

Energiewirtschaftliche Parameter konventioneller und innovativer Kraftwerkstechnologien

Diplomarbeit
vorgelegt von
Christoph Posch

Betreuer:
Dipl.-Ing. Dr.techn. Christoph Gutsch

Begutachter:
Univ.-Prof. Mag. Dipl.-Ing. Dr.techn. Heinz Stigler

eingereicht am
Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation
der Technischen Universität Graz

Graz, Juni 2010

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommene Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, am.....

.....

(Unterschrift)

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich die Gelegenheit nutzen, mich nicht nur für diese Arbeit, sondern auch für die gesamte Studienzzeit bei einigen Leuten zu bedanken.

Für das Ermöglichen dieser Arbeit möchte ich mich recht herzlich bei Herrn Univ.-Prof. Mag. Dipl.-Ing. Dr.techn. Heinz Stigler bedanken. Weiters, bei Herrn Dipl.-Ing. Dr.techn. Christoph Gutschi für die wirklich sehr hilfreiche Unterstützung und Ratschläge während der gesamten Diplomarbeit. „Herzlichen Dank dafür.“

Danke an meine Familie, allen voran meinen Eltern Elfriede und Josef, meinen Großeltern Cornelia und Johann, meinem Bruder Thomas, meiner Schwägerin Sieglinde, meinem Neffen Max und meinem Onkel Johann für die ständige Unterstützung im Laufe des Studiums.

„Liebe Leute, Danke.“

Last but überhaupt nicht least, bei meinen Freunden und Studienkollegen. Danke an Hippo, für eine jahrzehntelange Freundschaft und an meine, im Zuge des Studiums neu gewonnenen Freunde Armin, Bugi, Mario und Robert, sowie der Chaos WG-Dr. Jäger, Lines und Foiwa.

„Meine Herrn, Danke. Es war und ist mir eine Ehre.“

Kurzfassung

Im Zuge der Liberalisierung des Strommarktes gewinnt die Bewertung von ausgereiften, konventionellen Kraftwerkstechnologien, aber auch von innovativen Konzepten hinsichtlich ihrer Kosten zunehmend an Bedeutung. Um Kraftwerke bezüglich ihrer Wirtschaftlichkeit bewerten zu können, müssen die unterschiedlichsten Parameter in ein Gesamtmodell mit einbezogen werden. Ziel dieser Arbeit war es, die Bandbreite einiger Kraftwerksparameter, die erheblichen Einfluss auf die Stromerzeugungskosten und somit auf die Wirtschaftlichkeit haben aufzuzeigen und darzustellen, um eine belastbare Datenbasis für spätere Simulationen und Wirtschaftlichkeitsanalysen zu liefern. Konkret handelt es sich hierbei um Angaben zu Investitionskosten, Betriebs- und Wartungskosten, Wirkungsgrad, Anfahrzeiten und den damit verbundenen Kosten, Lebensdauern sowie den Verfügbarkeiten von Kraftwerken. Als Datenbasis wurden Angaben aus verschiedenen Quellen und Studien gegenübergestellt und eine Relation dieser Ergebnisse mit bereits errichteten oder in Bau befindlichen Referenzanlagen aufgezeigt. Was speziell für gas- und kohlebetriebene Kraftwerke deutlich hervorgeht, ist die Steigerung des Wirkungsgrads und Reduzierung der spezifischen Investitionskosten mit zunehmender Größe des Kraftwerks. Eine Gegenüberstellung liefert vor allem bei den Betriebs- und Wartungskosten, aber auch bei den Investitionskosten in Abhängigkeit von den betrachteten Quellen erhebliche Unterschiede. Abschließend werden noch die Höhe der Stromerzeugungskosten eines Gas- und Dampfturbinenkraftwerks vereinfacht berechnet und die Anwendbarkeit von annuitätischen Stromerzeugungskosten als Vergleichsparameter hinterfragt.

Abstract

In course of deregulation of the electricity market it will be more and more important to evaluate the conventional and innovative power plant concepts concerning their costs. A lot of parameters are required to form a comprehensive model for the assessment of the costs of power generation.

It is an aim of this thesis to present the bandwidth of some parameters, which are most important for the costs of generating electricity. The investigated parameters are investment costs, operation and maintenance costs, net efficiency, start-up times and costs, lifetime and operational availability of different power plant types. Sources for this work are actual studies, other power plant specific sources and reference projects of plants, recently built or under construction.

Especially the results for gas- and coal-fired power plants demonstrate the relation between an increase of the net efficiency and decrease of the specific investment costs with rising plant sizes. The comparison of different studies shows wide ranges of the operation and maintenance costs as well as investment costs.

A simplified showcase calculation gives an overview of the development of power generation costs over the plants lifetime. Finally the practicability of levelized costs is discussed for a combined cycle gas turbine (CCGT) power plant.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Ziele der Arbeit	1
1.2	Überblick über die Stromerzeugung in Kontinentaleuropa	2
2	Gasbetriebene Kraftwerke	3
2.1	Gasturbine	4
2.1.1	Allgemeines	4
2.1.2	Investitionskosten	5
2.1.3	Betriebs- und Wartungskosten	6
2.1.4	Wirkungsgrad	7
2.1.5	Sonstiges	8
2.2	Kombinierte Gas- und Dampfturbinenanlagen	8
2.2.1	Allgemeines	8
2.2.2	Investitionskosten	9
2.2.3	Betriebs- und Wartungskosten	11
2.2.4	Wirkungsgradverlauf	11
2.2.5	Sonstiges	13
2.3	Blockheizkraftwerke	14
2.3.1	Allgemeines	14
2.3.2	Investitionskosten	15
2.3.3	Betriebs- und Wartungskosten	17
2.3.4	Wirkungsgrad	18
2.3.5	Sonstiges	19
3	Kohlekraftwerke	20
3.1	Stein- und Braunkohlekraftwerke	20
3.1.1	Allgemeines	20
3.1.2	Investitionskosten	22
3.1.3	Betriebs- und Wartungskosten	23
3.1.4	Wirkungsgrad	23
3.1.5	Sonstiges	24
3.2	Kombikraftwerk mit integrierter Kohlevergasung	26

3.2.1	Allgemeines	26
3.2.2	Investitionskosten	27
3.2.3	Betriebs- und Wartungskosten	28
3.2.4	Wirkungsgrad und -verlauf	28
3.2.5	Sonstiges	29
4	Kernkraftwerke	31
4.1	Wichtigste Reaktortypen	32
4.1.1	Druckwasserreaktor	32
4.1.2	Siedewasserreaktor	33
4.1.3	Schwerwasserreaktor	34
4.2	Kraftwerksparameter	35
4.2.1	Allgemeines zur Stromerzeugung aus Kernenergie	35
4.2.2	Investitionskosten	35
4.2.3	Betriebs- und Wartungskosten	36
4.2.4	Wirkungsgrad	36
4.2.5	Sonstiges	36
5	Erneuerbare Energien	38
5.1	Wasserkraftwerke	38
5.1.1	Allgemeines	38
5.1.2	Investitionskosten	40
5.1.3	Betriebs- und Wartungskosten	42
5.1.4	Wirkungsgrad	43
5.1.5	Sonstiges	43
5.2	Windkraftanlagen	44
5.2.1	Allgemeines	44
5.2.2	Investitionskosten	45
5.2.3	Betriebs- und Wartungskosten	47
5.2.4	Wirkungsgrad	48
5.2.5	Sonstiges	48
5.3	Biomassekraftwerke	50
5.3.1	Allgemeines	50
5.3.2	Investitionskosten	52
5.3.3	Betriebs- und Wartungskosten	53
5.3.4	Wirkungsgrad	53
5.3.5	Sonstiges	54
5.3.6	Beispiel der Biomassevergasungsanlage in Oberwart	55
5.4	Solarthermische Kraftwerke	56
5.4.1	Allgemeines	56
5.4.2	Investitionskosten	59

5.4.3	Betriebs- und Wartungskosten	61
5.4.4	Wirkungsgrad	61
5.4.5	Sonstiges	62
5.4.6	Beispiel Andasol-Projekt	62
5.5	Photovoltaikanlagen	63
5.5.1	Allgemeines	63
5.5.2	Investitionskosten	64
5.5.3	Betriebs- und Wartungskosten	65
5.5.4	Wirkungsgrad	66
5.5.5	Sonstiges	66
5.6	Geothermische Kraftwerke	68
5.6.1	Allgemeines	68
5.6.2	Investitionskosten	69
5.6.3	Betriebs- und Wartungskosten	71
5.6.4	Wirkungsgrad	71
5.6.5	Vorteile und Nachteile	71
6	Stromerzeugungskosten	73
6.1	Abschätzung von Stromerzeugungskosten	73
6.2	Annuitätische Stromerzeugungskosten	77
7	Zusammenfassung	81
	Literaturverzeichnis	84
A	Anhang	91

Abbildungsverzeichnis

1.1	Übersicht Stromerzeugung in Kontinentaleuropa [82]	2
2.1	Übersicht der wichtigsten Gasturbinenprozesse [13]	3
2.2	Blockschaltbild einer Gasturbine	4
2.3	Spezifische Investitionskosten von Gasturbinenkraftwerken in Abhängigkeit der Anlagengröße [2]	5
2.4	Aufteilung der Investitionskosten von Gasturbinenkraftwerken [14]	6
2.5	Wirkungsgrad von Gasturbinen in Abhängigkeit der Anlagengröße [2]	7
2.6	Teillastwirkungsgrad von Gasturbinen [40]	7
2.7	Vereinfachter Aufbau einer GuD-Anlage [86]	9
2.8	Spezifische Investitionskosten von GuD-Kraftwerken [2]	10
2.9	Vergleich der spezifischen Investitionskosten von GuD-Kraftwerken aus unterschiedlichen Quellen; EU [28], DoE [24], EUSUSTEL [29], Ceri [19], IEA [45]	10
2.10	Kostenzusammensetzung eines 400 MW GuD-Kraftwerksblocks [65]	11
2.11	Wirkungsgradverlauf von GuD- und Gasturbinenanlagen in Abhängigkeit der Anlagengröße [54]	11
2.12	Wirkungsgradverlauf einer Gasturbine in Abhängigkeit der von Betriebszeit mit und ohne Wartungsarbeiten [54]	12
2.13	Teillastverhalten von GuD-Kraftwerken [40]	12
2.14	Blockschaltbild eines Blockheizkraftwerks	14
2.15	Vergleich der durchschnittlichen Investitionskosten von Anlagen mit unterschiedlichen Brennstoffen [5]	16
2.16	Kostenaufteilung von BHKW am Beispiel einer erdgasbetriebenen Anlage mit einer Leistung im Bereich von 500 kW - 1000 kW [5]	16
2.17	Durchschnittliche Betriebs- und Wartungskosten für Erd- und Biogasanlagen [5]	17
2.18	Wirkungsgradverlauf von Erdgas- und Biogas-BHKW [5]	18
3.1	Technologien von Kohlekraftwerken [69]	20
3.2	Schematische Darstellung der Funktionsweise eines Kohlekraftwerks [84]	21
3.3	Spezifische Investitionskosten von Steinkohlekraftwerken in Abhängigkeit von der Anlagengröße; DoE[24], EU[28], IEA[45], EUSUSTEL[29]	22

3.4	Zusammensetzung der Investitionskosten für ein Steinkohlekraftwerk [55] . . .	23
3.5	Teillastwirkungsgradverlauf von kohlebefeuerten Dampfkraftwerken [52] . . .	23
3.6	Wirkungsgradverlauf eines Kohlekraftwerks vor und nach einer Revision [56]	24
3.7	CO ₂ -Emission in Abhängigkeit des Kraftwerkswirkungsgrads [8]	25
3.8	Entwicklung der Dampfparameter von Steinkohlekraftwerken [69]	26
3.9	Vereinfachter Aufbau eines IGCC Kraftwerks	27
3.10	Zusammensetzung der Investitionskosten der IGCC Anlage in Tampa [37] . .	28
3.11	Verfügbarkeit von IGCC Kraftwerken [93]	29
4.1	Übersicht über die verschiedenen Kernkraftwerksgenerationen [92]	31
4.2	Schematische Darstellung eines Kernkraftwerks mit Druckwasserreaktor [3] .	33
4.3	Schematische Darstellung eines Siedewasserreaktors [41]	34
4.4	Schematische Darstellung eines Kernkraftwerks mit CANDU Reaktor [35] . .	35
5.1	Querschnitt des Lauf- und Schwellkraftwerks Paternion an der Drau [85] . .	38
5.2	Querschnitt des Pumpspeicherkraftwerk Kopswerk II [94]	39
5.3	Das Bild (a) zeigt den Pumpbetrieb, das Bild (b) den Turbinenbetrieb eines Pumpspeicherkraftwerks [39]	40
5.4	Zusammensetzung der Investitionskosten von Laufwasserkraftwerken [32] . .	42
5.5	Zusammensetzung der Investitionskosten von schwellbetriebsfähigen Laufwas- serkraftwerken [32]	42
5.6	Wirkungsgradverlauf verschiedener Turbinen bei unterschiedlicher Auslastung [99]	43
5.7	Schematischer Aufbau einer WKA [43]	44
5.8	Spezifische Investitionskosten für Onshore-WKA; WE Facts[30], DoE[24], EU[28], EUSUSTEL[29], IEA[45], We1[91]	46
5.9	Spezifische Investitionskosten für Offshore-WKA; WE Facts[30], DoE[24], EU[28], EUSUSTEL[29], IEA[45], We1[91]	46
5.10	Kostenzusammensetzung einer Onshore-Windkraftanlage	47
5.11	Kostenzusammensetzung einer Offshore-Windkraftanlage	47
5.12	Leistungskennlinie einer 3 MW Windanlage [26]	49
5.13	Technologien zur Stromerzeugung aus Biomasse [92]	50
5.14	Beispiel der Biomassevergasungsanlage Güssing [70]	51
5.15	Vergleich der spezifischen Investitionskosten von Biomassekraftwerken ver- schiedener Technologien [49]	52
5.16	Kostenaufteilung eines Dampfturbinenkraftwerks mit einer Leistung von 5 MW _{el} [59]	53
5.17	Kostenaufteilung einer Vergasungsanlage (Wirbelschichtvergasung) mit Gas- motor mit einer Leistung von 4,5 MW _{el} [59]	53
5.18	Elektrischer Wirkungsgrad in Abhängigkeit der Anlagenleistung der 1.000 kW _{el} Anlage in Lienz [12]	54
5.19	Technologieübersicht von solarthermischen Kraftwerken	56

5.20	Darstellung einer Parabolrinne [76]	57
5.21	Schematischer Aufbau eines Parabolrinnenkraftwerks mit thermischen Salzspeichern [76]	57
5.22	Fresnel-Kollektor [81]	58
5.23	Darstellung des Heliostatenfelds mit dem Receiver-Solarturm [73]	58
5.24	Monatliche Direkteinstrahlung am Standort Andasol [73]	59
5.25	Zusammensetzung der Investitionskosten von Solarturmkraftwerken [44]	61
5.26	Thermischer Kollektorwirkungsgrad in Abhängigkeit von Betriebstemperatur und Einstrahlung, Parabolrinnen (links) und Fresnel-Kollektoren (rechts) [42]	62
5.27	Blockschaltbild einer PV-Anlage	63
5.28	Spezifische Investitionskosten von PV-Anlagen, Studienauswertung und Beispielanlagen; CERI[19], DoE[24], EU[28], IEA[45], Marktstudie AT[9], EUSUSTEL[29]	65
5.29	Kostenaufteilung einer netzgebundenen PV Dachanlage [44]	65
5.30	Sonnen-Direkteinstrahlung in Abhängigkeit der geographischen Lage [63]	66
5.31	40 MW PV Anlage in Brandis (Quelle: solarbuzz.com)	67
5.32	Schematische Darstellung des HDR-Verfahrens	68
5.33	Erdplatten mit den Standorten von geothermischen Kraftwerken [78]	69
5.34	Zusammensetzung der Investitionskosten von hydrothermalen geothermischen Kraftwerken [31]	70
5.35	Im linken Bild wird der Wirkungsgradverlauf in Abhängigkeit der Thermalwassertemperatur dargestellt [44], rechts davon der gemessene Temperaturverlauf im Erdinneren in Abhängigkeit von der Bohrtiefe [79]	71
6.1	Kostenvergleich von GuD- und Kohlekraftwerk	76
6.2	Stromerzeugungskosten eines GuD-Kraftwerks in nomineller Darstellung	79
6.3	Stromerzeugungskosten eines GuD-Kraftwerks in realer Darstellung	79
6.4	Reale und nominelle Annuität zum Zeitpunkt $t=0$	80
7.1	Übersicht über die, in der Arbeit behandelten Kraftwerkstechnologien	81
7.2	Übersichtstabelle	83
A.1	Anfahrverhalten eines GuD-Kraftwerks [40]	91
A.2	Verschlechterung von Leistung und Wirkungsgrad über die Betriebsdauer eines GuD-Kraftwerks [77]	91
A.3	Aufschlüsselung der Kosten eines neuen Single-Shaft GuD-Kraftwerks [20]	92
A.4	Teillastverhalten eines Steinkohlekraftwerks [40]	94
A.5	Anfahrverhalten eines Steinkohlekraftwerks [40]	94
A.6	Daten zu Laufwasserkraftwerken aus der EUSUSTEL Studie [29]	95
A.7	Daten zu Pumpspeicherkraftwerken aus der EUSUSTEL Studie [29]	95

Tabellenverzeichnis

2.1	Richtwerte für jährliche Wartungs- und Instandhaltungskosten von Gasturbinenanlagen [72]	6
2.2	Anfahrzeiten von GuD-Anlagen	13
2.3	Förderungen von Mini-BHKW Anlagen [71]	15
2.4	Emissionen von BHKW Anlagen [5]	19
3.1	Anfahrzeiten von Kohlekraftwerken	24
3.2	IGCC Kraftwerke der 2. Generation ⁴ [13]	27
3.3	Elektrischer Wirkungsgrad von IGCC Kraftwerken [13]	29
4.1	Spezifische Investitionskosten von Kernkraftwerken mit unterschiedlichen Reaktortypen [64]	36
5.1	Spezifische Investitionskosten von Lauf- und Schwellwasserkraftwerken	41
5.2	Spezifische Investitionskosten für Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke [58]	41
5.3	Mittlere Betriebs- und Wartungskosten (BWK) von Laufwasserkraftwerken unterschiedlicher Größe [32]	42
5.4	Verfügbarkeit von Wasserkraftwerken [95]	43
5.5	Spezifische Investitionskosten solarthermischer Kraftwerke [44]	60
5.6	Betriebs- und Wartungskosten solarthermischer Kraftwerke [63]	61
5.7	Aktuelle und theoretisch mögliche Wirkungsgrade von PV Modulen und Zellen [62], [99]	66
6.1	Annahmen für die Berechnung von Stromerzeugungskosten für ein Kohle- und ein GuD-Kraftwerk (vgl. DoE [24] und UBA [83])	73
6.2	Kostenvergleich zwischen Kohle- und GuD-Kraftwerk	76
6.3	Reale und nominelle Annuität	80

Abkürzungsverzeichnis

BHKW	Blockheizkraftwerk
BWK	Betriebs- und Wartungskosten
BWR	Boiling Water Reactor
CANDU	Canada Deuterium Uranium
CCS	Carbon Dioxide Capture and Storage
DENA	Deutsche Energie-Agentur
DoE	Department of Energy
DWR	Druckwasserreaktor
GT	Gasturbine
GTW	Gas Turbine World
HDR	Hot Dry Rock
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
OIC	Overnight Investment Costs
ORC	Organic Rankine Cycle
PV	Photovoltaik
PWR	Preasurized Water Reactor
SWR	Siedewasserreaktor
WKA	Windkraftanlage

Kapitel 1

Einleitung

1.1 Ziele der Arbeit

Welche Technologie zur Stromerzeugung ist die Beste? - Eine komplexe Frage, die sehr schwierig zu beantworten ist. Auf welcher Kraftwerkstechnologie zurzeit die Entwicklungsschwerpunkte liegen, wird von vielen äußeren Faktoren bestimmt, unabhängig davon, ob eine Realisierung technisch möglich wäre. Während in den 70er Jahren politisch bedingte Ölkrisen die konventionelle Technologie der Kohlekraftwerke vorantrieben, wurde in den 80er und 90er Jahren ein Energieträgerwechsel aufgrund der Umwelt- und Klimapolitik angestrebt. Weiters müssen, um Stromerzeugungstechnologien quantitativ bewerten zu können, Faktoren wie Brennstoffkosten, CO₂-Vermeidungskosten (Zertifizierung), Standortbestimmungen etc. ebenso miteinbezogen werden. Somit erweist sich das Gesamtmodell als äußerst komplex. Diese Arbeit setzt sich als Ziel, eine Übersicht über die wichtigsten, derzeit verfügbaren Kraftwerkstechnologien bezüglich Zusammensetzung und Höhe der Investitionskosten, Betriebs- und Wartungskosten sowie des Wirkungsgrads und der Verfügbarkeit zu geben. Insbesondere werden Kohle-, Gas-, Kern- und Wasserkraftwerke als Vertreter der konventionellen Technologien sowie Wind-, Solarthermie-, Photovoltaik- und Geothermiekraftwerke als Vertreter der innovativen Technologien näher betrachtet.

1.2 Überblick über die Stromerzeugung in Kontinentaleuropa

Abbildung 1.1 zeigt, welche Bedeutung die unterschiedlichen Brennstoffe für die Stromerzeugung in Kontinental-Europa haben. Betrachtet man die Aufteilung der jährlich erzeugten Energie in Abhängigkeit von der Technologie so wird deutlich, dass Kernkraft- (29,8%), Gas- (16,4%), Steinkohle- (14,3%), Braunkohle- (13,6%) und Wasserkraftwerke (11,7%) von höchster Bedeutung für die Stromerzeugung in Europa sind. Weiters fällt anhand dieser Grafik auf, dass sich die Energieerzeugung aus Windkraftwerken von 2,6% auf 3,7% erhöht hat, was einem Anstieg um 42% von 2006 auf 2008 entspricht. Die restlichen erneuerbaren Energien liegen mit ungefähr 2% deutlich darunter.

Vergleicht man Erzeugung und installierte Leistung der jeweiligen Technologien, so kann man erkennen, dass Kernkraftwerke mit ungefähr 6.950 Volllaststunden und Braunkohlekraftwerke mit 5.800 Volllaststunden als Grundlastkraftwerke eingesetzt werden. Steinkohlekraftwerke (4.700 h) und Gaskraftwerke (4.500 h) werden eher als Mittellastkraftwerke verwendet. Ölkraftwerke werden mit durchschnittlich 1.700 h pro Jahr derzeit nur in Spitzenzeiten eingesetzt. Erneuerbare Energien wie Wasserkraft (2.250 h) und Windkraft (1.800 h) weisen aufgrund der Dargebotsabhängigkeit des Primärenergieträgers ebenfalls nur geringere Volllaststunden auf.

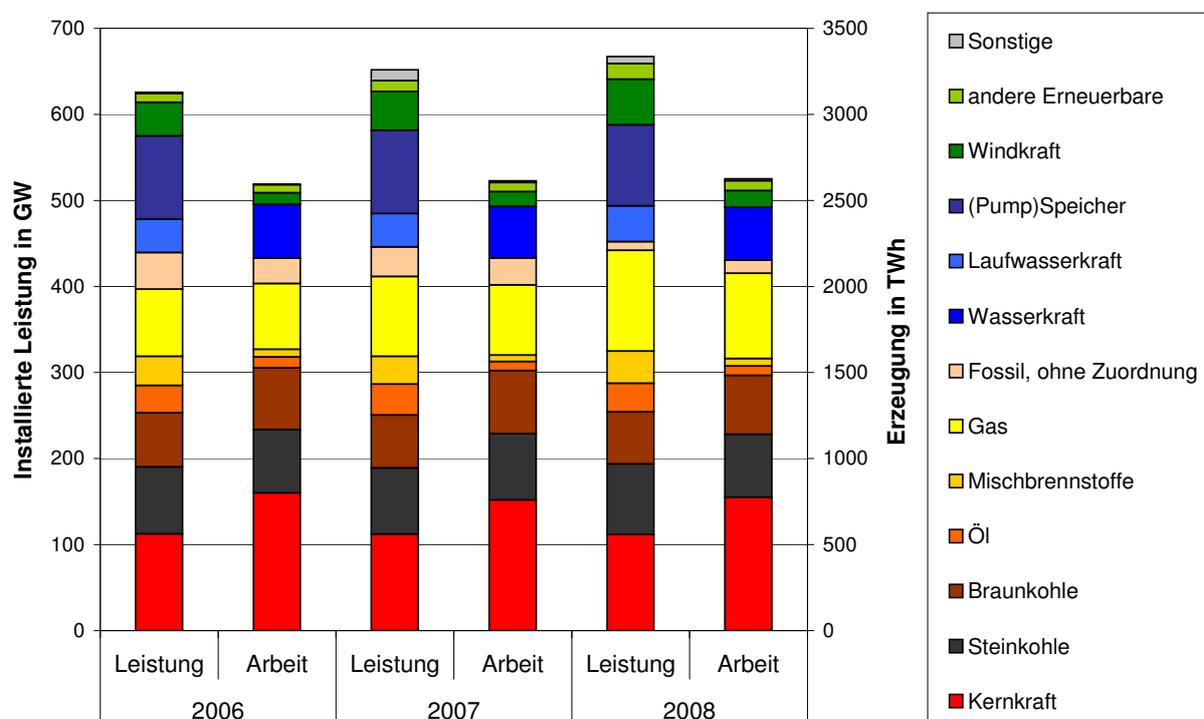


Abbildung 1.1: Übersicht Stromerzeugung in Kontinentaleuropa [82]

Kapitel 2

Gasbetriebene Kraftwerke

In diesem Kapitel werden Kraftwerkstechnologien mit dem Primärbrennstoff Erdgas behandelt. Diese beinhalten:

- Gasturbinenkraftwerke: Einen Überblick über die wichtigsten Gasturbinenprozesse gibt Abbildung 2.1. In dieser Arbeit werden ausschließlich die kommerziell verfügbaren Technologien behandelt.
- Blockheizkraftwerke: Als Alternativbrennstoffe können bei diesen Anlagen neben Erdgas auch Biogas, Heiz- oder Rapsöl verwendet werden.

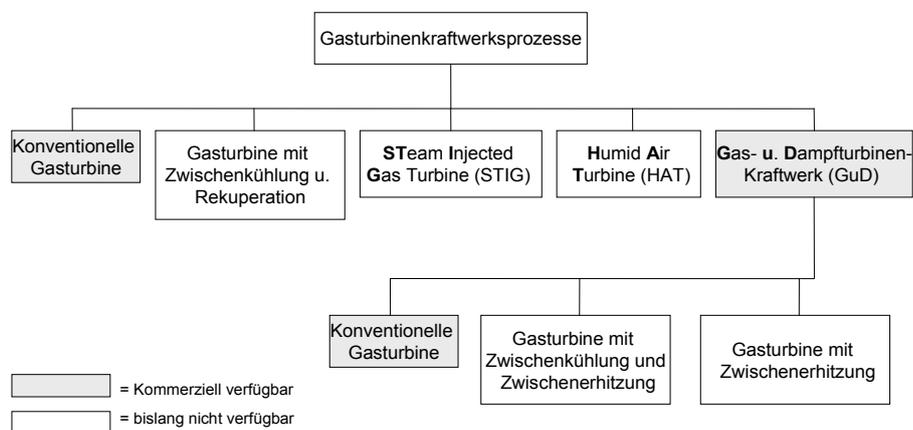


Abbildung 2.1: Übersicht der wichtigsten Gasturbinenprozesse [13]

2.1 Gasturbine

2.1.1 Allgemeines

Funktionsweise

Die kostengünstigste und einfachste Variante einer Gasturbinenanlage ist in Abbildung 2.2 dargestellt und besteht aus folgenden, auf einer Welle angeordneten Anlagenteilen:

- Verdichter (in größeren Gasturbinen sind mehrstufige axiale Turboverdichter verbaut),
- Brennkammer (früher Silo, heute Ringbrennkammern),
- Turbine (axiale Turbine mit hoch wärmebeständigen Schaufeln) und
- Generator.

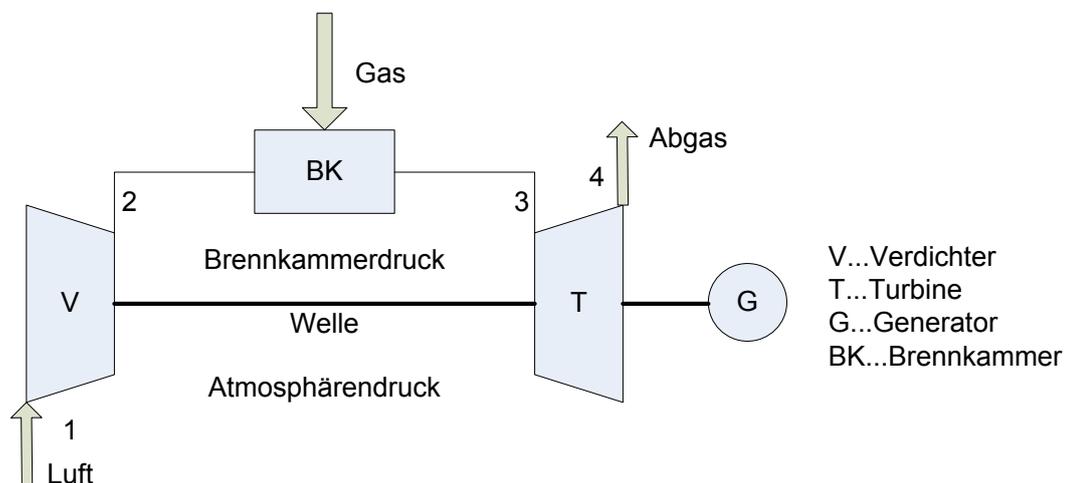


Abbildung 2.2: Blockschaftbild einer Gasturbine

Erläuterung des Gasturbinenprozesses:

- **1 → 2:** Luft wird von Atmosphärendruck adiabatisch auf Brennkammerdruck verdichtet.
- **2 → 3:** In der Brennkammer wird die verdichtete Luft mit dem Brennstoff (Gas) vermischt und gezündet.
- **3 → 4:** Das Rauchgas entspannt sich in der Turbine unter Abgabe von Arbeit (mechanisch über die Welle) und strömt in die Atmosphäre.
- **4 → 1:** In der Atmosphäre wird das Abgas isobar abgekühlt und der Prozess beginnt von Neuem.

Leistungsentwicklung von Gasturbinen

Bereits 1939 wurde die erste stationäre Gasturbinenanlage auf der Züricher Landesausstellung präsentiert. Die Anlage konnte eine Leistung von 4 MW liefern und steht noch heute betriebsbereit in Neuchâtel. Moderne Anlagen befinden sich leistungsmäßig in der Größenordnung von einigen 100 kW bis ca. 300 MW. Eine der zurzeit modernsten Gasturbinen, die SGT5-8000H der Firma Siemens, liefert eine Spitzenleistung von 340 MW. [67]

Berechnungen und Leistungsangaben von Gasturbinen beziehen sich immer auf Normwerte¹. Ansaugdruck und Dichte der Luft, welche von der Temperatur und der geodätischen Höhe des Einsatzortes abhängig sind, haben großen Einfluss auf die Leistung der Gasturbine. [62]

2.1.2 Investitionskosten

Spezifische Investitionskosten

Die Schwierigkeit, Werte bereits installierter Gasturbinenanlagen in einzelnen Berichten und Studien zu vergleichen besteht darin, dass einerseits verschiedene Technologien eingesetzt wurden, und andererseits unterschiedliche Komponenten in den angegebenen Richtpreisen enthalten sind.

In einer Studie des Department of Energy (DoE) [24] werden für eine 160 MW Gasturbine 460 €₂₀₀₆/kW angenommen, was eher als hoch einzustufen ist. Gute Referenzwerte liefert ein Bericht der EU [28] mit Investitionskosten von 200 - 400 €₂₀₀₆/kW für eine 250 MW Anlage. Abbildung 2.3 zeigt den Zusammenhang zwischen der Anlagengröße und den spezifischen Investitionskosten von Gasturbinenanlagen auf Datenbasis des GTW Reports. [2]

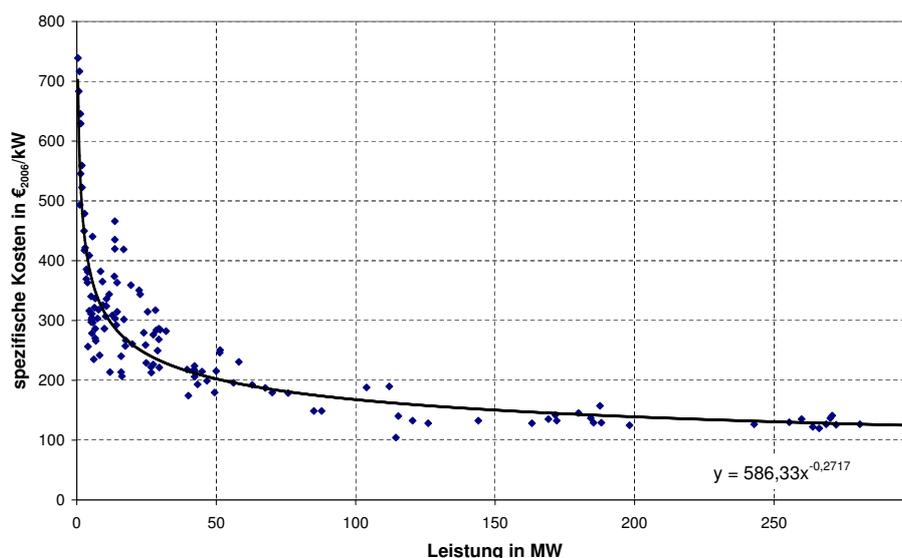


Abbildung 2.3: Spezifische Investitionskosten von Gasturbinenkraftwerken in Abhängigkeit der Anlagengröße [2]

¹ISO Bedingungen bzw. in Deutschland die DIN-4341

Bei den hier dargestellten Kosten handelt es sich um sogenannte Free-On-Board (FOB) Kosten². Die tatsächlichen Kosten schlüsselfertiger Anlagen sind um ca. 60-100% höher. Erkennbar ist, dass die spezifischen Kosten mit der Größe der Anlage deutlich geringer werden. [2]

Zusammensetzung der Investitionskosten

Abbildung 2.4 zeigt, wie sich die Investitionskosten von Gasturbinenanlagen zusammensetzen.

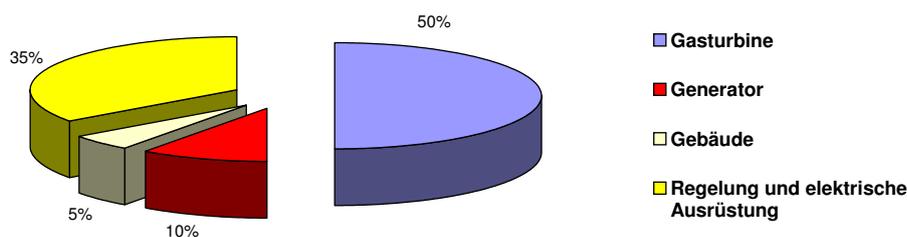


Abbildung 2.4: Aufteilung der Investitionskosten von Gasturbinenkraftwerken [14]

2.1.3 Betriebs- und Wartungskosten

Betriebs- und Wartungskosten sind abhängig von der Anlagengröße, Richtwerte für jährliche Kosten sind in Tabelle 2.1 angegeben. Zusätzlich zu diesen Angaben muss das Gasturbinenaggregat gesondert betrachtet werden, da dieser Wert speziell die rotierenden Teile der Anlage beinhaltet. Die Benutzung der Anlage (u.a. das Anfahren) wirkt sich besonders auf diese Komponente aus. Für große Anlagen werden ca. $0,007 \text{ €/kWh}_{el}$ angenommen und für kleinere gelten $0,023 \text{ €/kWh}_{el}$ als guter Richtwert. [72]

Tabelle 2.1: Richtwerte für jährliche Wartungs- und Instandhaltungskosten von Gasturbinenanlagen [72]

Komponente	große Anlage	kleine Anlage
	in % - der Investitionskosten	
Abhitzekesselanlagen	1,5	3,5
Heißwasserkreislaufkomponenten	1,8	2,2
Schaltanlage (Stromeinspeisung)	1,8	2,2
Gebäudetechnik (Heizung, Lüftung, Sanitär)	1,6	3,5
Bautechnik	1	1,5

²beinhaltet: Gasturbine (für einen Brennstoff), Generator, Lufteinlass mit Filter und Lärmschutz, Abgasschornstein, Starter und Steuerung, Brennersystem

2.1.4 Wirkungsgrad

Aus Abbildung 2.5 ist zu erkennen, dass der Wirkungsgrad mit der Größe der Gasturbine zunimmt. Ab einer Größe von ca. 20 MW verlangsamt sich dieser Trend.

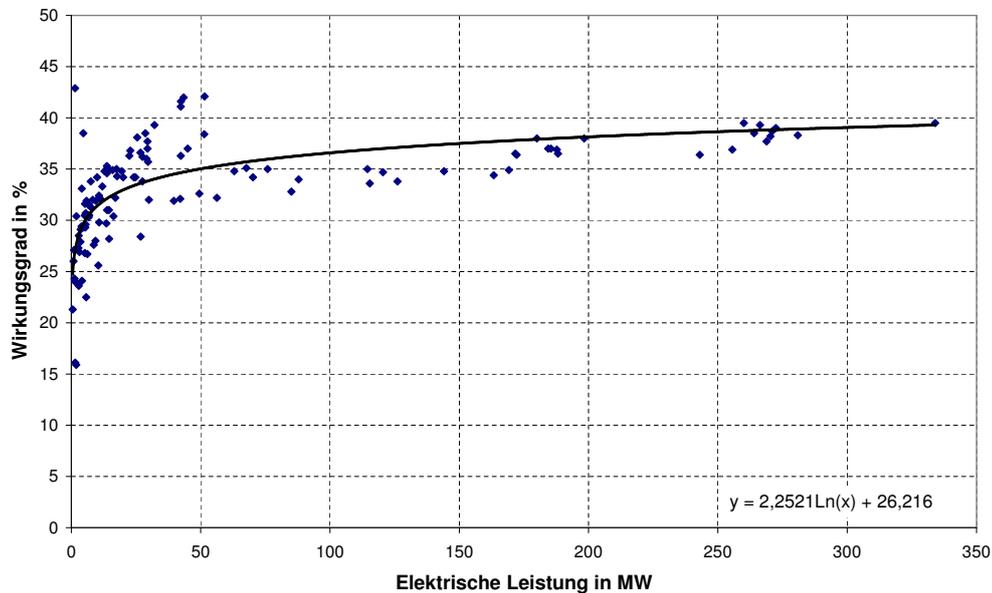


Abbildung 2.5: Wirkungsgrad von Gasturbinen in Abhängigkeit der Anlagengröße [2]

Das Teillastverhalten von Gasturbinenanlagen ist im unteren Bereich als eher schlecht einzustufen, weshalb sie im Lastbereich unter 50 % kaum mehr betrieben werden. Dies geht auch aus Abbildung 2.6 hervor.

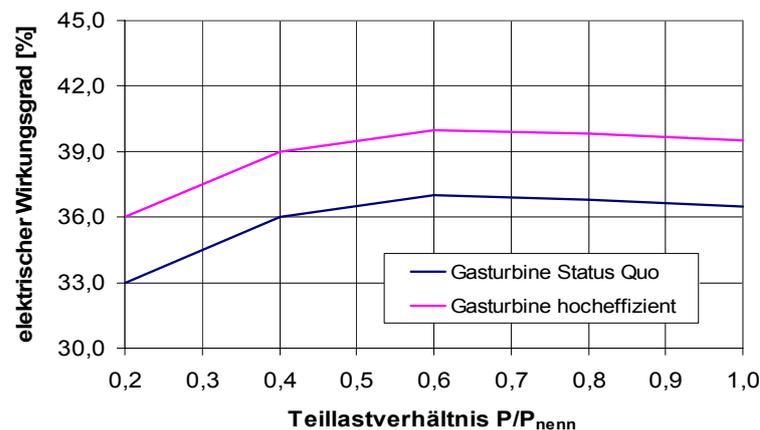


Abbildung 2.6: Teillastwirkungsgrad von Gasturbinen [40]

Um den Wirkungsgrad zu steigern, können u.a. folgende Maßnahmen getroffen werden: [6]

- Erhöhung des Massenstroms: Technologien wie z.B. STIG injizieren Dampf in die Gasturbine. Somit ist es möglich einen Wirkungsgrad von mehr als 40 % zu erreichen.
- Erhöhung der Turbineneintrittstemperatur und des damit verbundenen Druckverhältnisses.

2.1.5 Sonstiges

Anfahrzeiten und -kosten

Ein großer Vorteil von Gasturbinenkraftwerken ist die kurze Anfahrzeit der Anlage. Bei einem Stillstand von mehr als 8 h kann eine GT in ungefähr 20 Minuten wieder hochgefahren werden. [40]

Bei einem Gasturbinenkraftwerk betragen die Anfahrkosten (Kaltstart) laut DENA 42,92 €₂₀₀₃/MW. Brennstoff- und Verschleißkosten können mit 1,1 MWh_{th}/MW bzw. 10 €₂₀₀₃/MW je Startvorgang angenommen werden. [21]

Verfügbarkeit

Die Verfügbarkeit von Gaskraftwerken beträgt 84,5 % [88]. Als Vergleich hierzu ist die reale mittlere Verfügbarkeit spanischer Gasturbinenkraftwerke 76,9 % ³. Die Nichtverfügbarkeit teilt sich hier auf in 3,7 % Revision und 19,4 % Ausfall. [68]

Bauzeit und Lebensdauer

Da es sich um sehr kompakte Anlagen handelt, ist auch die Bauzeit mit etwa 1-2 Jahren gering. Die technische Lebensdauer ist mit 20 Jahren im Vergleich zu anderen Technologien, wie z.B. Wasserkraft (50 Jahre oder länger) u.ä., als eher kurz einzustufen.

Brennstoffe

Als Primärbrennstoff wird Erdgas verwendet. Es können auch Heizöl leicht oder in Ausnahmefällen Naphta (Rohbenzin, Erdöldestillat) verwendet werden.

2.2 Kombinierte Gas- und Dampfturbinenanlagen

2.2.1 Allgemeines

Funktionsweise

Der Wirkungsgrad einer Gasturbinenanlage kann durch das Nachschalten einer Dampfturbine erheblich verbessert werden. Bezeichnet wird diese Anordnung als Kombinationskraftwerk oder kurz GuD-Kraftwerk. Abbildung 2.7 zeigt den schematischen Aufbau einer solchen Anlage.

³Mittelwert der Jahre 2004-2008

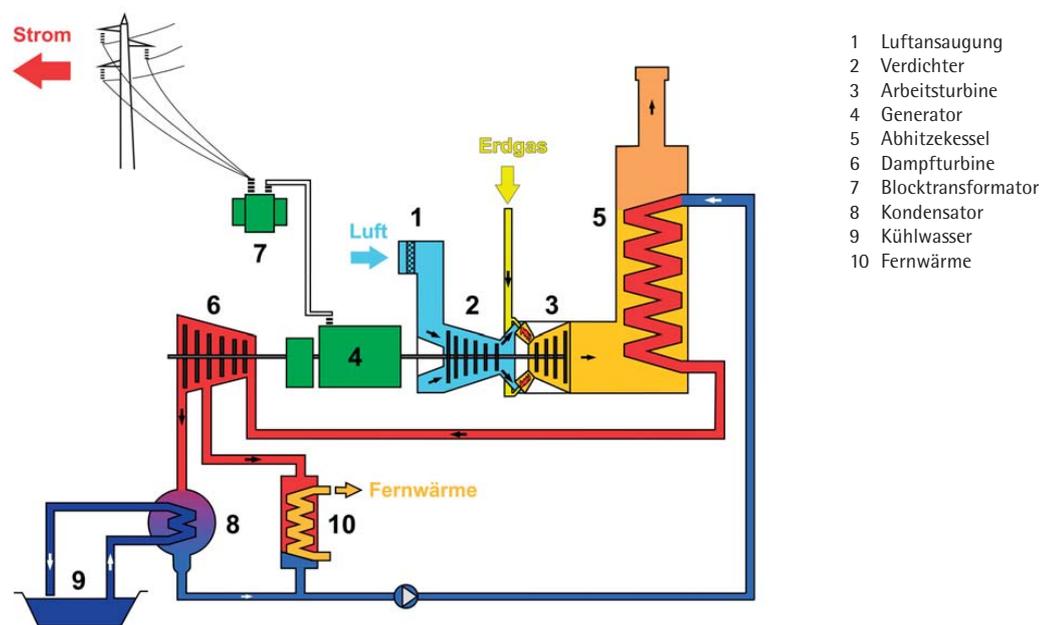


Abbildung 2.7: Vereinfachter Aufbau einer GuD-Anlage [86]

Umgebungsluft (1) wird vom Verdichter der Gasturbine angesaugt, verdichtet (2) und in der Brennkammer mit dem zugeführten Brennstoff (Erdgas) gezündet. Das daraus entstehende ca. 1400 °C heiße Verbrennungsgas treibt die nachfolgende Gasturbine (3) an. Verdichter und Generator sind auf einer Welle mit der Gasturbine positioniert und werden von dieser angetrieben.

Die ca. 600 °C heiße, nicht genutzte Verbrennungsluft, die die Turbine verlässt, wird zu einem Abhitzekeessel (5) geführt, welcher Dampf für den Dampfturbinenprozess (6) erzeugt. Da die Dampfturbine auf der selben Welle positioniert ist, treibt auch sie den Generator an, der Strom erzeugt und ins öffentliche Energieversorgungsnetz einspeist. Zusätzlich besteht die Möglichkeit, aus der Dampfturbine Wärme auszukoppeln und in ein Fernwärmenetz einzuspeisen (10).

GuD-Kraftwerke werden aufgrund ihres hohen Wirkungsgrades als Grundlast- oder Mittellastkraftwerke eingesetzt.

2.2.2 Investitionskosten

Spezifische Investitionskosten

Abbildung 2.8 zeigt die spezifischen Investitionskosten von GuD-Kraftwerken auf Datenbasis des GTW Reports. Wie bereits bei den Gasturbinen erwähnt, handelt es sich hier um „FOB“ Kosten, die tatsächlichen Kosten schlüsselfertiger Anlagen sind ca. 75 % höher als die hier dargestellten. [2]

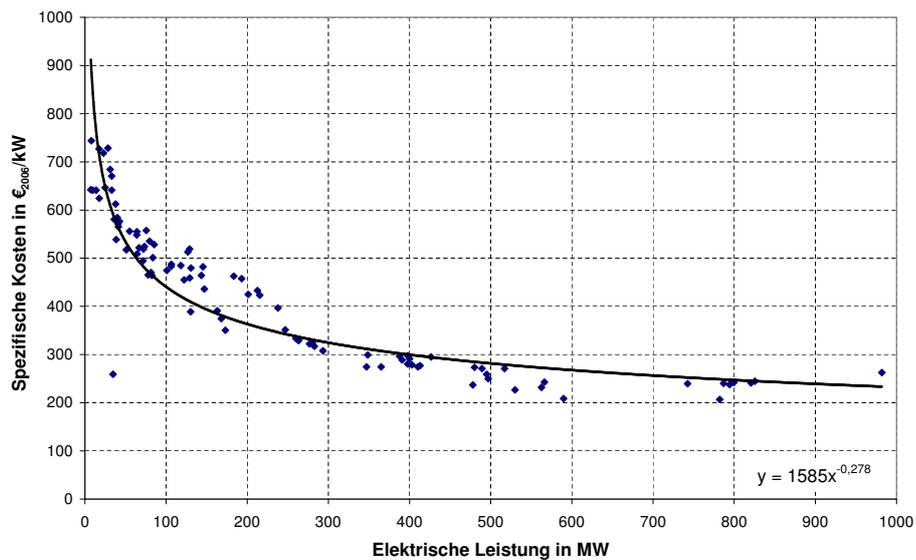


Abbildung 2.8: Spezifische Investitionskosten von GuD-Kraftwerken [2]

Als Vergleich zu diesen Daten wird nachfolgend in Abbildung 2.9 die Auswertung diverser Studien veranschaulicht.

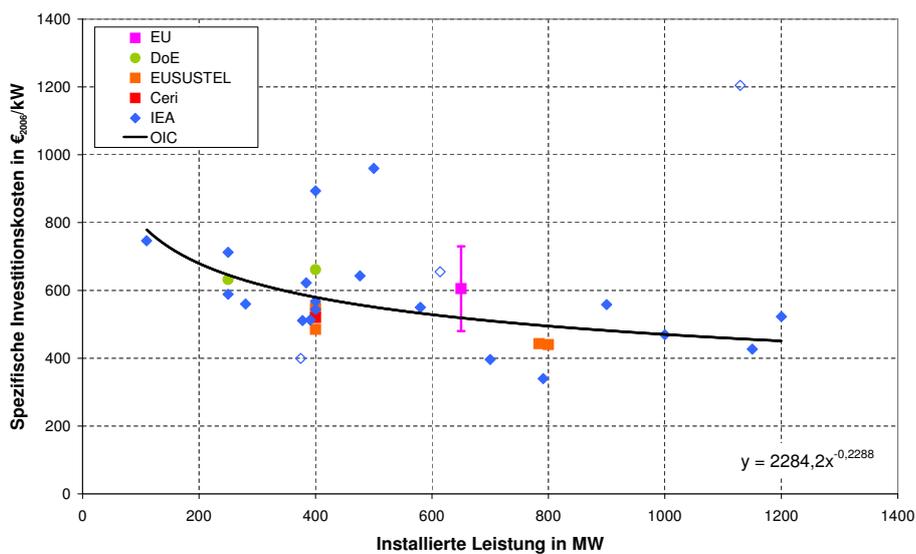


Abbildung 2.9: Vergleich der spezifischen Investitionskosten von GuD-Kraftwerken aus unterschiedlichen Quellen; EU [28], DoE [24], EUSUSTEL [29], Ceri [19], IEA [45]

Zusammensetzung der Investitionskosten

Das in Abbildung 2.10 dargestellte Diagramm zeigt die Zusammensetzung der Investitionskosten für ein 400 MW GuD-Kraftwerk mit einem Gesamtinvestitionsvolumen von ca. 350 Mio. €.

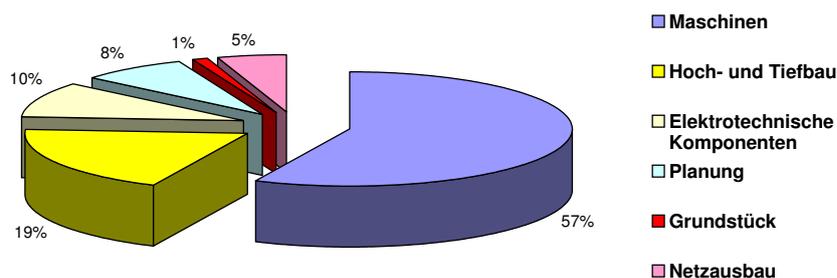


Abbildung 2.10: Kostenzusammensetzung eines 400 MW GuD-Kraftwerksblocks [65]

Die Kosten für den Netzausbau werden mit ungefähr 15 Mio. € für eine Netzlänge von 15 km angenommen. Diese teilen sich auf in 70 % für die Bauwirtschaft und 30 % für die elektrotechnischen Geräte.

Als Vergleich wird im Anhang (siehe A.3) eine detaillierte Kostenaufteilung für ein 400 MW GuD-Kraftwerk angeführt.

2.2.3 Betriebs- und Wartungskosten

Laufende Ausgaben für Betriebsstoffe, Personal sowie laufende Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten belaufen sich jährlich auf ca. 2 % der Gesamtinvestitionssumme. Diese Angaben beziehen sich auf einen 400 MW Einzelblock. Bei einem Doppelblock (800 MW) reduzieren sich die jährlichen Kosten auf ungefähr 1,84 % der Gesamtinvestitionssumme. [65]

2.2.4 Wirkungsgradverlauf

Um die Effizienz des GuD-Prozesses zu verdeutlichen, werden in Abbildung 2.11 die Wirkungsgrade von GuD und Gasturbine abhängig von der Anlagengröße gegenübergestellt.

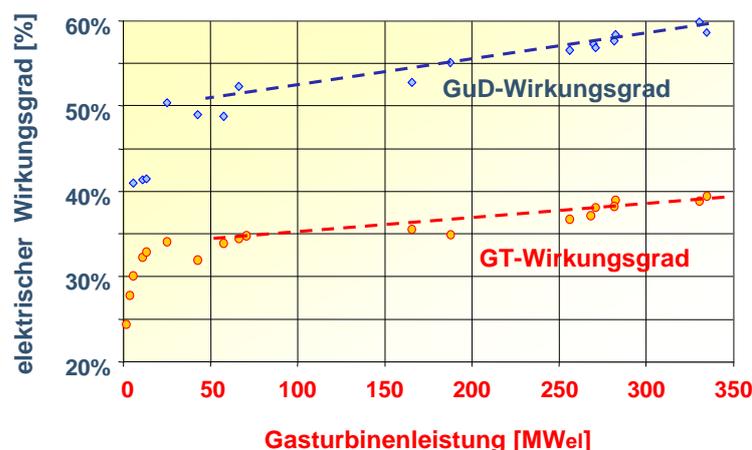


Abbildung 2.11: Wirkungsgradverlauf von GuD- und Gasturbinenanlagen in Abhängigkeit der Anlagengröße [54]

Im Laufe der Zeit verringert sich aufgrund von Verschleiß- und Alterungserscheinungen der

Wirkungsgrad von GuD-Kraftwerken. Gezielte Revisions- und Wartungsarbeiten können diese Abnutzungserscheinungen minimieren. Die Gasturbine ist aufgrund der dort vorliegenden hohen Temperaturen besonders verschleißbehaftet. Abbildung 2.12 zeigt den Wirkungsgradverlauf einer F-Klasse Gasturbine in Abhängigkeit der Betriebszeit mit und ohne Revisionsmaßnahmen.

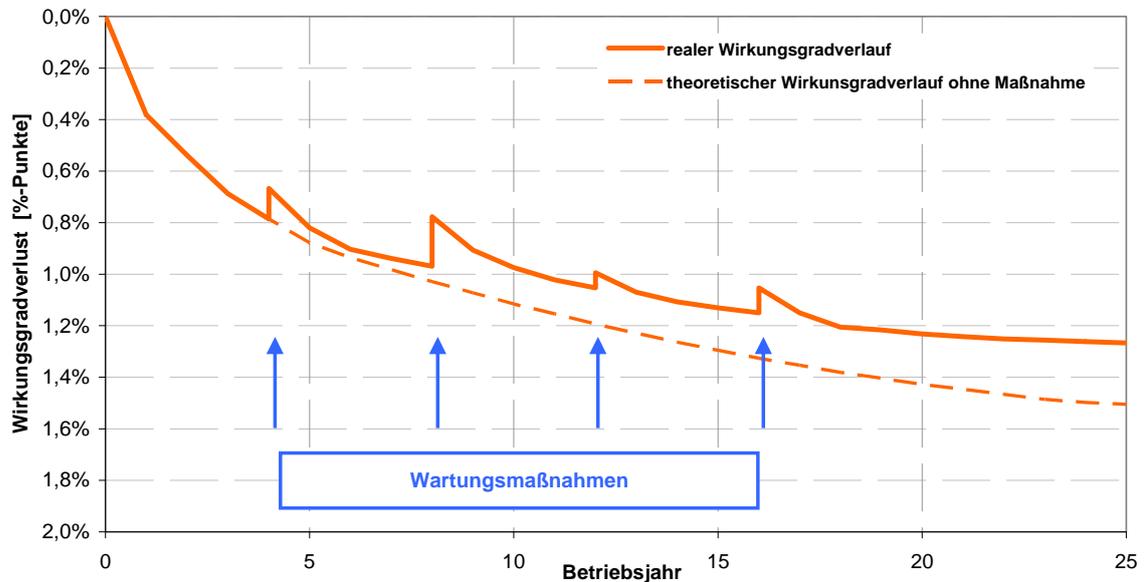


Abbildung 2.12: Wirkungsgradverlauf einer Gasturbine in Abhängigkeit der von Betriebszeit mit und ohne Wartungsarbeiten [54]

Allgemein kann davon ausgegangen werden, dass der Gesamtwirkungsgrad eines GuD-Kraftwerks nach ca. 30.000 Betriebsstunden 0,8 - 1,2 %-Punkte unter dem Auslegungswirkungsgrad liegt. Der schematische Verlauf von Anlagenleistung und -wirkungsgrad in Abhängigkeit der Betriebsdauer ist in Abbildung A.2 im Anhang zu finden.

Teillastbetrieb

Abbildung 2.13 zeigt das Teillastverhalten von GuD-Anlagen.

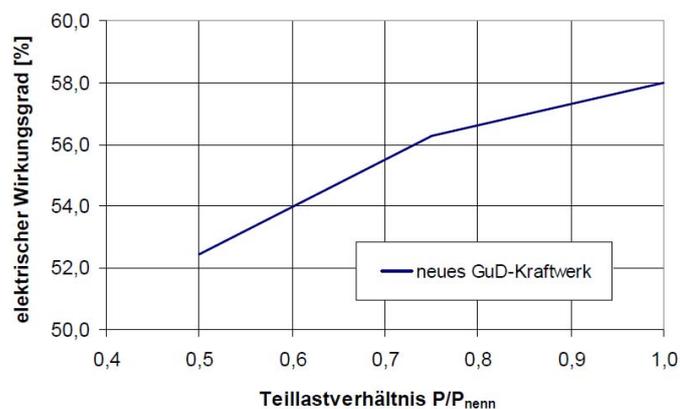


Abbildung 2.13: Teillastverhalten von GuD-Kraftwerken [40]

2.2.5 Sonstiges

Anfahrzeiten und -kosten

Die Anfahrzeiten und -kosten (siehe Tabelle 2.2) sind abhängig davon, wie lange das Kraftwerk bereits still steht⁴. Bei einem 800 MW Kraftwerksblock kann von Anfahrkosten nach einem Kaltstart in der Höhe von ca. 55.000 € ausgegangen werden. Davon entfallen 48.000 € auf den Brennstoffmehraufwand und 7.000 € auf den Verschleiß an den Maschinenteilen. Heiß- und Warmstartkosten liegen bei etwa 30 % bzw. 50 % der Kaltstartkosten. [97]

In der DENA Netzstudie [21] werden Kaltstartkosten von 114,76 €₂₀₀₃/MW angenommen. Verschleißkosten und Brennstoffmehraufwand betragen 10 €₂₀₀₃/MW bzw. 3,5 MWh_{th}/MW.

Tabelle 2.2: Anfahrzeiten von GuD-Anlagen

Quelle	Kaltstart	Warmstart	Heißstart
Grimm [40]	5 h	3 h	50 min - 85 min
Siemens	4 - 5 h	2 h	1 h

Im Anhang (Abbildung A.1) ist ein Anfahrtdiagramm eines GuD-Kraftwerks angegeben.

Verfügbarkeit

Eine Auswertung von 45 GuD-Kraftwerken in Spanien hat als Mittelwert der Jahre 2003-2008 eine Verfügbarkeit von 91,5 % ergeben. Die Nichtverfügbarkeit dieser Kraftwerke teilt sich auf in 6,6 % Ausfall und 1,9 % Revision. [68]

Bauzeit und Lebensdauer

Die Bauzeit moderner GuD-Kraftwerke liegt zwischen 2 und 3 Jahren, die Lebenszeit beträgt ca. 25 Jahre. Je nach Fahrweise ist die Anlage auf 150.000 - 200.000 Betriebsstunden ausgelegt (Angabe Siemens Power Generation).

CO₂-Emissionen

Als CO₂-Emissionsrichtwerte können 300 - 400 kg_{CO₂}/MWh angenommen werden.

⁴Quelle: Angabe von Siemens Power Generation und Anlagentechnik per E-Mail, Mai 2010

2.3 Blockheizkraftwerke

2.3.1 Allgemeines

Einsatz und Funktionsweise

Blockheizkraftwerke (BHKW) dienen zur dezentralen Kraft-Wärme Versorgung und sind meist wärmegeführt⁵. Aufgrund ihrer Anbindung an das öffentliche Stromnetz kann überschüssiger Strom entweder eingespeist oder zusätzlich benötigter aus dem Netz bezogen werden.

Abbildung 2.14 zeigt das Prinzipschaltbild eines Blockheizkraftwerks.

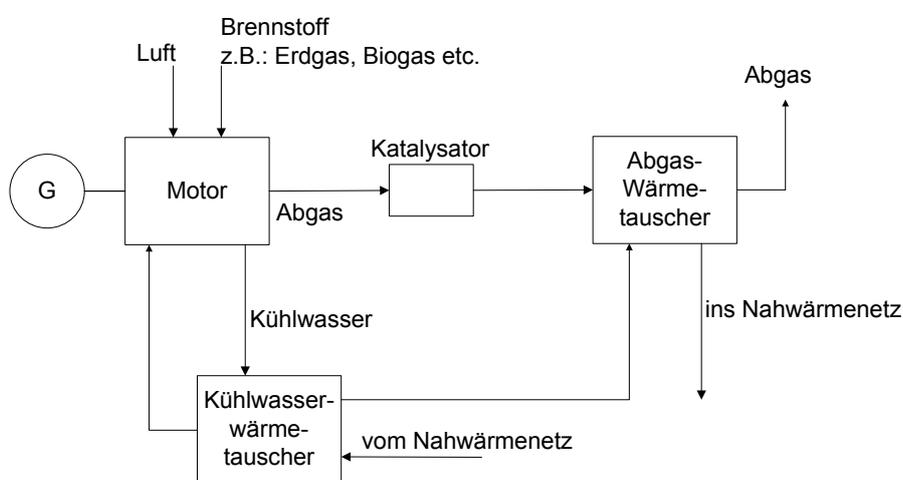


Abbildung 2.14: Blockschaltbild eines Blockheizkraftwerks

Ein Verbrennungsmotor treibt einen Generator zur Stromerzeugung an. Das aufgewärmte Kühlwasser des Motors gibt über den Kühlwasserwärmetauscher die Wärme an das aus dem Heizkreislauf kommende Fluid ab. Nach dieser Vorwärmung wird das Wasser des Heizkreislaufs noch über den Abgaswärmetauscher erhitzt und wieder ins Wärmenetz eingespeist. Die Anlagengröße von BHKW reicht von einigen kW bis hin zu einigen MW. BHKW werden als komplette Einheit (Block) bestehend aus Motor, Generator, Wärmetauscher und Schaltschrank geliefert.

KWK-Gesetz

Deutschland setzt sich das Ziel, die Stromproduktion aus KWK-Anlagen bis zum Jahr 2020 auf 25 % zu erhöhen. Bereits mit dem KWK-Gesetz von 2002 versuchte man BHKW-Anlagen zu fördern, um dieses Ziel zu erreichen. Die Größe einer geförderten Neuanlage war mit 2 MW_{el} begrenzt, höhere Zuschüsse bekam man bei einer Anlagengröße von maximal 50 kW_{el} . Somit hemmte dies die Errichtung technisch realisierbarer größerer BHKW. Weiters wurde das gesteckte Ziel von 25 % deutlich verfehlt.

⁵wärmegeführt bedeutet, dass diese Kraftwerke auf die Wärmeversorgung konzipiert sind

Am 1.1.2009 trat das neue KWK-Gesetz 2009 in Kraft. Folgende Änderungen bezüglich Förderungen haben sich ergeben [48] :

- Förderung ohne Größenbeschränkung, Anreiz für Investitionen in große Heizkraftwerke
- Der gesamte von der Anlage erzeugte Strom wird gefördert. Somit differenziert man nicht mehr zwischen eingespeistem und selbst genutztem Strom. Eingeteilt werden diese KWK-Zuschläge wieder in drei Bereiche, bezogen auf die Anlagengröße: 5,11 ct/kWh für Anlagen kleiner 50 kW; 2,1 ct/kWh für Anlagen zwischen 50 kW und 2 MW; KWK-Anlagen über 2 MW erhalten einen Zuschlag von 1,5 ct/kWh.

Die Zuschlagszahlungen sind auf 750 Mio. € pro Jahr begrenzt. 150 Mio. € gehen in den Wärmenetzausbau, 600 Mio. € sind für Zuschusszahlungen reserviert.

Anhand dieser Tatsache ist erkennbar, dass sich die Errichtung größerer BHKW wirtschaftlich betrachtet noch nicht rentiert, zumal die Zuschüsse für KWK-Anlagen über 10 MW gekürzt werden, sobald die Zuschlagszahlungen aufgebraucht sind. [48]

Mini-BHKW

Mini-BHKW bis zu einer Größe von 50 kW_{el} erhalten nur bei Einhaltung der TA-Luft⁶ (siehe 2.3.5), bei Einsatz in nicht mit Fernwärme erschlossenen Gebieten und mit einem Vollwartungsvertrag (d.h. keine Prototypenanlagen) Förderungen nach dem KWK-Gesetz. Tabelle 2.3 zeigt die Klassifizierung der Anlage und die dazugehörige Förderung. Anlagen unter 50 kW werden zehn Jahre gefördert. [48]

Tabelle 2.3: Förderungen von Mini-BHKW Anlagen [71]

Leistung	Basisfördersatz	Bonus (Umweltbonus)
in kW	in €/kW	in €/kW
0-4	1550	100
4-6	775	100
6-12	250	100
12-25	125	50
25-50	50	50

2.3.2 Investitionskosten

Spezifische Investitionskosten

In Abbildung 2.15 werden die spezifischen Investitionskosten von BHKW mit verschiedenen Treibstoffen gegenübergestellt.

⁶Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft

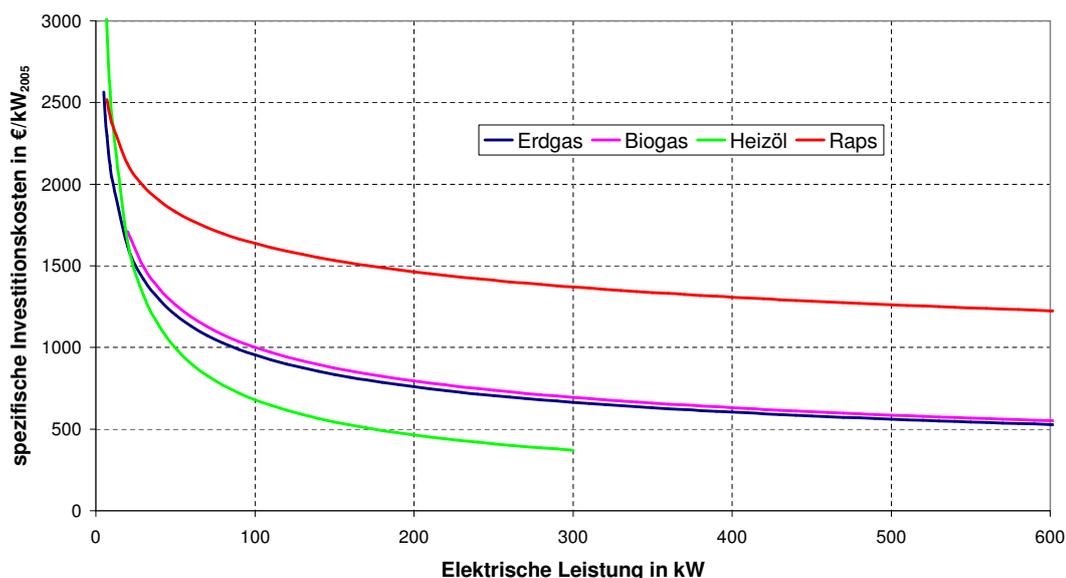


Abbildung 2.15: Vergleich der durchschnittlichen Investitionskosten von Anlagen mit unterschiedlichen Brennstoffen [5]

Zusammensetzung der Investitionskosten

Die Kostenaufteilung von Blockheizkraftwerken wird in Abbildung 2.16 veranschaulicht⁷. Generell kann man sagen, dass der prozentuelle Anteil des Motors an den Gesamtkosten mit steigender Anlagengröße abnimmt. Sind es bei kleineren Kraftwerken mit einigen kW Leistung noch knapp 60 %, so liegen die Kosten des Motors bei einer 2 MW Anlage unter 50 %.

Die größte Preissteigerung infolge zunehmender Anlagengröße verzeichnet die Be- und Entlüftung des BHKW. Bei kleineren Anlagen liegen diese unter 10 %. Steigt die Anlagengröße auf ca. 2 MW so betragen diese Kosten fast ein Drittel der Gesamtkosten.

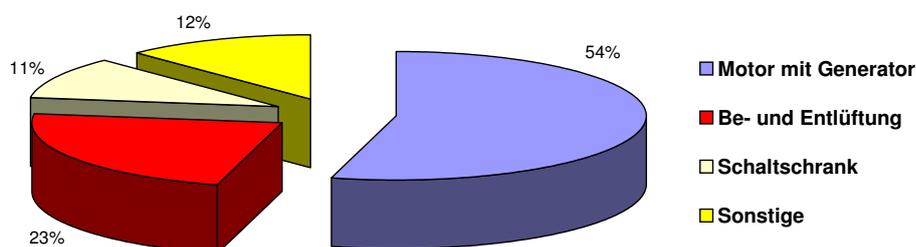


Abbildung 2.16: Kostenaufteilung von BHKW am Beispiel einer erdgasbetriebenen Anlage mit einer Leistung im Bereich von 500 kW - 1000 kW [5]

⁷ Sonstige Kosten beinhalten Transport und Montage (3,7%), Inbetriebnahme (1,6%), Schmieröler und -entsorgung (1,7%), Katalysator (0,6%) und Schalldämpfung (4,5%)

2.3.3 Betriebs- und Wartungskosten

In Deutschland wurde, basierend auf einer Spezifikation des VDMA⁸, die VDI-Richtlinie 4680 „BHKW-Grundsätze für die Gestaltung von Serviceverträgen“ entwickelt. Dieser Vertrag, der in der Regel zehn Jahre gültig ist, beinhaltet folgende Punkte: [5]

- alle Wartungs- und Reparaturarbeiten
- Ersatzteile
- Betriebsstoffe (ausser Brennstoff)

Der Vollwartungsvertrag beinhaltet auch das Schmieröl. Bedenkt man, dass 0,2 kg/MWh_{el} bei Erdgasmotoren und 1 kg/MWh_{el} bei Dieselmotoren verbraucht werden, so ist das bei einem Preis für synthetisches Schmieröl von 2-2,4 €/kg kein unerheblicher Kostenfaktor. [62]

In Abbildung 2.17 werden die Betriebs- und Wartungskosten von Erdgas und Biogasanlagen dargestellt. Im Vergleich dazu haben mit Heizöl betriebene BHKW Kosten zwischen 1 ct/kWh_{el} und 5 ct/kWh_{el}. Eine Generalüberholung ist bei Erdgasanlagen zwischen 25.000 - 120.000⁹ und bei Biogasanlagen bei 30.000 - 60.000 Betriebsstunden notwendig. Die Kosten für eine Generalüberholung liegen bei Erdgas-BHKW bei maximal einem Viertel der Gesamtinvestitionskosten. [5]

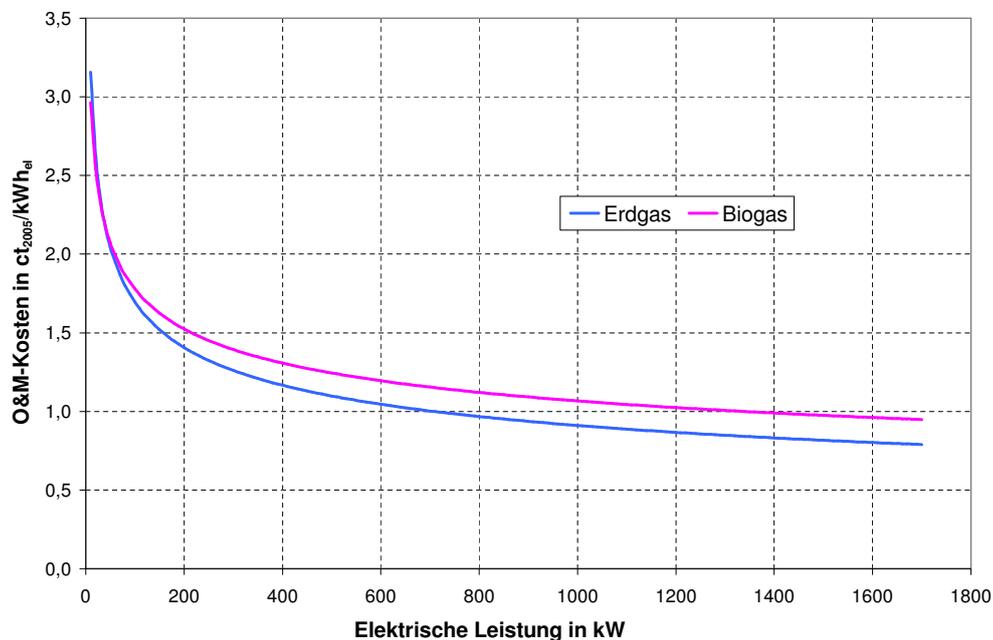


Abbildung 2.17: Durchschnittliche Betriebs- und Wartungskosten für Erd- und Biogasanlagen [5]

⁸Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbauer

⁹hängt von Auslegung, Belastung und Größe des Motors ab

2.3.4 Wirkungsgrad

Der Wirkungsgrad eines BHKW ist abhängig vom verwendeten Brennstoff und steigt mit zunehmender Anlagengröße: [5]

- Erdgas: 25 % - 46 %, Durchschnitt: 35 %

Erdgasanlagen haben hohe elektrische Wirkungsgrade im kleinen Leistungsbereich, aber eine hohe Stromkennzahl.

- Biogas/Klärgas: wie Erdgas

Grundsätzlich ist der Wirkungsgrad dieser Anlagen ähnlich dem von Erdgasanlagen. Die tatsächlich erzeugte Leistung kann aber, abhängig vom Brennwert des verwendeten Gases deutlich niedriger sein.

- Heizöl: 20 % - 46 %, Durchschnitt: 36 %

Aufgrund des thermodynamisch günstigeren Dieselprozesses liegt der Wirkungsgrad etwas über dem von Erdgasanlagen. Die Abwärmenutzung ist jedoch problematisch und wird von den meisten Herstellern nicht genutzt.

- Raps/Pflanzenöl: 25 % - 45 %, Durchschnitt: 38 %

Der Wirkungsgrad ist mit dem von Heizölanlagen vergleichbar.

Abbildung 2.18 zeigt den elektrischen Wirkungsgradverlauf von Erdgas und Biogas-BHKW. Heizöl- und Pflanzenölanlagen wurden aufgrund der wenigen Anlagendaten nicht dargestellt.

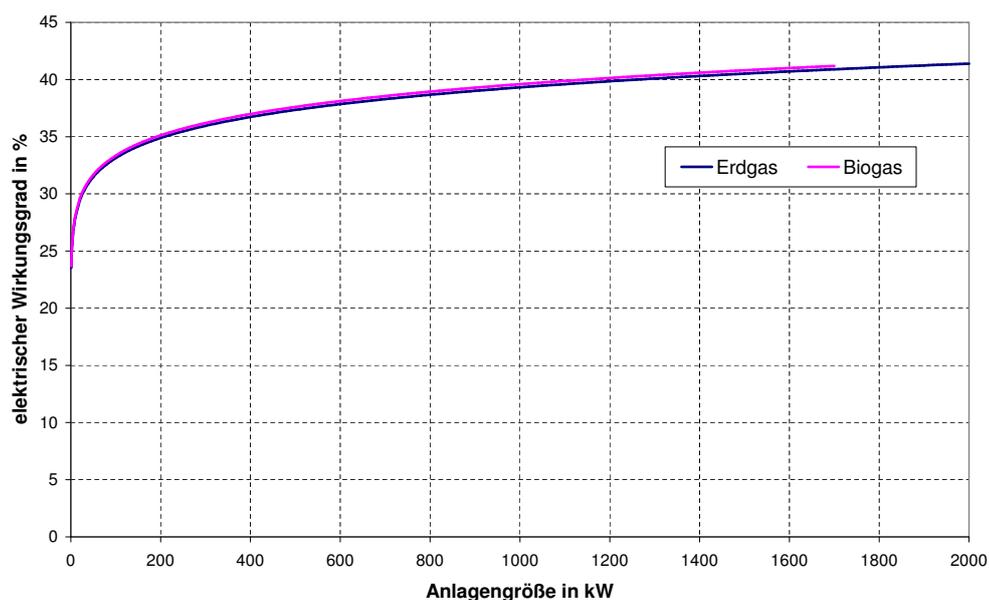


Abbildung 2.18: Wirkungsgradverlauf von Erdgas- und Biogas-BHKW [5]

2.3.5 Sonstiges

Emissionen

In Tabelle 2.4 sind die Emissionen von BHKW mit verschiedenen Brennstoffen angegeben. Dabei handelt es sich um Emissionsrichtwerte gemäß der TA-Luft 2002, die alle Anbieter von Blockheizkraftwerken einhalten sollten. Pflanzenölanlagen werden in dieser Tabelle nicht explizit angeführt, die Emissionsrichtwerte liegen aber in der Größenordnung von Heizölanlagen. [5]

Tabelle 2.4: Emissionen von BHKW Anlagen [5]

Treibstoff	Motor	NO _x	CO
		mg/Nm ³	mg/Nm ³
Erdgas	Magermotor	500	300
Erdgas	Gasturbine	75	100
Biogas	Magermotor	500	1000
Biogas	Gasturbine	150	100
Heizöl	Gasturbine	150	100

Kapitel 3

Kohlekraftwerke

Abbildung 3.1 zeigt, welche verschiedenen Technologien in Kohlekraftwerken eingesetzt werden können.

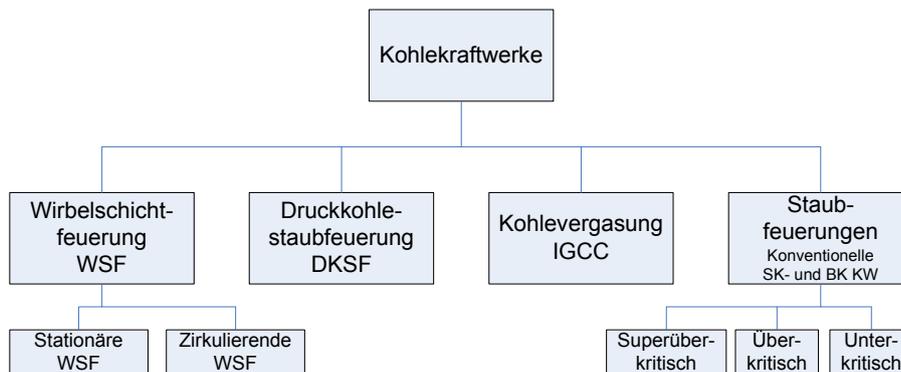


Abbildung 3.1: Technologien von Kohlekraftwerken [69]

In der Folge wird speziell auf die „konventionelle“ Technik der Staubfeuerung (konventionelle Stein- und Braunkohlekraftwerke) und als Kombinationskraftwerk mit GuD-Prozess auf das IGCC Kraftwerk näher eingegangen.

3.1 Stein- und Braunkohlekraftwerke

3.1.1 Allgemeines

Funktionsweise

In Abbildung 3.2 wird der schematische Aufbau eines Kohlekraftwerks dargestellt. Der angelieferte Brennstoff (1) wird zu den Kohlemühlen (3) transportiert und dort fein gemahlen. Luft aus der Umgebung wird angesaugt und bläst den Kohlestaub in die Brennkammer ein, wo er zu Rauchgas verbrennt. Das heiße Rauchgas im Dampferzeuger erwärmt das Speisewasser (2) und erzeugt einen Dampfstrom. Dieser wird zur Turbine weitergeleitet, die, um den Wirkungsgrad zu verbessern, in der Regel aus Hoch-, Mittel- und Niederdruckteil besteht. Gegebenenfalls kann die hier anfallende Restwärme zur Fernwärmeauskopplung (6)

genutzt werden.

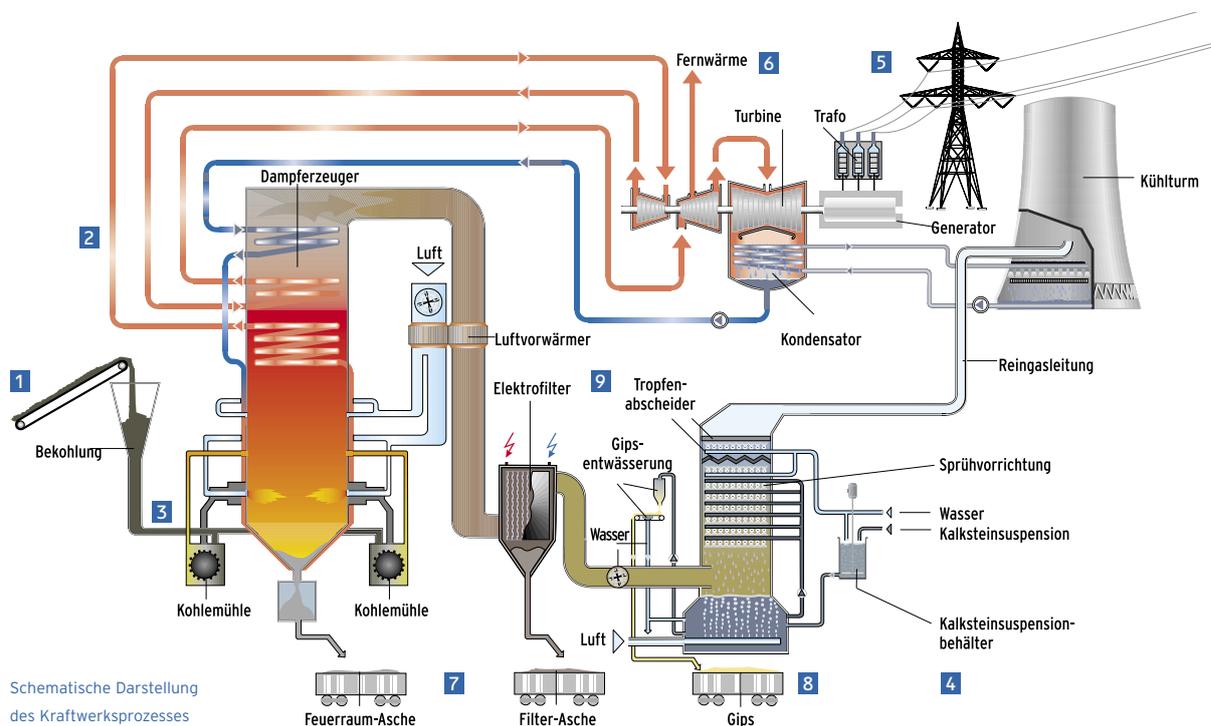


Abbildung 3.2: Schematische Darstellung der Funktionsweise eines Kohlekraftwerks [84]

Im Dampferzeuger bleiben als Restprodukte Asche und das nicht genutzte Rauchgas übrig. Um die nach der Verbrennung entstandenen Schadstoffe zu verringern ist Rauchgasreinigung heutzutage Pflicht. Diese besteht aus drei Teilen: [84], [99]

- **Entstickung:** Ammoniak (NH_3) wird dazu verwendet, die Stickoxide NO und NO_2 unter Mithilfe eines kostengünstigen Katalysators (Weißpigment) in N_2 und Wasser umzuwandeln. Zu beachten ist hierbei, dass bei hohen Temperaturen das Ammoniak nicht selbst oxidiert. Der eingebaute Luftvorwärmer kühlt das abgeleitete Rauchgas.
- **Entstaubung:** Da ein großer Teil der anfallenden Asche als Flugasche vorliegt, haben sich zur Entstaubung sogenannte Elektro-Filter oder „Electrostatic Precipiator (ESP)“ durchgesetzt (9). Das Rauchgas läuft zwischen zwei Elektroden durch. Die Staubpartikel werden negativ aufgeladen und lagern sich an der Anode (hier: die Außenwand des Filters) ab. Von dort kann der Staub mittels Klopferwerk gelöst und als Filter-Asche nach außen transportiert werden.
- **Entschwefelung:** Um zu verhindern, dass sich der Schwefelanteil von Stein- und Braunkohle in der Atmosphäre zu Schwefel- oder schwefeliger Säure umwandelt, wird das Rauchgas mit Kalkmilch (4) besprüht. Der daraus entstehende Gips (8) kann als Baumaterial verwendet werden. Am häufigsten wird hier das „Research-Cottrell-Verfahren“ eingesetzt.

Kohleförderung in Österreich

Anfang der 70er Jahre wurden in Österreich noch 3,8 Mio. t Braunkohle pro Jahr gefördert und bis Mitte der 80er lag diese Fördermenge immerhin noch bei etwa 3 Mio. t. Seitdem wurde sie sukzessive verringert, und 2005 schließlich völlig eingestellt.

Im Jahr 2007 wurden österreichweit ca. 4,37 Mio. t Steinkohle importiert. Haupteinsatzbereiche sind die Eisen- und Stahlindustrie sowie die Elektrizitätserzeugung.

Innerhalb der EU deckt die Energieerzeugung aus Kohle ca. 32 % des Elektrizitätsbedarfs. [15]

3.1.2 Investitionskosten

Spezifische Investitionskosten

Auswertungen diverser Studien haben ergeben, dass die spezifischen Investitionskosten von Steinkohlekraftwerken zwischen 800 und 1300 €₂₀₀₆/kW_{el} und von Braunkohlekraftwerken zwischen 1000 und 1500 €₂₀₀₆/kW_{el} liegen. [24], [28], [45], [29]

In einer Studie des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) [98] werden ähnliche Werte angegeben.

Allgemein muss man natürlich dazu sagen, dass die Kosten auch von der Größe des Kraftwerks und der verwendeten Komponenten, d.h. Filter, Feuerungen etc., abhängig sind. Abbildung 3.3 zeigt eine Auswertung der oben angeführten Studien für Steinkohlekraftwerke.

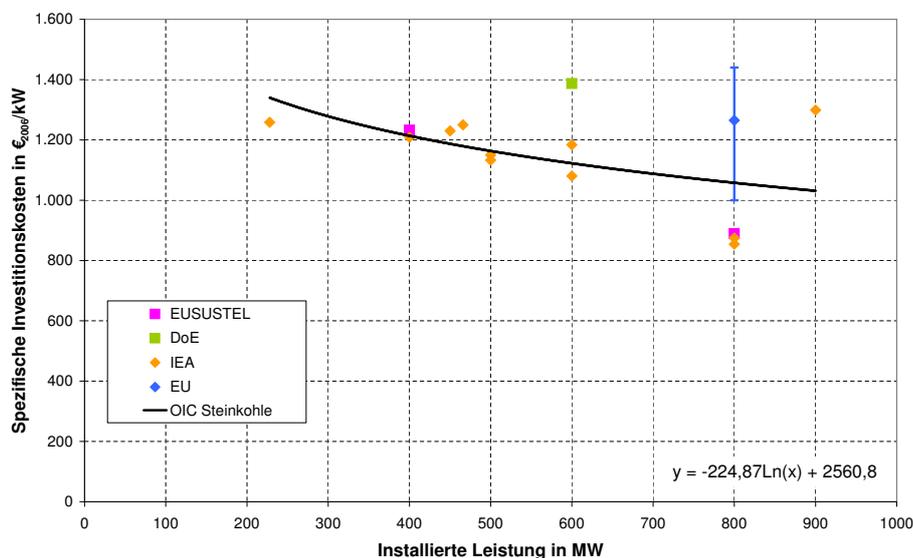


Abbildung 3.3: Spezifische Investitionskosten von Steinkohlekraftwerken in Abhängigkeit von der Anlagengröße; DoE[24], EU[28], IEA[45], EUSUSTEL[29]

Zusammensetzung der Investitionskosten

Abbildung 3.4 zeigt die Aufteilung der Investitionskosten für ein Steinkohlekraftwerk¹.

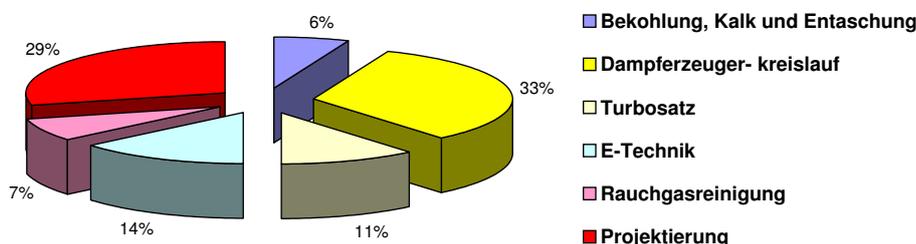


Abbildung 3.4: Zusammensetzung der Investitionskosten für ein Steinkohlekraftwerk [55]

3.1.3 Betriebs- und Wartungskosten

Als fixe Betriebskosten werden ungefähr 1,5 % der gesamten Investitionssumme pro Jahr angenommen. Für Versicherungen müssen jährlich noch 0,5 % der Gesamtinvestitionskosten entrichtet werden. [97]

3.1.4 Wirkungsgrad

Der Wirkungsgrad eines neuen Steinkohlekraftwerks liegt mit 46 - 48 % über dem eines Braunkohlekraftwerks (43 - 45 %). Das Teillastverhalten ist in Abbildung 3.5 dargestellt.

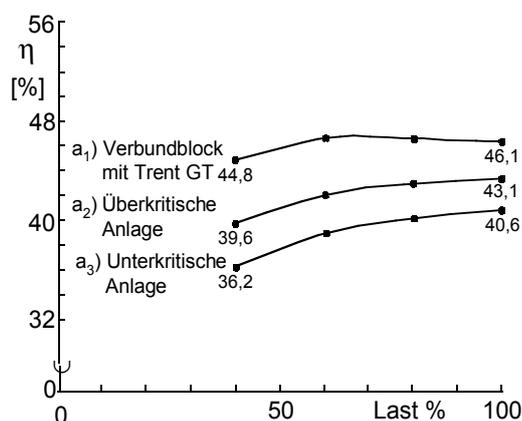


Abbildung 3.5: Teillastwirkungsgradverlauf von kohlebefeuerten Dampfkraftwerken [52]

Im Anhang ist als Vergleich ein weiteres Diagramm (A.4) angeführt, dass das Teillastverhalten eines Steinkohlekraftwerks zeigt.

¹genauere Aufschlüsselung: Dampferzeugerkreislauf: Feuerung, Dampferzeuger, Wasser- und Dampfkreislauf; Turbosatz: Dampfturbine, Generator und Kondensator; E-Technik: Elektrotechnik und Leittechnik; Projektierung: Bauleistungen, Projektentwicklungen und Finanzdienstleistungen

Wirkungsgradverbesserung nach einer Revision

Abbildung 3.6 zeigt, wie sich der elektrische Wirkungsgrad des Kohlekraftwerks Mehrum (Deutschland) nach einer Kraftwerksrevision verbesserte. Hier wurde nachträglich noch ein Rauchgaswärmenutzungssystem installiert.

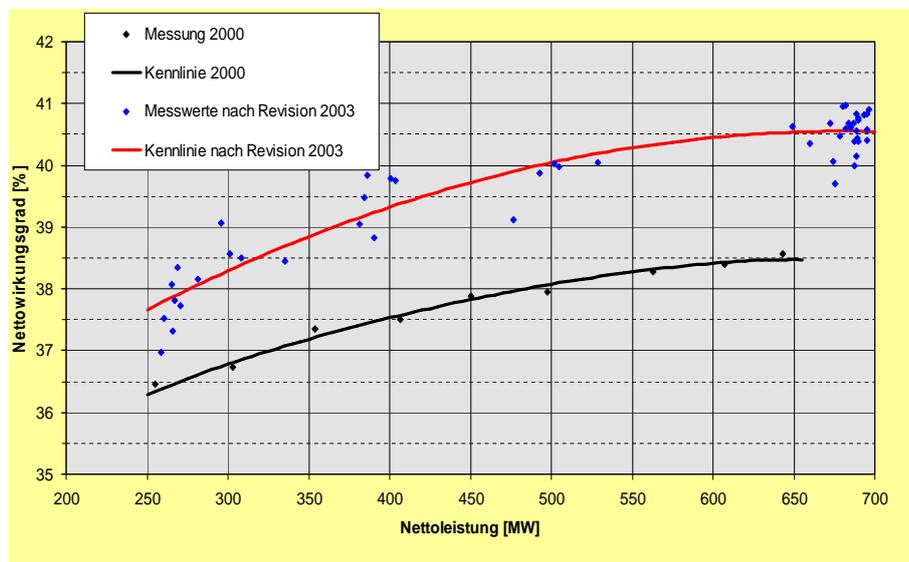


Abbildung 3.6: Wirkungsgradverlauf eines Kohlekraftwerks vor und nach einer Revision [56]

3.1.5 Sonstiges

Anfahrzeiten und -kosten

Die Anfahrzeiten von Kohlekraftwerken hängen davon ab, wie lange das Kraftwerk bereits still steht bzw. welche Komponenten bereits abgeschaltet worden sind.

Tabelle 3.1 gibt einen Vergleich für Kohlekraftwerke aus verschiedenen Quellen.

Tabelle 3.1: Anfahrzeiten von Kohlekraftwerken

Typ	Kaltstart	Warmstart	Heißstart
Kohle-KW [97]	400 min	280 min	115 min
Kohle-KW [16]	5 h	3 h	2 h
Steinkohle [40]	6 h	4 h	1 h
Braunkohle [40]	9 h	5 h	- h

Die Anfahrkosten für einen Kaltstart eines 800 MW Kohlekraftwerks liegen bei ca. 39.000 € für den Brennstoffmehraufwand und ca. 4.000 € für den zusätzlichen Komponentenverschleiß. Heißstart- (ca. 30 % der Kaltstartkosten) und Warmstartkosten (ca. 50 % der Kaltstartkosten) liegen deutlich darunter. [97]

Als Vergleich werden in der DENA Netzstudie Anfahrkosten bei einem Kaltstart von 95,13 €₂₀₀₃/MW für Steinkohlekraftwerke und 77,77 €₂₀₀₃/MW für Braunkohlekraftwerke

angegeben. Der Brennstoffverbrauch bei einem Kaltstart wird bei Stein- und Braunkohlekraftwerken mit $6,2 \text{ MWh}_{th}/\text{MW}$ angegeben.

Die Abnutzungskosten liegen bei $4,8 \text{ €}_{2003}/\text{MW}$ für Stein- und bei $3 \text{ €}_{2003}/\text{MW}$ für Braunkohlekraftwerke.

Verfügbarkeit

Die Verfügbarkeit von Stein- und Braunkohlekraftwerken liegt bei etwa 85 % [29]. Eine Auswertung der in Spanien befindlichen Kohlekraftwerke ergab im Mittel 89,12 %². Die Nichtverfügbarkeit teilt sich auf in 4,85 % Revision und 6,03 % Ausfall. [68]

Bauzeit und Lebensdauer

Im Mittel wird von einer Bauzeit bei Kohlekraftwerken zwischen 3 und 4 Jahren ausgegangen und die Lebensdauer beträgt ca. 35 Jahre.

CO₂-Emissionen

Der CO₂-Ausstoß von Kohlekraftwerken ist abhängig von der eingesetzten Technik. In Abbildung 3.7 ist ersichtlich, wie sich die Emissionen infolge der Wirkungsgradsteigerung verringern. Emissionsrichtwerte liegen für Steinkohlekraftwerke bei 700 - 800 kg_{CO₂}/MWh und für Braunkohlekraftwerke bei 800 - 900 kg_{CO₂}/MWh.

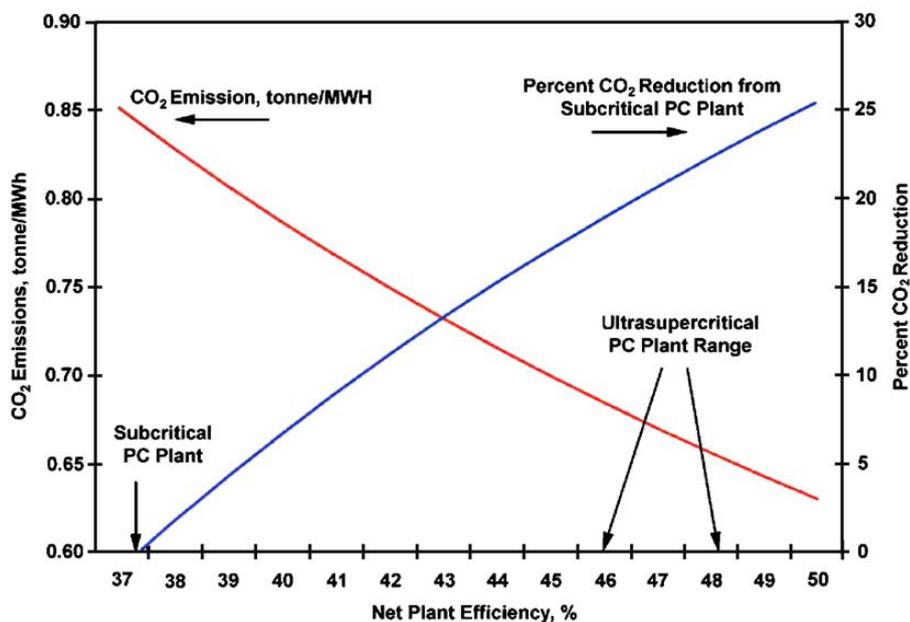


Abbildung 3.7: CO₂-Emission in Abhängigkeit des Kraftwerkswirkungsgrads [8]

²gemittelt für den Zeitraum zwischen 2003 - 2008

Entwicklung der Dampfparameter

Die Entwicklung und der Einsatz höherer Dampftemperaturen und -drücke verbesserte die Effizienz eines Kohlekraftwerks deutlich. Wie sich die Dampfparameter im Laufe der Zeit entwickelt haben, zeigt Abbildung 3.8³.

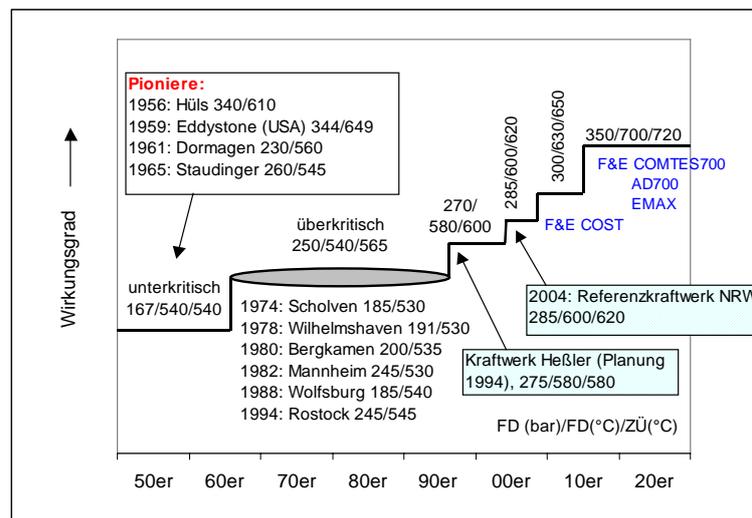


Abbildung 3.8: Entwicklung der Dampfparameter von Steinkohlekraftwerken [69]

Bereits Mitte der 50er Jahre wurden Steinkohlekraftwerke mit überkritischen Dampfparametern realisiert. Die kommerzielle Nutzung scheiterte zum einen an den horrenden Werkstoffkosten und zum anderen an dem, dass die Werkstoffe nicht den benötigten Anforderungen entsprachen. Die technische Verfügbarkeit der Anlage reduzierte sich deutlich.

Erst Mitte der 80er wurde in Steinkohlekraftwerken zu überkritischen Dampfparametern übergegangen, erste Braunkohlekraftwerke schafften dies in den 90er Jahren. [69]

3.2 Kombikraftwerk mit integrierter Kohlevergasung

3.2.1 Allgemeines

Funktionsweise

Abbildung 3.9 zeigt den schematischen Aufbau eines Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC) Kraftwerks mit integriertem GuD-Prozess.

Die Luftzerlegungsanlage saugt Umgebungsluft an und trennt den Stickstoff vom Sauerstoff. Der Sauerstoff wird im Vergaser dazu verwendet, um aus dem festen Brennstoff, z.B. Steinkohle, ein Synthesegas herzustellen. Als Abfallprodukt bleibt die Schlacke übrig. Das Synthesegas gelangt über eine Zwischenkühlung zur Filteranlage. Restasche, Schwefelverbindungen oder Schwermetalle werden aus dem Gas gefiltert, optional kann CO₂ abgetrennt

³als Legende zur Grafik: FD...Frischdampf, ZÜ...Zwischenüberhitzung

3.2. KOMBIKRAFTWERK MIT INTEGRIERTER KOHLEVERGASUNG 27

werden, um die Emissionen des IGCC Kraftwerks so gering wie möglich zu halten. Das daraus resultierende Gas speist einen nachfolgenden GuD Prozess.

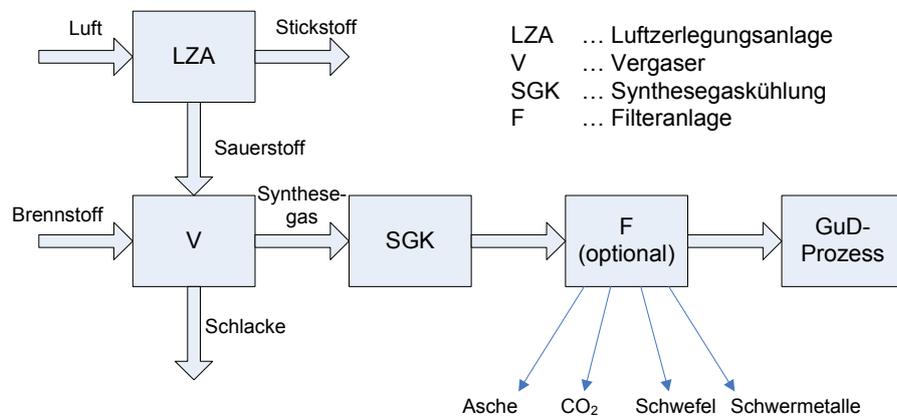


Abbildung 3.9: Vereinfachter Aufbau eines IGCC Kraftwerks

Bestehende Kraftwerke

Zwischen 1990 und 2000 gingen weltweit fünf IGCC Kohlekraftwerke in Betrieb. Diese werden als IGCC Kraftwerke der 2. Generation bezeichnet, da bereits in den 70er- und 80er- Jahren IGCC Demonstrationsanlagen errichtet wurden. Tabelle 3.2 zeigt einen Überblick dieser Kraftwerke.

Tabelle 3.2: IGCC Kraftwerke der 2. Generation⁴ [13]

Kraftwerk	Buggenum	Wabash-River	Tampa	Puertollano	Vresova
Standort	Niederlande	USA	USA	Spanien	Tschechien
Inbetriebnahme	1994	1995	1996	1998	1996 (2008)
Leistung in MW _{el}	253	262	250	300	351 (430)
Brennstoff	SK + Biom.	SK + PK	SK	SK + PK	BK

3.2.2 Investitionskosten

Spezifische Investitionskosten

Eine aussagekräftige Angabe ist hier äußerst schwierig. In einem STE⁵ Forschungsbericht [13] werden heutige Kosten von 2.200 - 2.900 €₂₀₀₇/kW_{el} für IGCC ohne CO₂-Abscheidung und -Speicherung (Carbon Dioxide Capture and Storage oder kurz CCS) und 2.900 - 3.700 €₂₀₀₇/kW_{el} für IGCC Kraftwerke mit CCS angenommen⁶.

⁴SK: Steinkohle, Biom.: Biomasse, PK: Petrolkoks oder Raffinerierückstände, BK: Braunkohle

⁵Systemforschung und Technologische Entwicklung, Forschungszentrum Jülich

⁶umgerechnete Werte mit einem Dollarkurs: 1 USD = 1,3675 Euro (31. Juli 2007)

Als Vergleich können aus dem Final Technical Report des in Tampa (USA) befindlichen Kraftwerks spezifische Investitionskosten von ca. 1800 €₂₀₀₂/kW_{el} entnommen werden⁷. [80]

Zusammensetzung der Investitionskosten

In Abbildung 3.10 wird am Beispiel des Kraftwerks in Tampa (Polk Power Station) veranschaulicht, wie sich die Investitionskosten von IGCC Kraftwerken zusammensetzen.

Die Investitionskosten für das geplante, voraussichtlich 2014 in Betrieb gehende IGCC Kraftwerk mit CCS in Deutschland (450 MW_{el} Projekt der RWE-Power) sollen ca. 2,2 Mrd. € betragen, die sich aus etwa 50 % für die Vergasungsanlage, 22 % für den Stromerzeugungsteil, ebenfalls 22 % für die CO₂-Pipeline (mit einer Länge von 530 km) und etwa 4 % für den CO₂-Speicher zusammensetzen. [13]

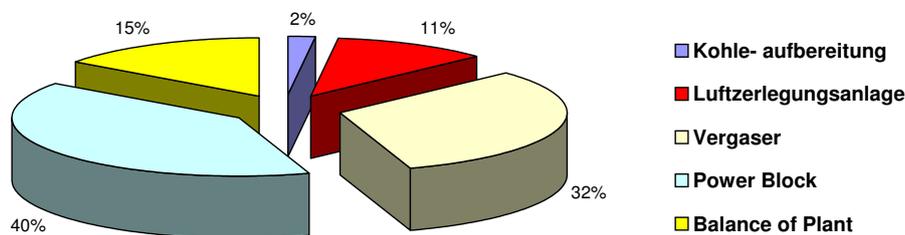


Abbildung 3.10: Zusammensetzung der Investitionskosten der IGCC Anlage in Tampa [37]

3.2.3 Betriebs- und Wartungskosten

Die Betriebskosten inklusive Wartung (ohne Brennstoff) für IGCC ohne CCS liegen bei ca. 1,23 ct/kWh und für IGCC Anlagen mit CCS bei 3,28 ct/kWh. [13]

Als Vergleich dazu liegen die gesamten jährlichen Betriebs- und Wartungskosten des IGCC Kraftwerks in Tampa (ohne Brennstoff und Personal) bei ca. 12 Mio. €. Diese Kosten beinhalten u.a. Betriebs- und Wartungskosten für Vergaser, GuD-Block und allgemeine Kosten für Gebäude und Infrastruktur. [80]

3.2.4 Wirkungsgrad und -verlauf

Die aktuellen Wirkungsgrade der in Kapitel 3.2.1 aufgelisteten Kraftwerke sind in Tabelle 3.3 angegeben. Zukünftig rechnet man mit maximalen Wirkungsgraden von 55 % [11], jedoch hat eine Erweiterung der Anlage in Form einer CO₂-Abscheidung Wirkungsgradeinbußen von 6-10 % zur Folge. [13]

⁷Dollarwert aus dem Bericht umgerechnet mit 1 USD = 1,11 Euro

Tabelle 3.3: Elektrischer Wirkungsgrad von IGCC Kraftwerken [13]

Kraftwerk	Buggenum	Wabash-River	Tampa	Puertollano	Vresova
η_{el}	43%	40%	42%	45%	43% (41%)

3.2.5 Sonstiges

Verfügbarkeit

In Abbildung 3.11 wird die Verfügbarkeit von IGCC Kraftwerken in Abhängigkeit ihrer Betriebsdauer dargestellt.

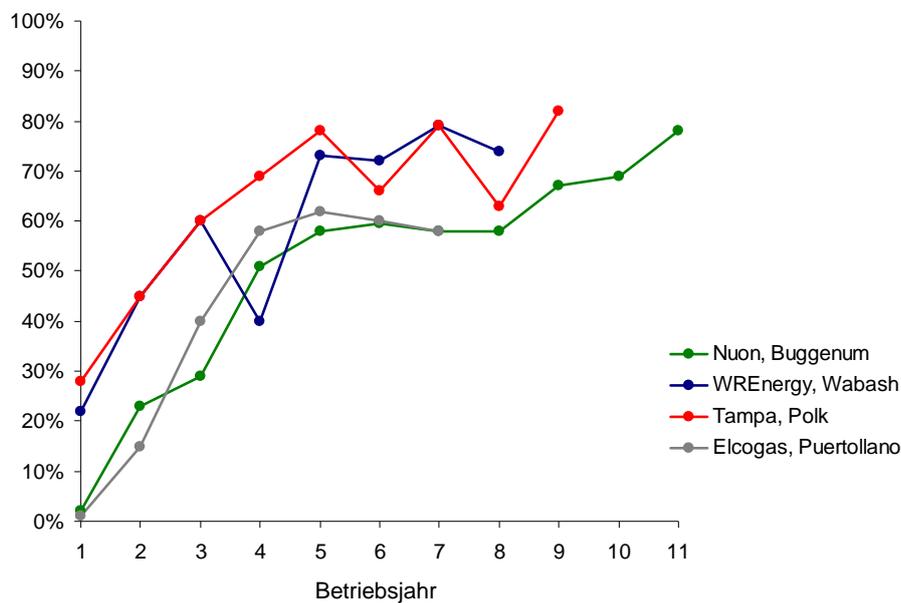


Abbildung 3.11: Verfügbarkeit von IGCC Kraftwerken [93]

Bauzeit und Lebensdauer

Die Bauzeit liegt zwischen 3 und 4 Jahren und die Lebensdauer wird mit 35-40 Jahren angenommen.

Aktueller Entwicklungsstand

IGCC Anlagen ohne CCS liegen im Entwicklungsstadium zwischen Demonstrationsanlagen und der kommerziellen Nutzung. Anlagen mit CCS hingegen sind zurzeit im Forschungs- und Entwicklungsbereich. [13]

Hindernisse dieser Technologie

Probleme der IGCC Technologie, insbesondere für zukünftige IGCC Anlagen mit CCS, sind die Folgenden. [13]

- Wirtschaftlich: Mehrinvestitionen für IGCC Anlagen von ca. 20 % gegenüber konventionellen Kohlekraftwerken. Bei IGCC Anlagen mit CCS liegt dieser Wert mit 30 - 50 % sogar noch um einiges höher. Hinzu kommen erhebliche Wirkungsgradeinbußen.
- Technisch: Wirkungsgrad- und Verfügbarkeitserhöhungen sowie die Realisierung einer CO₂-Abscheidung sind notwendig
- Akzeptanz der Bevölkerung bezüglich CO₂-Pipeline- und Speicher.

Kapitel 4

Kernkraftwerke

Der zeitliche Verlauf der Entwicklung von Kernkraftwerken ist in Abbildung 4.1 dargestellt.

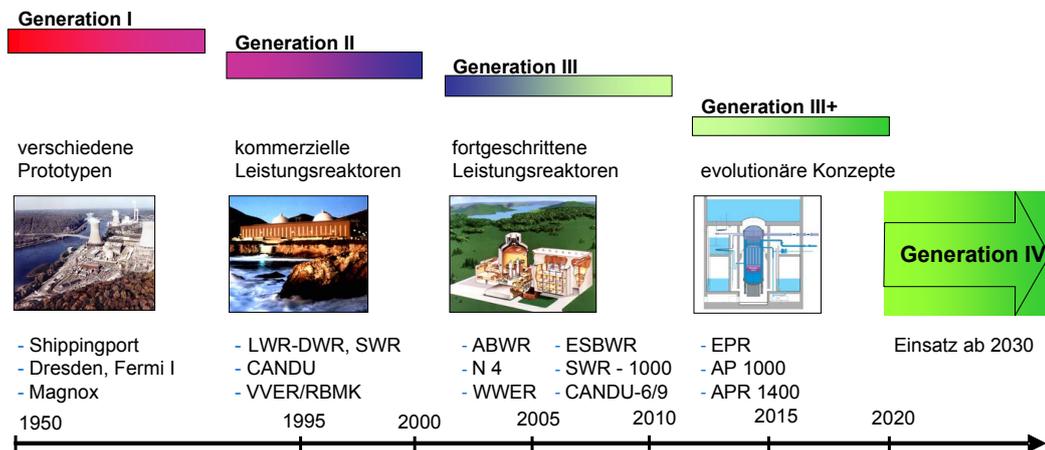


Abbildung 4.1: Übersicht über die verschiedenen Kernkraftwerksgenerationen [92]

Die unterschiedlichen Entwicklungsstufen können folgendermaßen eingeteilt werden: [74]

Kraftwerke der 1. Generation:

- Prototypen und Demonstrationsanlagen einiger 100 MW Leistung um die technische Realisierbarkeit solcher Anlagen zu zeigen. Die Wirtschaftlichkeit der Anlagen spielte keine Rolle.

Kraftwerke der 2. Generation:

- Eine Erhöhung der Blockleistung und Standardisierung verringerte die Investitionskosten, um somit die Wirtschaftlichkeit der Anlagen zu verbessern. Druck- und Siedewasserreaktoren mit einer Größe von mehr als 1000 MW wurden eingesetzt. Weiters wurde der Sicherheitsstandard sowie die Zuverlässigkeit enorm erhöht. Anlagen der 2. Generation haben heutzutage den größten Anteil an der Stromversorgung aus Kernenergie in Europa.

Kraftwerke der 3. Generation:

- Aufgrund der Katastrophe in Tschernobyl wurde die 3. Generation der Kernkraftwerke entwickelt. Es handelt sich hierbei um Druck- und Siedewasserreaktoren mit verbesserter Sicherheitstechnik. Als Vertreter sind der europäische Druckwasserreaktor (EPR, elektrische Nettoleistung: 1.600 MW) und der Siedewasserreaktor SWR1000 (elektrische Leistung: ca. 1.250 MW) zu nennen.

Kraftwerke der 4. Generation:

- Vor ungefähr acht Jahren gründeten zehn Nationen das Generation IV International Forum. Als Ziel wurde die Entwicklung nuklearer Systeme der 4. Generation definiert¹. Systeme der 4. Generation sollten sicher, wirtschaftlich und zuverlässig sein, um eine nachhaltige Energieversorgung mit wenig Abfall und geringem Risiko zu gewährleisten.

4.1 Wichtigste Reaktortypen

Im folgenden Kapitel werden Kernkraftwerke mit

- Druckwasserreaktoren (DWR oder engl. PWR),
- Siedewasserreaktoren (SWR oder engl. BWR) und
- Schwerwasserreaktoren (als Vertreter hier der Canada-Deuterium-Uranium Reaktor, CANDU)

genauer betrachtet.

4.1.1 Druckwasserreaktor

Druckwasserreaktoren gehören zur Familie der Leichtwasserreaktoren, d.h. Wasser wird als Kühlmittel und Moderator verwendet. Im Wesentlichen besteht ein Kraftwerk mit DWR, wie in Abbildung 4.2 dargestellt, aus Primär- (radioaktiver Kreislauf) und Sekundärkreislauf (nicht radioaktiver Wasser-Dampf Kreislauf). Im Primärkreislauf wird das Wasser in den Reaktordruckbehälter gepumpt und umströmt die dort vorhandenen Brennelemente. Ein Druck von ca. 150 bar im Primärkreislauf verhindert das Sieden des Fluids, die Gefahr einer Siedekrise minimiert sich somit. Das von den Brennelementen erhitzte Wasser gelangt durch die Hauptkühlmittelleitungen in den Dampferzeuger. Dieser agiert als Wärmetauscher, das Fluid im Sekundärkreislauf wird erhitzt, das des Primärkreislaufs kühlt sich um ca. 20-30 °C ab. Mittels Hauptkühlmittelpumpe wird das Wasser des Primärkreislaufs wieder in den Reaktor gepumpt.

¹Beteiligte Staaten waren u.a. USA, Kanada, Japan, Südkorea, Südafrika und Frankreich, sowie später die Euratom-Länder, China und Russland.

Druckwasserreaktoren haben in der Regel 3-4 getrennte Primärkreise mit separatem Dampferzeuger, die einen einzigen Turbosatz (Dampfturbine + Generator) speisen. Um eine möglichst effiziente Energiegewinnung zu erreichen, besteht der Turbinenteil zumeist aus Hoch- und Niederdruckturbine. [41], [99], [3]

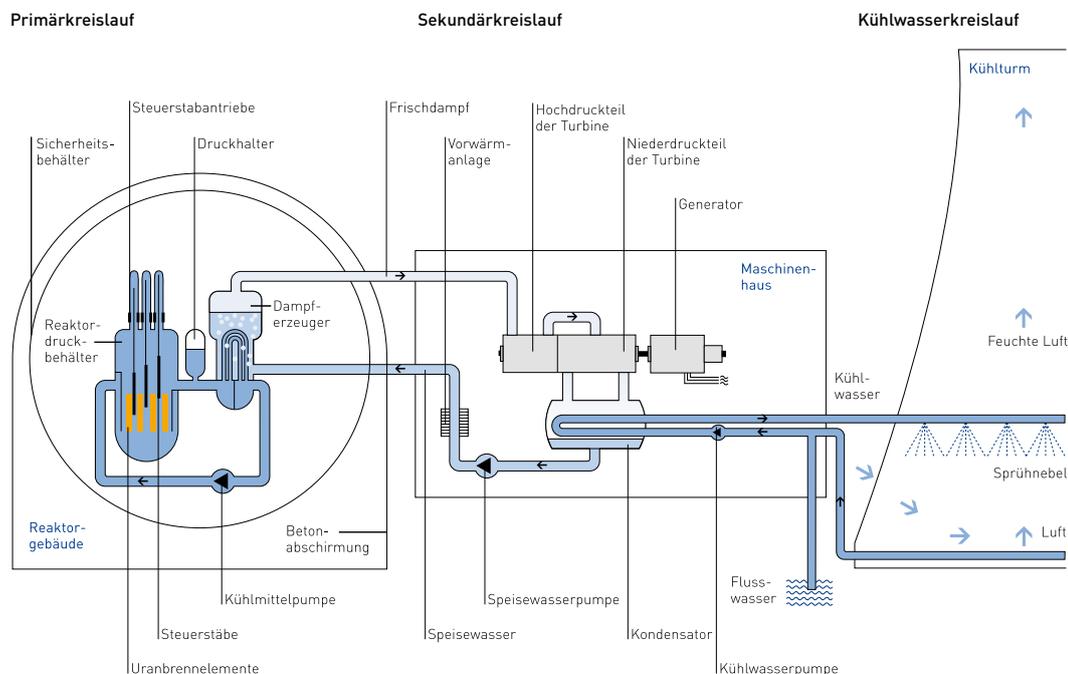


Abbildung 4.2: Schematische Darstellung eines Kernkraftwerks mit Druckwasserreaktor [3]

4.1.2 Siedewasserreaktor

Der wesentliche Unterschied zwischen Siede- und Druckwasserreaktoren besteht darin, dass bei Siedewasserreaktoren der benötigte Dampf direkt im Reaktor erzeugt und dann auf den Turbosatz weitergeleitet wird. Abbildung 4.3 zeigt das Prinzip des Reaktors. Wasserabscheider und Dampftrockner, die im Reaktor oben angeordnet sind, trennen das mitgeführte Wasser vom Dampf und führen es über einen Umwälzkreislauf wieder zurück in den Reaktor Kern. Die im Reaktor unten angebrachten Regelstäbe mit Antrieb ermöglichen den Ausgleich von Leistungsänderungen im Verbundnetz.

Der nachfolgende Dampfprozess funktioniert gleich wie bei Druckwasserreaktoren.

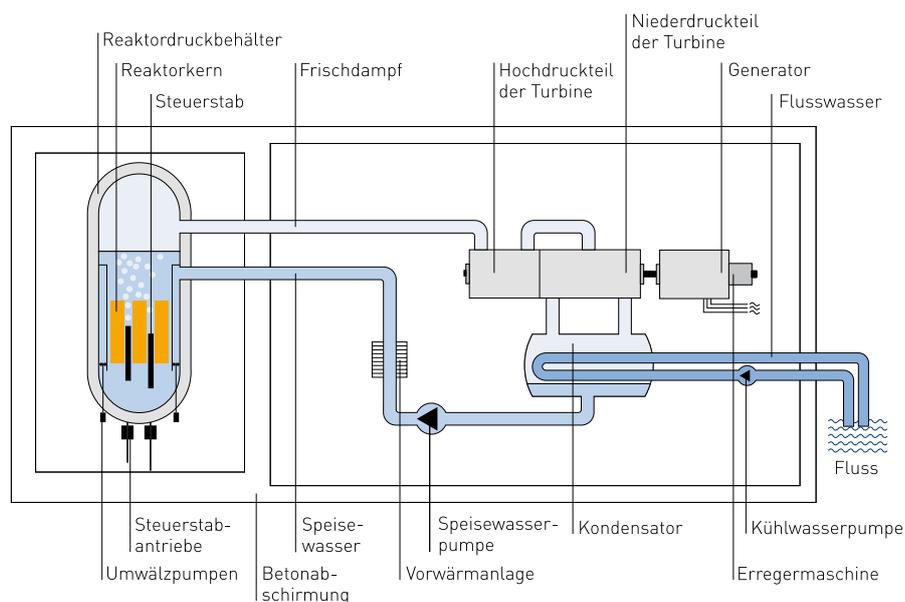


Abbildung 4.3: Schematische Darstellung eines Siedewasserreaktors [41]

4.1.3 Schwerwasserreaktor

Als Vertreter der Schwerwasserreaktoren wird der sogenannte CANDU-Reaktor näher erläutert. CANDU bedeutet „Canada Deuterium Uranium“ und ist ein von der Atomic Energy of Canada entwickeltes System. Abbildung 4.4 zeigt ein Kernkraftwerk mit CANDU-Reaktor. Bei diesem Reaktortyp handelt es sich um einen Schwerwasserreaktor bei dem, anders als bei den zuvor genannten Typen, Deuteriumoxid (D_2O , oder „schweres Wasser“) als Moderator und Kühlmittel Verwendung findet.

Da „schweres Wasser“, das in der Natur nur in geringen Mengen vorkommt, ein um 80 mal höheres Moderationsverhältnis als Wasser (H_2O) aufweist, kann dieser Reaktortyp auch mit nicht angereichertem Uran betrieben werden. Der CANDU gehört zur Gruppe der Druckröhrenreaktoren, d.h. der Brennstoff befindet sich in Rohren, die horizontal ausgerichtet sind. In diesen Rohren befindet sich auch der Moderator (Schwerwasser), der über Rohrleitungssysteme in einen mit Speisewasser gefüllten Dampferzeuger gepumpt wird. Der dort erzeugte Dampf wird zur Turbine weitergeleitet.

Die Druckröhren können im laufenden Betrieb ausgetauscht werden, was ein erheblicher Vorteil dieser Technologie ist. Als Nachteil ist die geringe Abbrandrate zu nennen, die aber durch Verwendung von angereichertem Uran erhöht werden kann. [1]

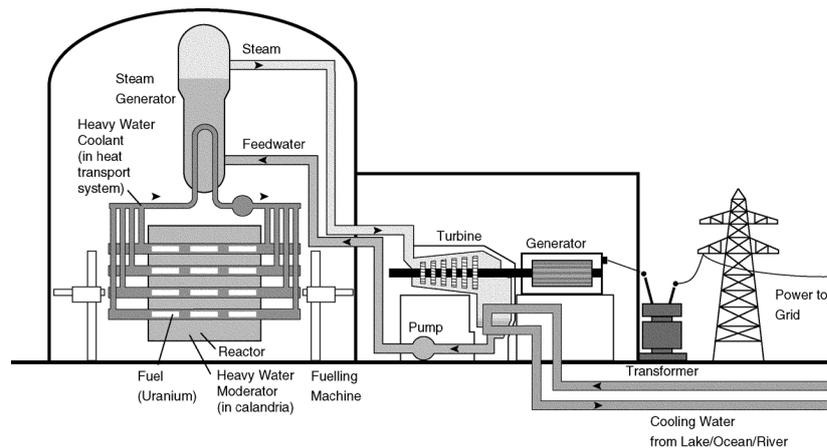


Abbildung 4.4: Schematische Darstellung eines Kernkraftwerks mit CANDU Reaktor [35]

4.2 Kraftwerksparemeter

4.2.1 Allgemeines zur Stromerzeugung aus Kernenergie

Innerhalb der EU werden, aufgeteilt auf 13 Mitgliedstaaten ca. 35 % des gesamten Energiebedarfs aus Kernenergie erzeugt. Für die Lizenzvergabe zum Betrieb von Kernkraftwerken gibt es verschiedene Ansätze. [29], [27]

- Beispiel USA: Dort erhalten Kernkraftwerke eine Betriebsbewilligung von 40 Jahren, danach muss eine neue eingeholt werden. Ungefähr die Hälfte der in Betrieb befindlichen Kraftwerke (insgesamt rund 100 Kernkraftwerke) verfügen bereits über eine neue Bewilligung, die ihnen eine maximale Betriebszeit von 60 Jahren erlaubt. In Europa haben Finnland, England und Ungarn eine ähnliche Lizenzvergabe.
- Beispiel Schweiz: Ein Kernkraftwerk kann so lange betrieben werden, solange es sicher ist. Allerdings muss mindestens nach 10 Jahren eine Revision erfolgen, bei der die Anlage den gesetzlichen Vorschriften und dem Stand der Technik entsprechen muss. Belgien, Spanien und Frankreich haben ein ähnliches System.

4.2.2 Investitionskosten

Spezifische Investitionskosten

In der folgenden Tabelle 4.1 werden die spezifischen Investitionskosten für die verschiedenen Reaktortypen aufgelistet. Hier wird jeweils der Mittelwert der in der Prognose Kurzstudie [64] angegebenen Werte aufgelistet². Der Leistungsbereich auf den sich diese Angaben beziehen reicht von 1000 - 1600 MW_{el}.

²Umrechnung 1 EURO = 0,60412 CHF, Stand 29.06.2007

Tabelle 4.1: Spezifische Investitionskosten von Kernkraftwerken mit unterschiedlichen Reaktortypen [64]

Reaktor-Typ	spezifische Kosten in $\text{€}_{2007}/\text{kW}_{el}$
PWR und BWR	1880
EPR	1780
CANDU	1880

4.2.3 Betriebs- und Wartungskosten

Die Betriebs- und Wartungskosten der in Tabelle 4.1 angegebenen Reaktortypen liegen in etwa alle in der selben Größenordnung von 60 - 78 €/kW/a. [64]

4.2.4 Wirkungsgrad

Der Wirkungsgrad des EPR liegt bei ca. 36%. Beim SWR1000 sind es um 2%-Punkte weniger, nämlich 34%. [74]

4.2.5 Sonstiges

Anfahrzeiten

Die Anfahrzeit von Kernkraftwerken hängt von der Stillstandsdauer ab. Bei einem Kaltstart wird allgemein eine Anfahrzeit von 50 h angegeben. [40]

Als Vergleich dazu werden bei Leichtwasserreaktoren folgende Anfahrzeiten genannt: [16]

- **3 h**, nach einem Stillstand < 8 h
- **6 h**, nach einem Stillstand zwischen 8 und 120 h
- **25 h**, nach einem Stillstand von mehr als 120 h

Verfügbarkeit

Die Verfügbarkeit deutscher Kernkraftwerke (berücksichtigt wurden 17 Kraftwerke) betrug im Jahr 2007: 76,36%, 2008: 80,86% und 2009: 74,21%. [89], [90]

Im Vergleich dazu betrug die durchschnittliche Verfügbarkeit der spanischen Kernkraftwerke in den Jahren 2003-2008 89,03% (berücksichtigt wurden insgesamt 8 Kernkraftwerke). Die Nichtverfügbarkeit teilt sich auf in 4,53% Ausfall und 6,44% Revision. [68]

Bauzeit

Die Bauzeit von Kernkraftwerken beträgt 5-6 Jahre. Auffallend ist hierbei, dass jene Zeit von Beginn der Planung bis hin zum betriebsbereiten Kernkraftwerk, abhängig von diversen

Bewilligungsverfahren (Rahmen-, Bau- und Betriebsbewilligung), zwischen 15 und 25 Jahren liegen kann. [28], [24]

Stilllegungskosten

In der Prognos Kurzstudie [64] werden Stilllegungskosten in der Höhe von ca. 350 €₂₀₀₇/kW_{el} angegeben.

Personal

Aufgrund der eher wenigen Kernkraftwerksneubauten in den letzten Jahren kam es zu Personalabbau in dieser Sparte. Dies kann dazu führen, dass in Zukunft zu wenig ausreichend qualifiziertes Personal für den Betrieb und Bau von Kernkraftwerken zur Verfügung steht. Diese Aussagen beziehen sich vor allem auf den amerikanischen sowie den westeuropäischen Wirtschaftsraum. [64]

serkraftwerke. Das Aufstauen bzw. Ablassen der Wasserzufuhr bewirkt eine an den momentanen Bedarf angepasste Leistungsabgabe. Bei Hochwasser sinkt das nutzbare Gefälle der Anlage, da durch die erhöhte Wasserzufuhr der Pegel im Unterbecken angehoben wird, währenddessen der Oberlauf unverändert bleibt. Laufwasserkraftwerke arbeiten als Grundlastkraftwerke.

Speicherkraftwerk

Speicherkraftwerke beziehen den benötigten Wasserstrom aus einem höher gelegenen Staubecken. Der Unterschied zu Laufwasserkraftwerken besteht in der großen Höhendifferenz zwischen Staubecken und Kraftwerk. Aus dieser Eigenschaft resultieren lange Triebwasserleitungen, bestehend aus einer Niederdruck- (Stollen oder Rohrleitung) und einer Hochdruckleitung (Falleitung, Druckschacht, Druckrohrleitung). Beim Übergang von flacher zu steiler Rohrleitung wird meist ein Wasserschloss errichtet, dass für den Druckausgleich zuständig ist.

Eine besondere Form des Speicherkraftwerks ist das Pumpspeicherkraftwerk. Der Querschnitt eines Pumpspeicherkraftwerks ist in Abbildung 5.2 dargestellt.

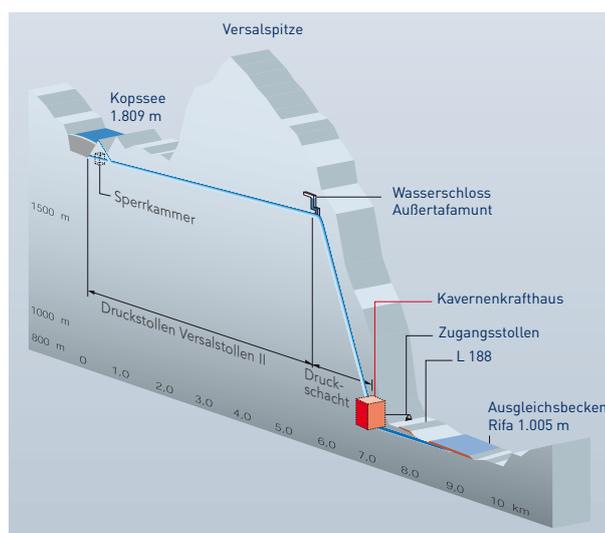


Abbildung 5.2: Querschnitt des Pumpspeicherkraftwerk Kopswerk II [94]

Bei geringer Netzbelastung beziehen Pumpspeicherkraftwerke Strom aus dem Netz, um Wasser vom niedrig gelegenen Unterbecken ins höher gelegene Oberbecken zu pumpen. Pumpspeicherkraftwerke arbeiten bei starker Netzbelastung als Spitzenlastkraftwerke. Der Vorteil hierbei ist, dass der Ertrag bei Stromeinspeisung wesentlich höher ist als die Ausgaben im Pumpbetrieb. Sowohl bei Speicher- wie auch bei Pumpspeicherkraftwerken kommen im Bereich von rund 100 m Francisturbinen und für noch größere Fallhöhen Peltonsturbinen zum Einsatz. Speicherkraftwerke sind oftmals schwarzstartfähig, d.h. sie können zum Anlassen anderer Kraftwerke z.B. nach einem Netzzusammenbruch verwendet werden.

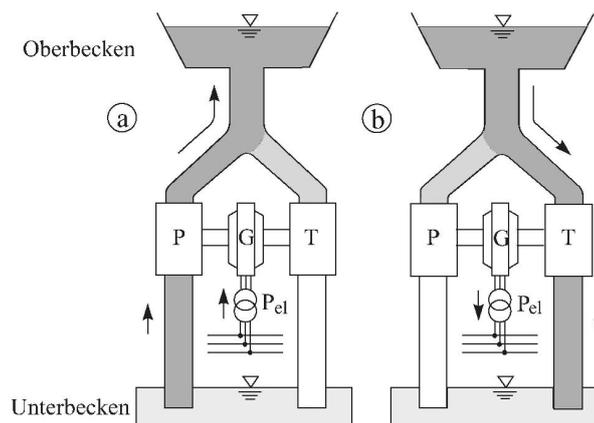


Abbildung 5.3: Das Bild (a) zeigt den Pumpbetrieb, das Bild (b) den Turbinenbetrieb eines Pumpspeicherkraftwerks [39]

Bedeutung der Wasserkraft

Im Bereich der erneuerbaren Energien ist die Wasserkraft die einzige, die bereits heute einen bedeutenden Beitrag liefert. 2005 wurden weltweit ca. 3.000 TWh an Energie aus Wasserkraft erzeugt, wovon mehr als die Hälfte aus nur fünf Ländern (Kanada, USA, Brasilien, China und Russland) stammt. [87]

Österreichweit deckt die Wasserkraft ca. 60% des gesamten Strombedarfs, wobei ca. 70% des technisch wirtschaftlichen Potenzials ausgebaut sind.

Eingeteilt werden Wasserkraftwerke in Bezug auf ihre Nennleistung in

- Kleinwasserkraftwerke mit Leistungen kleiner als 10 MW_{el}
- Großwasserkraftwerke mit Leistungen über 10 MW_{el}

5.1.2 Investitionskosten

Spezifische Investitionskosten

Die Werte der einzelnen Quellen¹ weichen stark voneinander ab. Nachfolgende Angaben verdeutlichen, in welchem Bereich diese Angaben liegen: Laufwasserkraftwerke im Bereich von 900 - 6500 €/kW_{el} und Speicherkraftwerke bei 1400 - 3500 €/kW_{el}. Als gute Richtwerte werden in Tabelle 5.1 Angaben zu Lauf- und Schwellwasserkraftwerken gemacht². Natürlich muss an dieser Stelle auch erwähnt werden, dass die Größe des Kraftwerks einen erheblichen Einfluss auf die spezifischen Investitionskosten hat. Für Kleinst- und Kleinwasserkraftwerke wurden nur wenige Anlagen für die Auswertung miteinbezogen. [58]

Nachfolgend zeigt Tabelle 5.2 die spezifischen Investitionskosten für Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke.

¹Quellen: [28],[29],[45],[24],[44],[32]

²Bericht des BMWFJ [32], Neuerrichtung eines Kraftwerks

Tabelle 5.1: Spezifische Investitionskosten von Lauf- und Schwellwasserkraftwerken

Referenz 1 [32]			
Turbine	Größe	min. spez. Kosten	max. spez. Kosten
	in MW	in €/kW ₂₀₀₃	in €/kW ₂₀₀₃
Francis	20-80	3.530	4.970
Kaplan	<15	4.600	6.200
Kaplan	15-40	3.750	4.950
Kaplan	>50	2.690	3.720
Referenz 2 [58]			
Typ	Größe	min. spez. Kosten	max. spez. Kosten
	in MW	in €/kW	in €/kW
Kleinst-KW	0-1	14.300	21.600
Klein-KW	1-10	1.800	4.300
Mittelgroße-KW	10-100	1.100	4.500
Groß-KW	>100	700	2.800

Tabelle 5.2: Spezifische Investitionskosten für Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke [58]

Typ	Größe	min. spez. Kosten	max. spez. Kosten
	in MW	in €/kW	in €/kW
Mittelgroße-KW	10-100	1.100	3.500
Groß-KW	>100	700	2.400

Die spezifischen Investitionskosten für Wasserkraftwerke in Westeuropa sind ca. doppelt so hoch wie jene in Osteuropa. Zurückzuführen ist dieser große Preisunterschied auf die doch deutlich höheren Lohn- und Lohnnebenkosten in Westeuropa. [58]

Zusammensetzung der Investitionskosten

Allgemein kann man sagen, dass die Kosten sehr stark von Kraftwerkstyp und Standort abhängig sind. Bild 5.4 zeigt wie sich die Kosten für Laufwasserkraftwerke zusammensetzen. Vergleicht man diese mit denen von schwellbetriebsfähigen Laufwasserkraftwerken (Abbildung 5.5), so liegt der Unterschied darin, dass bei den schwellbetriebsfähigen der prozentuelle Anteil der Stauhaltung höher ist. Bei beiden Grafiken nehmen die Stauhaltung, Bautechnik und ökologische Maßnahmen einen sehr großen Teil ein. Ein Grund dafür, warum beide Kostenpunkte so hoch sind liegt darin, dass die „billigen“ Standorte in vielen Ländern bereits ausgebaut wurden.

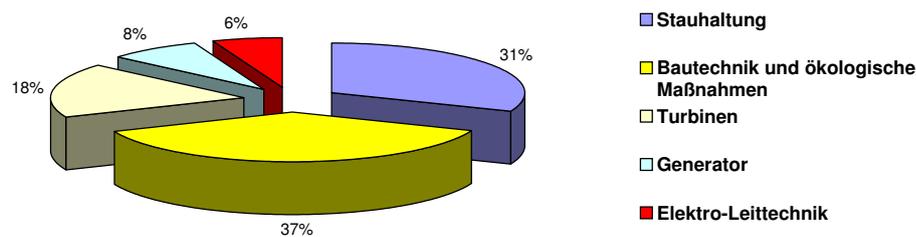


Abbildung 5.4: Zusammensetzung der Investitionskosten von Laufwasserkraftwerken [32]

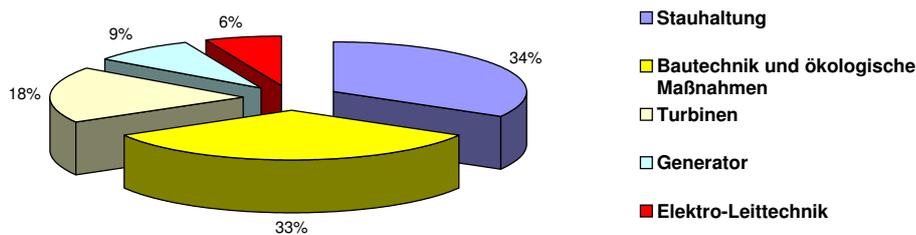


Abbildung 5.5: Zusammensetzung der Investitionskosten von schwellbetriebsfähigen Laufwasserkraftwerken [32]

5.1.3 Betriebs- und Wartungskosten

Die Werte der Betriebs- und Wartungskosten variieren genauso wie die in Kapitel 5.1.2 betrachteten Investitionskosten. So liegen etwa in der IEA-Studie [45] bei Laufwasserkraftwerken die Betriebs- und Wartungskosten zwischen 9,14 €/MWh für eine Anlage in Österreich (Größe 14 MW) und 29,5 €/MWh für eine Anlage in Japan (Größe 19 MW). Als Vergleich dazu gibt das DoE bei den fixen Betriebs- und Wartungskosten 10,1 €/kW und bei den variablen Betriebs- und Wartungskosten 1,8 €/MWh³ an. [24]

Die angegebenen Werte in Tabelle 5.3 sind Mittelwerte von günstigen und erschwerten Bedingungen für Laufwasserkraftwerke⁴. Aus diesen Werten lässt sich eine Betriebsdauer von ca. 5000 Volllaststunden errechnen. Laut einer Quelle des Verbund [87] sind Betriebs- und Wartungskosten eher gering und werden mit < 1 ct/kWh angegeben.

Tabelle 5.3: Mittlere Betriebs- und Wartungskosten (BWK) von Laufwasserkraftwerken unterschiedlicher Größe [32]

Turbine	Größe in MW	BWK in € ₂₀₀₃ /kW _{el} /a	BWK ct ₂₀₀₃ /kWh
Francis	30	95	1,9
Kaplan	10	104	2,1
Kaplan	20	85	1,75
Kaplan	100	58	1,15

³Annahme Umrechnung: 1 Euro = 1,35 USD

⁴Diese beinhalten u.a. Personal, Betriebsführung, Reparatur und Wartung der Turbinen, Reparatur und Wartung für Diverses, Versicherung, Verwaltung und Pacht

5.1.4 Wirkungsgrad

Der Wirkungsgrad von Wasserkraftwerken hängt von der verwendeten Turbine und der Auslastung der Anlage ab. Abbildung 5.6 veranschaulicht genau diesen Zusammenhang.

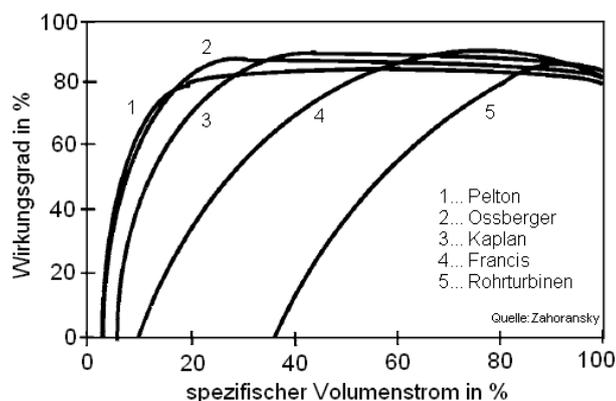


Abbildung 5.6: Wirkungsgradverlauf verschiedener Turbinen bei unterschiedlicher Auslastung [99]

5.1.5 Sonstiges

Verfügbarkeit

Die nachfolgende Tabelle 5.4 zeigt die Verfügbarkeit von Wasserkraftwerken verschiedener Größe und verschiedenen Typs. Als Grundlastkraftwerke sind Laufwasserkraftwerke ca. 6000 h und schwellbetriebsfähige Laufwasserkraftwerke ca. 4800 h jährlich in Betrieb. Als Vergleich dazu wird in einer Statistik der E-Control [25] eine Arbeitsverfügbarkeit von 91,2 % bei Speicherkraftwerken angegeben.

Tabelle 5.4: Verfügbarkeit von Wasserkraftwerken [95]

Typ	Größe in MW	Verfügbarkeit in %
Laufwasser	50-99	92,42
Laufwasser	100-150	88,04
Laufwasser	150	93,56
Speicher- und Pumpspeicherkraftwerk	—	95,12

Bauzeit und Lebensdauer

Die Bauzeit von Kleinwasserkraftwerken liegt bei 3 Jahren [28], die von Großwasserkraftwerken bei 4 Jahren [28] und jene von Speicherkraftwerken zwischen 8 und 10 Jahren [45]. Die Lebensdauer wird meistens mit 50 Jahren angenommen, praktische Erfahrungen zeigen jedoch, dass diese um einiges höher ist.

5.2 Windkraftanlagen

5.2.1 Allgemeines

Grundsätzlich werden Windkraftanlagen in

- Onshore-Anlagen (Anlagen am Festland) und
- Offshore-Anlagen (Anlagen zu Wasser)

unterteilt.

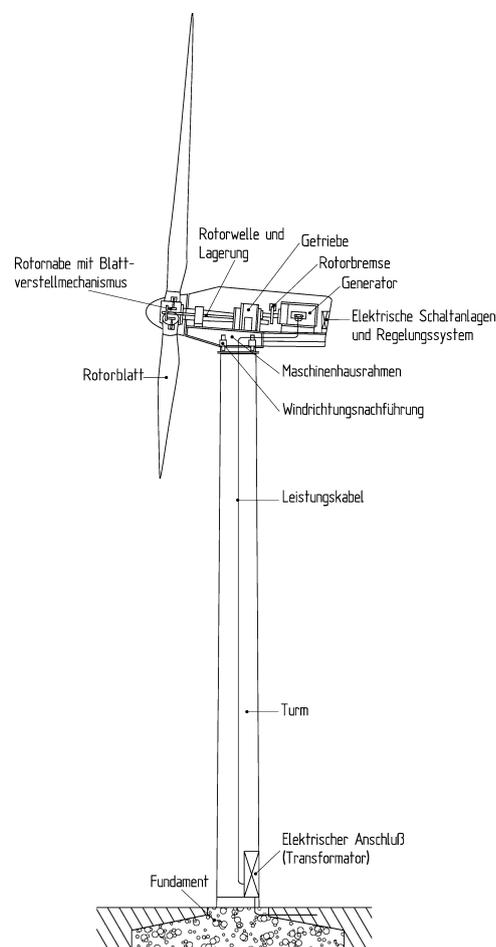


Abbildung 5.7: Schematischer Aufbau einer WKA [43]

Abbildung 5.7 zeigt die Prinzipskizze einer Windkraftanlage (WKA). Die Hauptkomponenten sind Rotor, Gondel, Turm und Fundament. Die meisten Windkraftanlagen besitzen eine horizontale Achse und drei in Propellerbauart angeordnete Rotorblätter. Mit Hilfe der Rotorblätter wird die kinetische Energie des Windes über eine Nabe auf die Rotorwelle übertragen. Diese wiederum treibt einen Synchron- oder Asynchrongenerator zur Energieerzeugung an.

Onshore

Onshore-Anlagen nehmen den größten Teil der in Betrieb befindlichen Windkraftwerke ein. Gebaut werden diese zurzeit bis zu einer Nabenhöhe von rund 120 m und einem Rotordurchmesser bis 80 m. Bezüglich ihrer Leistung liegen Onshore-Anlagen im Bereich zwischen 600 kW_{el} - 3 MW_{el} . [30]

Offshore

Offshore-Anlagen haben in etwa die selbe Größe wie Onshore Anlagen. Das größte Problem bei dieser Bauart ist die Fundamentierung. Bei Wassertiefen bis 30 m kommen Beton- oder Stahlfundamente (je nach Beschaffenheit des Untergrunds) zum Einsatz. In größeren Tiefen besteht die Möglichkeit die WKA schwimmend zu errichten, was jedoch Probleme mit der Verankerung mit sich bringt.

Vorteile von Offshore Anlagen sind:

- bis zu 40 % mehr Energieertrag als bei vergleichbaren in Küstennähe befindlichen Anlagen
- kein Flächenverbrauch an Land

Als Nachteile sind neben den hohen Fundamentierungs- und Netzanbindungskosten Probleme wie Fischfang, Landschaftsschutz und Schiffsverkehr anzuführen. [30][44]

Daten zur Windenergieerzeugung

Bis Ende 2008 waren weltweit ca. 121.000 MW an installierter Windkraftanlagenleistung in Betrieb. Das deckt ca. 3 % des weltweiten Energiebedarfs ab. In die Neuerrichtung von Windanlagen wurden im selben Jahr 45 Mrd. € investiert. Interessant dabei ist, dass sich 86 % der Gesamtleistung weltweit auf „nur“ zehn Länder aufteilen. Die Top-4 dieser Nationen sind die USA (20,8 %), Deutschland (19,8 %), Spanien (13,9 %) und China (10,1 %).

Österreichweit sind ca. 1.000 MW installiert. Von den Windverhältnissen besonders begünstigt sind Ost-Niederösterreich und das Nord-Burgenland. [46]

5.2.2 Investitionskosten

Spezifische Investitionskosten

Die spezifischen Investitionskosten für Onshore- und Offshore-WKA zeigen Abbildung 5.8 und 5.9⁵. Es erweist sich als sinnvoll, die Kosten nicht über die installierte Leistung aufzutragen, sondern nur die Größenordnung, in denen sie sich befinden anzugeben. Diese Annahme liegt in den fehlenden Details wie Turm- oder Nabenhöhe und der Leistung an den Generatorklemmen einer Anlage begründet. Bei großen Windparks ist es üblich, den gesamten Park

⁵Quellen: WE Facts[30], DoE[24], EU[28], EUSUSTEL[29], IEA[45], We1[91]

als eine Einheit anzugeben.

Was aus der Abbildung deutlich hervorgeht ist, dass die Angaben in den einzelnen Quellen doch gut übereinstimmen, sowohl für Offshore als auch für Onshore WKA. Betrachtet man den Mittelwert, so liegen die durchschnittlichen Investitionskosten von Offshore-Anlagen um ca. 900 €/kW_{el} über den von Onshore-Anlagen.

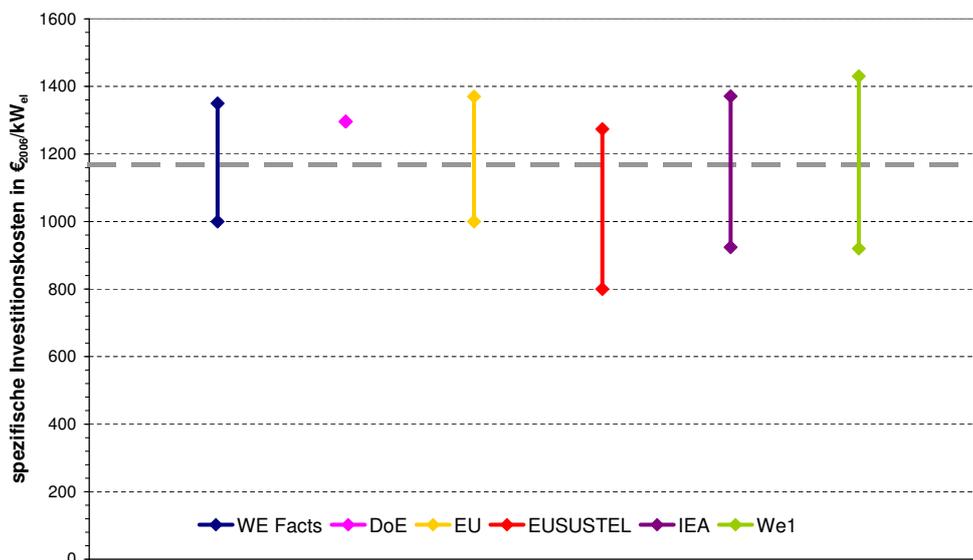


Abbildung 5.8: Spezifische Investitionskosten für Onshore-WKA; WE Facts[30], DoE[24], EU[28], EUSUSTEL[29], IEA[45], We1[91]

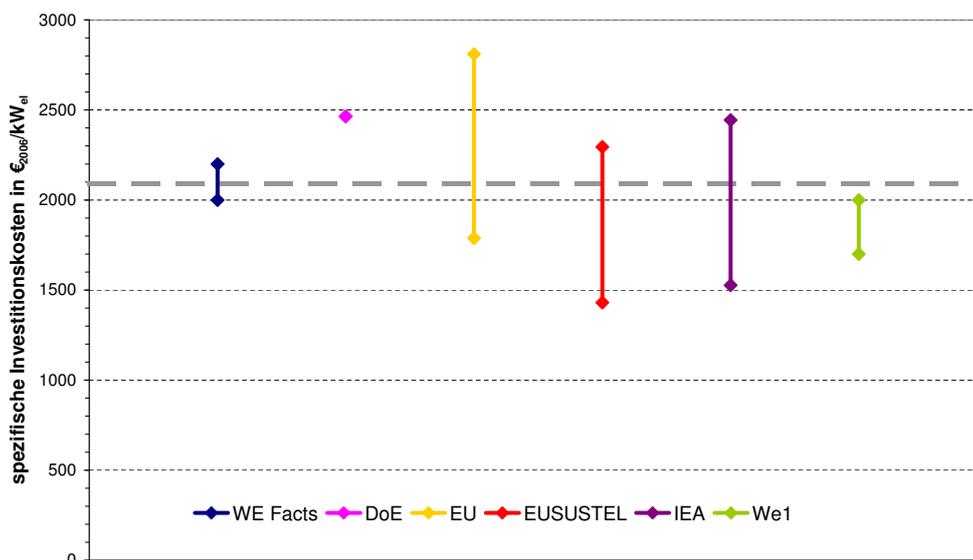


Abbildung 5.9: Spezifische Investitionskosten für Offshore-WKA; WE Facts[30], DoE[24], EU[28], EUSUSTEL[29], IEA[45], We1[91]

Zusammensetzung der Investitionskosten

Abbildung 5.10 und 5.11 zeigen wie sich die Investitionskosten von Onshore und Offshore WKA zusammensetzen.

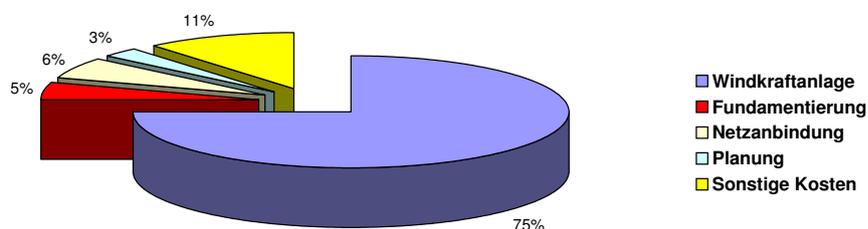


Abbildung 5.10: Kostenzusammensetzung einer Onshore-Windkraftanlage

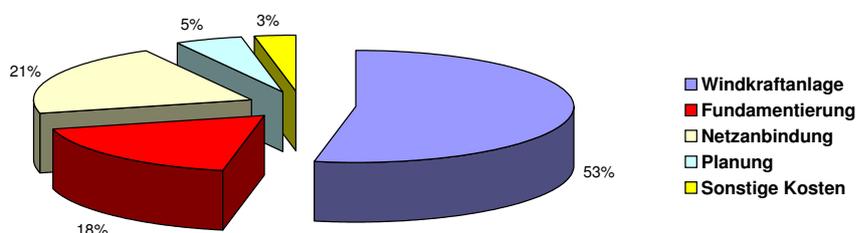


Abbildung 5.11: Kostenzusammensetzung einer Offshore-Windkraftanlage

Aufgrund der höheren Fundamentierungs- und Netzanbindungskosten ist der prozentuelle Anteil der Windkraftanlage an den Gesamtkosten bei Offshore-Anlagen niedriger als bei Onshore-Anlagen. Die Netzanbindungskosten hängen außerdem noch von der Entfernung zum Einspeiseknotenpunkt ab, generell kann man aber sagen, dass diese bei großen Windparks im Binnenland am günstigsten sind. Die Investitionsnebenkosten für Planung, Erschließung, Fundament oder Sonstiges⁶ sind projekt- und standortabhängig.

5.2.3 Betriebs- und Wartungskosten

Die durchschnittlichen Betriebskosten pro Jahr betragen für Onshore-Anlagen rund 2-5% und für Offshore-Anlagen 5-7,5% der gesamten Investitionskosten. Zu berücksichtigen ist hier der zeitliche Verlauf dieser Kosten. In den ersten vier Jahren nach der Inbetriebnahme sind die Kosten aufgrund von Garantie und Gewährleistung noch relativ gering. Ab dem 5. Jahr entfallen diese Sonderleistungen, was eine Kostensteigerung zur Folge hat. Direkt proportional zu den Reparatur- und Wartungskosten steigt natürlich auch der Versicherungsbeitrag für die WKA. [44]

⁶Sonstige Kosten können sein: Kosten für Land (Pacht), Steuer-Rechtsberatung, Unvorhergesehenes etc.

5.2.4 Wirkungsgrad

Windkraftanlagen haben einen durchschnittlichen Wirkungsgrad von 20-35%. Der tatsächliche Wert hängt aber noch von einigen Faktoren wie

- der Bauart der Anlage (Anzahl der Rotorblätter und Einstellungen der Anlage) und
- den Windbedingungen

ab.

Der maximale theoretische Wirkungsgrad einer Windkraftanlage ist mit 59,3% begrenzt. Die Nutzleistung wird mit der Formel 5.1 angegeben. [43]

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^3 \cdot A \cdot c_p \quad (5.1)$$

P ... Rotorleistung in W

ρ ... Dichte der Luft in $\frac{kg}{m^3}$

A ... senkrechte Anströmfläche in m^2

v ... Windgeschwindigkeit in $\frac{m}{s}$

c_p ... Leistungsbeiwert⁷

Der maximale Leistungsbeiwert von 0,593 wird als $c_{p,betz}$ oder Betz'scher Leistungsbeiwert bezeichnet. Moderne WKA erreichen Leistungsbeiwerte von 0,4-0,5. [62]

5.2.5 Sonstiges

Verfügbarkeit

Die technische Verfügbarkeit einer einzelnen Onshore-Windkraftanlage wird mit 98% angegeben. [22]

Lebensdauer

Bei Windkraftanlagen werden 20 Jahre als Anlagenlebensdauer angenommen. [44], [45]

Windgeschwindigkeiten

Die Windgeschwindigkeiten lassen sich einteilen in: [62]

- Einschaltgeschwindigkeit: $v_{min} = \sim 3 \frac{m}{s}$, vor Erreichen dieser Geschwindigkeit ist ein Anlaufen der Anlage nicht möglich
- Nenngeschwindigkeit: $v_{nenn} = \sim 16 \frac{m}{s}$, Nennleistung am Generator
- Abschaltgeschwindigkeit: $v_{max} = \sim 26 \frac{m}{s}$, zum Schutz vor mechanischer Zerstörung der Anlage

⁷Verhältnis der mechanischen Leistung des Wandlers zu der des ungestörten Luftstroms

Energieertrag

Der Energieertrag bezeichnet die jährliche Energieerzeugung einer Windkraftanlage und ist abhängig vom Standort. Folgende Faktoren spielen bei der Ermittlung des Ertrages eine entscheidende Rolle: [62]

- Leistungskennlinie der Anlage (Beispiel siehe Abbildung 5.12)

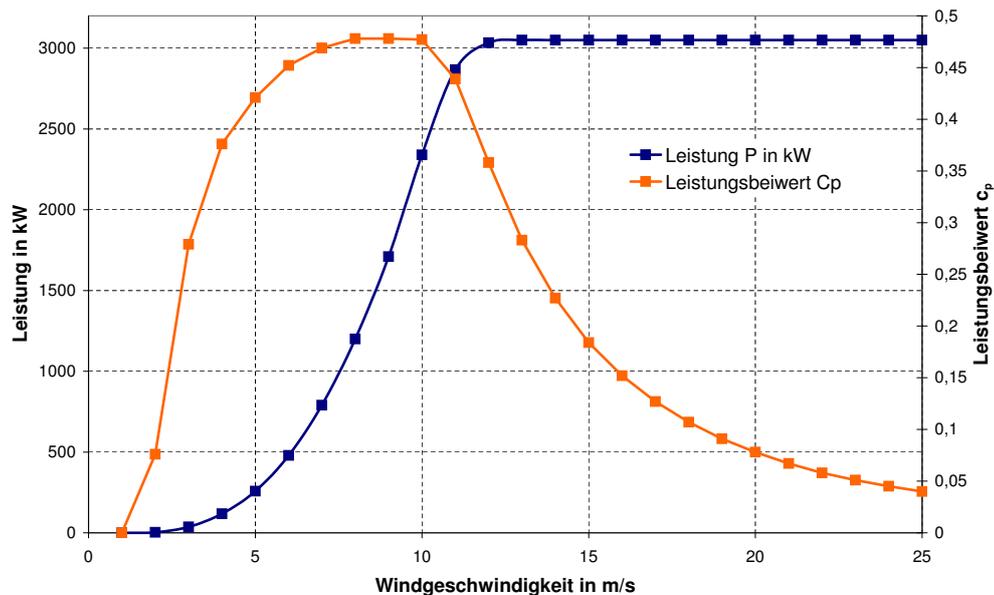


Abbildung 5.12: Leistungskennlinie einer 3 MW Windanlage [26]

- Mittlere Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe
- Statistische Windgeschwindigkeitsverteilung (wieviele Stunden pro Jahr welche Windgeschwindigkeit auftritt)

Flächenbedarf

Der Flächenverbrauch einer WKA wird vom Fundament bestimmt. Als Faustformel gilt hier: $200 \text{ m}^2/\text{MW}$ installierter Leistung. Um bei Windparks das gegenseitige Abschatten zu vermeiden, gilt der fünffache Rotordurchmesser als Mindestabstand zwischen den einzelnen Windkraftanlagen. [62]

5.3 Biomassekraftwerke

5.3.1 Allgemeines

Technologien zur Stromerzeugung aus Biomasse

Abbildung 5.13 gibt schematisch einen Überblick über die Methoden, mit denen aus Biomasse Strom erzeugt werden kann. [92]

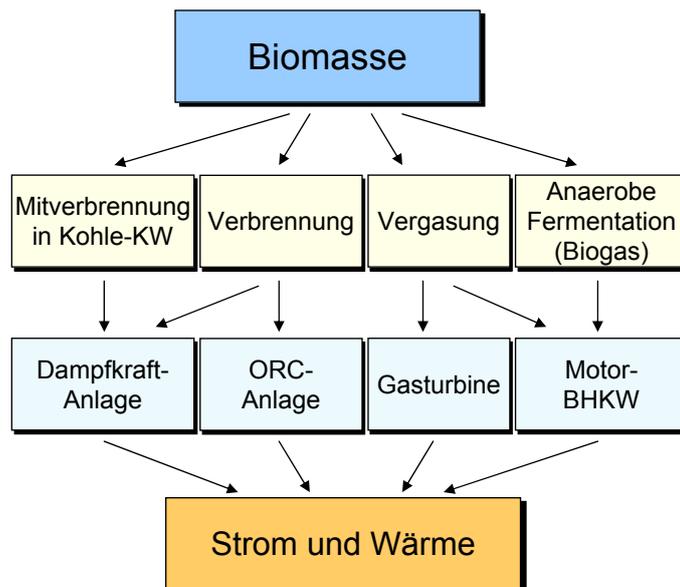


Abbildung 5.13: Technologien zur Stromerzeugung aus Biomasse [92]

Funktionsweise einer Biomassevergasungsanlage

Beispielhaft wird die Funktionsweise eines Biomasseheizkraftwerks mit Vergaseranlage anhand des Blockschaltbilds in Abbildung 5.14 erläutert.

Der eigentliche Gaserzeuger besteht aus Vergaser und Brennkammer.

- Vergaser: Das, aus der Brennkammer kommende, heiße Bettmaterial (meistens Quarzsand) erhitzt im Vergaser die Biomasse, welche unter Luftausschluss, jedoch unter Zuführung von Dampf vergast. Es entsteht ein stickstoff- und teerarmes Produktgas mit hohem Heizwert. Die Fluidisierung erfolgt mittels Wasserdampf. Jene Teile der Biomasse die nicht vergasen, gelangen über ein Verbindungsrohr in die Brennkammer.
- Brennkammer: Das Bettmaterial und die nicht vergasten Bestandteile der Biomasse werden mit vorgewärmter Luft fluidisiert und nach oben in den Zyklon getragen. Dort verbrennen die Biomassereste und es entsteht Rauchgas, das vom aufgeheizten Bettmaterial getrennt wird.

Das aus dem Vergaser kommende Produktgas wird mittels Wärmetauscher abgekühlt und gefiltert (zur Entstaubung). Im nachfolgenden Produktgaswäscher wird das Produktgas weiter abgekühlt, somit kondensiert der im Gas vorhandene Wasserdampf und gleichzeitig wird

der Restteergehalt abgeschieden⁸. Nach dem Waschen gelangt der Gasstrom auf den Motor, der einen Generator antreibt.

Das in der Brennkammer anfallende Rauchgas wird stufenweise abgekühlt und die im Gas vorhandenen Ascherückstände werden gefiltert. [72]

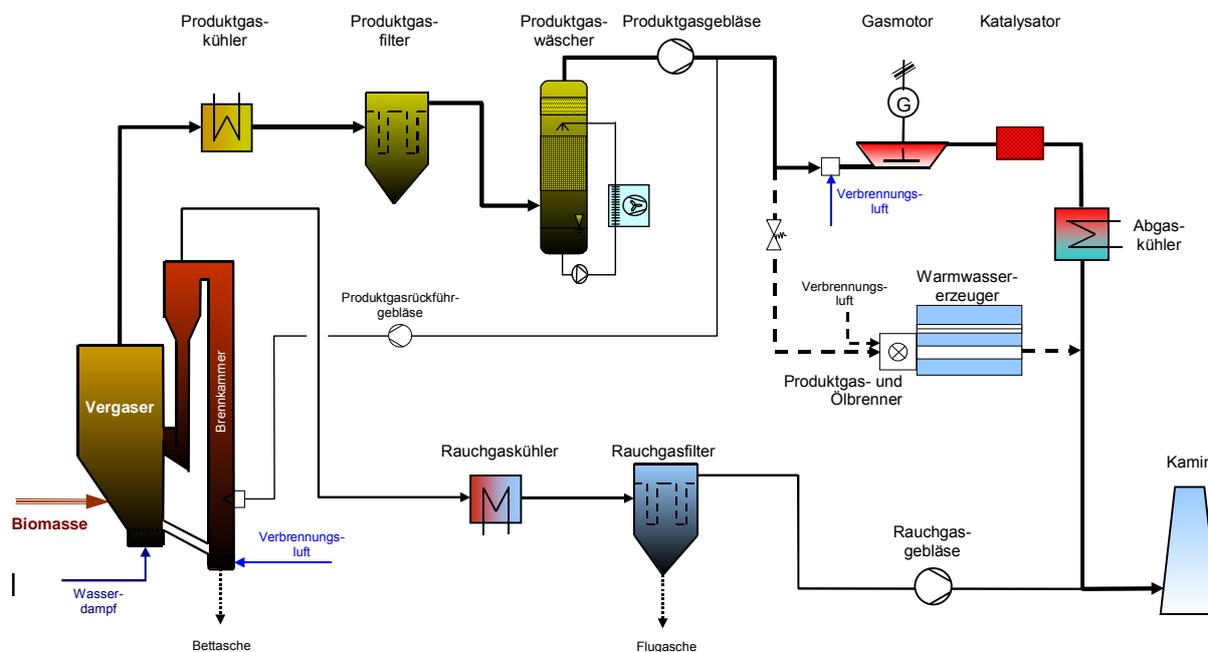


Abbildung 5.14: Beispiel der Biomassevergasungsanlage Güssing [70]

Leistungseinteilung

Bezüglich ihrer Leistung werden die in dieser Arbeit behandelten Technologien wie folgt eingeteilt: [59]

Verbrennungsanlagen:

- **Leistungen bis 100 kW_{el}:** Stirlingmotorprozess, Pilotanlagen sind im Einsatz
- **Leistungen von 100 - 1500 kW_{el}:** Anlagen nach dem ORC-Verfahren, wirtschaftlich und technisch interessant für den mittleren Leistungsbereich. Die Vorteile dieser Anlagentechnik sind die sehr gute Teillast- und Lastwechselfähigkeit, die ausgereifte Technologie und die hohe Automatisierbarkeit. Zurzeit sind in Österreich ungefähr 20 Anlagen in Betrieb.
- **Leistungen ab 2 MW_{el}:** Dampfturbinen, hier überwiegt weitgehend der Vorteil der ausgereiften Technologie.

⁸organisches Waschmedium z.B. Biodiesel

Vergasungsanlagen: [50]

- Leistungen zwischen 100 kW - 10 MW: Festbettvergasung
- Leistungen einiger MW - 50 MW: Wirbelschichtvergasung, die Anlage in Güssing arbeitet nach diesem Prinzip.
- Leistungen bis 130 MW_{therm}: Flugstromvergasung

Stromerzeugung aus Biomasse

Die Stromerzeugung aus Biomasse hat sich innerhalb der EU zwischen den Jahren 1990 und 2005 ca. verfünffacht, was einer 11% igen Steigerung pro Jahr entspricht. Deutschland, Großbritannien, Finnland und Schweden erzeugen am meisten Strom aus Biomasse [60].

Beispiele für größere Anlagen in Österreich sind Wien-Simmering (24,5 MW_{el}), Timelkam (15 MW_{el}), Kufstein (6,5 MW_{el}) und Güssing (2,5 MW_{el}).

5.3.2 Investitionskosten

Spezifische Investitionskosten

In Bezug auf ihre spezifischen Investitionskosten werden in Abbildung 5.15 Dampfturbinen-, ORC- und Biogasanlagen verglichen. Für Stirlingmotor-Biomassekraftwerke können im kleinen Leistungsbereich bis 15 kW_{el}, 15.000 - 19.000 €/kW_{el} und für Anlagen bis 50 kW_{el}, 9.000 - 12.500 €/kW_{el} als Richtwerte angenommen werden [53]. Daran lässt sich erkennen, dass diese Technologie zurzeit nur in Pilotanlagen eingesetzt wird.

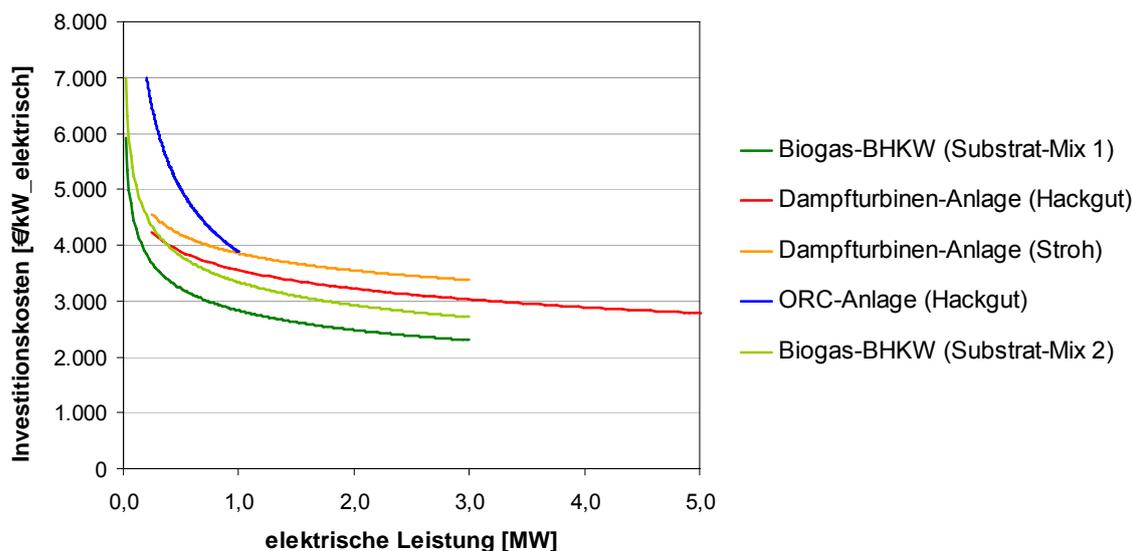


Abbildung 5.15: Vergleich der spezifischen Investitionskosten von Biomassekraftwerken verschiedener Technologien [49]

Zusammensetzung der Investitionskosten

In den Abbildungen 5.16 und 5.17 werden die prozentuellen Kostenzusammensetzungen einer Biomasseverbrennungs- und Biomassevergasungsanlage dargestellt. Ergänzend ist noch zu erwähnen, dass die Kosten für elektrische- und hydraulische Installation bei der Vergasungsanlage inkludiert sind⁹. [61]

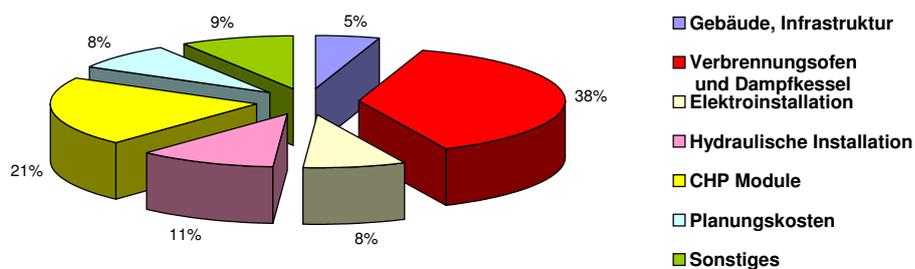


Abbildung 5.16: Kostenaufteilung eines Dampfturbinenkraftwerks mit einer Leistung von 5 MW_{el} [59]

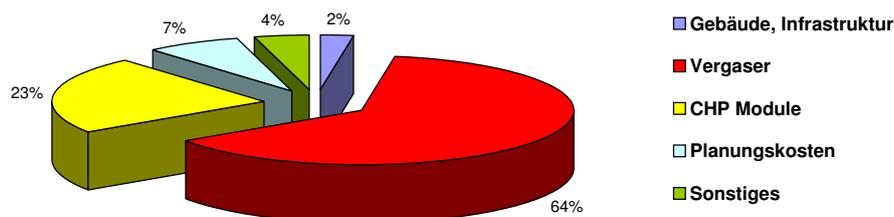


Abbildung 5.17: Kostenaufteilung einer Vergasungsanlage (Wirbelschichtvergasung) mit Gasmotor mit einer Leistung von $4,5 \text{ MW}_{el}$ [59]

5.3.3 Betriebs- und Wartungskosten

Allgemein werden die Betriebs- und Wartungskosten mit jährlich 2% der gesamten Investitionskosten angenommen, wobei 1,5% auf das Kraftwerk selbst und 0,5% auf Versicherungen entfallen [49]. Diese Angaben inkludieren jedoch keine Brennstoffkosten.

5.3.4 Wirkungsgrad

Der elektrische Wirkungsgrad von Biomasseverbrennungskraftwerken wird im Folgenden abhängig von der eingesetzten Technologie angegeben.

- Stirling: Der Wirkungsgrad dieser Anlagen liegt zurzeit in einem Bereich von 10,5-12%, zukünftig werden bis zu 18% erwartet. [57],[59]

⁹Sonstiges beinhaltet u.a. Aschecontainer und Fließband, Kran, Brennstoff-Förderband, Stahlarbeiten und Brennstoffspeicher

- ORC: Die bereits genannte gute Teillastfähigkeit dieser Anlagen soll Abbildung 5.18 verdeutlichen. Die Axialturbine, die bei solchen Anlagen eingesetzt wird, arbeitet mit geringen Drehzahlen und treibt den Generator direkt ohne Zwischengetriebe an, was zu einer Erhöhung des Wirkungsgrades führt. Weiters wird durch die geringeren mechanischen Beanspruchungen die Turbinenlebensdauer und somit die Verfügbarkeit der Anlage erhöht. [12]

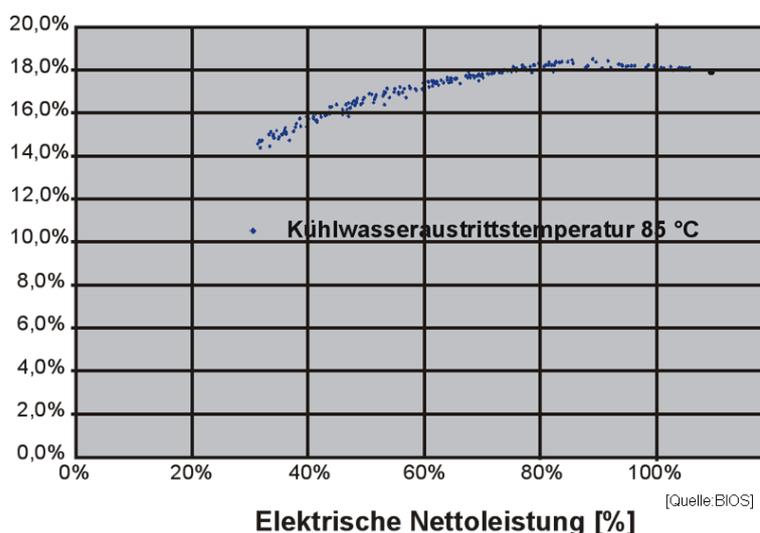


Abbildung 5.18: Elektrischer Wirkungsgrad in Abhängigkeit der Anlagenleistung der 1.000 kW_{el} Anlage in Lienz [12]

- Dampfturbinenprozess: Angaben einer EU Studie [28] reichen von 24 % (5 MW Anlage) bis hin zu 29 % (30 MW Anlage), daraus lässt sich erkennen, dass diese Anlagen zurzeit den größten Wirkungsgrad erzielen.

Nimmt man Güssing als Vergleich für eine Biomassevergasungsanlage, so liegt der Wirkungsgrad dort bei ungefähr 25 - 28 %. [70]

5.3.5 Sonstiges

Verfügbarkeit

Die Arbeitsverfügbarkeit beträgt für Dampfturbinen- und ORC-Anlagen ca. 95 % und für Vergasungsanlagen ca. 90 %. [17]

Lebensdauer

Die Lebensdauer von Biomassekraftwerken mit ORC oder Dampfturbinen wird mit 20 - 30 Jahren angenommen, die von Vergasungsanlagen mit 15 Jahren, wobei bei allen Anlagen die Maschinenteile die Lebensdauer einschränken. [17]

5.3.6 Beispiel der Biomassevergasungsanlage in Oberwart

Die nachfolgenden Daten gingen aus einem persönlichen Gespräch mit Hr. Schwenninger von der BEGAS-Kraftwerk GmbH hervor. Vielen Dank an dieser Stelle noch einmal dafür. Anlagendetails:

- Biomassevergasungsanlage mit einer elektrischen Leistung von 2,3 MW und einer thermischen von 1,5 MW. Thermisch versorgt das Kraftwerk nahe liegende Gebäude wie Krankenhaus oder Einkaufszentrum.
- Der erzeugte Strom wird mit einer Vergütung von 15 ct/kWh ins öffentliche Netz eingespeist, diese Vergütung ist über die Dauer von 13 Jahren fix. Um die Wirtschaftlichkeit der Anlage zu gewährleisten, muss sie jährlich mindestens 7300 h in Betrieb sein. Die Abschreibungsdauer wurde mit 13 Jahren kalkuliert.
- **Wartung:** Die Wartungskosten betragen jährlich ca. 3 % der Investitionskosten, Kleinigkeiten werden permanent gewartet, vier Mal im Jahr werden Revisionen mit einer Dauer von ca. zehn Tagen eingeplant. Eine längere Abschaltung der Anlage soll nach drei Jahren erfolgen
- **Anfahren:** Steht die Anlage ca. 2-3 Stunden still kann man sagen dass die Anfahrzeit entfällt, ist das Kraftwerk im Revisionsfall zehn Tage außer Betrieb dauert das Anfahren ca. fünf Tage um wieder in Vollbetrieb zu sein.
- **Biomasse:**
 - verwendet werden Hackschnitzel G50
 - 10 % der benötigten Biomasse kommt aus der näheren Umgebung, 90 % wird von Holzhändlern angeliefert.
 - Kosten der Biomasse: 1 Atrotonne (Absolut trocken) darf maximal zwischen 70 und 80 € kosten um den wirtschaftlichen Betrieb zu gewährleisten. Der Preis einer Lutrotonne (Luft trocken) liegt bei ca. 40 €.
 - Brennstoffverbrauch: Zwischen 11.000 und 12.000 Atrotonnen im Jahr
- **Bauzeit:** Die Bauzeit betrug ca. 1,5 Jahre das Genehmigungsverfahren dauerte vorher ungefähr ein halbes Jahr.
- **Asche:** Der Ascheanteil beträgt ca. 2 % der gesamten Holzmenge. Die Deponierung einer Tonne Asche kostet ungefähr 60 €.
- **Grundstück:** Superädifikat, das Grundstück ist so lange in Pacht, wie der Betreiber des Kraftwerks will, anschließend folgt der Rückbau.
- **Lebensdauer:** Geschätzt wird die Lebensdauer hier auf ca. 25 Jahre.

5.4 Solarthermische Kraftwerke

5.4.1 Allgemeines

Übersicht und Funktionsweise

Abbildung 5.19 gibt einen Überblick über die verschiedenen Technologien zur solarthermischen Stromerzeugung. Größere Anlagen werden hauptsächlich als Parabolrinnen- oder Turmkraftwerke ausgeführt, weshalb diese Technologien näher erläutert werden.

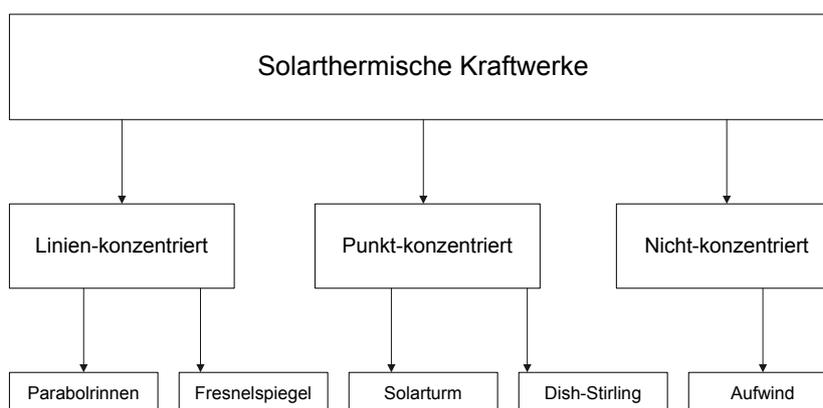


Abbildung 5.19: Technologieübersicht von solarthermischen Kraftwerken

Parabolrinnenkraftwerke

Die Abbildungen 5.20 und 5.21 zeigen die Parabolrinne und ein Blockschaltbild eines Parabolrinnenkraftwerks. Diese Technologie wird zurzeit am häufigsten eingesetzt. Jene Solarstrahlung, die parallel zur vertikalen Achse auf die parabelförmige Spiegelfläche trifft, wird am Absorber konzentriert. Um die Spiegel möglichst optimal auszunutzen wird die gesamte Parabolrinne einachsrig der Sonne nachgeführt.

Als Wärmeträger werden in den Rohrsystemen der Parabolrinnenkraftwerke normalerweise Thermoöle, die Temperaturen bis zu 390 °C erreichen können, verwendet. Daraus resultieren Dampfparameter von ca. 380 °C und 100 bar. Das Thermoöl wird auf eine Überhitzerstufe, die im Wesentlichen aus Vorwärmer, Verdampfer und Überhitzer besteht geführt. Diese erzeugen den für den nachfolgenden Dampfprozess benötigten Dampf. Zusätzlich sind zur thermischen Speicherung noch Salzspeicher integriert. Für die Entnahme der Wärme aus dem erhitzten Salzspeicher wird das Flüssigsalz über einen externen Wärmetauscher gepumpt und in einem zweiten Speicher niedrigerer Temperatur gesammelt.

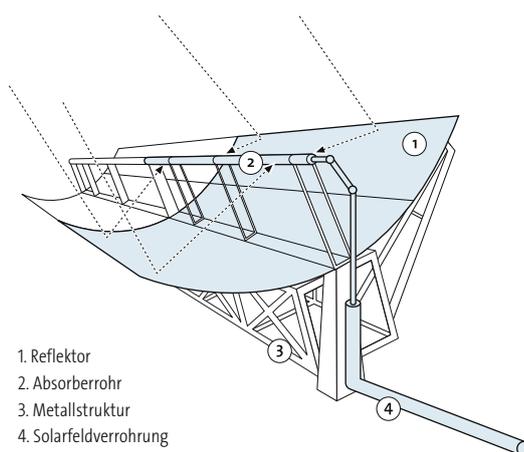


Abbildung 5.20: Darstellung einer Parabolrinne [76]

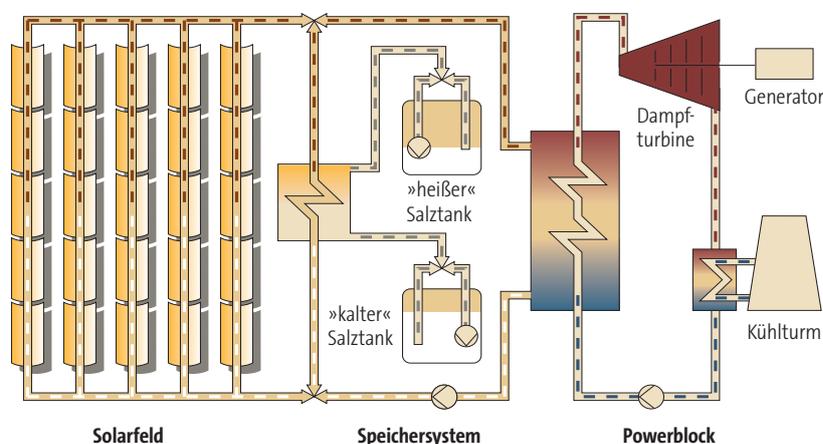


Abbildung 5.21: Schematischer Aufbau eines Parabolrinnenkraftwerks mit thermischen Salzspeichern [76]

Fresnelkollektor Kraftwerk

Anstatt der Parabolrinne werden hier Fresnel-Spiegel (siehe Abbildung 5.22) verwendet. Mehrere kleine Spiegel lenken die Solarstrahlung auf ein fest stehendes Absorberrohr, das im Vergleich zum Parabolrinnenkraftwerk deutlich größer sein muss. Fresnel-Spiegel sind in der Herstellung deutlich billiger als Parabolrinnen, der geringere Wirkungsgrad ist jedoch nachteilig. [81]

Turmkraftwerke

Bei diesem solarthermischen Kraftwerkstyp werden Spiegel, sogenannte Heliostaten¹⁰ um den Solarturm angeordnet. Diese Spiegel reflektieren die Direkteinstrahlung der Sonne auf einen gemeinsamen Punkt, dem Receiver, der auf einem Turm positioniert ist.

¹⁰2-achsig dynamisch veränderbare Spiegel



Abbildung 5.22: Fresnel-Kollektor [81]

Für die „Weiterverarbeitung“ der konzentrierten Strahlungsenergie sind folgende, neue Anlagentypen im Einsatz:

- Atmosphärischer Luftabsorber: Luft wird hier als Wärmeträgermedium verwendet, und erzeugt über nachfolgende Überhitzerstufen Dampf für einen Dampfturbinenprozess
- Druckaufgeladener Absorber: Das Wärmeträgermedium ist hier verdichtete Luft, mit nachgeschaltetem GuD-Prozess

Der Vorteil von Solartürmen liegt in der hohen Strahlungskonzentration und den daraus resultierenden hohen Temperaturen am Receiver (theoretisch: 2500 °C, praktisch: bis zu 1300 °C). Als Nachteil sind die noch eher geringen Betriebserfahrungen zu nennen. [42]

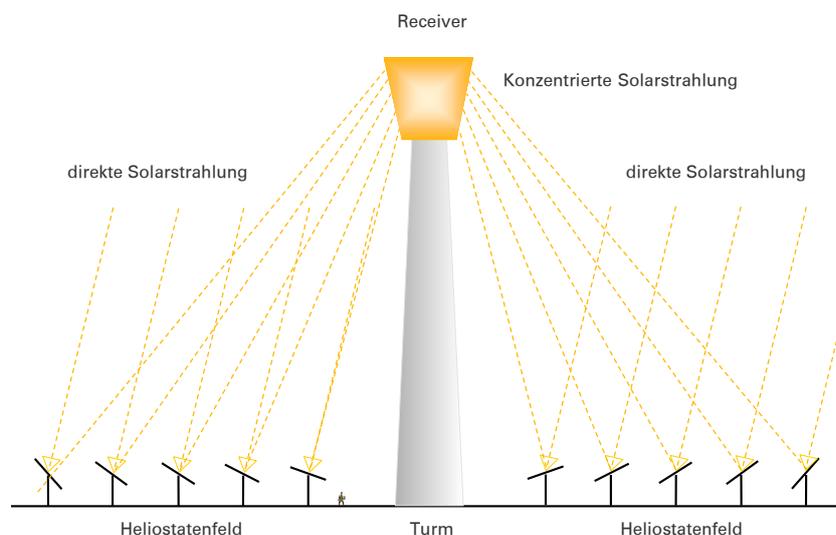


Abbildung 5.23: Darstellung des Heliostatenfelds mit dem Receiver-Solarturm [73]

Allgemeines

Bis 2008 waren weltweit ca. 532 MW an installierter Leistung von solarthermischen Anlagen in Betrieb. Im selben Jahr wurden 102 MW neu installiert. Diese Neuinstallationen teilten sich auf in: 50 MW aus Parabolrinnenkraftwerken, 32 MW aus Fresnel-Kollektor Kraftwerken und 20 MW aus Solarturmkraftwerken.[34]

Die Anzahl der jährlichen Sonnenstunden (Direkteinstrahlung) sind ein Maß für die Wirtschaftlichkeit solarthermischer Kraftwerke. Deshalb ist der günstigste Bereich für die Errichtung dieser Anlagen zwischen 40° nördlicher und 40° südlicher Breite (Sonnengürtel).

Als Beispiel für die günstigen Bedingungen in Spanien zeigt Abbildung 5.24 die monatliche Direkteinstrahlung in kWh/m² am Standort Andasol 1-3. Berechnet man den langjährigen Mittelwert, so beträgt die jährliche Direkteinstrahlung 2.144 kWh/m².

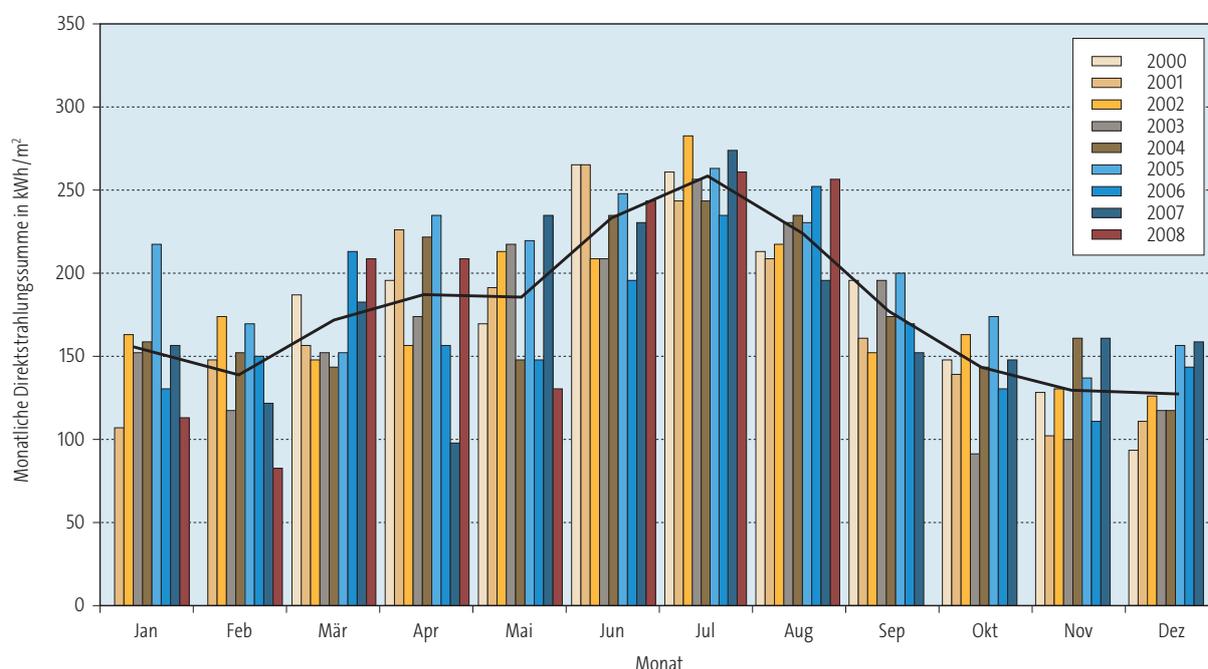


Abbildung 5.24: Monatliche Direkteinstrahlung am Standort Andasol [73]

Speziell in Spanien wurden gute Voraussetzungen seitens der Regierung geschaffen, um die Stromerzeugung aus solarthermischen Kraftwerken interessant zu machen. Jede eingespeiste kWh wird dort mit 21 ct garantiert auf 25 Jahre vergütet. Als Voraussetzungen dafür dürfen maximal 15% Erdgas für zusätzliche Dampferzeugung zugeführt werden, und die Anlagengröße wurde mit 50 MW limitiert. [42]

5.4.2 Investitionskosten

Spezifische Investitionskosten

Es erweist sich als schwierig, Werte für die spezifischen Kosten von solarthermischen Kraftwerken anzugeben, da noch kaum verlässliche Zahlen vorliegen. Zum einen muss die verwendete Technologie berücksichtigt werden und zum anderen ob thermische Speicher verbaut

wurden oder nicht. Tabelle 5.5 zeigt Richtwerte diverser Technologien¹¹. Vergleichbar hierzu ist das in Kapitel 5.4.6 angegebene Andasol Projekt.

Tabelle 5.5: Spezifische Investitionskosten solarthermischer Kraftwerke [44]

Technologie	minimale Kosten in € ₂₀₀₆ /kW	maximale Kosten in € ₂₀₀₆ /kW
Parabolrinne	2600	3000
Parabolrinne mit Speicherung	3600	4600
Solarturm	3700	4200
Solarturm mit Speicherung	6600	8500
Dish-Stirling	9300	11200

Zusammensetzung der Investitionskosten

Linien-konzentrierte Kraftwerke

Die Kosten von Linien-konzentrierten Systemen teilen sich wie folgt auf: [42]

- 10-20 % für den Kraftwerksblock (Wasser-Dampf Kreislauf inklusive Turbine und Generator)
- 10-20 % für den thermischen Speicher
- 60-70 % für das Solarfeld, davon sind
 - 40 % für die Solarkollektorkonstruktion
 - 20 % für die Spiegel
 - 20 % für die Absorberrohre
 - 20 % für sonstige Verrohrung und Arbeitsmittel

Als Vergleich zu oben gemachten Angaben können vom PSI [44] ähnliche Werte entnommen werden.

Die Investitionskosten von Fresnel-Kollektor Systemen sind aufgrund niedrigerer Fertigungskosten der Spiegel um einiges geringer als die von Parabolrinnen-Systemen. Richtwerte liegen bei etwa 150 €/m² bei Fresnel- und 220 €/m² bei Parabolrinnen-Anlagen. [42]

Punkt-konzentrierte Systeme

Es ist schwierig, aufgrund mangelnder Erfahrungswerte Angaben bei Turmkraftwerken zu machen. In Abbildung 5.25 werden Richtwerte veranschaulicht.

¹¹Quelle: entnommen von PSI [44] und umgerechnet

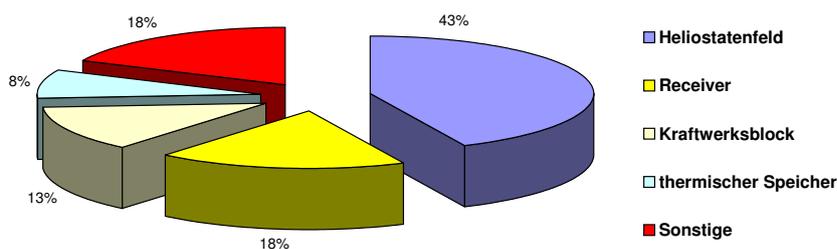


Abbildung 5.25: Zusammensetzung der Investitionskosten von Solarturmkraftwerken [44]

5.4.3 Betriebs- und Wartungskosten

Die Betriebs- und Wartungskosten werden abhängig von ihrer Technologie in Tabelle 5.6 gegenübergestellt.

Tabelle 5.6: Betriebs- und Wartungskosten solarthermischer Kraftwerke [63]

Technologie	Anlagengröße in MW	jährliche Kosten in € ₂₀₀₅ /kW
Parabolrinne (Thermoöl)	50	~ 80
Parabolrinne (Direktampf)	47	~ 75
Fresnel-Kollektor	50	~ 58
Turmkraftwerk (druckaufgeladener Absorber)	17	~ 170
Dish-Stirling	50	~ 230

Der jährliche Aufwand für Material und Versicherung beläuft sich auf jeweils 1 % der gesamten Investitionssumme. [63]

5.4.4 Wirkungsgrad

Abhängig von der eingesetzten Technologie sind nachfolgend die Wirkungsgrade aufgelistet.

- Parabolrinnen: 10-15 % bei Verwendung von Thermoöl und 14-18 % bei Direktverdampfung
- Fresnel-Kollektoren: 10-11 % bei Direktverdampfung
- Turmkraftwerke: Luft-, Salz- oder Dampfreceiver 14-18 % und bei druckaufgeladenem Absorber 25 %
- Dish-Stirling: 16-23 %
- Aufwindkraftwerk: ungefähr 1 %

Die in Abbildung 5.26 dargestellten Kennlinien stellen den Kollektorwirkungsgrad von Parabolrinnen und Fresnel-Kollektoren gegenüber. Die in der Einführung zu diesem Kapitel angesprochenen Wirkungsgradverluste bei Fresnel-Kollektoren sind deutlich erkennbar. [42], [81]

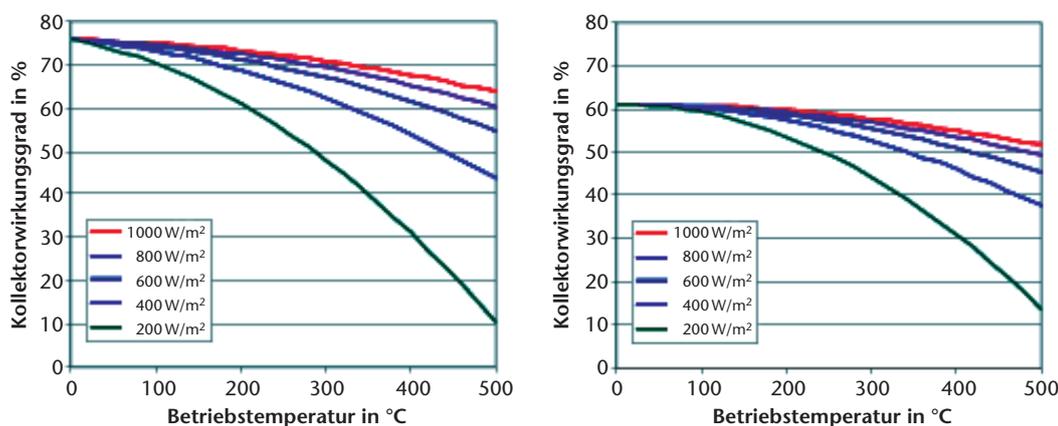


Abbildung 5.26: Thermischer Kollektorwirkungsgrad in Abhängigkeit von Betriebstemperatur und Einstrahlung, Parabolrinnen (links) und Fresnel-Kollektoren (rechts) [42]

5.4.5 Sonstiges

Verfügbarkeit

Nimmt man als Beispiel den Solar Energy Generating Systems (SEGS) Parabolrinnen-Kraftwerkspark (USA), so liegt die technische Verfügbarkeit dieser Anlage bei 98 %. Bei der, seit 1991 in Betrieb befindlichen Anlage wurde noch keine Leistungsminderung bei Spiegeln festgestellt. Die Bruchrate der Spiegel beträgt ca. 1 % pro Jahr. [66]

Konzentrationsfaktor

Bei solarthermischen Kraftwerken wird immer wieder der Begriff des Konzentrationsfaktors (C) angegeben. Der Konzentrationsfaktor ist definiert als Verhältnis von Aperturfläche zu Absorberfläche.

$$C = \frac{A_{\text{Apertur}}}{A_{\text{Absorber}}} \quad (5.2)$$

Die Aperturfläche ist jene unbeschattete Fläche, durch die Licht in den Kollektor eintritt. Die Absorberfläche ist die projizierte unbeschattete Fläche des Absorbers.

Der Konzentrationsfaktor von Parabolrinnenkraftwerken liegt bei 80-100, der von Solarturmkraftwerken bei einigen 100 - 2000. [42]

5.4.6 Beispiel Andasol-Projekt

Das Andasol-Projekt ist eines der größten und teuersten Solarthermieprojekte weltweit. Für die 50 MW Anlage beläuft sich das Investitionsvolumen auf ungefähr 300 Mio. €. Drei dieser Anlagen wurden bis dato in Betrieb genommen (Aufbau siehe Abbildung 5.20 und 5.21), nachfolgend die Daten der ersten Anlage. [76]

- Kraftwerk Andasol 1:
 - Turbinenleistung: 49,9 MW

- Betriebsstunden: 3.500 Volllaststunden pro Jahr
- Wirkungsgrad: 15 % im Jahresmittel
- Lebenserwartung: mindestens 40 Jahre
- Solarfeld:
 - Technologie: Parabolrinnen
 - Solarfeldgröße: 510.120 m²
 - Anzahl der Parabolspiegel: 22.464
 - Wärmespeicher: 28.500 t Salz für 7,5 Volllaststunden

5.5 Photovoltaikanlagen

5.5.1 Allgemeines

Abbildung 5.27 zeigt vereinfacht den Aufbau einer Photovoltaikanlage (PV Anlage).

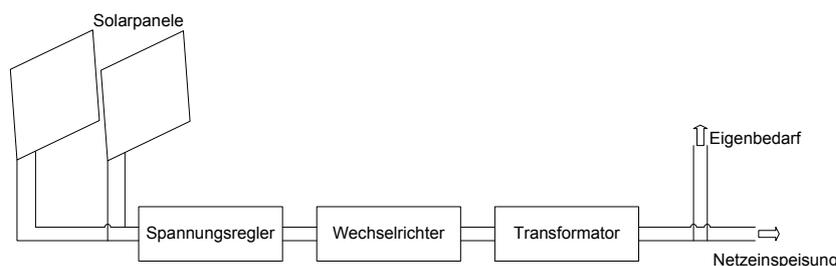


Abbildung 5.27: Blockschaltbild einer PV-Anlage

Photovoltaikanlagen nutzen den photovoltaischen Effekt um aus Sonnenlicht Strom zu erzeugen. Bei einer einzelnen Siliziumzelle liegt die abgreifbare Spannung zwischen 0,5 V und 0,6 V. Viele solcher Zellen werden mittels Reihen- und Parallelschaltung zu sogenannten Solarmodulen oder Solarpanelen verschaltet.

Grundsätzlich werden folgende Typen bei Solarzellen unterschieden:

- Monokristalline Zellen: Hochreines Halbleitermaterial (Einkristall), deshalb energieaufwendig und teuer
- Polykristalline Zellen: Mehr Verunreinigungen im Material, daher etwas billiger
- Dünnschichtzellen: Silizium wird aus der Schmelze auf einen Träger aufgebracht
 - Galliumarsenid (GaAs): Hocheffizient, Einsatz in Satelliten
 - Kupfer-Indium-Selenid (CIS): kommerzieller Einsatz
 - Cadmium-Tellurid (CdTe): Derzeit nur in Pilotanlagen eingesetzt

Zusätzlich zu den oben genannten gibt es noch amorphe, also nicht kristalline Zellen. Diese werden in dünnen Schichten auf z.B. Glas aufgetragen und finden bei Uhren und Taschenrechnern Verwendung. [99], [79]

Marktsituation in Österreich

Der Photovoltaik-Markt in Österreich teilt sich auf in Stromerzeugung aus PV-Anlagen und PV-Modulerzeugung. 2008 wurden Anlagen mit einer kumulierten Leistung von 4,69 MW_p¹² neu installiert. Mit einer Gesamtleistung von 32 MW_p liegt Österreich im internationalen Vergleich noch deutlich zurück. Vergleicht man die Neuinstallationen an PV-Anlagen mit jenen von Deutschland, so wurde hierzulande im Jahr 2008 nur 1/50 jener Leistung in Betrieb genommen.

Ein Vergleich mit Bayern verdeutlicht dies:

- Im Freistaat Bayern werden beinahe 2% des jährlichen Strombedarfs aus PV Anlagen erzeugt, in Österreich sind es gerade mal 2‰. 110 der 159 PV Freiflächenanlagen¹³ deutschlandweit stehen in Bayern, das allein zeigt, dass die Förderungen und Einspeisevergütungen sehr gut sind. [4], [9]

In Bezug auf die Produktion von Solarmodulen kann Österreich deutlich bessere Zahlen vorweisen. 2008 wurden Module mit einer Gesamtleistung von 65 MW produziert. Diese Tatsache zeigt, dass Österreich eine gute Position als Modulerzeuger einnehmen kann. [9]

5.5.2 Investitionskosten

Spezifische Investitionskosten

Abbildung 5.28 zeigt den Verlauf der Kosten in Abhängigkeit von der Anlagengröße¹⁴. Die Durchschnittskosten einer netzgebundenen PV-Anlage betragen in Österreich ungefähr 5000 - 5100 €/kW_p. Die Investitionskosten sinken mit zunehmender Anlagengröße. Erhebliches Kosteneinsparungspotenzial weist bei großen PV-Anlagen die Montagelogistik auf. Diese kann soweit optimiert werden, dass von „Fließband-Montage“ die Rede ist. Laut JUWI Solar verringerte sich die Montagezeit einer 2 MW_p Anlage in den Jahren 2004 - 2006 von 3 Monaten auf 3 Wochen. [4]

¹²W_p ist eine Einheit für die maximale Leistung unter Testbedingungen bei 25° Zelltemperatur, 1000 W/m² Bestrahlungsstärke und einem Sonnenlichtspektrum von 1,5 AM

¹³Stand 2001 - 2006

¹⁴Quellen: CERI [19], DoE [24], EU [28], IEA [45], Marktstudie AT [9], EUSUSTEL [29], Projekte DE: Projekte in Brandis, Mehringer Höhe und Gundelfingen

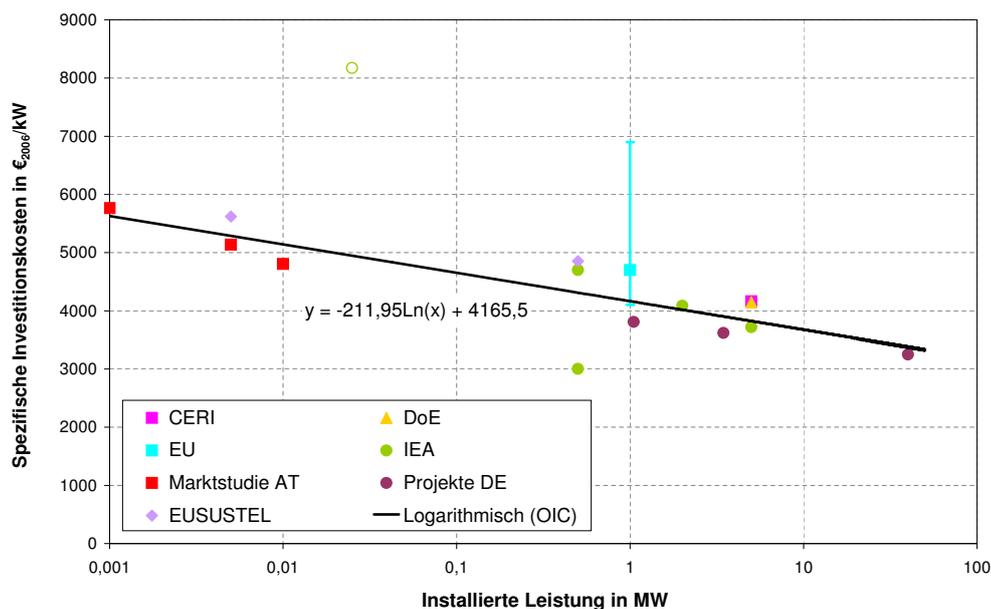


Abbildung 5.28: Spezifische Investitionskosten von PV-Anlagen, Studienauswertung und Beispielanlagen; CERI[19], DoE[24], EU[28], IEA[45], Marktstudie AT[9], EUSUSTEL[29]

Zusammensetzung der Investitionskosten

In Abbildung 5.29 ist die prozentuelle Zusammensetzung der Investitionskosten für PV Dachanlagen dargestellt. Vergrößert man die Anlage, d.h. von einer Dach- auf eine Freiflächenanlage, so liegt der Anteil der Modulkosten immer noch zwischen 50-60%¹⁵.

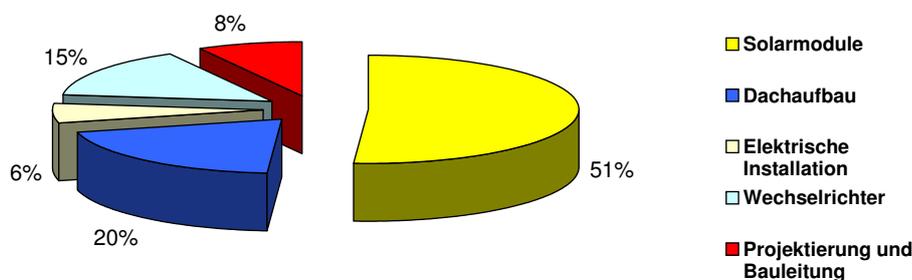


Abbildung 5.29: Kostenaufteilung einer netzgebundenen PV Dachanlage [44]

5.5.3 Betriebs- und Wartungskosten

PV Anlagen sind im Regelfall sehr wartungsarm. Um zu zeigen in welcher Größenordnung sich die Betriebskosten befinden, wird von 1% der Investitionssumme pro Jahr ausgegangen [33]. Diese Kostenangabe beinhaltet: Personal, Wartung, Versicherung und gegebenenfalls Pacht. [4]

¹⁵Als Referenz:<http://www.solarbuzz.com/Moduleprices.htm> Stand 03/2010

5.5.4 Wirkungsgrad

Eine Erhöhung des Wirkungsgrads bei PV-Modulen hat zwei wesentliche Auswirkungen. Zum einen wird die Effizienz der ganzen Anlage gesteigert, zum anderen kann die benötigte Fläche verringert werden. Tabelle 5.7 stellt die aktuellen Wirkungsgrade mit den theoretisch erreichbaren gegenüber.

Tabelle 5.7: Aktuelle und theoretisch mögliche Wirkungsgrade von PV Modulen und Zellen [62], [99]

Technologie	Modulwirkungsgrad in %	max. theoretischer Zellwirkungsgrad im Labor in %
Monokristallines Silizium	17	~25
Polykristallines Silizium	14,5	~21
Amorphes Silizium	8-9	~12
Dünnschichtzellen (CIS)	11	11-18

5.5.5 Sonstiges

Verfügbarkeit

Die Verfügbarkeit von PV Anlagen wie auch von solarthermischen Anlagen hängt sehr stark vom geographischen Standort ab. Das Bild 5.30 zeigt die direkte Sonneneinstrahlung angegeben als Zeitdauer pro Jahr im Mittelmeerraum.

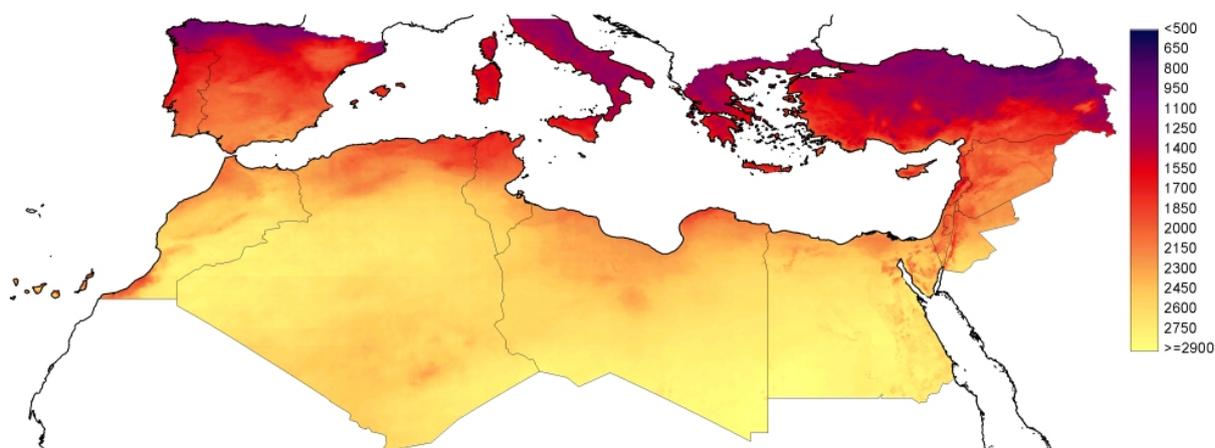


Abbildung 5.30: Sonnen-Direkteinstrahlung in Abhängigkeit der geographischen Lage [63]

Lebensdauer

Die Angaben reichen hier von 20 - 40 Jahren, als guter Richtwert können 25 Jahre angenommen werden.

Beispiel einer 40 MW Anlage

In Bild 5.31 wird die Freiflächen PV Anlage in Brandis (Deutschland, Sachsen) dargestellt. Eckdaten der Anlage: [47]

- Nennleistung: 40 MW_p
- Investitionsvolumen: ~ 130 Mio. €
- Platzbedarf: 110 Hektar (ca. 200 Fußballfelder)
- Lebensdauer/Nutzungsdauer: mindestens 20 Jahre
- Technologie: Dünnschicht
- Vergütung: 35,49 - 37,96 ct/kWh



Abbildung 5.31: 40 MW PV Anlage in Brandis (Quelle: solarbuzz.com)

5.6 Geothermische Kraftwerke

5.6.1 Allgemeines

Als Geothermie wird die in der Erdkruste gespeicherte Wärme bezeichnet. Diese rührt zum einen aus der Erdentstehung und zum anderen aus, durch radioaktiven Zerfall frei werdende Energie.

Je nach Vorkommen werden bei geothermischen Kraftwerken verschiedene Verfahren unterschieden:

- Nasse Vorkommen, sogenannte thermale Quellen, die direkt über Erdwärmesonden und Wärmepumpen für Heizzwecke oder in der Kraftwerkstechnik (ORC- und Kalinaprozess) verwendet werden können.
- Trockene Vorkommen im heißen Tiefengestein, ein Verfahren zur Stromerzeugung ist das sogenannte Hot-Dry-Rock Verfahren (HDR).

Im Folgenden wird kurz das HDR-Verfahren, wie schematisch in Abbildung 5.32 dargestellt, erläutert.

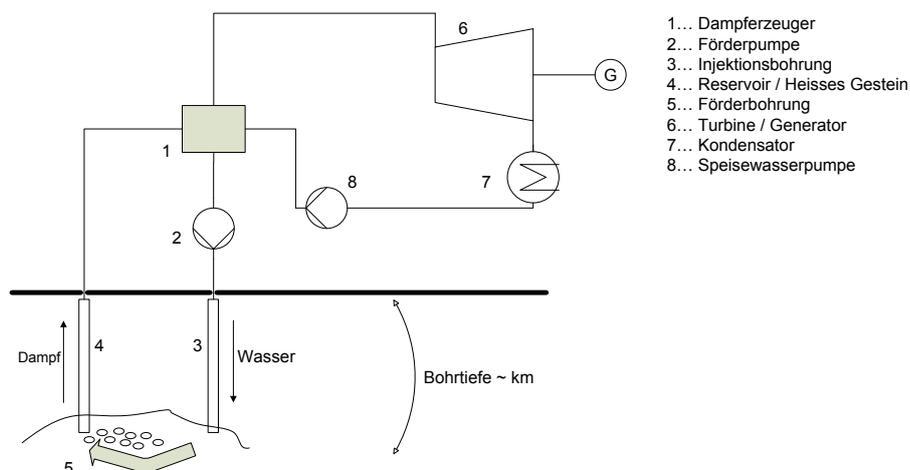


Abbildung 5.32: Schematische Darstellung des HDR-Verfahrens

Bei diesem Verfahren wird Wasser über die Injektionsbohrung eingebracht, und vom Tiefengestein aufgeheizt. Eine zweite oder dritte Bohrung (Förderbohrung) befördert den heißen Dampf wieder nach oben. Somit kann dieser zum Heizen oder zur Stromerzeugung verwendet werden.

Geothermische Stromerzeugung

Bei der weltweiten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien leistet die Geothermie mit 1,8% momentan den geringsten Beitrag. Mit einem Zuwachs von 5% pro Jahr beträgt die derzeit weltweit installierte Gesamtleistung ca. 10 GW [78]. Die wichtigsten Länder mit geothermischer Stromerzeugung sind: USA, Philippinen, Indonesien, Mexiko, Italien, Japan

und Island. Die Plattentektonik der Erde bietet dort gute Voraussetzungen, was Abbildung 5.33 sehr deutlich zeigt¹⁶

Österreichweit sind zurzeit zwei Anlagen in Betrieb:

- Altheim (Innviertel), 0,5 MW Anlage
- Bad Blumau (Südoststeiermark), 0,18 MW Anlage

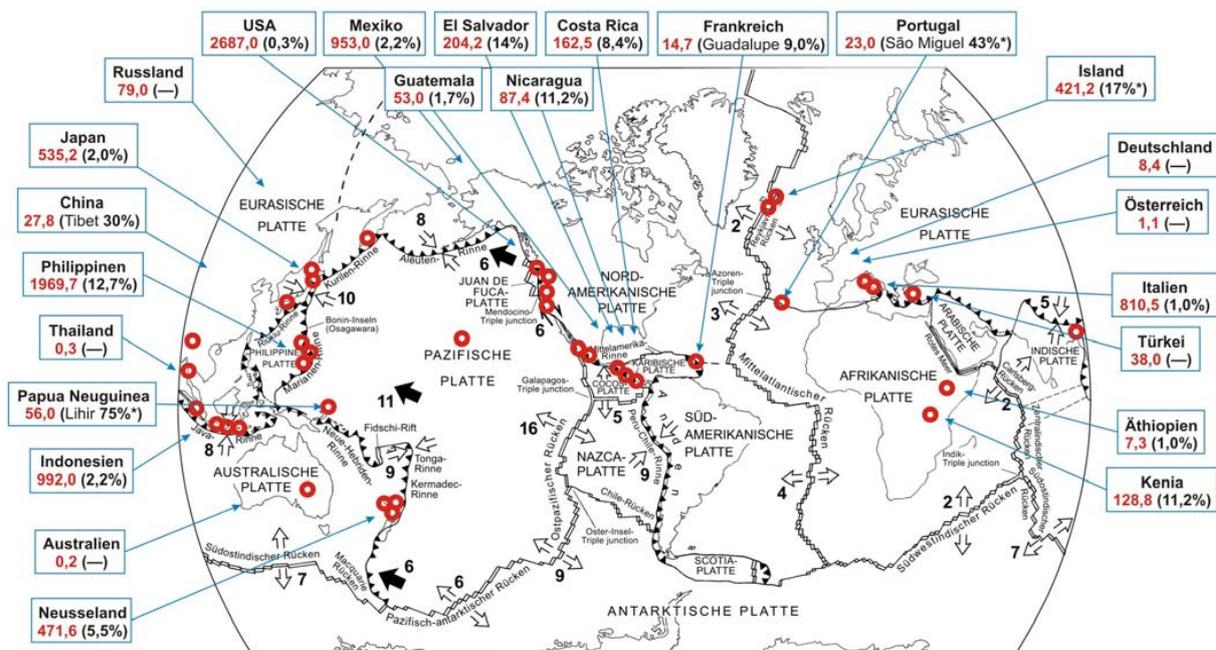


Abbildung 5.33: Erdplatten mit den Standorten von geothermischen Kraftwerken [78]

5.6.2 Investitionskosten

Spezifische Investitionskosten

Bei diesen Kraftwerksanlagen ist es aufgrund der stark unterschiedlichen geologischen Gegebenheiten schwierig, aussagekräftige Werte zu bekommen.

Die Angaben in einer Quelle reichen von 1000 €/kW - 3700 €/kW [23] wobei nicht explizit angeführt wird, um welche Technologie es sich handelt. In einem Bericht des PSI [44] wird bei einer HDR-Anlage von ca. 4250 €/kW ausgegangen.

Anhand dieser, doch sehr großen Bandbreite der Investitionskosten, lassen sich einzelne Werte schlecht vergleichen. Im Folgenden werden drei Referenzprojekte dargestellt, um zu veranschaulichen wie hoch die Kosten sein können.

- **Unterhaching (Deutschland, Kalina-Anlage):** Die Anlage in Unterhaching startete bereits 2007 mit der geothermischen Wärmeversorgung und wurde zwischen 2006

¹⁶Erklärung Bild: Rote Kreise: Lage bedeutender Ressourcen; Rote Zahlen: Installierte Kapazität des Jahres 2007 in MW_{el}; Werte in Klammer: Prozentueller Anteil an der nationalen Gesamtkapazität

und 2008 mit einer Kalina Anlage (3,4 MW) zur geothermischen Stromerzeugung erweitert. Das gesamte Investitionsvolumen betrug 16 Mio. €, somit betragen die spezifischen Investitionskosten ca. 4.700 €/kW.

- **Soultz-sous-Forets (Frankreich, HDR-Anlage):** Bei diesem Projekt wurde bereits 1984 mit geologischen Voruntersuchungen begonnen. 2008 ging das Kraftwerk mit einer Nennleistung von 1,5 MW_{el} als Dublettenanlage in Betrieb. Bis dato wurden 80 Mio. € an Fördermitteln in das Projekt investiert¹⁷. [10]
- **The Geysers (USA):** Das Feld „The Geysers“ erzeugt bereits seit Anfang der 60er Jahre Elektrizität aus „trockenem Dampf“. Allein die Kosten für Entwurf, Konstruktion und Bohrungen des dort neu entstehenden 35 MW Kraftwerks werden auf 150 Mio. \$ (~ 110 Mio. €¹⁸) geschätzt. [96]

Zusammensetzung der Investitionskosten

Um die gesamten Projektkosten besser zu veranschaulichen, werden in Abbildung 5.34 die Kosten für ein hydrothermales Geothermiekraftwerk prozentuell aufgeschlüsselt. Bohrkosten für HDR-Anlagen liegen ungefähr um den Faktor 4-7 höher als jene für hydrothermale Anlagen. Dieser Faktor ist jedoch nur ein Richtwert, vereinzelt kann er um einiges höher sein. [44]

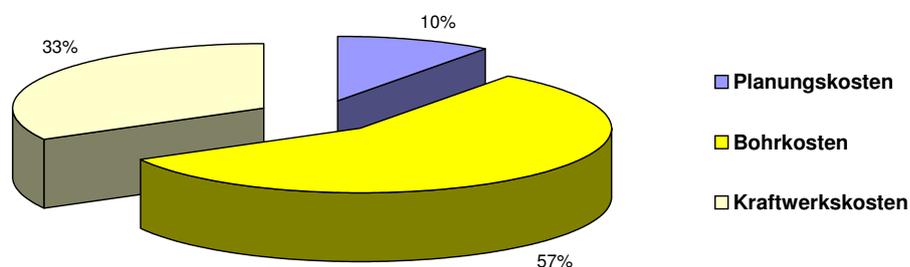


Abbildung 5.34: Zusammensetzung der Investitionskosten von hydrothermalen geothermischen Kraftwerken [31]

Als Vergleich zu den in Abbildung 5.34 angegebenen Werten wird ein 5 MW Projekt am Standort Fenton Hill, New Mexiko, das mit einem Bohr-Triplett arbeitet, herangezogen¹⁹. Die Gesamtkosten teilen sich folgendermaßen auf: 10 % für Standortsuche und -festlegung, 35 % für das Kraftwerk und 55 % für die Bohrkosten [44].

Angaben über Kostenentwicklungen für die Zukunft erweisen sich als äußerst schwierig, da die Bohrkosten nur sehr unsichere Prognosen zulassen.

¹⁷Stand 04/2009

¹⁸1 USD = 0,730923 EUR

¹⁹Stand der Kosten 2005

5.6.3 Betriebs- und Wartungskosten

Die jährlichen Kosten für Betrieb und Wartung sind bei geothermischen Kraftwerken eher gering und werden als konstant, d.h. als jährliche Fixkosten, angenommen. Den größten Anteil dabei haben die Reparaturarbeiten an den Bohrlöchern. Als Vergleich dient erneut das in Kapitel 5.6.2 angeführte Beispiel am Standort Fenton Hill.

- Allgemeine Kosten: 30 €/kW/a (18 %)
- Kraftwerk: 33 €/kW/a (19 %)
- Bohrloch: 108 €/kW/a (63 %)

5.6.4 Wirkungsgrad

Anhand der Abbildung 5.35 kann man erkennen, dass die Bohrtiefe einige km betragen muss, um ausreichend hohe Temperaturen für Wirkungsgrade zwischen 13 und 14 % zu erreichen. Vergleicht man diese Werte mit denen einer GuD-Anlage oder eines Kohlekraftwerks, so ist erkennbar, dass die geothermische Stromerzeugung aufgrund der niedrigen Temperatur der Wärmequelle doch deutlich ineffizienter ist.

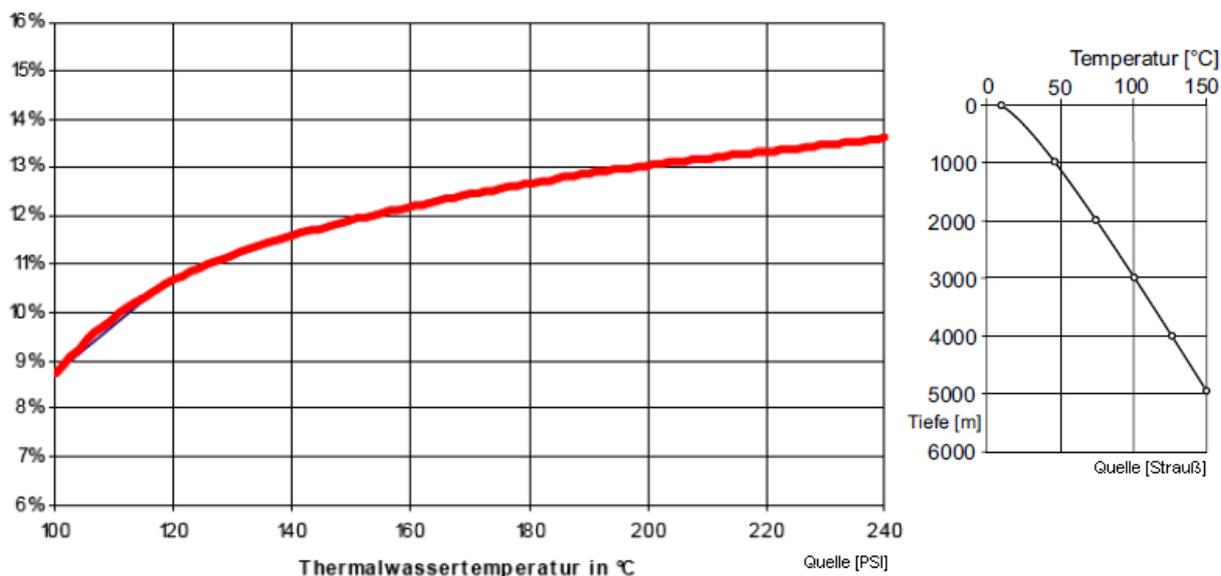


Abbildung 5.35: Im linken Bild wird der Wirkungsgradverlauf in Abhängigkeit der Thermalwassertemperatur dargestellt [44], rechts davon der gemessene Temperaturverlauf im Erdinneren in Abhängigkeit von der Bohrtiefe [79]

5.6.5 Vorteile und Nachteile

Der klare Vorteil der geothermischen Stromerzeugung liegt im Vergleich mit anderen erneuerbaren Technologien in der Ressourcenverfügbarkeit. Erdwärme ist jahreszeiten- und witterungsunabhängig und somit jeder Zeit verfügbar. Im Gegensatz dazu stehen hohe Investiti-

onskosten, geringe Wirkungsgrade, geologische Risiken und lange Projektentwicklungszeiten. Weiters müssen Aspekte wie

- Lösen und Deponieren von Mineralstoffen aus dem Thermalwasser,
- Freiwerden von Schwefelgasen und Ammoniak bei heißen Quellen oder
- Landabsenkungen und Erschütterungen infolge von Bohrarbeiten

berücksichtigt werden. Welche geologischen Auswirkungen geothermische Bohrungen haben können, wird anhand der HDR-Anlage in Basel verdeutlicht.

HDR-Basel

In Basel beschloss man, eine Pilotanlage nach dem HDR Verfahren mit einer Bohrtiefe von 5000 m zu errichten. Die geschätzten Gesamtkosten der Anlage belaufen sich auf 86 Mio. CHF (~ 59 Mio. €²⁰). Nach der 1. Bohrung auf ca. 5000 m wurde Wasser unter hohem Druck in das Bohrloch gepresst um Rissbildungen hervorzurufen. Die Folge war ein Erdbeben der Stärke 3,4 nach Richter woraufhin die Bohr- und Projektarbeiten sofort eingestellt wurden. Die daraufhin durchgeführte Risikoanalyse brachte ernüchternde Ergebnisse: Projektstopp für das „Deep Heat Mining Basel“ mit der HDR Technologie. Zurzeit wird die Risikoanalyse umfassend ausgewertet um sie der Öffentlichkeit und Wissenschaft zugänglich zu machen. [7]

²⁰Umrechnung: 1 CHF = 0,683336 EUR

Kapitel 6

Stromerzeugungskosten

6.1 Abschätzung von Stromerzeugungskosten

Im folgenden Teil wird zunächst ein vereinfachtes Beispiel zur Berechnung der Stromerzeugungskosten angeführt. Es wird ein vereinfachter Vergleich zwischen einem GuD- und einem Kohlekraftwerk durchgeführt. Eine detaillierte Berechnung wird nur für das GuD-Kraftwerk vorgeführt, da jene für das Kohlekraftwerk analog abläuft. Die der Berechnung zugrunde liegenden Annahmen sind in Tabelle 6.1 zusammengefasst.

Tabelle 6.1: Annahmen für die Berechnung von Stromerzeugungskosten für ein Kohle- und ein GuD-Kraftwerk (vgl. DoE [24] und UBA [83])

			Kohle	GuD
Bruttoleistung	P_{brutto}	MW	500	400
Nettoleistung	P_{netto}	MW	460	388
Elektrischer Wirkungsgrad	η_{netto}	%	45	58
Zinssatz (nominell)	r	%	5	5
Inflation		%	2	2
Spezifische Investitionskosten	k_I	€/kW	1.400	630
Betriebs- und Wartungskosten, fix	$k_{O\&M_{fix}}$	€/kW _{el}	21,34	9,67
Betriebs- und Wartungskosten, variabel	$k_{O\&M_{var}}$	€/MWh _{el}	3,55	1,60
CO ₂ -Preis	k_{CO_2}	€/t	15	15
CO ₂ -Faktor	f_{CO_2}	t _{CO₂} /MWh _{th}	0,36	0,2
Brennstoff	k_{BS}	€	70	130
Nutzungsdauer	N_D	a	40	20

Auf den Inbetriebnahmezeitpunkt bezogene Investitionskosten

Die gesamten Investitionskosten errechnen sich aus der installierten elektrischen Bruttoleistung und den spezifischen Investitionskosten pro kW_{el} .

$$K_I = P_{brutto} \cdot k_I = 400.000 \cdot 630 = \underline{252.000.000 \text{ €}} \quad (6.1)$$

Abschreibung

Die Abschreibung wird über die gesamte Nutzungsdauer als nominell konstant angenommen. Weiters gilt die Prämisse, dass das Kraftwerk am Ende der Nutzungsdauer einen Endwert von 0 € hat.

$$K_A = \frac{AW - EW}{N_D} = \frac{K_I}{N_D} = \frac{252.000.000}{20} = \underline{12,6 \text{ Mio. €}} \quad (6.2)$$

Zinsen

Zinsen sind als Fixkosten zu betrachten, die im Laufe der Zeit weniger werden, weil sich das im Projekt gebundene Kapital aufgrund der Abschreibung verringert. In diesem Beispiel wird angenommen, dass das gesamte Kraftwerk zu 100 % fremdfinanziert wird. Im Falle einer Mischfinanzierung wäre der angenommene Zinssatz als Mischzinssatz zu interpretieren.

Zinsen im 1. Jahr

$$K_{Z(1)} = K_I \cdot r = 252.000.000 \cdot 5\% = \underline{12,6 \text{ Mio. €}} \quad (6.3)$$

Zinsen im n. Jahr (beziehen sich auf das sich verringernde gebundene Kapital)

$$K_{Z(n)} = (K_I - K_A \cdot (n - 1)) \cdot r \quad (6.4)$$

Fixkosten

$$K_{O\&M_{fix}} = k_{O\&M_{fix}} \cdot P_{brutto} = 9,67 \cdot 400.000 = \underline{3,868 \text{ Mio. €}} \quad (6.5)$$

Es wird eine jährliche Betriebszeit von $t_{VL} = 7000 \text{ h}$ Volllaststunden angenommen.

Bei 7.000 Volllaststunden werden jährlich

$$W_{el} = P_{netto} \cdot t_{VL} = 388 \cdot 7000 = \underline{2.716.000 \text{ MWh}_{el}} \quad (6.6)$$

an elektrischer Energie erzeugt und ins Netz eingespeist.

Benötigter Brennstoff (Heizwert)

Die Umrechnung erfolgt mit Hilfe des Nettowirkungsgrads, um den tatsächlichen Brennstoffbedarf für die zu erzeugende elektrische Energie zu erhalten.

$$H_{BS} = \frac{W_{el}}{\eta_{netto}} = \frac{2.716.000}{0,58} = \underline{4.682.758 \text{ MWh}_{BS}} \quad (6.7)$$

Hier wird der Brennstoffpreis angenommen, die Preise für Terminlieferung können der Börse entnommen werden¹.

$$k_{BS} = 130 \frac{\text{€}}{t_{SKE}} \quad (6.8)$$

¹siehe z.B. European Energy Exchange: www.eex.com

SKE ... Steinkohleeinheit

Energiegehalt einer Tonne Steinkohle: $1 t_{SKE} = 8,141 MWh$

Umrechnung auf MWh-Basis:

$$k_{BS} = 130 \frac{\text{€}}{t_{SKE}} \cdot \frac{1 t_{SKE}}{8,141 MWh} = \underline{15,97 \frac{\text{€}}{MWh_{BS}}} \quad (6.9)$$

Gesamte jährliche Brennstoffkosten für 7.000 Volllaststunden:

$$K_{BS} = H_{BS} \cdot k_{BS} = 4.682.758 \cdot 15,97 = \underline{74.783.655 \text{ €}} \quad (6.10)$$

Variable Betriebs- und Wartungskosten bei 7.000 Volllaststunden

$$K_{O\&M_{var}} = k_{O\&M_{var}} \cdot W_{el} = 1,60 \cdot 2.716.000 = \underline{4.345.600 \text{ €}} \quad (6.11)$$

Emissionen

Mit Hilfe der spezifischen Treibhausgas-Emissionen des Brennstoffs können die jährlichen Emissionen des Kraftwerks ermittelt werden

$$f_{CO_2} = 0,2 \frac{t_{CO_2}}{MWh_{th}} \quad (6.12)$$

$$f'_{CO_2} = \frac{f_{CO_2}}{\eta_{netto}} = \frac{0,2}{0,58} = \underline{0,344 \frac{t_{CO_2}}{MWh_{el}}} \quad (6.13)$$

In einem modernen GuD-Kraftwerk werden ca. 340 kg_{CO₂} pro MWh_{el} an Emissionen frei.

Kosten für CO₂-Zertifikate

$$m_{CO_2} = f'_{CO_2} \cdot W_{el} = 0,344 \cdot 2.716.000 = \underline{936.551 t_{CO_2}} \quad (6.14)$$

Hier wird berechnet, wieviel Tonnen CO₂-Äquivalente jährlich bei der Stromerzeugung freigesetzt werden. Jede Tonne CO₂ wird mit einem Zertifikatspreis von 15 € bewertet.

$$K_{CO_2} = m_{CO_2} \cdot k_{CO_2} = 936.552 t_{CO_2} \cdot 15 \frac{\text{€}}{t_{CO_2}} = \underline{14.048.275 \text{ €}} \quad (6.15)$$

Die Gesamtkosten teilen sich in Fixkosten und variable Kosten auf.

$$\sum \text{Kosten: } K_A + K_Z + K_{O\&M_{fix}} + K_{O\&M_{var}} + K_{CO_2}$$

Fixkosten:

Fixkosten sind Kosten, die unabhängig von der jährlichen Stromerzeugung sind

$$K_A + K_Z + K_{O\&M_{fix}} = 12,6 \text{ Mio. €} + 12,6 \text{ Mio. €} + 3,868 \text{ Mio. €} = \underline{29,068 \text{ Mio. €}} \quad (6.16)$$

Variable Kosten: Variable Kosten hängen von der jährlichen Stromerzeugung W_{el} ab.

$$K_{BS} + K_{O\&M_{var}} + K_{CO_2} = 74.783.655 \text{ €} + 4.345.600 \text{ €} + 14.048.275 \text{ €} = \underline{93,177 \text{ Mio. €}} \quad (6.17)$$

aus den obigen Kosten resultieren: $\sum \text{Gesamtkosten} = \underline{122.245.530 \text{ €}}$ im 1. Jahr

Abschließend werden noch die spezifischen Kosten für verschiedene Annahmen von Volllaststunden in Tabelle 6.2 gegenübergestellt.

Tabelle 6.2: Kostenvergleich zwischen Kohle- und GuD-Kraftwerk

	Kohle		GuD		
	Angaben in €/MWh _{el}		Angaben in €/MWh _{el}		
Volllaststunden	7000 h	4000 h	7000 h	4000 h	2000 h
Zinsen (1. Jahr)	10,87	19,02	4,64	8,12	16,24
Abschreibung	5,43	9,51	4,64	8,12	16,24
O&M _{fix}	3,31	5,80	1,42	2,49	4,98
Brennstoff	19,11	19,11	27,53	27,53	27,53
CO ₂	12,00	12,00	5,17	5,17	5,17
O&M _{var}	3,55	3,55	1,60	1,60	1,60
$\sum \text{Gesamt}$	54,27	68,99	45,00	53,03	71,76

Anhand dieser Tabelle kann man erkennen, dass sich die variablen Kosten pro erzeugter MWh für die verschiedenen Betriebsfälle nicht ändern, die spezifischen Fixkosten jedoch mit abnehmender Volllaststundenzahl immer höher werden. Dieser Zusammenhang wird in Abbildung 6.1 veranschaulicht.

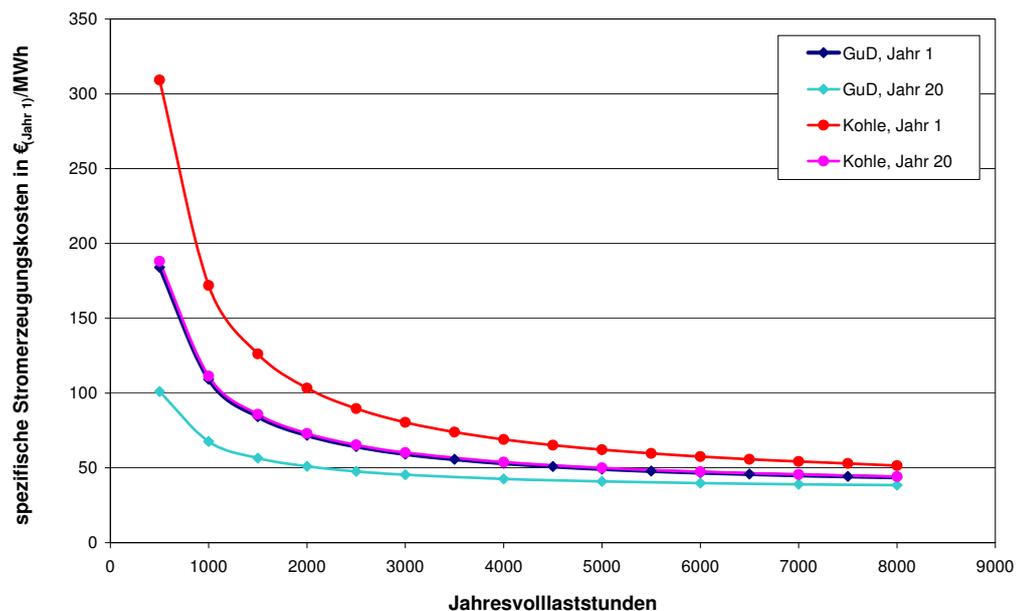


Abbildung 6.1: Kostenvergleich von GuD- und Kohlekraftwerk

Abbildung 6.1 zeigt weiter, wie sich die Stromerzeugungskosten für ein GuD- und ein

Kohlekraftwerk über die Nutzungsdauer entwickeln. Dieser Grafik kann nicht generell entnommen werden, welches der beiden Kraftwerke wirklich „billiger“ ist, da viele Annahmen von Parametern, die erheblichen Einfluss auf die Kosten haben, getroffen wurden (vgl. Tabelle 6.1). Was aber deutlich hervorgeht ist, dass bereits länger in Betrieb befindliche, oder wie hier dargestellt beim GuD-Kraftwerk schon fast abgeschriebene Kraftwerke deutlich geringere Kosten vorweisen. Dies ist auf die, mit fortschreitender Nutzungsdauer geringer werdenden Zinsen zurückzuführen. Somit sind am Ende der Nutzungsdauer bzw. am Ende der Abschreibungsdauer die Brennstoffkosten maßgeblich entscheidend für die Stromerzeugungskosten. Ein Kohlekraftwerk mit 40 Jahren Nutzungsdauer kann daher nicht ohne weiteres mit einem GuD Kraftwerk mit 20 Jahren Nutzungsdauer verglichen werden. Zudem weisen beide Kraftwerkstechnologien unterschiedliche Betriebsparameter auf, das „schnellere“ Gaskraftwerk kann einfacher zur Lieferung von Regelenergie herangezogen werden.

6.2 Annuitätische Stromerzeugungskosten

In diesem Kapitel werden die realen und nominellen Stromerzeugungskosten des im letzten Kapitel betrachteten GuD Kraftwerks für eine Betriebsdauer von 4.000 Volllaststunden pro Jahr berechnet.

Annuitätenmethode

Die Annuitätenmethode wird oft herangezogen, um Investitionsprojekte mit unterschiedlicher Laufzeit zu vergleichen. Mittels Annuitätenmethode wird die Annuität der realen als auch der nominellen Stromerzeugungskosten berechnet. Dazu muss zunächst der Barwertfaktor über die Formel 6.18 für jedes Jahr ermittelt werden.

$$BWF = \frac{1}{(1+i)^n}, \quad i \dots \text{Zinssatz}, \quad n \dots \text{Nutzungsdauer} \quad (6.18)$$

Die zukünftigen Kosten werden für jedes Jahr mit dem jeweiligen Barwertfaktor auf den Zeitpunkt $t=0$ diskontiert. Somit erhält man den Barwert für jedes Jahr. Diese werden aufsummiert um den Kapitalwert und somit, mit nachfolgender Formel die Annuität berechnen zu können.

$$A = C_0 \cdot KWF = C_0 \cdot \frac{(1+i)^n \cdot i}{(1+i)^n - 1} \quad (6.19)$$

A... Annuität, C_0 ... Kapitalwert, i ... Zinssatz, n ... Jahre,
KWF... Kapitalwiedergewinnungsfaktor (Annuitätenfaktor)

Stromerzeugungskosten

Die Inflation muss in Abschreibung und Zinsen nicht berücksichtigt werden (aufgrund der nominellen Abschreibung). Bei den restlichen Kosten muss die Inflation miteinbezogen

werden. Aufgrund dieser Annahmen steigen die nominellen Kosten im Laufe der Zeit (s.h. Abb. 6.2).

Das Berechnungsbeispiel des GuD-Kraftwerks in Kapitel 6.1 geht von einer linearen nominellen Abschreibung aus. Somit müssen beim realen Ansatz zur Berechnung der Stromerzeugungskosten die Abschreibung sowie die Zinsen um die Inflation in Höhe von 2% jährlich bereinigt werden. Die restlichen Kosten werden als real konstant über die gesamte Nutzungsdauer angenommen, d.h. jedes Jahr werden aus heutiger Sicht real die gleichen Kosten für $O\&M_{fix}$, $O\&M_{var}$, Brennstoff und Emissionszertifikate bezahlt. Aufgrund dieser Annahmen sinkt der Realwert von den nominellen annuitätischen Kosten im Laufe der Zeit. Zusätzlich sind in Abbildung 6.3 die reale sowie die nominelle Annuität eingezeichnet. Bei der nominellen Annuität handelt es sich um die selbe wie in Abbildung 6.2, nur dass diese für die reale Betrachtung jährlich mit dem Inflationswert diskontiert werden muss.

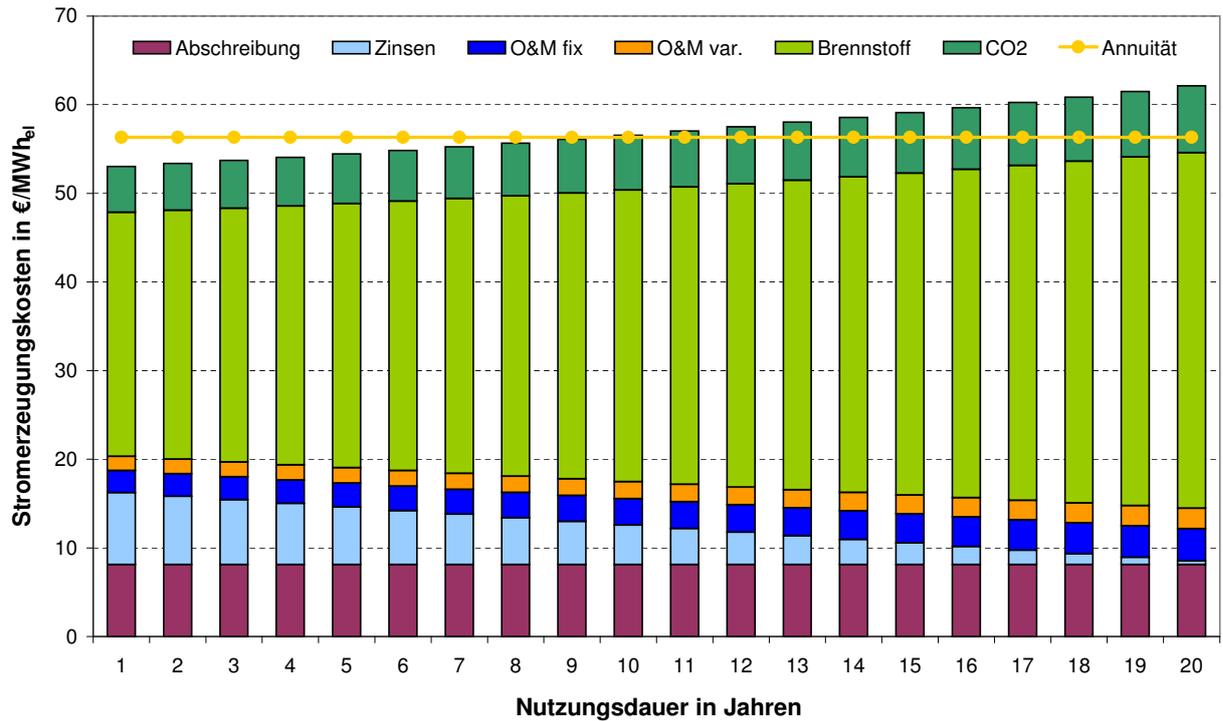


Abbildung 6.2: Stromerzeugungskosten eines GuD-Kraftwerks in nomineller Darstellung

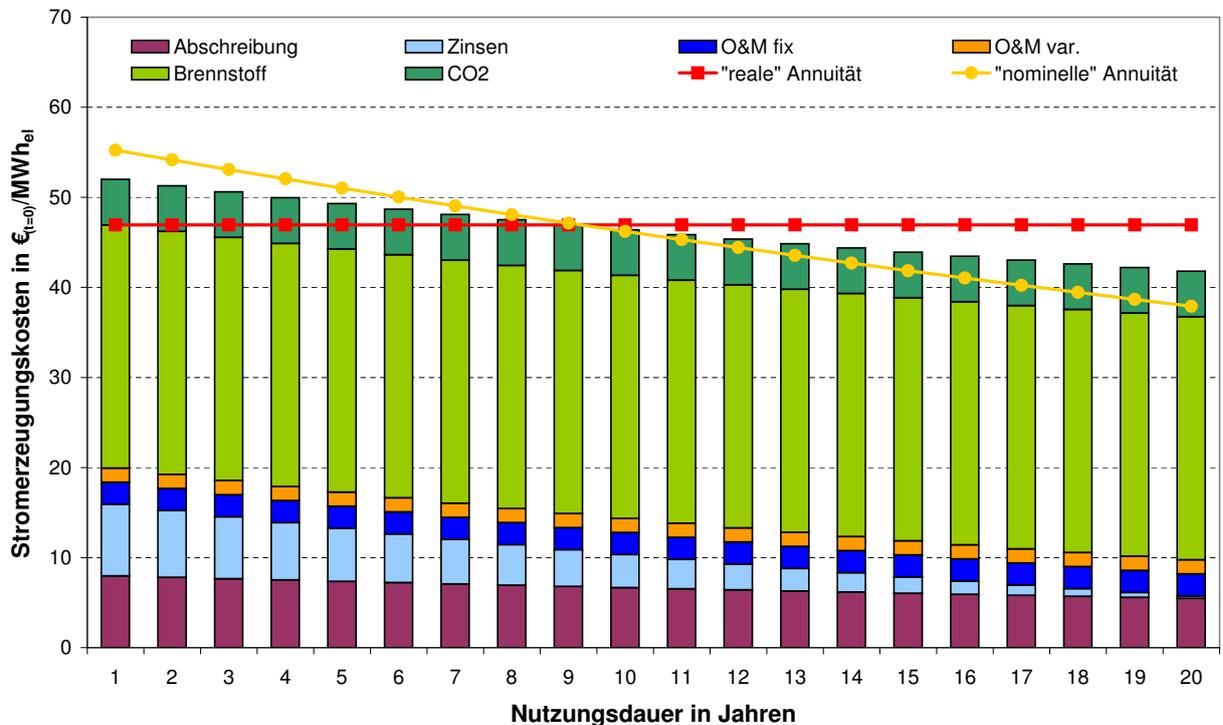


Abbildung 6.3: Stromerzeugungskosten eines GuD-Kraftwerks in realer Darstellung

Tabelle 6.3 und Abbildung 6.4 vergleichen die Werte einer nominell konstanten Annuität mit einer real konstanten Annuität zum Inbetriebnahmezeitpunkt des Kraftwerks.

Tabelle 6.3: Reale und nominelle Annuität

Kosten	Annuität, real in €/MWh _{el}	Annuität, nominell in €/MWh _{el}
Abschreibung	6,76	8,12
Zinsen	4,09	4,91
O&M _{fix}	2,44	2,93
O&M _{var}	1,57	1,88
Brennstoff	26,99	32,40
CO ₂	5,07	6,09
\sum Gesamt	46,92	56,33

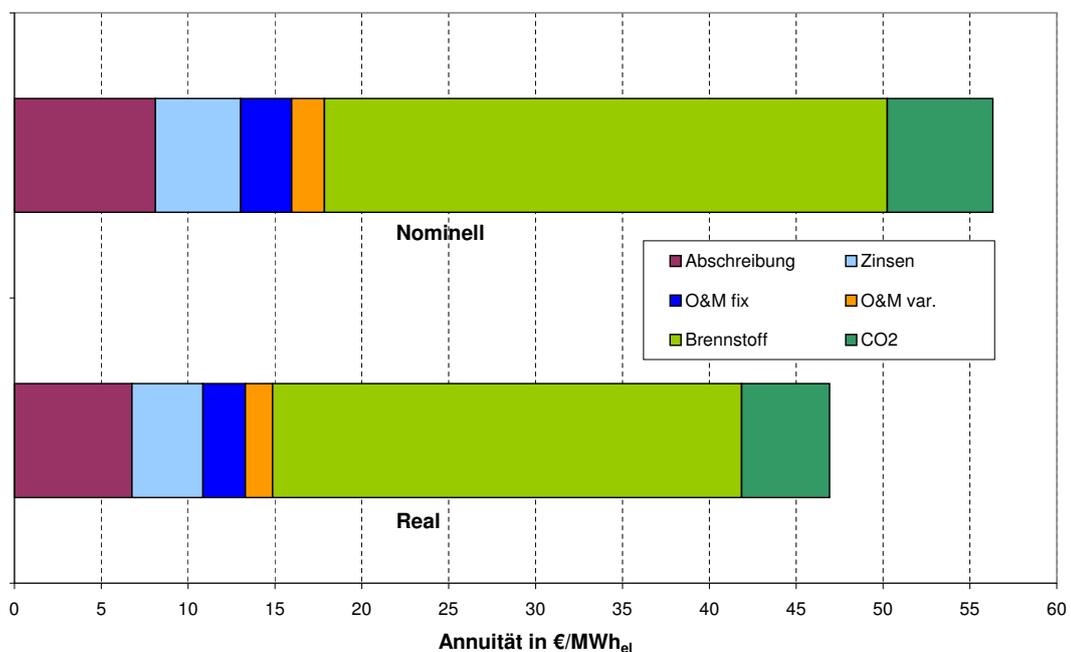


Abbildung 6.4: Reale und nominelle Annuität zum Zeitpunkt $t=0$

Aus der Tatsache, dass der Realwert einer nominell gleichbleibenden Annuität über einen längeren Zeitraum stark abnimmt wird ersichtlich, dass nur eine real gleichbleibende Annuität zum Vergleich von Kraftwerksprojekten herangezogen werden kann. Diese Gegebenheit wird in der Literatur teilweise nicht beachtet.

Kapitel 7

Zusammenfassung

Die Wirtschaftlichkeitsanalyse eines Kraftwerks bzw. eines Kraftwerksprojekts erweist sich als sehr komplexe Aufgabe mit vielen unterschiedlichen und teils auch nicht genau bekannten Parametern.

Deshalb ist das Ziel dieser Arbeit, die Bandbreiten einiger Kraftwerkparameter aufzuarbeiten und darzustellen. Betrachtet wurden unterschiedliche Quellen und Studien, um für spätere Simulationen, Sensitivitätsanalysen etc. belastbare Eingangsgrößen zu liefern. Zudem wurden in der Arbeit die heute wichtigsten konventionellen und innovativen Stromerzeugungstechnologien und deren Charakteristika kurz erläutert. Abbildung 7.1 zeigt eine Übersicht über jene Kraftwerkstechnologien, welche im Rahmen dieser Arbeit genauer betrachtet wurden.

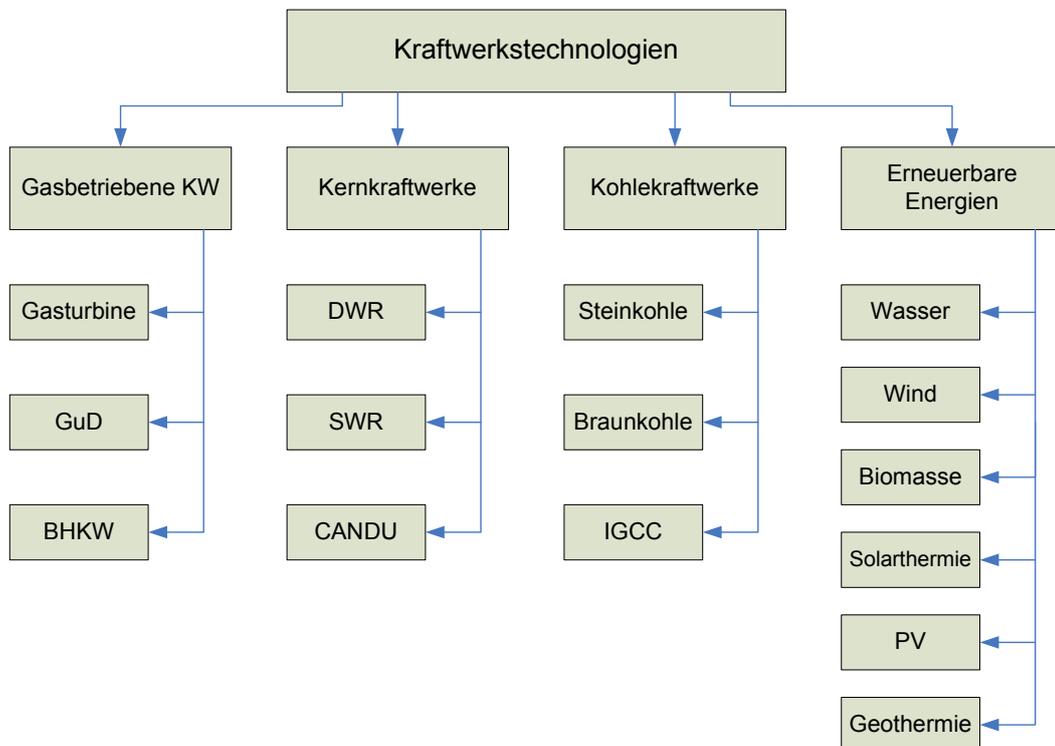


Abbildung 7.1: Übersicht über die, in der Arbeit behandelten Kraftwerkstechnologien

Die einzelnen Kraftwerkstechnologien werden anhand folgender Parameter bewertet:

- Investitionskosten und deren Zusammensetzung
- Spezifische Investitionskosten
- Elektrischer Wirkungsgrad in Vollast und Teillast
- Betriebs- und Wartungskosten
- Bauzeiten und technische Anlagenlebensdauer
- Anlagenverfügbarkeiten
- Anfahrzeiten und -kosten

Sofern es die Datenlage erlaubte, wurden für die genannten Parameter die Bandbreiten der Werte entsprechend unterschiedlicher Quellen dargestellt. Was speziell für gas- und kohlebetriebene Kraftwerke als Ergebnis deutlich hervorgeht ist die Steigerung des Wirkungsgrads und Reduzierung der spezifischen Investitionskosten mit zunehmender Größe des Kraftwerks.

Abschließend wurde eine vereinfachte Betrachtung von Stromerzeugungskosten im Zeitverlauf durchgeführt. Als Ergebnis wird zum einen ein Vergleich eines GuD- und eines Kohlekraftwerks im 1. und im 20. Betriebsjahr hinsichtlich der Stromerzeugungskosten in Relation zur Volllaststundenzahl geliefert; Zum anderen wurden die realen und nominellen annuitätischen Stromerzeugungskosten sowie die Annuität ermittelt und gegenübergestellt. Dabei zeigt sich, dass annuitätische Kosten auf nomineller Basis für den Vergleich langfristiger Investitionsprojekte wenig geeignet sind.

Nachfolgend werden in der Abbildung 7.2 Richtwerte für die einzelnen Kraftwerkstechnologien angegeben. Zu beachten ist, dass speziell die spezifischen Investitionskosten aber auch der Wirkungsgrad stark von der Anlagengröße abhängen. Deshalb sind die angegebenen Bandbreiten teilweise sehr groß. Genauere Angaben können in den jeweiligen Kapiteln der Arbeit nachgelesen werden.

Typ	Größe	Spezifische Invest. Kosten in €	O&M Kosten	Wirkungsgrad in %	Verfügbarkeit in %	Techn. Lebensdauer in Jahren	Bauzeit in Jahren	Anfahrzeit
Gasturbine	bis 340 MW	200 – 500		25 – 40	~80	20	1 – 2	20 min
GuD-Anlage	100 – 1.200 MW	400 – 800	2%	50 – 59	~90	25	2 – 3	max. 5h
BHKW	5 – 2.000 kW	400 – 3.000	1 – 3 ct/kWh	35 – 38				
Kernkraft	450 – 1.600 MW	1800 – 1.900	60 – 78 €/kW	34 – 36	74 – 89	bis 60	5 – 6	max. 50h
Steinkohle	200 – 900 MW	800 – 1.300	2%	46 – 48	85 – 89	35	3 – 4	max. 6h
Braunkohle	200 – 1.000 MW	1.000 – 1.500	2%	43 – 45	85 – 89	35	3 – 4	max. 9h
IGCC	250 – 430 MW	2.200 – 2.900	2%	40 – 45	60 – 80	35 – 40	3 – 4	
Laufwasser KW	max. 100 MW	900 – 6.500	1 – 2 ct/kWh		88 – 93	50 +	3 – 4	
Speicher KW	einige 100 MW	1.400 – 3.500	1 – 2 ct/kWh		95	50 +	8 – 10	
Wind onshore	0,6 – 3 MW	800 – 1.400	2 – 5 %	20 – 35	98	20		
Wind offshore	0,6 – 3 MW	1.500 – 2.700	5 – 7,5 %	20 – 35	98	20		
Biomasse Verbrennung	kW – einige MW	2.000 – 5.000	2%	max. 29	95	20 – 30		
Biomasse Vergasung	0,1 – 130 MW	4.000 – 5.500	2%	25 – 28	98	20 – 30		
Solarthermie Parabol	bis 50 MW	2.600 – 3.000	75 – 80 €/kW	max. 18	98	40		
Solarthermie Solarturm	bis 20 MW	3.700 – 4.200	170 €/kW	max. 25				
Solarthermie Dish-Stirling	5kW – 50 kW	9.300 – 11.200	230 €/kW	16 – 23				
Photovoltaik	~kW – 40 MW	3.500 – 6.000	1%	max. 17		20 – 40		
Geothermie	max. einige MW	1.000 – 4.200	170 €/kW	13 – 14				

Abbildung 7.2: Übersichtstabelle

Literaturverzeichnis

- [1] http://www.candu.org/candu_reactors.html#candu. Stand 03.2010.
- [2] *Gas Turbine World 2004-05 GTW Handbook. For Project Planning, Engineering, Construction and Operation.*, 24 edition, 2005.
- [3] AREVA, 2007. Druckwasserreaktor 1600 MWe (EPR) Kernkraftwerk Olkiluoto 3, Finnland Funktionsbeschreibung mit Poster, 2007.
- [4] ARGE Monitoring PV-Anlagen, 2007. Monitoring zur Wirkung des novellierten EEG auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Solarenergie, insbesondere der Photovoltaik-Freiflächen, 2007.
- [5] ASUE, 2005. BHKW Kenndaten 2005 - Module, Anbieter, Kosten, 2005.
- [6] Ausmeier Sabine, 2002. *Innovative Gasturbinen-Prozesse zur Steigerung von Wirkungsgrad und Wirtschaftlichkeit*. PhD thesis, Universität Essen, 2002.
- [7] BASEL-Stadt, 2009. <http://www.wsu.bs.ch/geothermie>. Stand 09.12.2009.
- [8] Beér János M., 2009. Higher Efficiency Power Generation Reduces Emissions, 2009.
- [9] Biermayr Peter et al, 2009. Erneuerbare Energie in Österreich Marktentwicklung 2008 Photovoltaik, Solarthermie, Wärmepumpen, April 2009.
- [10] BINE Informationsdienst, 2009. Geothermische Stromerzeugung in Soultz-sous-Forets. Stand 04.2009.
- [11] BINE Informationsdienst, 2009. Kraftwerke mit Kohlevergasung, 06. 2009.
- [12] Bios Bioenergy. Beschreibung der ORC Technologie für KWK, <http://www.bios-bioenergy.at/de/strom-aus-biomasse/orc-prozess.html>. Stand 05.2010.
- [13] Birnbaum U. et al, 2010. STE Research Report: Energietechnologien 2050 - Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung , Fossil basierte Kraftwerkstechnologien, Wärmetransport, Brennstoffzellen, 01. 2010.
- [14] Bitterlich Walter , Ausmeier Sabine , Lohmann Ulrich , 2002. *Gasturbinen und Gasturbinenanlagen - Darstellung und Berechnung*. Teubner, 2002.

-
- [15] BMWFJ, 2009. Energiestatus Österreich 2009 Entwurf Stand: 19.05.09, 05. 2009.
- [16] Brückl Oliver, 2006. *Wahrscheinlichkeitstheoretische Bestimmung des Regel- und Reserveleistungsbedarfs in der Elektrizitätswirtschaft*. PhD thesis, TU-München, 06. 2006.
- [17] Briem Sebastian et al, 2004. Lebenszyklusanalysen ausgewählter zukünftiger Stromerzeugungstechniken, 2004.
- [18] Bundesverband WindEnergie e.V. <http://www.wind-energie.de/de/technik/projekte> Stand 12/2009.
- [19] Canadian Energy Research Institute, 2004. Levelised Unit Electricity Cost Comparison of Alternate Technologies for Baseload Generation in Ontario, 08. 2004.
- [20] Commission of Energy Regulation, 2005. Best New Entrant Price 2006 - A Consultation Paper By The Commission of Energy Regulation, 06. 2005.
- [21] DENA, 2005. Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, 02. 2005.
- [22] Deutsches Windenergie-Institut GmbH, 2002. Studie zur aktuellen Kostensituation 2002 der Windenergienutzung in Deutschland Endfassung, 2002.
- [23] Dickson Mary H., Farnelli Mario, 2004. What is Geothermal Energy? Technical report, Istituto di Geoscienze e Georisorse, CNR , Pisa, Italy, 2004.
- [24] DoE, 2009. Assumptions to the annual energy outlook 2009, 2009.
- [25] E-Control, 2009. (Nicht) Verfügbarkeitskennzahlen der Lauf-, Speicher- und Wärmekraftwerke in Österreich, 09. 2009.
- [26] Energcon GmbH, 2010. Enercon Windenergieanlagen - Produktübersicht, 01. 2010.
- [27] ENSI, 2009. Langzeitbetrieb von Kernkraftwerken, 05 2009.
- [28] EU, 2008. Energy sources, production costs and performance of technologies for power generation, heating and transport, 2008.
- [29] EUSUSTEL, 2007. Final technical report, 2007.
- [30] EWEA, 2009. Wind Energy - The Facts, 2009.
- [31] EXORKA, 2007. Almost clean energy. Technical report, 2007.
- [32] Fichtner, 2003. Die Wettbewerbsfähigkeit von großen Laufwasserkraftwerken im liberalisierten deutschen Strommarkt, 2003.
- [33] Fotovoltaikservice Kiesewetter, 2010. Finanzierungen für Fotovoltaik , <http://www.fotovoltaik.de/Finanzierung/index.htm>. Stand 03. 2010.

- [34] Fraunhofer ISI und IZT GmbH, 2009. Rohstoffe für Zukunftstechnologien Einfluss des branchenspezifischen Rohstoffbedarfs in rohstoffintensiven Zukunftstechnologien auf die zukünftige Rohstoffnachfrage, 05. 2009.
- [35] Garland Wm. J., 2003. How and Why is CANDU designed the way it is, 02 2003.
- [36] Gasch Robert et al, 2009. *WINDKRAFTANLAGEN. Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb 6. Auflage.* Teubner Verlag, 2009.
- [37] Geosits Robert F., Schmoee Lee A., 2005. IGCC-The Challenges of Integration, 06. 2005.
- [38] Geothermie Unterhaching GmbH und Co.KG, 2008. Fakten und Zahlen zum Geothermieprojekt Unterhaching, 2008. Stand 31.12.2008.
- [39] Giesecke Jürgen, Mosonyi Emil, 2005. *Wasserkraftanlagen Planung, Bau und Betrieb 4., aktualisierte und erweiterte Auflage.* Springer, 2005.
- [40] Grimm Vanessa, 2007. *Einbindung von Speichern für erneuerbare Energien in die Kraftwerkseinsatzplanung - Einfluss auf die Strompreise der Spitzenlast.* PhD thesis, Ruhr Universität Bochum, 2007.
- [41] Hafner Thomas, 2009. Kernenergie, 2009.
- [42] Hartl Michael, Haider Markus, Ponwieser Karl, 2009. Konzentrierte Solarenergie: Konzepte, Kostenreduzierung und Versorgungssicherheit. IEWT, 2009.
- [43] Hau Erich, 2008. *Windkraftanlagen Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit - 4., vollständig neu bearbeitete Auflage.* Springer, 2008.
- [44] Hirschberg Stefan et al., 2005. Neue erneuerbare Energien und neue Nuklearanlagen: Potenziale und Kosten. Technical report, PSI, 2005.
- [45] IEA, 2005. Projected Costs of Generating Electricity 2005 Update, 2005.
- [46] IG Windkraft, 2009. Bericht der IG Windkraft Austrian Wind Energy Association, www.igwindkraft.at, 2009.
- [47] JUWI Solar, 2008. Neue Dimension der solaren Stromerzeugung, Dezember 2008.
- [48] Kaestle G., Wehrmann E.-A., Beck H.-P., 2009. Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland. Das neue KWK-Gesetz und das Mini-KWK-Impulsprogramm. In *IEWT*, 2009.
- [49] Kalt Gerald, Kranzl Lukas, 2009. Bioenergieketten: Ein dynamischer Vergleich von Effizienzen, Kosten und Treibhausgaseinsparungen. In *IEWT*, 2009.
- [50] Kaltschmitt Martin, Hartmann Hans, Hofbauer Hermann, 2009. *Energie aus Biomasse - Grundlagen, Techniken und Verfahren.* Springer, 2009.

- [51] Karl Jürgen, 2006. *Dezentrale Energiesysteme - Neue Technologien am liberalisierten Energiemarkt*. Oldenburg, 2006.
- [52] Kotschenreuther H., Miermann L., 2000. Leistungs- und Wirkungsgradverbesserung von kohlebefeuerten Anlagen durch kostengünstige Repowering-Konzepte. VGB Journal 5/2001.
- [53] Kranzl Lukas et al, 2008. Strategien zur optimalen Erschließung der Biomassepotenziale in Österreich bis zum Jahr 2050 mit dem Ziel einer maximalen Reduktion an Treibhausgasemissionen, September 2008.
- [54] Kurzmann-Friedl Christof, Fauland Christian, 2010. Umsetzung von Vorgaben aus der Klimapolitik im Kraftwerksbau an praktischen Beispielen. EnInnov, 02. 2010.
- [55] Markewitz P., Vögele S., 2005. Entscheidungskriterien für effiziente F&E-Förderstrategien-Anwendung des Kriterienkatalogs auf ausgewählte Beispiele, 11. 2005.
- [56] Michels B., Adamczyk F. Koch J., 2004 . Nachrüstung eines Rauchgaswärmenutzungssystems im Kraftwerk Mehrum. Ein Beispiel für lebensdauerverlängernde Maßnahmen . VGB Journal 10,2004, 2004.
- [57] Neuhofer Wolfgang, 2004. Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten. Master's thesis, FH - Kapfenberg, 2004.
- [58] Neumayer Eva, 2008. Spezifische Investitionskosten von Wasserkraftwerken - Eine weltweite Analyse. Master's thesis, TU-Wien, 2008.
- [59] Obernberger Ingwald et al, 2005. Strom aus fester Biomasse - Stand der Technik und künftige Entwicklungen, 2005.
- [60] Obernberger Ingwald, Thek G., 2008. Combustion and gasification of solid biomass for heat and power production in Europe - State-of-the-art and relevant future developments. Published in: Proc. of the 8th European Conference on Industrial Furnaces and Boilers, April 2008.
- [61] Obernberger Ingwald, Thek Gerold, Reiter Daniel, 2008. Economic evaluation of decentralised chp applications based on biomass combustion and biomass gasification, 2008.
- [62] Panos Konstantin, 2009. *Praxisbuch Energiewirtschaft, Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt*. Springer, 2009.
- [63] Pitz-Paal Robert, Dersch Jürgen , Milow Barbara, 2005. ECOSTAR - European Concentrated Solar Thermal Road - Mapping. DLR, 02. 2005.
- [64] PROGNOSE, 2008. Kosten neuer Kernkraftwerke, Aufdatierung der Kostendaten der Energieperspektiven Schweiz 2035 Kurzstudie, 05. 2008.

- [65] Prognos, 2008. Regionalökonomische Bewertung einer GuD Kraftwerksinvestition der Electrabel Deutschland AG, 07. 2008.
- [66] Puschra Jana, 2006. Solarthermische Großkraftwerke. Universität Bonn, 2006.
- [67] Ratliff Phil, Garbett Paul, Fischer Willibald, 2007. SGT5-8000H. Größerer Kundennutzen durch die neue Gasturbine von Siemens. *VGB PowerTech*, 2007.
- [68] RED Electrica de Espania, 2003-2008. EL Sistema Electrico Espanol, <http://www.ree.es/>. Stand 03.2010.
- [69] Rennings Klaus, Markewitz Peter, Vögele Stefan, 2008. Inkrementelle versus radikale Innovationen am Beispiel der Kraftwerkstechnik. ZEW, 2008.
- [70] REPOTEC - Renewable Power Technologies. Biomasse Kraftwerk Güssing.
- [71] Rid Urban, 2008. Richtlinien zur Förderung von Mini-KWK-Anlagen, gültig ab 1.1.2009, 12 2008. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- [72] Schaumann Gunter, Schmitz Karl W., 2010. *Kraft-Wärme-Kopplung - 4. vollständig bearbeitete und erweiterte Auflage*. Springer, 2010.
- [73] Schiel Wolfgang, 2003. Zentrale und Dezentrale Solarthermische Kraftwerke. VDE Tagung, 2003.
- [74] Schulenberg Thomas, 2007. Reaktorkonzepte der 4. Generation. Arbeitskreis Energie, 71. Jahrestagung der Deutschen Physikalischen Gesellschaft, 03. 2007.
- [75] Schwab Adolf J., 2009. *Elektroenergiesysteme Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie, 2., aktualisierte Auflage*. Springer, 2009.
- [76] Solar Millennium, 2008. Die Parabolrinnen Kraftwerke Andasol 1 bis 3 Die größten Solarkraftwerke der Welt; Premiere der Technologie in Europa, 2008.
- [77] Spemann Consulting GmbH, 2005. Wirtschaftlichkeitsanalyse für Kraftwerksprojekte, Handbuch, 04. 2005.
- [78] Straka Wolfgang, Ponwieser Karl, Haider Markus, 2009. Der Beitrag der Geothermie. In *IEWT*, 2009.
- [79] Strauß Karl, 2006. *Kraftwerkstechnik - zur Nutzung fossiler, nuklearer und regenerativer Energiequellen*. Springer, 2006.
- [80] Tampa Electric, 2002. Tampa Electric Polk Power Station - IGCC Project , Final Technical Report, 08. 2002.

-
- [81] Tressner Benedikt Volker, 2007. Technologievergleich solarthermischer Stromerzeugung einschließlich global- ökonomischer und -ökologischer Bewertung. Master's thesis, FH Köln, 2007.
- [82] UCTE, 2000-2008. System Adequacy Retrospect 2000-2008. Stand 05.2010.
- [83] Umweltbundesamt, 2009. Austrias National Inventory Report 2009 Submission under the United Nations Framework Convention on Climate Change, 2009.
- [84] Vattenfall Europe, 2006. Braunkohlekraftwerk Boxberg, 01. 2006.
- [85] Verbund, 2007. Strom aus der Drau - Die Kraftwerke an der österreichischen Drau, August 2007.
- [86] Verbund, 2008. Strom und Wärme für eine sichere Zukunft. GDK Mellach., 2008.
- [87] Verbund, 2008. Wasserkraft - Zahlen, Daten, Fakten. 2008.
- [88] VGB, 2006. TherPerf data base: Evaluation of Performance Indicators 1990-2004, 06. 2006.
- [89] VGB, 2008. Betriebsergebnisse Kernkraftwerke 2008.
- [90] VGB, 2009. Betriebsergebnisse Kernkraftwerke 2009.
- [91] Voß Alfred, 2003. Windenergie Entwicklungen, Erwartungen und energiewirtschaftliche Einordnung, 2003.
- [92] Voß Alfred, 2009. Wettbewerbsfähige und klimaverträgliche Elektrizitätsversorgung - Technologien auf dem Prüfstand. VSE Symposium, 05. 2009.
- [93] Voß Hendrik, 2008. Entwicklungsstand und wirtschaftliches Potenzial von CCS-Technologien, 07. 2008.
- [94] Vorarlberger Illwerke AG, 2009. Kopswerk II Das größte Pumpspeicherkraftwerk der Vorarlberger Illwerke AG, 2009.
- [95] WEC, 2008. Performance of Generating Plant: Managing the Changes World Energy Council, 2008.
- [96] Western Geo Power, 2010. <http://www.westerngeopower.de/public/text.asp?sid=1&mm=24&msub=10&lid=1&mid=1410>. Stand 01.2010.
- [97] Wiese Frauke, 2008. Auswirkungen der Offshore-Windenergie auf den Betrieb von Kohlekraftwerken in Brunsbüttel. Master's thesis, Universität und Fachhochschule Flensburg, 2008.
- [98] Wissel S. et al, 2008. Stromerzeugungskosten im Vergleich, 02. 2008.

- [99] Zahoransky Richard A., 2009. *Energietechnik Systeme zur Energieumwandlung. Kompaktwissen für Studium und Beruf 4.Auflage*. Vieweg+Teubner, 2009.

Anhang A

Anhang

Gas- und Dampfturbinenkraftwerke

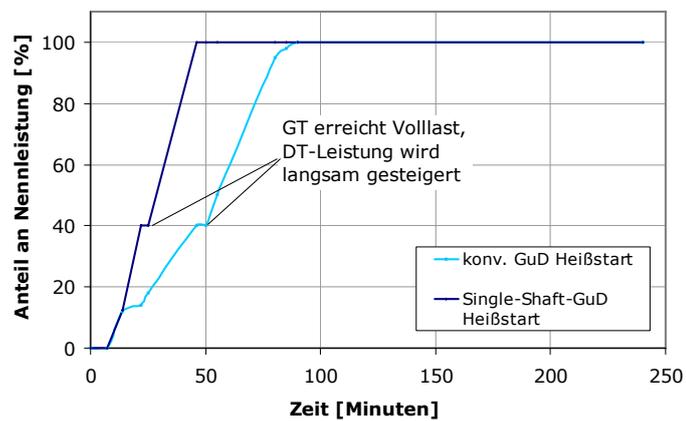


Abbildung A.1: Anfahrverhalten eines GuD-Kraftwerks [40]

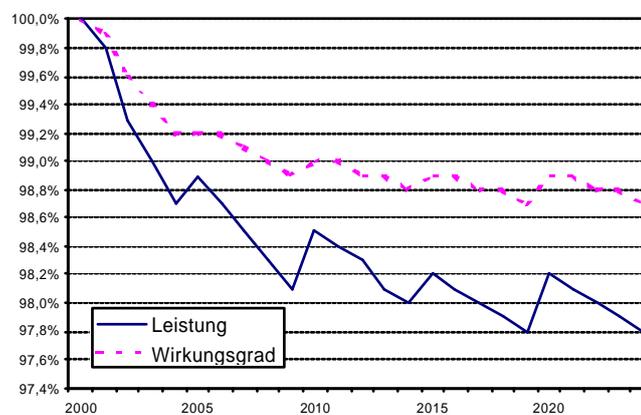


Abbildung A.2: Verschlechterung von Leistung und Wirkungsgrad über die Betriebsdauer eines GuD-Kraftwerks [77]

Beispiel 400 MW GuD-Block

Nachfolgend zeigt die Tabelle wie sich die Investitionskosten eines 400 MW Single-Shaft GuD-Kraftwerks zusammensetzen. [20]

Kostenaufschlüsselung	Kosten in T€	Zusammen- setzung in %
Grundstückserwerb	7.000,00	2,70
Kosten vor Vertragsabschluss		
Projektentwicklungskosten	6.472,30	2,50
UVP	340,30	0,13
Engineering	613,20	0,24
Finanzierung und Rechtsberatung	3.247,20	1,25
Total	10.673,00	4,12
Kosten ab Vertragsabschluss		
E.P.C. Vertrag (Engineering, Beschaffung und Bau)		
Anlage	154.980	59,78
Bauarbeiten	15.033	5,80
Engineering	10.849	4,18
Unvorhergesehenes	9.043	3,49
Netzanschlüsse		
Stromnetz (2 km)	2.279	0,88
Gasanschluss	4.769	1,84
Total	196.953	75,97
Sonstige Kosten		
Owner engineering, project management	5.909	2,28
O&M mobilisation	3.939	1,52
Unvorhergesehenes	9.848	3,80
Ersatzteile	4.924	1,90
Zinsen über Bauperiode	20.014	7,72
Total	44.634	17,22
Gesamte Investitionskosten	259.260	100
Exportet MW (netto) in MW	383	
Spezifische Investitionskosten in €/MW	677	

Abbildung A.3: Aufschlüsselung der Kosten eines neuen Single-Shaft GuD-Kraftwerks [20]

Die Betriebs- und Wartungskosten (ohne Brennstoff) setzen sich wie folgt zusammen:

- Salaries and owner's maintenance costs: Beinhaltend u.a. Personal, kleinere Wartungen, routine Wartungen (geplante) etc. Diese Kosten belaufen sich auf 4,5 Mio.€ pro Jahr.
- Versicherungen: 3 Mio.€
- Kommunalsteuern- und abgaben: 3,037 Mio.€ pro Jahr
- Administrationskosten: 0,824 Mio.€ pro Jahr
- Wartungskosten für Leitung/Anschluss: 46.000 € pro Jahr

- Gebühren an den Netzbetreiber: 1,801 Mio.€ pro Jahr
- Service- und Wartungsverträge: 5,5 Mio.€ pro Jahr

Die Nettoleistung dieses GuD-Kraftwerks beträgt 395 MW, wobei hier der sogenannte output degradation factor mit ungefähr 0,97 angenommen wird. Das bedeutet das sich die Nettoleistung des Kraftwerksblocks im Durchschnitt über die gesamte Lebensdauer gesehen (hier in diesem Beispiel werden 15 Jahre angenommen) auf ungefähr 387 MW verringert.

Derselbe Faktor kann auch für den Wirkungsgrad angegeben werden. Als Nettowirkungsgrad werden 55,2 % angenommen. Mit einem plant efficiency degradation factor von 0,98 bedeutet dies, dass der Wirkungsgrad am Ende der Nutzungsdauer nur mehr 54,1 % beträgt.

Bei diesem GuD-Kraftwerk werden ca. 7.800 Volllaststunden angenommen, die variablen Kosten betragen 0,05 c/kWh (ohne Brennstoff und Emissionszertifikate).

Kohlekraftwerke

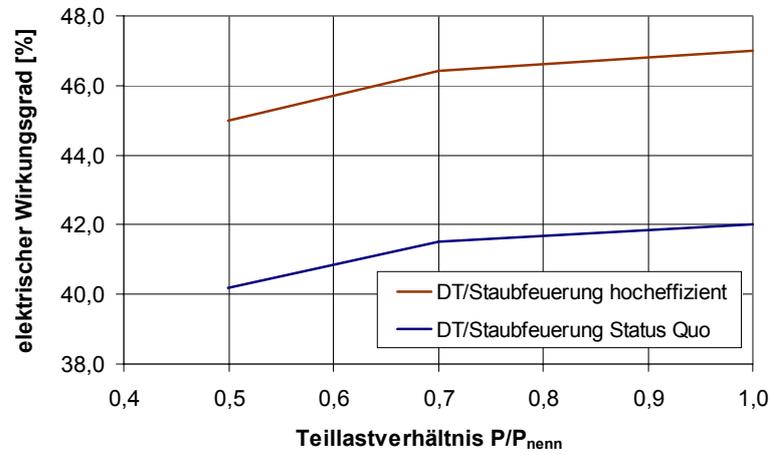


Abbildung A.4: Teillastverhalten eines Steinkohlekraftwerks [40]

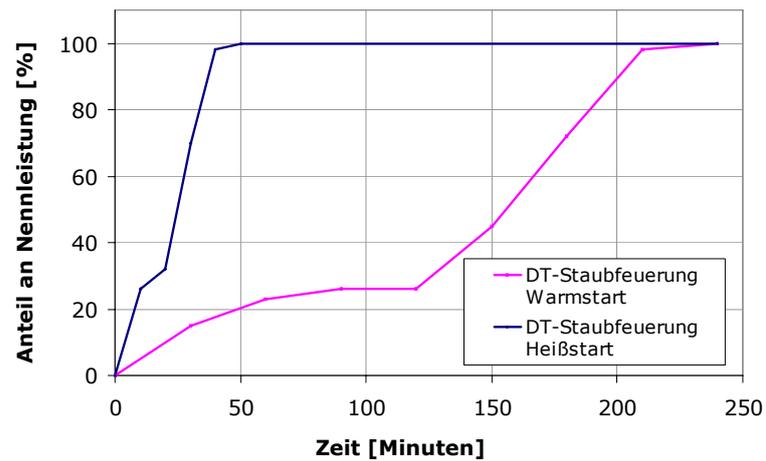


Abbildung A.5: Anfahrverhalten eines Steinkohlekraftwerks [40]

Wasserkraftwerke

Run-of-River Hydropower Plant														
year	source	max. net el. power (busbar)	el. efficiency at el. peak load	availability factor	technical life time	min. Overnight capital costs	max. Overnight capital costs	min. total investment costs	max. total investment costs	construction time	spec. demolition costs (greenfield)	fixed O&M cost	variable O&M cost	total O&M cost
		[MW]	[%]	[-]	[a]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[years]	[€/kW]	[€/kW/a]	[€/MWh]	[€/MWh]
2005	WP3	<10	90	0,57-0,80	40	900	1400	977	1519	2-5			25-1250	25-1250
	TIMES	0,2-1	93	0,6	70	5500	5500	5968	5968	1		55,0		10,5
	TIMES	1-50	93	0,6	80	3500	3500	3798	3798	1		45,0		8,6
	PRIMES			0,3	45	1419	1419	1540	1540			21,58		8,2
	OECD (1)	0,7-14			0,25-0,50	30-60	1224	6119	1328	6639	1-5		3-108,4	
2010	WP3	<10	90	0,57-0,80	40	900	1400	977	1519	2-5			25-1250	25-1250
	TIMES	0,2-1	93	0,6	70	5500	5500	5968	5968	1		55,0		10,5
	TIMES	1-50	93	0,6	80	3500	3500	3798	3798	1		45,0		8,6
	PRIMES			0,3	45	1297	1297	1407	1407			21,58		8,2
	2020	WP3	<10	90	0,57-0,80	40	900	1400	977	1519	2-5			25-1250
TIMES		0,2-1	93	0,6	70	5500	5500	5968	5968	1		55,0		10,5
TIMES		1-50	93	0,6	80	3500	3500	3798	3798	1		45,0		8,6
PRIMES				0,3	45	1160	1160	1259	1259				0,006	0,0
2030		WP3	<10	90	0,57-0,80	40	900	1400	977	1519	2-5			25-1250
	TIMES	0,2-1	93	0,6	70	5500	5500	5968	5968	1		55,0		10,5
	TIMES	1-50	93	0,6	80	3500	3500	3798	3798	1		45,0		8,6
	PRIMES (2)			0,3	45	1098	1098	1191	1191			21,58		8,2

1) Exchange rate applied by OECD (as of July 1st, 2003): 1,144 Us\$=1,00 €

2) PRIMES data for 2025

Abbildung A.6: Daten zu Laufwasserkraftwerken aus der EUSUSTEL Studie [29]

Reservoir Hydropower Plant															
year	source	max. net el. power (busbar)	el. efficiency at el. peak load	availability factor	technical life time	min. Overnight capital costs	max. Overnight capital costs	min. total investment costs	max. total investment costs	construction time	spec. demolition costs (greenfield)	fixed O&M cost	variable O&M cost	total O&M cost	
		[MW]	[%]	[-]	[a]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[years]	[€/kW]	[€/kW/a]	[€/MWh]	[€/MWh]	
2005	WP3	10-800	90	0,80-0,91	50+	1400	1900	2056	2791	5-10			260-510	260-510	
	TIMES	100	93	0,6	80	3500	3500	5141	5141	8		45,0		8,6	
	PRIMES			0,17	60	1830	1830	2687	2687			36,37		24,4	
	OECD (1)	120				1399	1399	2054	2054			3			
	2010	WP3	10-800	90	0,80-0,91	50+	1400	1900	2056	2791	5-10			260-510	260-510
TIMES		100	93	0,6	80	3500	3500	5141	5141	8		45,0		8,6	
PRIMES				0,17	60			2177	2177			36,37		24,4	
2020		WP3	10-800	90	0,80-0,91	50+	1400	1900	2056	2791	5-10			260-510	260-510
		TIMES	100	93	0,6	80	3500	3500	5141	5141	8		45,0		8,6
	PRIMES			0,17	60			2035	2035				0,02	0,0	
	2030	WP3	10-800	90	0,80-0,91	50+	1400	1900	2056	2791	5-10			260-510	260-510
		TIMES	100	93	0,6	80	3500	3500	5141	5141	8		45,0		8,6
PRIMES (2)				0,17	60			1963	1963			36,37		24,4	

1) Exchange rate applied by OECD (as of July 1st, 2003): 1,144 Us\$=1,00 €

2) PRIMES data for 2025

Abbildung A.7: Daten zu Pumpspeicherkraftwerken aus der EUSUSTEL Studie [29]