen</li> </ul>
	Chancen	Risiken
<b>extern</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reduzierung der Importabhängigkeit durch heimische Energieträger</li> <li>• Umweltbelastung alternativer fossiler Energieträger (Steinkohle, gefracktes Erdgas), insbesondere auch in den Herkunftsländern</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verringerte Volllaststundenzahlen</li> <li>• Akzeptanz in der Bevölkerung</li> </ul>

Tabelle 15: SWOT-Analyse Dampfturbinenkraftwerk – Braunkohle

### Gesellschaftliche Akzeptanzprobleme

Es wurden folgende Annahmen zu möglichen Akzeptanzfaktoren gemacht: die Erschließung neuer und Erweiterung bestehender Tagebaue (Stichwort: Nimby-Effekt: Flächennutzung beziehungsweise Umsiedlung, Gesundheit vs. Sicherung von Arbeitsplätzen und der Energieversorgung), das Wissen über CO<sub>2</sub>-Emissionen und benötigten Energiemix der Energiewende (Stichwort: Brückentechnologie, wahrgenommener Nutzen), das Image von oder die Assoziationen mit Kohle. Das Gewicht der Einflussfaktoren variiert je nach Region und demografischen Unterschieden.

Wie zuvor Ergänzung der Einflussfaktoren von CCS: die Wahrnehmung als Risikotechnologie und des Nutzens (gesellschaftlich/persönlich), das Vertrauen in politische/wirtschaftliche Akteure und deren Koalitionen, die Berücksichtigung regionaler Spezifika und Einbettung der Debatte in überregionalen Kontext. Die Debatte um rechtliche Rahmenbedingungen kann Einfluss auf die Akzeptanz von CCS nehmen.



## 2.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit

### Beispiele bereits realisierter Anlagen

Siehe Anlagen der Unternehmen RWE, Vattenfall in Deutschland. Darüber hinaus Anlagen in Polen, Griechenland und anderen Ländern.

### Hersteller

Alstom, MHPSE, Siemens, Hitachi, IHI, GE, Fisia Babcock, Austrian Energy, Steinmüller Engineering und weitere deutsche und internationale Hersteller in USA, Japan, China, Indien.

### Beschränkungen bei Flexibilisierungsmaßnahmen

Zur Sicherstellung einer stabilen Feuerung ist beim existierenden Kraftwerk ein Minimalmassenstrom an Rohbraunkohle notwendig. Bei niedrigster Teillast wird daher von einem Drei-Mühlenbetrieb als unterste Begrenzung ausgegangen. Bei neuen Kraftwerken ab 2023 (Trockenbraunkohle) fällt diese untere Begrenzung weg.

## 2.5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf

### Essenzieller Beitrag bis 2023

- Durch den Einsatz von bestehenden Braunkohlekraftwerken können in einem erheblichen Umfang Leistungsschwankungen, die durch erneuerbare Energieträger verursacht werden, ausgeglichen werden. Die erforderlichen Residuallasten werden seit einigen Jahren erfolgreich durch Braunkohlekraftwerke bereitgestellt.

### Forschungsbedarf/notwendige (Weiter-)Entwicklungen bis 2023

- Innovative Zünd- und Stützfeuerungskonzepte
- Untersuchung der Option der Nachrüstung einer Trockenbraunkohlefeuerung sowie Trockner beziehungsweise Trockenbraunkohleabscheidung an bestehenden Blöcken
- Reduzierung der Teillast wird unterstützt durch innovative Methoden der Prozessüberwachung (zum Beispiel Flammenstabilität, Stabilität der Heizflächendurchströmung etc.)
- Optimierung des Werkstoffeinsatzes für den hochflexiblen Einsatz (zum Beispiel bei Austausch von Komponenten am Ende der Lebensdauer)
- Braunkohletrocknungsanlagen sind hinsichtlich Verfügbarkeit und Wirtschaftlichkeit zu optimieren
- CCS-Anlagen sind hinsichtlich Verfügbarkeit und Wirtschaftlichkeit zu optimieren
- Optimierung und Anwendung der Trockenbraunkohlefeuerung für den hochflexiblen Einsatz
- Innovative Zünd- und Stützfeuerungskonzepte
- Optimierung des Werkstoffeinsatzes für den hochflexiblen Einsatz
- Neue innovative Schaltungen von Heizflächen beziehungsweise Bypass von Heizflächen
- Wärmeverschiebesysteme
- Sammlermischsysteme zur Minderung von Temperaturschieflagen
- Zwangsdurchlaufmindestlastabsenkung (zum Beispiel innenberippte Rohre)
- Für die Verwirklichung von Frischdampftemperaturen von über 600 °C sind Nickel-Basislegierungen für die Anwendung im Dampferzeuger-, aber auch Dampfturbinenbereich

zu qualifizieren. Darüber hinaus sind wirtschaftliche Schweiß- und Fertigungstechniken zu entwickeln beziehungsweise zu verbessern.

#### **Forschungsbedarf/notwendige (Weiter-)Entwicklungen bis 2050**

- Entwicklung wirtschaftlicher Reparaturtechniken im Kraftwerksbereich (Vor-Ort-Reparatur)
- Thermische und thermo-chemische Energiespeicherentwicklung und -integration in den Kraftwerksprozess

#### **Allgemeine Optimierung für mögliche Flexibilisierungsmaßnahmen**

##### *Optimierung der Feuerung Rohbraunkohle*

- Einsatz von sogenannten Brüdenbrennern
- Verbesserung der Kohlemühlendynamik
- Absenkung des Teillastbetriebes der Kohlemühlen
- Optimierung der Anzahl der Kohlemühlen für Mindestlastbetrieb
- Nachrüstung TBK-Feuerung für Mindestlastbetrieb, schnelle Lastwechsel und Anfahren ohne Öl beziehungsweise Gas

##### *Optimierung der Feuerung Trockenbraunkohle*

- Einsatz von verstellbaren Brennern
- Einsatz Brenner und Kohlemühlen unterschiedlicher Größe
- Absenkung des Teillastbetriebes der Kohlemühlen
- Optimierung der Anzahl der Mahlanlagen
- Reduzierung der Mindestlast und Erhöhung der Lastwechselgeschwindigkeiten durch Einsatz einer indirekten Feuerung mit Trockenbraunkohle

##### *Optimierung der Leittechnik*

- Verbesserte Sensorik im Bereich der Feuerung und im Hochtemperaturbereich
- Schneller reagierende Stellglieder
- Einsatz moderner Regelalgorithmen und damit Nutzung von Auslegungsreserven

##### *Einsatz neuer Werkstoffe*

- Untersuchungsprogramm zur Absicherung der Anwendbarkeit dickwandiger Schwarz-Weiß-Verbindungen bei flexibleren Fahrweisen
- Bruchmechanisches Verhalten von Schweißverbindungen in dickwandigen Rohrleitungen
- Überwachung von hochbeanspruchten dickwandigen geschweißten Bauteilen aus Nickelbasiswerkstoffen (wirtschaftliche und abgesicherte Prüfkonzepete in der Fertigung, Montage und der Bauteilüberwachung während des Betriebs)
- Quantifizierung der Auswirkung flexibler Fahrweisen auf das Schädigungsverhalten von geschweißten Rohrleitungskomponenten
- Langzeitige Absicherung von Zeitstanddaten, Erweiterung von Auslegungsdaten zur Ermüdung
- Inbetriebsetzungsmaßnahmen für den Werkstoff T24 (Verifizierung möglicher Schadensmechanismen und werkstoffspezifischer Maßnahmen, Langzeitverhalten von Schweißverbindungen mit modifiziertem Schweißzusatz)

- Qualifizierung und Untersuchung von „Advanced Nickel Alloy“-Werkstoffen (HR35, HN 55 und andere Werkstoffe für höhere Betriebsparameter und mit Blick auf flexiblen Anlagenbetrieb)
- Berücksichtigung niedriger Verformungskennwerte in der Auslegung
- Klärung des Kriechbruchverhaltens der Legierung Alloy 263
- Optimierung Schweißzusätze für Alloy 263
- Qualifizierung alternativer Werkstoffe für Membranwände HR6W, A617, Martensite, Mischverbindungen Ferrit/Martensit
- Untersuchung von Nickelbasislegierungen für Komponenten für den Einsatzbereich bis 650 °C und flexible Fahrweisen (Alloy 617, neue Legierungen/Schwerpunkt: Ermüdung und Kriechermüdung/Reparaturschweißungen/Mischverbindungen)

#### *Optimierung einzelner Komponenten beziehungsweise Teilsysteme*

- Optimierung dickwandiger Bauteile
- Erhöhung der Strängigkeit einer Anlage
- Drehzahlregelung von Gebläsen
- Optimierung der Dampfturbinenanlage
- Drehzahlregelung der Mühlen mittels Frequenzumrichter

#### *Installation neuer Komponenten beziehungsweise Teilsysteme bei Rohbraunkohle*

- Braunkohlevortrocknungsanlage (Dampfwirbelschichttrockner, Röhrentrockner, Mechanisch-Thermische Entwässerung (MTE)), „Heat & Power to Fuel Upgrade (TBK)“, TBK als Energiespeicher
- Trockenbraunkohleabscheidung nach Schlagradmühle mit Brennstoffspeicherung

#### *Optimierung einzelner Komponenten beziehungsweise Teilsysteme bei Trockenbraunkohle*

- Einsatz einer Senkrechtberohrung im Verdampfbereich des Dampferzeugers
- Einbau von Rippenrohren (eventuell schwierig aufgrund des hohen Aschegehaltes)
- Optimierung dickwandiger Bauteile
- Erhöhung der Strängigkeit einer Anlage
- Drehzahlregelung von Gebläsen
- Optimierung der Dampfturbinenanlage

### 3 Dampfturbinenkraftwerk – Öl, 300-MW-Klasse

#### 3.1 Beschreibung

Solche Kraftwerke sind ähnlich aufgebaut wie mit Kohle befeuerte Dampfturbinenkraftwerke. Sie unterscheiden sich von Kohledampfkraftwerken im Wesentlichen durch eine einfachere Brennstoffbevorratung, einfachere Brennstoffzufuhr und einen einfacheren Aufbau des Dampfkessels.

Sie können gegenüber Kohlekraftwerken schneller angefahren und bei geringeren Minimallasten betrieben werden. Solche Anlagen sind als Backup-Anlagen geeignet.

#### Merkmale

- Konventionelle Kraftwerkstechnik. Dampferzeuger wird mit Heizöl (EL, extra leicht, oder S, schwer) befeuert.
- Kraftwerke sind typischerweise voll automatisiert.
- Bedienpersonal führt und überwacht den Prozess.

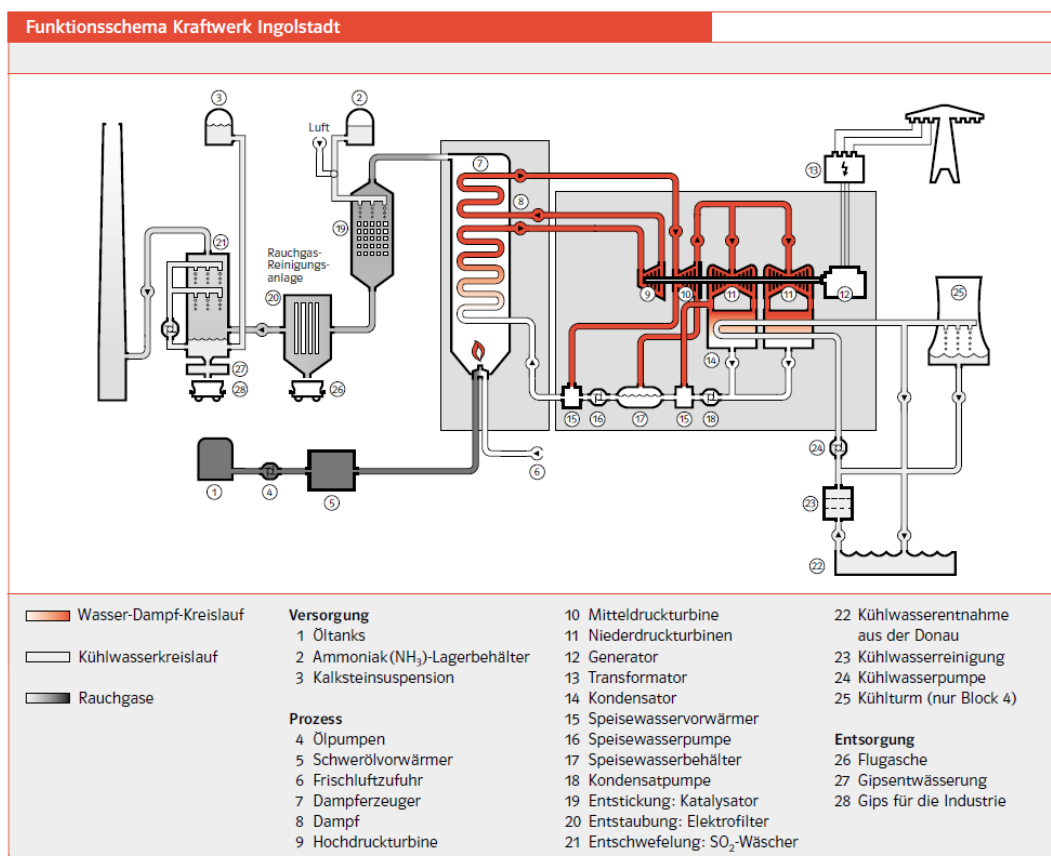


Abbildung 4: Schema Schwerölkraftwerk<sup>42</sup>

<sup>42</sup> E.ON Kraftwerke GmbH – Ingolstadt 2002.

## 3.2 Technische und ökonomische Daten

### Technisch<sup>43</sup>

	2013 (Durchschnitt Bestand)	2023 (Flexibilisierung Bestandsanlagen)
Netto-Wirkungsgrad in % (Bestpunkt)	40–43	
Netto-Minimallast-Wirkungsgrad in %	21–39	
Minimallast in %PN	10–20	10
Lasttransient in %PN/min	3–5	5–7
Anfahrzeit kalt in h	3	1
Anfahrzeit heiß in h (Vorhaltezeit maximal 8 h)	0,5–1,5	
Lebensdauer in a	45–50	
Verfügbarkeit in h/a	93–95	

Tabelle 16: Technische Daten Dampfturbinenkraftwerk – Öl

### Ökonomisch

	2023 (Flexibilisierung Bestandsanlagen)
Investitionen <sup>44</sup> in €/GW (netto)	einzelfallabhängig
Jährliche Betriebskosten ohne Brennstoff in % von der Investition	12–14
Jährliche Wartungskosten in % von der Investition	in Betriebskosten enthalten
Startkosten <sup>45</sup> in €/MW <sub>PN</sub> (kalt)	15–30
Startkosten <sup>45</sup> in €/MW <sub>PN</sub> (heiß)	8–15

Tabelle 17: Ökonomische Daten Dampfturbinenkraftwerk – Öl

### Technische Potenziale

#### Maßnahmen zur Flexibilisierung

- Verkürzung Vorwarnzeiten (unter anderem geeignete Konservierung und deren Aufhebung; Warmhaltung während Anlagenstillstand)
- Verkürzung Anfahrzeiten (Verzicht auf Vorbelüftung, geringeres Vorbelüftungsvolumen, höhere Belastungsgradienten)
- Erhöhung Lastgradienten
- Optimierung Konservierungen (Dampferzeuger, Turbosatz)

<sup>43</sup> Die hier genannten Angaben beziehen sich auf Anlagen zur reinen Stromerzeugung, ohne KWK und ohne CCS.

<sup>44</sup> Für die Spalte „2023 (Flexibilisierung Bestandsanlagen)“ sind dies Zusatzinvestitionen für Flexibilisierung.

<sup>45</sup> Hier sind auch zusätzliche Wartungskosten mit enthalten.

### 3.3 Interdisziplinäre Beurteilung

#### Ampelbewertung

Materialverfügbarkeit		X			
Gesellschaftliche Akzeptanz <sup>46</sup>			X		
Energiewirtschaftsrecht inklusive Regulierung			X		
Bau-, Umwelt- und Immissionsschutzrecht	X				
Technologie	X				

Tabelle 18: Ampelbewertung Dampfturbine – Öl

#### SWOT-Analyse

	Stärken	Schwächen
<b>intern</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Einfache Anlagentechnologie</li> <li>• Hohe Startverfügbarkeit</li> <li>• Öl vor Ort bevorratbar</li> <li>• Geringe betriebliche Leistungskosten</li> <li>• Geringe Start- und Vorwarnzeiten</li> </ul>	
	Chancen	Risiken
<b>extern</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zum Beispiel geringer Ausbau von EE-Anlagen und damit mehr Bedarf an fossiler Erzeugung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kein Markteinsatz (fußend auf Einsatzkosten)</li> </ul>

Tabelle 19: SWOT-Analyse Dampfturbinenkraftwerk – Öl

#### Gesellschaftliche Akzeptanzprobleme

Vorteile überwiegen, wenn bestehende Anlagen modernisiert oder durch effizientere ersetzt werden.

### 3.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit

Als Beispiele für bereits realisierte Anlagen sind Ingolstadt 3 und 4, Franken 1 und 2, Staudinger 4 sowie Irsching 3 zu nennen.

### 3.5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf

#### Essenzieller Beitrag bis 2023

Öl-Dampfturbinenkraftwerke weisen eine hohe Flexibilität bei der Stromerzeugung auf und sind daher als Backup-Anlagen geeignet.

<sup>46</sup> Einschätzung basierend auf Pietzner/Scheer, Grundlage ist der aktuelle Stand der Wissenschaft.

**Forschungsbedarf/notwendige (Weiter-)Entwicklungen bis 2023 und 2050**

- Stillstandswarmhaltung Dampferzeuger und Turbosatz (Verkürzung Vorwärm- und Anfahrzeiten)
- Konservierung Dampferzeuger und Turbosatz
- Steigerung Lastgradienten
- Erweiterung Regelenergiebereitstellung
- Verzicht auf Vorbelüftung bei Warmstarts

## 4 Gasturbinenkraftwerke

### 4.1 Beschreibung

Gasturbinen werden als Stand-Alone-Anlagen zur Abdeckung von Lastspitzen oder in vielfältiger Weise kombiniert mit Dampfturbinen als Kombikraftwerke mit und ohne Nachfeuerung im Abhitzeessel eingesetzt, siehe Kapitel 5.

Stand-Alone-Gasturbinen sind ausgeführt als

- sogenannte Heavy-Duty-Anlagen,
- sogenannte Heavy-Duty-Anlagen mit zeitlich getrennter Druckluftherzeugung und –speicherung oder
- Anlagen mit vorgeschalteten Jettriebwerken.

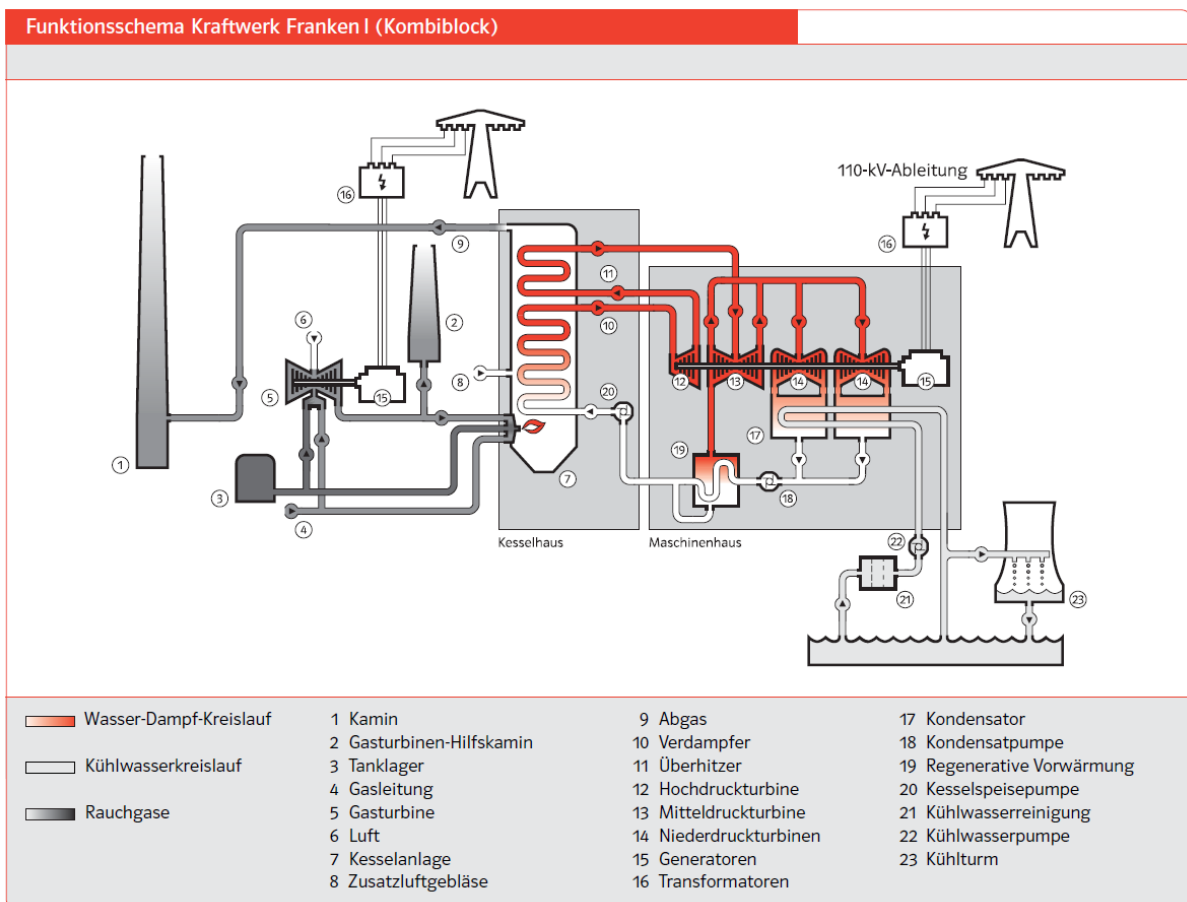


Abbildung 5: Schema Gaskraftwerk Franken<sup>47</sup>

<sup>47</sup> E.ON Kraftwerke GmbH – Franken 2002.



## 4.2 Technische und ökonomische Daten

### Technisch<sup>48</sup>

	2013 (Durchschnitt Bestand)	2023 (Flexibilisierung Bestandsanlagen)	2050 (Neuanlagen)
Netto-Wirkungsgrad in % (Bestpunkt)	30–40		46
Netto-Minimallast-Wirkungsgrad in %	20–30		
Minimallast in %PN	25–30	14–20	
Lasttransient in %PN/min	10–200	20–200	
Anfahrzeit kalt <sup>49</sup> in h	0,05–0,25		
Anfahrzeit heiß in h (Vorhaltezeit max. 8 h)	0,05–0,25		
Lebensdauer in a	50		
Verfügbarkeit in %	95–98		
Vollastbenutzungsstunden in h/a	< 300	> 300	
Spezifische CO <sub>2</sub> -Emission in t/(GW h) <sub>t</sub>		201,6	
Spezifische CO <sub>2</sub> -Emission (Biogas) in t/(GW h) <sub>t</sub>		0	

Tabelle 20: Technische Daten Gasturbinenkraftwerke

### Ökonomisch<sup>50</sup>

	2023 (Flexibilisierung Be- standsanlagen)	2050 (Neuanlagen)
Investitionen <sup>51</sup> in Mio. €/GW (netto)	einzelfallabhängig	375
Jährliche Betriebskosten ohne Brennstoff in % von der Investition	1–4	3,5
Jährliche Wartungskosten in % von der Investi- tion	in Betriebskosten enthalten	0
Startkosten <sup>52</sup> in €/MW <sub>PN</sub> (kalt)	1–7	25
Startkosten <sup>52</sup> in €/MW <sub>PN</sub> (heiß)	1–7	17,5
Brennstoffkosten in €/(MW h) <sub>t</sub>		33,1
Brennstoffkosten (Biogas) in €/(MW h) <sub>t</sub>		54,09

Tabelle 21: Ökonomische Daten Gasturbinenkraftwerke

<sup>48</sup> Sofern Unterschiede bezüglich Kraftwerkstyp und Brennstoff bestehen, werden diese gesondert genannt. Die hier genannten Angaben beziehen sich auf Anlagen zur reinen Stromerzeugung, ohne KWK und ohne CCS.

<sup>49</sup> Zeit, ab der ein Startvorgang als Kaltstart gewertet wird, beträgt 24 Stunden.

<sup>50</sup> Sofern Unterschiede bezüglich Kraftwerkstyp und Brennstoff bestehen, werden diese gesondert genannt.

<sup>51</sup> Für die Spalte „2023 (Flexibilisierung Bestandsanlagen)“ sind dies Zusatzinvestitionen für Flexibilisierung.

<sup>52</sup> Hier sind auch zusätzliche Wartungskosten mit enthalten.

### Technische Potenziale

Maßnahmen zur Flexibilisierung finden sich in der Erhöhung der Lastgradienten und der Wirkungsgrade (Wärmeverschiebungssysteme) sowie in der Absenkung der Mindestlast (bei Gasturbinen ohne zeitliche Einschränkung der Jahresbetriebsstunden).

## 4.3 Interdisziplinäre Beurteilung

### Ampelanalyse

	Hoch	Mittel	Niedrig	Sehr niedrig	Kritisch
Materialverfügbarkeit		X			
Gesellschaftliche Akzeptanz <sup>53</sup>		X			
Energiewirtschaftsrecht inklusive Regulierung			X		
Bau-, Umwelt- und Immissionschutzrecht	X				
Technologie	X				

Tabelle 22: Ampelanalyse Gasturbinenkraftwerke

### SWOT-Analyse

	Stärken	Schwächen
<b>intern</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Keine Vorwarnzeiten, kurze Anfahrzeiten</li> <li>Hohe Leistungsgradienten</li> <li>Schwarzstartfähigkeit (Netzwiederaufbau nach Blackout)</li> <li>Speicherbarkeit (Öl, Gas, Luft)</li> <li>Dezentral installierbar, vollautomatisch</li> <li>Als Stromspeicher nutzbar (siehe Luftspeicherwerk Huntorf)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Typischerweise Einschränkung auf 300 h/a</li> <li>Ohne zeitliche Einschränkungen ergeben sich hohe Mindestlasten</li> </ul>
	Chancen	Risiken
<b>extern</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Zum Beispiel geringer Ausbau von EE-Anlagen und damit mehr Bedarf an fossiler Erzeugung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Erlöse Minutenreservemarkt rückläufig</li> </ul>

Tabelle 23: SWOT-Analyse Gasturbinenkraftwerke

### Gesellschaftliche Akzeptanzprobleme

Die gesellschaftliche Akzeptanz ist als ungefähr gleichauf mit Biomasse zu beurteilen. Bei Wirtschaftsunternehmen gibt es eine höhere Akzeptanz, und Gasturbinenkraftwerke stehen an zweiter Stelle vor Wasserkraft. Eine Annahme zu möglichen Akzeptanzfaktoren betrifft die Herkunft des Gases, insbesondere bezüglich der Frage, ob es aus politisch stabilen Regionen stammt.

<sup>53</sup> Einschätzung basierend auf Pietzner/Scheer, Grundlage ist der aktuelle Stand der Wissenschaft.

#### 4.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit

Als Beispiele bereits realisierter Anlagen können das Luftspeicherkraftwerk Huntorf, die Gasturbine Wilhelmshaven, Audorf sowie Itzehoe genannt werden.

#### 4.5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf

##### **Essenzieller Beitrag bis 2023**

Gasturbinenanlagen sind durch kurze Anfahrzeiten sehr flexibel einsetzbar, sie haben ein hohes Entwicklungspotenzial und sind bezogen auf die installierte Leistung sehr kostengünstig.

##### **Forschungsbedarf/notwendige (Weiter-)Entwicklungen bis 2023 und 2050**

Weitere Angaben sind Abschnitt 5.5 zu entnehmen.

- Lastgradienten
- Wärmeverschiebungssysteme bei Luftspeicherkraftwerken (Wirkungsgrad)
- Mindestlastabsenkung (wenn keine zeitlichen Betriebseinschränkungen vorliegen sollen)

## 5 Gas- und Dampfturbinenkraftwerke

### 5.1 Beschreibung

Erdgas ist der am meisten verwendete Brennstoff in Gasturbinen- und Gas- und Dampfturbinen(GuD)-Kraftwerken. Gekennzeichnet durch einen hohen Wasserstoffanteil ist Erdgas der „sauberste“ unter allen fossilen Energieträgern. Bezogen auf die spezifische Einheit erzeugter Strommenge verursacht Erdgas bei der Stromerzeugung in einem GuD-Kraftwerk etwa halb so viele CO<sub>2</sub>-Emissionen wie steinkohlebefeuerte und zwei Drittel weniger als braunkohlebefeuerte Dampfkraftwerke. Damit weisen gasbefeuerte Kraftwerke umweltspezifische Eigenschaften auf, die für die Senkung von CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Stromerzeugung entscheidende Vorteile bieten. Mit einem Anteil von elf Prozent an der Stromerzeugung (2013) spielt dieser Energieträger in Deutschland eine relativ kleine Rolle.

Eine GuD-Anlage ist ein Kraftwerk, in dem die Prinzipien eines Gasturbinenkraftwerkes und eines Dampfkraftwerkes miteinander kombiniert werden, siehe auch Abbildung 6. Eine Gasturbine, in der durch Verbrennung eines Luft-Gas-Gemisches heißes Abgas erzeugt wird, dient als Wärmequelle für einen nachgeschalteten Abhitzeessel, der wiederum als Dampferzeuger für die Dampfturbine dient. Mit dieser kombinierten Fahrweise wird im thermodynamischen Kreisprozess ein höherer Wirkungsgrad erreicht als mit Gasturbinen im offenen Betrieb. GuD-Anlagen gehören mit elektrischen Wirkungsgraden von zurzeit mehr als 60 Prozent zu den effizientesten konventionellen Kraftwerken, deren Betrieb auf thermischer Nutzung fossiler Brennstoffe beruht. Das GuD-Kraftwerk im bayerischen Irsching produziert zum Beispiel mit einem Wirkungsgrad von 60,75 Prozent. Dabei werden über die Gasturbine etwa zwei Drittel und über die Dampfturbine etwa ein Drittel der gesamten Kraftwerksleistung erzielt. Der hohe Wirkungsgrad kommt dadurch zustande, dass einerseits hohe Gasturbinen-Eintrittstemperaturen erreicht werden und andererseits die Wärme aus dem Rauchgas dem Prozess bei hohem Temperaturniveau zugeführt wird. Die heute erreichten Turbinen-Eintrittstemperaturen liegen bei 1.400 bis 1.600 °C, während die Austrittstemperaturen bei ca. 650 °C liegen. In Kraft-Wärme-Kopplung lässt sich der Primärenergieträger Gas in einem GuD-Kraftwerk noch effektiver nutzen (vgl. dazu auch Abbildung 6). Dabei wird die im Dampfkreislauf entstehende Abwärme für industrielle Prozesse oder über ein Fernwärmenetz zur Gebäudeheizung verwendet und Brennstoffnutzungsgrade von bis zu 90 Prozent erreicht.

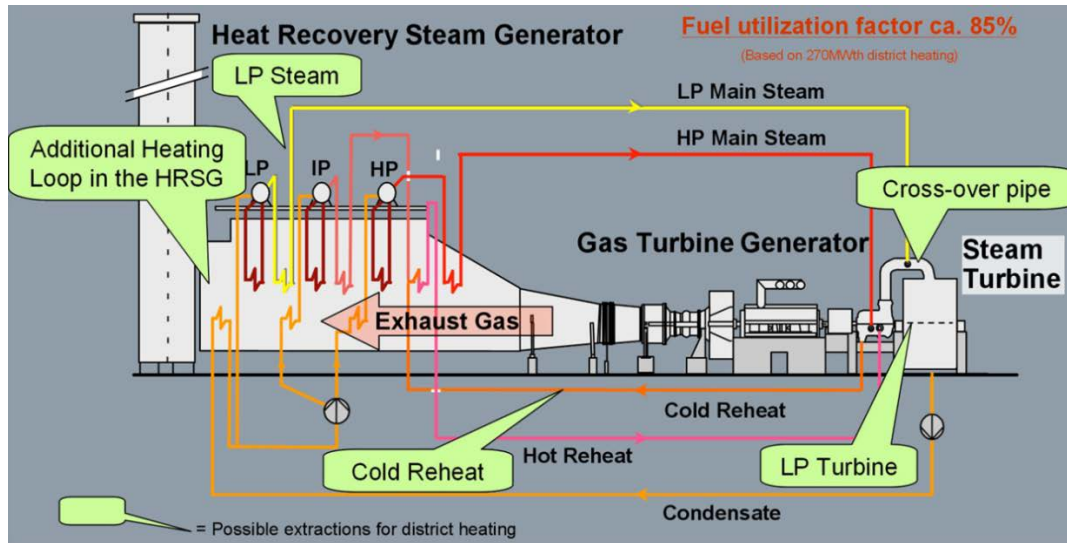


Abbildung 6: GuD-Kraftwerk als Einwellenanlage mit Kraft-Wärme-Kopplung<sup>54</sup>

GuD-Kraftwerke spielen für die Regelung des Stromversorgungssystems eine bedeutende Rolle, da sie im Flottenmanagement sehr flexibel einsetzbar sind. Dank kurzer Startzeiten und der Möglichkeit schneller Laständerungen sind sie ideale Mittellast-Kraftwerke. Allerdings sind gegenwärtig die Anlagen, die in dem auf reine Energieerzeugung abgestellten Markt eingesetzt werden, in vielen Fällen nicht wirtschaftlich. Grund ist ihre niedrige Auslastung, die auf hohe Einspeisung erneuerbarer Energiequellen zurückzuführen ist. Der Einsatz in Regelenergiemärkten bringt keine wesentliche Entlastung, um die Wirtschaftlichkeit von GuD-Anlagen sicherstellen zu können. Kurzfristig müssen geeignete Marktmechanismen identifiziert und eingeführt werden, um einen wirtschaftlichen Betrieb von systemrelevanten GuD-Kraftwerken ermöglichen und zukünftige Versorgungssicherheit in Deutschland garantieren zu können.

## 5.2 Technische und ökonomische Daten

### Technisch<sup>55</sup>

	2013 (Durchschnitt Bestand)	2023 (Flexibilisierung Bestandsanlagen)	2023 <sup>56</sup> (Neuanlagen)	2050 <sup>56</sup> (Neuanlagen)	Anmerkungen
Netto-Wirkungsgrad in % (Bestpunkt)	52–58	54–60	62–63	63–64	Abschätzung orientiert sich eher an neueren Großanlagen
Netto-Minimallast-Wirkungsgrad in %	47–53	49–55	57–59	59–60	Wirkungsgradverlust bei 4 bis

<sup>54</sup> Siemens Power & Gas 2014.

<sup>55</sup> Sofern Unterschiede bezüglich Kraftwerkstyp und Brennstoff bestehen, werden diese gesondert genannt. Die hier genannten Angaben beziehen sich auf Anlagen zur reinen Stromerzeugung, ohne KWK und ohne CCS.

<sup>56</sup> Vorausgesetzt, wirtschaftlicher Betrieb ist möglich.

					5 Prozentpunkten angesetzt
Minimallast in %PN	40–65	40–55	40–45	35–40	Abschätzung auf Basis Großanlagen
Lasttransient in %PN/min	2–8	2–9	9–10	10–11	Abschätzung auf Basis Großanlagen
Anfahrzeit kalt <sup>57</sup> in h	2–4	1,5–3,5	1,4–1,3	1,0–1,2	Durchschnitt Bestand 2013 bis 2023, nur Bestanlagen, ältere Anlagen nicht mit einbezogen
Anfahrzeit heiß in h (Vorhaltezeit maximal 8 h)	0,5–1,5	0,4–1,3	0,35–0,4	0,3–0,35	Durchschnitt Bestand 2013 bis 2023, keine Daten vorhanden
Lebensdauer in a	25–40	25–40	25–40	25–40	
Verfügbarkeit in %	88–92	88–93	90–94	91–95	
Vollastbenutzungsstunden in h/a	ca. 4.500 <sup>58</sup>	abhängig von der Schließung der Wirtschaftlichkeitslücke und somit der Höhe des Neubaus			2010: grober Schätzwert, Strom und KWK-Anlagen
Spezifische CO <sub>2</sub> -Emission in t/(GW h) <sub>t</sub>	201,6				
Spezifische CO <sub>2</sub> -Emission (Biogas) in t/(GW h) <sub>t</sub>	0				

Tabelle 24: Technische Daten GuD-Kraftwerke

### Ökonomisch<sup>59</sup>

	2023 <sup>60</sup> (Flexibilisierung Bestandsanlagen)	2023 <sup>60</sup> (Neuanlagen)	2050 <sup>60</sup> (Neuanlagen)	Anmerkungen
Investitionen <sup>61</sup> /Leistung in Mio. €/GW (netto)	600–800	600–800	600–800	Bandbreite Groß-/Kleinanlagen
Jährliche Betriebs- und Wartungskosten ohne Brennstoff in % von der Investition	3	3	3	abgeschätzt auf Basis Großanlagen
Startkosten <sup>62</sup> in €/MW <sub>PN</sub> (kalt)	100–140	100–140	100–140	

<sup>57</sup> Zeit, ab der ein Startvorgang als Kaltstart gewertet wird, beträgt 24 Stunden.

<sup>58</sup> Diese Zahl bezieht sich auf das Jahr 2010. Zwischen 2010 und 2013 ist die Auslastung gasbefuerter Anlagen deutlich gefallen.

<sup>59</sup> Hier genannte Angaben beziehen sich auf Anlagen zur reinen Stromerzeugung, ohne KWK und ohne CCS.

<sup>60</sup> Vorausgesetzt, wirtschaftlicher Betrieb ist möglich.

<sup>61</sup> Für die Spalte „2023 (Flexibilisierung Bestandsanlagen)“ sind dies Zusatzinvestitionen für Flexibilisierung.

<sup>62</sup> Hier sind auch zusätzliche Wartungskosten mit enthalten.

	2023 <sup>60</sup> (Flexibilisierung Bestandsanlagen)	2023 <sup>60</sup> (Neuanlagen)	2050 <sup>60</sup> (Neuanlagen)	Anmerkungen
Startkosten <sup>62</sup> in €/MW <sub>PN</sub> (heiß)	50–70	50–70	50–70	
Brennstoffkosten in €/(MW			33,1	
Brennstoffkosten (Biogas) in €/(MW			54,09	

Tabelle 25: Ökonomische Daten GuD-Kraftwerke

Bei Wärmekraftanlagen, die als KWK-Anlagen betrieben werden, ist die Brennstoffausnutzung gegenüber einer reinen Stromerzeugung günstiger. In der nachfolgenden Tabelle werden entsprechende Angaben gegenüber Anlagen zur reinen Stromerzeugung gemacht. Die Angaben beziehen sich dabei auf Anlagen ohne CCS.

<u>KWK-Einsatz</u>		2013 (Durchschnitt Bestand)	2023 (Flexibilisierung von Bestandsanlagen)	2023 (Neuanlagen)	2050 (Neuanlagen)	Anmerkungen
Brennstoffausnutzung in % (Bestpunkt)	FW			85–90	85–90	für den Mix der KWK-Flotte unbekannt
	PW			85–90	85–90	
Anfahrzeit kalt in h	FW	2–4	1,5–3,5	1,4–1,3	1,0–1,2	
	PW	2–4	1,5–3,5	1,4–1,3	1,0–1,2	
Lebensdauer in a	FW	25–40	25–40	25–40	25–40	
	PW	25–40	25–40	25–40	25–40	
Verfügbarkeit in h/a	FW	88–92	88–93	90–94	91–95	
	PW	88–92	88–93	90–94	91–95	
Vollastbenutzungsstunden in h/a	FW	unbekannt	unbekannt			Neuanlage: abhängig von Anlage und Wärmesenke
	PW	unbekannt	unbekannt			
Startkosten <sup>63,62</sup> in €/MW <sub>PN</sub> (kalt)	FW	100–140	100–140	100–140	100–140	abgeschätzt auf Basis Großanlagen, reine Stromerzeugung
	PW	100–140	100–140	100–140	100–140	
Investitionen in Mio. €/GW (Strom, netto)	FW			1–1,5	1–1,5	unterschiedlich für Einzelanlagen und Kundenanforderung
	PW			1–1,5	1–1,5	

Tabelle 26: KWK-Einsatz GuD-Kraftwerke

<sup>63</sup> Hier sind auch zusätzliche Wartungskosten mit enthalten.

Bei Wärmekraftanlagen, die mit fossilen Brennstoffen betrieben werden, können die CO<sub>2</sub>-Emissionen durch CO<sub>2</sub>-Rückhaltemaßnahmen begrenzt werden (Pre-Combustion, Oxyfuel, Post-Combustion). Hierdurch wird der Eigenbedarf erhöht und der Wirkungsgrad abgesenkt. In der nachfolgenden Tabelle werden entsprechende Angaben gegenüber Anlagen zur reinen Stromerzeugung ohne CCS gemacht. Die Angaben beziehen sich dabei auf Anlagen ohne KWK.

CCS-Einsatz	2023 Nachrüstung von Bestands- anlagen	2023 (Neuanlagen)	2050 (Neuanlagen)	Anmerkungen
Art der CO <sub>2</sub> -Rückhaltemaßnahme	Post-Combustion <sup>64</sup>			
CO <sub>2</sub> -Rückhaltegrad in % von der CO <sub>2</sub> -Erzeugung	80–90	80–90	80–90	Großanlage, verfahrensabhängig
Nettowirkungsgrad-einbuße durch CO <sub>2</sub> -Rückhaltung bei dem angegebenen CO <sub>2</sub> -Rückhaltegrad in Prozentpunkten (einschließlich CO <sub>2</sub> -Verflüssigung <sup>65</sup> )	8–10	8–10	5–10	
Minimallast in %PN (Strom)	40–65	40–45	35–40	auf Basis konventioneller Anlage angesetzt
Lasttransient in %PN/min (Strom)	2–8	9–10	10–11	Basis Großanlagen
Anfahrzeit kalt in h	2–4	1,4–1,3	1,0–1,2	
Verfügbarkeit in h/a %	85–90	85–90	88–92	
Lebensdauer in a	25–40	25–40	25–40	
Vollastbenutzungsstunden in h/a	CCS-Anlagen müssten aus wirtschaftlichen Gründen in Grundlast betrieben werden, wegen hoher Investitionskosten. Wegen hoher RES-Anteile ist Grundlastbetrieb kaum möglich.			
Investitionen in €/GW (Strom, netto, inklusive CCS, ohne Transport und Speicherung <sup>65</sup> )			1.200–1.700	
Startkosten <sup>66</sup> in €/MW <sub>PN</sub> (kalt)		120–140	120–140	auf Basis Großanlage
Jährliche Betriebskosten ohne Brennstoff in €/GW		35–45	20–30	
Jährliche Wartungskosten in % von der Investition		6–9	3–6	

Tabelle 27: CCS-Einsatz GuD-Kraftwerk<sup>67</sup>

## Technische Potenziale

### Maßnahmen zur Flexibilisierung

- Dynamisches Verhalten
  - Hohe Geschwindigkeit der Lastveränderung

<sup>64</sup> „Post-Combustion“ steht für CO<sub>2</sub>-Abtrennung aus Rauchgasen nach der Verbrennung, zum Beispiel Aminwäsche.

<sup>65</sup> Es wird eine Anlage bis zur CO<sub>2</sub>-Übergabe am „Kraftwerkszaun“ betrachtet. Kosten für Transport und Speicherung werden dann für alle Technologien einheitlich beaufschlagt.

<sup>66</sup> Hier sind auch zusätzliche Wartungskosten mit enthalten.

<sup>67</sup> Die hier genannten Angaben beziehen sich auf Anlagen zur reinen Stromerzeugung, ohne KWK.



- Kurze Zeiten für das Rampenfahren
- Operative Flexibilität
  - Niedrige Minimallast bei möglichst hohen Wirkungsgraden
  - Hohe Anzahl von Starts und Stopps im Jahr
  - Niedrige Kosten für den Lastfolgebetrieb mit Rampenfahren
  - Kurze Zeiten für das Fahren der Minimallast
- Organisatorische Flexibilität
  - Flexibler Betrieb mit Mannschaft unterschiedlicher Qualifikation
  - Marktorientierte, flexible Service-Pläne

### 5.3 Interdisziplinäre Beurteilung

#### Ampelbewertung

Materialverfügbarkeit		X			
Gesellschaftliche Akzeptanz <sup>68</sup>		X			
Energiewirtschaftsrecht inklusive Regulierung			X		
Bau-, Umwelt- und Immissionschutzrecht	X				
Technologie	X				

Tabelle 28: Ampelbewertung GuD-Kraftwerke

<sup>68</sup> Einschätzung basierend auf Pietzner/Scheer, Grundlage ist der aktuelle Stand der Wissenschaft

**SWOT-Analyse**

	<b>Stärken</b>	<b>Schwächen</b>
<b>intern</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Niedriger CAPEX, hoher Wirkungsgrad</li> <li>• Kurze Bauzeit, niedrige CO<sub>2</sub>-Emissionen</li> <li>• Sehr gute Brennstoffflexibilität</li> <li>• Sehr gute Flexibilitätseigenschaften</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hoher Anteil der Brennstoff- an Erzeugungskosten</li> <li>• Nur mit hohen F&amp;E-Kosten käufliche Erschließung von Potenzialen zur weiteren Steigerung der Turbinen-Eintrittstemperatur</li> </ul>
	<b>Chancen</b>	<b>Risiken</b>
<b>extern</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zum Beispiel geringer Ausbau von EE-Anlagen und damit mehr Bedarf an fossiler Erzeugung</li> <li>• Bedarf für Regel- und Backup-Leistung</li> <li>• Nutzung von Gas aus Kohlevergasung als heimischem Brennstoff</li> <li>• Geeignet in der zukünftigen, stark EE-geprägten Landschaft mit H<sub>2</sub> als Brennstoff</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verringerte Volllaststundenzahlen, entsprechend reinen Merit-Order-Märkten</li> <li>• Verlust an Wirtschaftlichkeit im jetzigen Marktdesign</li> <li>• Starke Abhängigkeit vom importierten Erdgas als Brennstoff</li> <li>• Sinkender Wärmebedarf für KWK-Anlagen</li> </ul>

Tabelle 29: SWOT-Analyse GuD-Kraftwerke

**Gesellschaftliche Akzeptanzprobleme**

Als Annahme zu möglichen Akzeptanzfaktoren ist die politische Stabilität der Herkunftsregionen des Gases zu nennen.

**5.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit****Hersteller**

- GuD: General Electric (GE), Siemens, Alstom, MHI

Bei einzelnen Komponenten von GuD-Kraftwerken gibt es eine Vielzahl von Herstellern.

**Beispiele bereits realisierter Anlagen (im Betrieb oder bestellt)***Großanlagen*

BASF Ludwigshafen: 440 MW, Berlin Mitte: 386 MW, Dormagen BAYER: 480 MW, HKW Niehl 2: 400 MW, HKW Niehl 3: 450 MW, Lichterfelde: 376 MW, Lausward: 570 MW, Ludwigshafen HKW Süd: 378 MW, Mainz-Wiesbaden KW3: 416 MW, Irsching 4: 570 MW, Irsching 5: 847 MW.

*Kleinanlagen*

Aschaffenburg: 46 MW, Bernburg: 137 MW, Bitterfeld: 106 MW, Erfurt-Ost: 84 MW, Gera-Nord: 78 MW, Lemgo-West 1: 14 MW, VW Kassel CC: 77 MW.

In Deutschland existieren etwa 100 GuD-Kraftwerke mit einer Leistung kleiner 100 MW und 41 Kraftwerke mit einer Leistung größer 100 MW (Stand 2014). Von den insgesamt 141 installierten Kraftwerken werden 92 zusätzlich als KWK-Anlagen betrieben, 49 zur reinen Stromerzeugung. Der

größte Anteil (136) wird mit Gas, die verbleibenden fünf Anlagen werden mit Öl befeuert. Abbildung 7 gibt die Verteilung der in Deutschland installierten GuD-Kraftwerke nach Alter der Anlagen wieder.

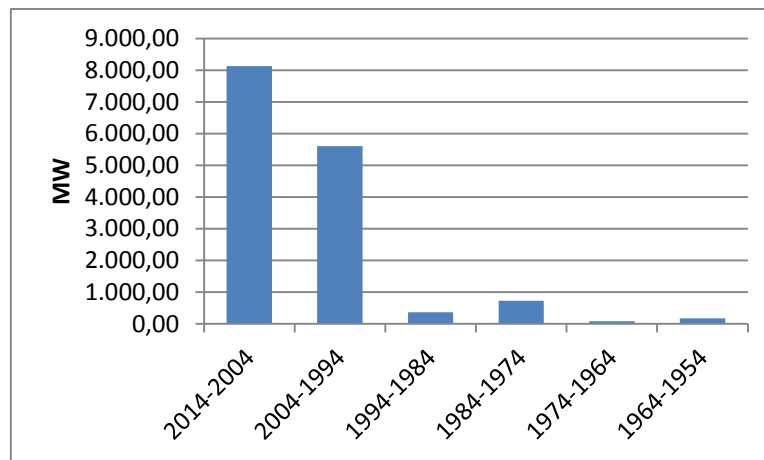


Abbildung 7: Struktur von in Deutschland installierten GuD-Kraftwerken nach Alter der Anlagen<sup>69</sup>

Beschränkungen bei Flexibilisierungsmaßnahmen bestehen zum einen in Materialbelastungen bei Laständerungen und zum anderen bei der Flammenstabilität und den NO<sub>x</sub>-Emissionen in der Gasturbine bei Minimallast.

## 5.5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf

### Forschungsbedarf/notwendige (Weiter-)Entwicklungen bis 2023 und 2050

- Materialien: Komposite, Keramik: Hochtemperaturresistente Materialien für Gasturbinen
- Brennstoffflexibilität, Gas-Gemische, Wasserstoff
- Verbrennungssysteme (Brenner, Brennkammer)
- Hochtemperaturresistente Beschichtungen (coatings)
- Thermodynamik
- Aerodynamik, insbesondere Verdichter bei unterschiedlichen Betriebsbedingungen
- Wärmeübertragung, insbesondere Rekuperation
- Sensorik

<sup>69</sup> Siemens Power & Gas 2014.

## 6 Motorenkraftwerke, 10- bis 25-MW-Klasse

### 6.1 Beschreibung

Ein Motorenkraftwerk basiert üblicherweise auf einem Hubkolbenmotor, der sowohl nach dem Diesel-Prozess für flüssige Brennstoffe (zum Beispiel Diesel, Leichtöl, Schweröl) als auch nach dem Otto-Prozess für gasförmige Brennstoffe (zum Beispiel Erdgas, Biogase, Industriegase) zum Einsatz kommen kann. Einige Hersteller bieten Bi-Fuel-Motoren an, die in der Lage sind, mehrere Brennstoffe einzusetzen.

Die Stromerzeugung erfolgt über einen direkt gekoppelten Generator. Je nach Generatorauslegung sind verschiedene Spannungen und Frequenzen erzeugbar. Für den KWK-Anwendungsfall werden sowohl in den Abgasweg als auch für die indirekte Kühlung von Motorschmieröl und Motorkühlwasser Wärmeübertrager installiert, die die Abwärme an einen Sekundärkreislauf, üblicherweise einen Heizkreislauf, übertragen. Um das HKW auch nutzen zu können, wenn der Wärmebedarf im Sekundärkreislauf geringer ist als die Abwärme des Motors, können die Wärmeübertrager umfahren und die Wärme dann an die Umgebung abgegeben werden. Eine weitere Möglichkeit zur Effizienzsteigerung ist die Nutzung der Abgaswärme zur Dampferzeugung mit der Möglichkeit der anschließenden Verstromung in einer Dampfturbine. Hierbei ist eine Steigerung des elektrischen Bruttowirkungsgrades auf 51 bis 52 Prozent möglich.

### 6.2 Technische und ökonomische Daten

#### Technisch<sup>70</sup>

	2013 (Durchschnitt Bestand)	2023 (Flexibilisierung Bestandsanlagen)	2023 (Neuanlagen)	Anmerkungen
Netto-Wirkungsgrad in % (Bestpunkt)	43–44	44–45	44–46	mit nachgeschalteter Dampfturbine 3 bis 5 Prozentpunkte höher
Netto-Minimallast-Wirkungsgrad in %	32–34	32–34	32–34	hohe Teillastwirkungsgrade durch modularen Aufbau
Minimallast in %PN	15	15	15	
Lasttransient in %PN/min	7 % bis 15 % PN 45 % ab 15 % PN	7 % bis 15 % PN 45 % ab 15 % PN	7 % bis 15 % PN 45 % ab 15 % PN	

<sup>70</sup> Die hier genannten Angaben beziehen sich auf Anlagen zur reinen Stromerzeugung, ohne KWK und ohne CCS.

	2013 (Durchschnitt Bestand)	2023 (Flexibilisierung Bestandsanlagen)	2023 (Neuanlagen)	Anmerkungen
Anfahrzeit kalt <sup>71</sup> in min	10–30	10–30	10–30	abhängig von der Temperatur der Maschine
Anfahrzeit heiß in min <sup>72</sup> (Vorhaltezeit maximal 8 h)	5	5	5	
Lebensdauer in a	25	25	25	
Verfügbarkeit in h/a	> 8.000	> 8.000	> 8.000	hohe Verfügbarkeit durch modularen Aufbau
Vollastbenutzungsstunden in h/a	> 8.000	> 8.000	> 8.000	
Spezifische CO <sub>2</sub> -Emission in t/(GW h) <sub>t</sub>	201,6			
Spezifische CO <sub>2</sub> -Emission (Biogas) in t/(GW h) <sub>t</sub>	0			

Tabelle 30: Technische Daten Motorenkraftwerke

**Ökonomisch**<sup>73</sup>

	2023 (Flexibilisierung Bestandsanlagen)	2023 (Neuanlagen)	2050 (Neuanlagen)	Anmerkungen
Investitionen <sup>74</sup> in Mio. €/GW (netto)	20–40	400–550	475	Ziel: Wirkungsgradsteigerung (Anlagen mit Dampfturbine um 850 Mio. €/GW)
Jährliche Betriebskosten ohne Brennstoff in % von der Investition	< 3	< 3	3	Kosten stark von Anlagenkonzept und Betreiberphilosophie abhängig
Jährliche Wartungskosten in % von der Investition		4–5	2,5	
Startkosten <sup>75</sup> in €/MW <sub>PN</sub> (kalt)	< 300	< 300	30	abhängig von der Temperatur der Maschine

<sup>71</sup> Zeit, ab der ein Startvorgang als Kaltstart gewertet wird, beträgt 24 Stunden.<sup>72</sup> Heiß bedeutet hier lediglich, dass der Ölkreislauf vorgeheizt ist.<sup>73</sup> Sofern Unterschiede bezüglich Kraftwerkstyp und Brennstoff bestehen, werden diese gesondert genannt. Die hier genannten Angaben beziehen sich auf Anlagen zur reinen Stromerzeugung, ohne KWK und ohne CCS.<sup>74</sup> Die Investitionen für 2023 (Flexibilisierung von Bestandsanlagen) beziehen sich auf die Zusatzinvestitionen in Flexibilitätsmaßnahmen bei Bestandsanlagen.<sup>75</sup> Hier sind auch zusätzliche Wartungskosten mit enthalten.

	2023 (Flexibilisierung Bestandsanlagen)	2023 (Neuanlagen)	2050 (Neuanlagen)	Anmerkungen
Startkosten <sup>75</sup> in €/MW <sub>PN</sub> (heiß)	< 50	< 50	5	
Brennstoffkosten in €/(MW)			33,1	
Brennstoffkosten (Biogas) in €/(MW)			54,09	

Tabelle 31: Ökonomische Daten Motorenkraftwerke

Bei Wärmekraftanlagen, die als KWK-Anlagen betrieben werden, ist die Brennstoffausnutzung gegenüber einer reinen Stromerzeugung günstiger. In der nachfolgenden Tabelle werden entsprechende Angaben gegenüber Anlagen zur reinen Stromerzeugung gemacht. Die Angaben beziehen sich dabei auf Anlagen ohne CCS.

		2014 (Durchschnitt Bestand)	2023 (Neuanlagen)	Anmerkungen
Brennstoffausnutzung in % (Bestpunkt)	FW	85–87	86–88	
	PW		68–71	
Stromkennzahl = Strom/Wärme	FW	ca. 1	ca. 1	bei Nachschaltung einer Dampfturbine im Dauerbetrieb
	PW		ca. 2	
Stromausbeute = Strom/Brennstoffeinsatz	FW	0,40–0,43	0,40–0,43	bei Nachschaltung einer Dampfturbine im Dauerbetrieb
	PW		0,48–0,51	
Minimallast in %PN (Strom)	FW	15	15	
	PW		15	
Lasttransient in %PN/min (Strom)	FW	7 % bis 15 % PN 45 % ab 15 % PN	7 % bis 15 % PN 45 % ab 15 % PN	Gilt für die im Motor erzeugte mechanische Energie. Der Lasttransient der mechanischen Energie aus der Dampfturbine ist deutlich langsamer und abhängig von der Abwärmemenge des Motors.
	PW	7 % bis 15 % PN 45 % ab 15 % PN	7 % bis 15 % PN 45 % ab 15 % PN	
Anfahrzeit warm in min	FW	5	5	
Lebensdauer in a	FW	25	25	
	PW		25	
Verfügbarkeit in h/a	FW	> 8.000	> 8.000	
	PW		> 8.000	
Vollastbenutzungsstunden in h/a	FW	> 8.000	> 8.000	
	PW		> 8.000	

		2014 (Durchschnitt Bestand)	2023 (Neuanlagen)	Anmerkungen
Investitionen in Mio. €/GW (Strom, netto)	FW	650–800	700–850	geschätzt für Kopplung mit Dampf- turbine
	PW		800–900	

Tabelle 32: KWK-Einsatz Motorenkraftwerke

CCS-Einsatz ist bei Motorenkraftwerken vorerst nicht zu erwarten.

### Technische Potenziale

	2023
Installierte flexible Erzeugungsleistung in Deutschland in GW (Bestand und geplant für 2023)	nicht bekannt
Installierte flexible Erzeugungsleistung in Deutschland mit KWK in MW (Bestand und geplant für 2023)	Rosenheim: 1 x 10 MW Kiel: 20 x 10 MW

Tabelle 33: Technische Potenziale Motorenkraftwerke

Es gibt keine Beschränkungen bei Flexibilisierungsmaßnahmen, da die Technologie weitestgehend entwickelt ist.

Die derzeit am Markt vorzufindende Motorengeneration ist bereits sehr auf die Flexibilisierung ausgelegt, was die nachfolgenden Eigenschaften zeigen:

- Schnellstartfähigkeit bei Warmhaltung < 4 min
- Spitzenlastfähigkeit auch ohne Wärmeauskopplung
- Hohe Verfügbarkeit durch viele Einzelmodule
- Flexibilität durch Kopplung mit zusätzlicher Wärmesenke
- Flexibilisierung durch Nachschaltung von Dampfturbinen
- Veränderbare Stromkennzahl bei KWK-Anwendungen durch Ventilsteuerung

Bemerkungen zur Nachschaltung von Dampfturbinen:

- Es gibt nur sehr wenig Betriebserfahrungen
- Deutlich höhere Investitionskosten durch Dampfturbine und den Wasser-/Dampfkreislauf
- Dampfturbine nicht so flexibel wie Dieselmotor (längere An- und Abfahrzeiten)
- Durch die Nachschaltung von Dampfturbinen wird insbesondere die Schnellstartfähigkeit des Gesamtsystems verringert
- Deutlich schlechterer Gesamtwirkungsgrad/Brennstoffausnutzungsgrad

### 6.3 Interdisziplinäre Beurteilung

#### Ampelbewertung

Materialverfügbarkeit		X			
Gesellschaftliche Akzeptanz <sup>76</sup>		X			
Energiewirtschaftsrecht inklusive Regulierung			X		
Bau-, Umwelt- und Immissionsschutzrecht	X				
Technologie	X				

Tabelle 34: Ampelbewertung Motorenkraftwerke

#### SWOT-Analyse

	Stärken	Schwächen
<b>intern</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ausgereifte Technologie</li> <li>• Sehr flexibel</li> <li>• Flexibler Brennstoffeinsatz</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Begrenzte Baugrößen/Leistungsklassen</li> <li>• Platzbedarf</li> <li>• Relativ hoher Rückkühlbedarf bei reiner Stromerzeugung</li> </ul>
	Chancen	Risiken
<b>extern</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nutzung von Industriegasen möglich</li> <li>• Nutzung von Biogasen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Optimal nur in Verbindung mit Wärmesenken (zum Beispiel Wärmespeicher)</li> </ul>

Tabelle 35: SWOT-Analyse Motorenkraftwerke

### 6.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit

Rosenheim (1 x 10 MW) ist ein Beispiel einer bereits realisierten Anlage.

#### Hersteller<sup>77</sup>

- Wärtsilä
- MAN
- GE Jenbacher
- Rolls-Royce
- Caterpillar

### 6.5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf

#### Essenzieller Beitrag bis 2023

Derzeit sind in Deutschland keine modular aufgebauten Motorenkraftwerke installiert, sodass bis zum Jahr 2023 kein essenzieller Beitrag zur Weiterentwicklung erwartet wird.

<sup>76</sup> Einschätzung basierend auf Pietzner/Scheer, Grundlage ist der aktuelle Stand der Wissenschaft.

<sup>77</sup> Hier sind nur Motorenhersteller gelistet. Es gibt zahlreiche Gesamtanlagenhersteller, die die Motoren integrieren.



## Literatur

Alle Daten ohne weitere Literaturangaben basieren auf Erfahrungswerten der Mitwirkenden der Fachgruppe sowie eigenen Berechnungen und Abschätzungen der Autoren. Die Urheber räumen ein Nutzungsrecht für die Verwendung der Abbildungen in diesem Technologiesteckbrief im Rahmen der Online-Publikation ein.

### **Elsner et al. 2015**

Elsner, P./Fischedick, M./Sauer, D. U. (Hrsg.): *Analyse: Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050. Technologien – Szenarien – Systemzusammenhänge* (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2015.

### **E.ON Kraftwerke GmbH – Franken 2002**

E.ON Kraftwerke GmbH: Kraftwerk Franken I – Sauberer Strom aus Gas und Öl, Broschüre 02/02, 2002.

### **E.ON Kraftwerke GmbH – Ingolstadt 2002**

E.ON Kraftwerke GmbH : Ölkraftwerk Ingolstadt – Sauberer Strom vom Ufer der Donau 02/02, 2002.

### **E.ON Kraftwerke GmbH – Scholven 2006**

E.ON Kraftwerke GmbH : Kohlekraftwerk Scholven – Gigant im Ruhrgebiet, Broschüre 07/06, 2006.

### **EWI 2011**

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln: Roadmap 2050 – a closer look. Cost-efficient RES-E penetration and the role of grid extensions, 2011. URL: [http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user\\_upload/Publikationen/Studien/Politik\\_und\\_Gesellschaft/2011/Roadmap\\_2050\\_komplett\\_Endbericht\\_Web.pdf](http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2011/Roadmap_2050_komplett_Endbericht_Web.pdf) [Stand: 03.03.2015].

### **Leopoldina/acatech/Akademienunion 2015**

Leopoldina/acatech/Akademienunion (Hrsg.): *Stellungnahme: Mit Energieszenarien gut beraten. Anforderungen an wissenschaftliche Politikberatung* (Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung), München 2015.

### **RWE Power 2008**

RWE Power: Standort Niederaussem – Das Innovationszentrum Kohle, Broschüre 2008.

### **RWE Power 2010-1**

RWE Power: ADELE – Der adiabate Druckluftspeicher für die Elektrizitätsversorgung, Broschüre, 2010. URL: <http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/364316/data/364260/59668/rwe-power-ag/klimaschutz/adele/Broschuere-ADELE.pdf> [Stand: 01.07.2013].

### **RWE Power 2010-2**

RWE Power: ADELE – Ein Speicher für grünen Strom, Broschüre, 2010. URL: <https://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/1761180/data/2009688/1/rwe-generation-se/presse/mediacenter/projekte/Flyer-ADELE-Sechs-Fragen-zum-Projekt-in-Stassfurt.pdf> [Stand: 12.11.2015].

**RWE Power 2011**

RWE Power: BoAplus – Hochtechnologie für die Stromerzeugung von heute und morgen. Das modernste Braunkohlenkraftwerk der Welt, 2011. URL: <https://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/1110140/data/1109028/2/boaplustueber-boaplustim-detail/BoAplus-Hochtechnologie-fuer-die-Stromerzeugung-von-heute-und-morgen.pdf> [Stand: 12.11.2015].

**RWE Power 2012-1**

RWE Power: Das Projekt BOA 2&3 – Klimavorsorge mit Hochtechnologie, 2012. URL: <http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/235856/data/235578/4/rwe-power-ag/presse-downloads/braunkohle/RWE-Klimavorsorge-mit-Hightech.pdf> [Stand: 13.03.2015].

**RWE Power 2012-2**

RWE Power: Die WTA-Technik – Ein modernes Verfahren zur Aufbereitung und Trocknung von Braunkohle, 2012. URL: <http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/206118/data/213182/1/rwe-power-ag/innovationen/innovationszentrum-kohle/wirbelschichttrocknung/roschuerer-Die-WTA-Technik-Ein-modernes-Verfahren-zur-Aufbereitung-und-Trocknung-von-Braunkohle-PDF-815-MB-.pdf> [Stand: 13.03.2015].

**Siemens Power & Gas 2014**

Siemens Power & Gas: GuD-Kraftwerke, 2014.

**Wellmer/Herzig 2016**

Wellmer, F.-W./Herzig, P.: *Rohstoffe für die Energieversorgung der Zukunft* (Analyse aus der Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2016 i. E.

**ZEP 2011**

Zero Emission Platform: *The Costs of CO<sub>2</sub> Capture, Transport and Storage, Post-demonstration CCS in the EU, 2011.*

**ZEP 2013**

Zero Emission Platform: *CO<sub>2</sub> Capture and Storage – Recommendations for transitional measures to drive deployment in Europe*, Brüssel 2013.

## Über das Akademienprojekt

Mit der Initiative „Energiesysteme der Zukunft“ geben acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, die Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina und die Union der deutschen Akademien der Wissenschaften Impulse für eine faktenbasierte Debatte über Herausforderungen und Chancen der Energiewende in Deutschland. Acht Arbeitsgruppen bündeln fachliche Kompetenzen und identifizieren relevante Problemstellungen. Interdisziplinär zusammengesetzte Ad-hoc-Gruppen erarbeiten Handlungsoptionen zur Umsetzung einer sicheren, bezahlbaren und nachhaltigen Energiewende.

### Die Ad-hoc-Gruppe „Flexibilitätskonzepte“

Die Ad-hoc-Gruppe „Flexibilitätskonzepte“ hat sich mit der Frage beschäftigt, wie die Versorgungssicherheit in der Stromversorgung bei einem wachsenden Anteil volatil einspeisender erneuerbarer Energien sichergestellt werden kann. Sie hat untersucht, wie die fluktuierende Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik sinnvoll durch flexible Stromerzeuger, Demand-Side-Management, Speicher und Netzausbau ergänzt werden kann. Als Zeithorizont wurde das Jahr 2050 betrachtet. Neben dem Technologiebedarf und den Kosten wurden auch die gesellschaftlichen Implikationen sowie der Ressourcenbedarf unterschiedlicher Gestaltungsoptionen für das Energiesystem beleuchtet.

Zur Ad-hoc-Gruppe gehören elf Fachgruppen mit Experten aus Wissenschaft und Industrie. Die Ergebnisse wurden in drei Formaten aufbereitet.

Die **Technologiesteckbriefe** dokumentieren Details zu den einzelnen Technologien und stellen den Stand der Technik ausführlich dar, zeigen Entwicklungspotenziale auf und beschreiben den Forschungs- und Entwicklungsbedarf. Anhand einer interdisziplinären Matrix wurden alle Technologien im Hinblick auf Ressourcenverfügbarkeit, gesellschaftliche Akzeptanz, technischen Reifegrad und relevante Aspekte des Energiewirtschaftsrechts sowie des Bau- und Emissionsschutzrechts bewertet. Die Steckbriefe richten sich in erster Linie an Energiesystem-Modellierer, denen hiermit eine aktuelle, von Experten erstellte Datenbasis zur Verfügung gestellt wird.

Weitere Formate von der Ad-hoc-Gruppe „Flexibilitätskonzepte“:

- Die **Analyse** „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Technologien – Szenarien – Systemzusammenhänge“ dokumentiert die Methodik und die Ergebnisse der Ad-hoc-Gruppe in umfassender Form und setzt diese in Bezug zu energiepolitischen Fragen.
- Die **Stellungnahme** „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Stabilität im Zeitalter der erneuerbaren Energien“ stellt die Synthese der Ergebnisse in kompakter, allgemein verständlicher Form dar und zeigt Handlungsoptionen zur Gestaltung der zukünftigen Stromversorgung auf.

## Mitwirkende der Ad-hoc-Gruppe

In der Ad-hoc-Gruppe arbeiteten rund 100 Experten aus Wissenschaft und Industrie mit. Neben Naturwissenschaftlern und Ingenieuren waren auch Wirtschaftswissenschaftler, Psychologen, Politik- und Sozialwissenschaftler vertreten.

### Leitung

Prof. Dr. Peter Elsner	Fraunhofer-Institut für Chemische Technologie
Prof. Dr. Dirk Uwe Sauer	RWTH Aachen

## Mitwirkende der Fachgruppe Konventionelle Kraftwerke

### Fachgruppenmitglieder

Prof. Dr. Klaus Görner (Leitung)	Universität Duisburg-Essen, Lehrstuhl für Umweltverfahrens- und Anlagentechnik
Prof. Dr. Dirk-Uwe Sauer (Leitung)	RWTH Aachen, Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe
Dr. Reinhold Elsen Dr. Karl-Josef Wolf	RWE Power AG
Dr. Georg Gasteiger Helmut Katzenberger	Bilfinger Power Systems GmbH
Prof. Dr. Emmanouil Kakaras	MITSUBISHI Hitachi POWER SYSTEM EUROPE GMBH
Prof. Dr. Alfons Kather	Technische Universität Hamburg-Harburg, Institut Energietechnik
PD Dr. Dietmar Lindenberger	Universität zu Köln, Energiewirtschaftliches Institut
Prof. Dr. Matthias Oechsner	Technische Universität Darmstadt, Staatliche Materialprüfungsanstalt Darmstadt
Dr. Gerd Oeljeklaus	Universität Duisburg-Essen, Lehrstuhl für Umweltverfahrens- und Anlagentechnik
Katja Pietzner	Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH
Dr. Ireneusz Pyc	Siemens AG
Adolf Roesch	ALSTOM Deutschland AG
Dr. Dirk Scheer	Universität Stuttgart, Zentrum für interdisziplinäre Risiko- und Innovationsforschung
Prof. Dr. Günter Scheffknecht	Universität Stuttgart, Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik
Martin Schönrok	E.ON Kraftwerke GmbH
Prof. Dr. Hartmut Spliethoff	Technische Universität München, Lehrstuhl für Energiesysteme

### Weitere Mitwirkende

Dr. Frank Schwendig	RWE Power AG
---------------------	--------------

### Wissenschaftliche Referenten

Dr. Berit Erlach	acatech
Benedikt Lunz	RWTH Aachen
Dr. Matthias Merzkirch	Karlsruher Institut für Technologie

## Institutionen und Gremien des Akademienprojekts

### Beteiligte Institutionen

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften (Federführung)

Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina

Union der deutschen Akademien der Wissenschaften

### Steuerkreis

Der Steuerkreis koordiniert die Arbeit in acht interdisziplinären, thematischen Arbeitsgruppen.

Prof. Dr. Robert Schlögl (Vorsitzender)	Fritz-Haber-Institut der Max-Planck-Gesellschaft und Max-Planck-Institut für Chemische Energiekonversion
Prof. Dr. Peter Elsner	Fraunhofer-Institut für Chemische Technologie
Prof. Dr. Armin Grunwald	Karlsruher Institut für Technologie, Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse
Prof. Dr. Peter Herzig	Helmholtz-Zentrum für Ozeanforschung Kiel
Prof. Dr. Ortwin Renn	Universität Stuttgart, Institut für Sozialwissenschaften, Abteilung für Technik- und Umweltsoziologie
Prof. Dr. Christoph M. Schmidt	Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung
Prof. Dr. Ferdi Schüth	Max-Planck-Institut für Kohlenforschung
em. Prof. Dr. Rüdiger Wolfrum	Max-Planck-Institut für ausländisches öffentliches Recht und Völkerrecht, Heidelberg
Prof. Dr. Eberhard Umbach	acatech Präsidium

### Kuratorium

Das Kuratorium verantwortet die strategische Ausrichtung der Projektarbeit.

Prof. Dr. Reinhard F. Hüttl (Vorsitzender)	acatech Präsident
Prof. Dr. Jörg Hacker	Präsident Leopoldina
Prof. Dr. Dr. Hanns Hatt	Präsident Union der deutschen Akademien der Wissenschaften (seit September 2015), Präsident Nordrhein-Westfälische Akademie der Wissenschaften und der Künste
Prof. Dr. Günter Stock	Präsident Union der deutschen Akademien der Wissenschaften (bis August 2015), Präsident Berlin-Brandenburgische Akademie der Wissenschaften (bis September 2015)
Prof. Dr. Bärbel Friedrich	Vizepräsidentin Leopoldina
Prof. Dr. Jürgen Gausemeier	Mitglied acatech Präsidium
Prof. Dr. Andreas Löschel	Universität Münster, Vorsitzender der Expertenkommission zum Monitoring- Prozess „Energie der Zukunft“
Prof. Dr. Klaus Töpfer	Ehemaliger Exekutivdirektor Institute for Advanced Sustainability Studies
Dr. Georg Schütte (Gast)	Staatssekretär Bundesministerium für Bildung und Forschung
Rainer Baake (Gast)	Staatssekretär Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
Dr. Ingrid Wüning Tschol (Gast)	Bereichsdirektorin „Gesundheit und Wissenschaft“ Robert-Bosch-Stiftung

### Projektkoordination

Dr. Ulrich Glotzbach                      Leiter der Koordinierungsstelle, acatech

## Rahmendaten

### **Projektlaufzeit**

04/2013 bis 02/2016

---

### **Finanzierung**

Das Projekt wird vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (Förderkennzeichen EDZ 2013) und der Robert-Bosch-Stiftung gefördert.

---