

Zur Energieversorgung von Industrieprozessen, Gewerbe und Haushalten kommen unterschiedliche Anlagen zum Einsatz. Kenntnisse des Aufbaus dieser Anlagen sind eine elementare Voraussetzung für deren Bilanzierung. Nachfolgend werden daher ausgewählte Vertreter derzeit eingesetzter Energieanlagen – gegliedert entsprechend der Art der eingesetzten Brennstoffe – beschrieben. Der Fokus der Ausführungen liegt auf Anlagen zur Produktion von Strom und chemischen Sekundärenergieträgern.

2.1 Anlagen zur Nutzung fester Brennstoffe

Energieanlagen zur Nutzung fester Brennstoffe wie Kohle und Holz werden für die Bereitstellung von Strom und Wärme aber auch von Sekundärenergieträgern wie Methanol oder Wasserstoff eingesetzt. Bei der Konversion der Brennstoffe kann grundsätzlich zwischen zwei Anlagentypen unterschieden werden: Verbrennungskraftwerke und Vergasungsanlagen. Beide Anlagentypen und entsprechende Untergruppen werden nachfolgend erläutert. Weiterführende Informationen zu der entsprechenden Anlagentechnik können der Fachliteratur entnommen werden (Verbrennungskraftwerke: z. B. [17], [34], [74], [67]; Vergasungsanlagen: z. B. [26], [37], [33], [64]).

2.1.1 Verbrennungskraftwerke

Verbrennungskraftwerke dienen vorrangig der Stromerzeugung. Bei entsprechenden Standort- und anlagentechnischen Voraussetzungen kann zudem Nutzwärme bereitgestellt werden (Kraft-Wärme-Kopplung – KWK). Der Brennstoff wird dazu verbrannt und die thermische Energie der Rauchgase anschließend in Dampfkraftprozessen genutzt. Die Bandbreite der einsetzbaren Brennstoffe ist vielfältig und reicht von Kohlen bis hin zu Biomassen und Kunststoffen. Dies eröffnet die Möglichkeit, vorzugsweise

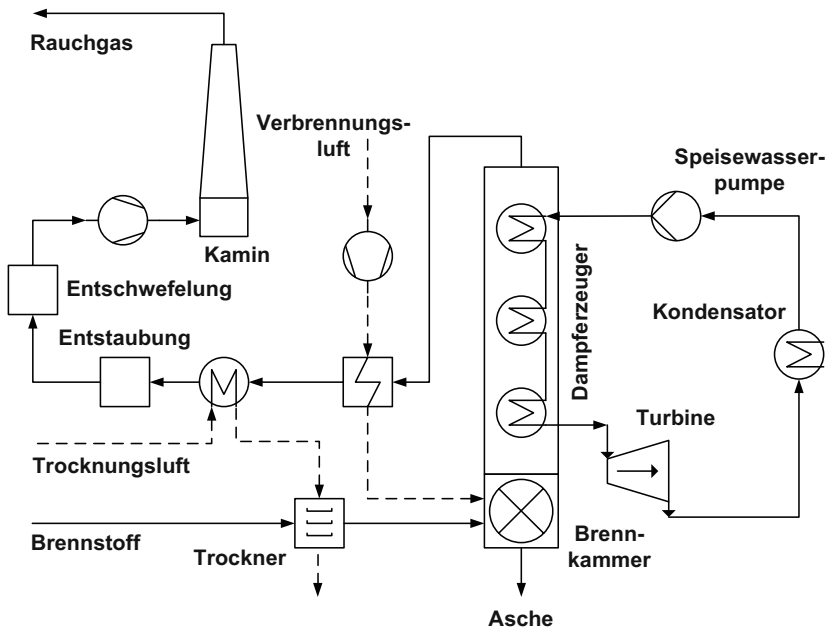


Abb. 2.1 Schematische Darstellung eines Verbrennungskraftwerkes zur Nutzung fester Brennstoffe

Brennstoffe mit niedrigen Marktpreisen wie beispielsweise Braunkohlen zu nutzen. Als Nachteil der Kraftwerke erweist sich die verhältnismäßig geringe Lastflexibilität. Verbrennungskraftwerke werden daher im Allgemeinen zur Grundlastversorgung mit einer hohen Jahresbetriebsstundenzahl eingesetzt.

Aus prozesstechnischer Sicht bestehen Verbrennungskraftwerke aus den drei Prozessschritten Brennstoffaufbereitung, Verbrennung, Abgasreinigung sowie einem Dampfkraftprozess (Abb. 2.1). Die Aufbereitung umfasst eine Mahlung und Trocknung des Brennstoffs zur Einstellung der für die Verbrennung geeigneten Korngrößen und Wassergehalte. Der Brennstoff wird anschließend einer Brennkammer zugeführt und mit vorgewärmter Luft bei Temperaturen über 1000 °C verbrannt. Die Brennkammer bildet den Kern des Kraftwerks und beinhaltet einen Dampferzeuger, in dem mit Hilfe des heißen Abgases (Rauchgases) der Verbrennung Dampf erzeugt wird. Nach dem Dampferzeuger wird das Rauchgas weiter abgekühlt. Die Kühlungswärme wird dabei meist zur Vorwärmung der Verbrennungsluft und zur Brennstofftrocknung verwendet. Um die gesetzlich vorgeschriebenen Emissionswerte einzuhalten und eine Beschädigung von Anlagenkomponenten zu verhindern, wird das Rauchgas abschließend gereinigt. Dazu werden im Wesentlichen Entstaubungs- und Entschwefelungstechnologien (z. B. Elektroabscheider und Kalkwäschen) eingesetzt. Der im Dampferzeuger produzierte Dampf wird einer Turbine zugeführt und dort entspannt. Die Turbine treibt einen Generator an, welcher die Turbinenarbeit in elektrische Energie umwandelt. Nach der Turbine wird der Dampf in einem Kondensator

vollständig kondensiert, das flüssige Kondensat in einer Speisewasserpumpe auf Druck gebracht und wieder in den Dampferzeuger zurückgeführt.

Für die Gestaltung des Dampfkraftprozesses bieten sich unterschiedliche Möglichkeiten. Beispielsweise kann die Effizienz des Dampfkraftprozesses durch eine gezielte Speisewasservorwärmung (siehe Abschn. 2.1.1.2) oder Zwischenüberhitzung (siehe Abschn. 2.1.1.3) gesteigert werden. Weiterhin kann Prozesswärme auf gehobenem Temperaturniveau bereitgestellt werden, indem Dampf aus einer Entnahmeturbine abgezweigt und nicht bis in den Nieder- oder Unterdruckbereich entspannt wird (siehe Abschn. 2.1.1.4). Bedeutende Optionen zur Effizienzsteigerung und Wärmeauskopplung von Verbrennungskraftwerken werden in den nachfolgenden Abschnitten vorgestellt.

2.1.1.1 Verbrennungskraftwerk mit Dampfkraftprozess und Gegendruckturbine

Der Prozessaufbau von Verbrennungskraftwerken mit Gegendruckturbine folgt dem bereits beschriebenen Schema (siehe Abschn. 2.1.1). Eine Darstellung des Prozessaufbaus ist in Abb. 2.2 gegeben: Der aufbereitete Brennstoff wird zunächst verbrannt und die Verbrennungswärme zur Erzeugung von überhitztem Dampf genutzt. Dieser wird anschließend in einer Turbine entspannt und Strom erzeugt. Kennzeichnend für Gegendruckturbinen ist, dass der Dampf nicht bis zu Umgebungs- oder Unterdruck entspannt wird, sondern die Turbine mit einem Restdruck verlässt. Da die Kondensationstemperatur vom

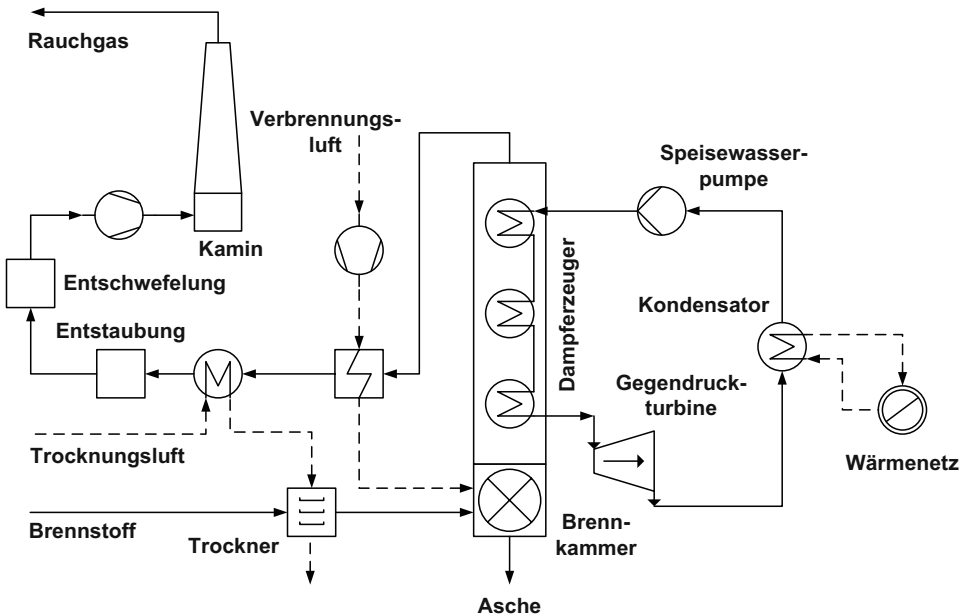


Abb. 2.2 Schematische Darstellung eines Verbrennungskraftwerkes mit Gegendruckturbine

2.1.1.3 Verbrennungskraftwerk mit Dampfkraftprozess und Gegendruckturbine sowie Zwischenüberhitzung

Der Aufbau von Verbrennungskraftwerken mit Dampfkraftprozess und Zwischenüberhitzung gestaltet sich ebenfalls gemäß den Ausführungen in Abschn. 2.1.1. Abbildung 2.4 zeigt schematisch den Aufbau eines derartigen Kraftwerks: Zunächst wird der Brennstoff aufbereitet und verbrannt. Das Rauchgas gibt anschließend Wärme an einen Dampfkraftprozess ab, in dem – durch die Entspannung des Dampfes in einer Turbine – Strom erzeugt wird. Dabei wird – wie auch bei einem Prozess mit Speisewasservorwärmung – ein Zapfdampfstrom von der Turbine abgezogen, anschließend jedoch nicht direkt in den Kondensatsammler geleitet, sondern zunächst zur Überhitzung des Kondensats genutzt. Erst nach der Überhitzung erfolgt eine Zusammenführung von Zapfdampf und Kondensat im Kondensatsammler. Analog zu Prozessen mit Speisewasservorwärmung bietet die Zwischenüberhitzung mit Zapfdampf im Vergleich zu herkömmlichen Dampfkraftprozessen (Abb. 2.2) den Vorteil, dass die Baugröße, und damit das Investment, der Niederdruckturbinen reduziert werden kann. Gleichzeitig wird Wirkungsgradverlusten aufgrund des geringeren Dampfdurchsatzes des Niederdruckteils durch die Zwischenüberhitzung zumindest teilweise entgegengewirkt.

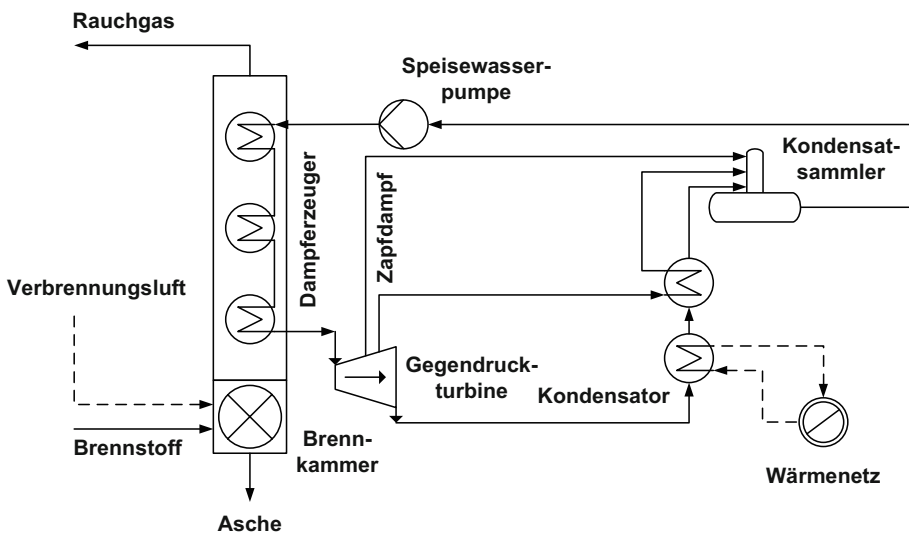


Abb. 2.4 Schematische Darstellung eines Dampfkraftprozesses mit Zwischenüberhitzung

2.1.1.4 Verbrennungskraftwerk mit Dampfkraftprozess und Entnahmeturbine

Verbrennungskraftwerke mit Dampfkraftprozess und integrierter Entnahmeturbine reihen sich aus prozesstechnischer Sicht in die bisher dargestellten Kraftwerkstypen ein (siehe Abschn. 2.1.1). Der Aufbau eines Kraftwerks mit Entnahmeturbine ist in Abb. 2.5 dargestellt: Die Verbrennung der Festbrennstoffe dient der Wärmeerzeugung. Die Wärme wird wiederum zur Dampferzeugung und -überhitzung genutzt. Im Unterschied zu den bisher beschriebenen Konzepten erfolgt die anschließende Entspannung des Dampfes in einer Entnahmeturbine, von der ein Zapfstrom mit vergleichsweise hoher Temperatur abgezogen wird. Der Zapfdampfstrom der Entnahmeturbine wird dabei direkt zu einem Wärmenetz geführt, dort abgekühlt und anschließend im Kondensatsammler mit dem restlichen Kondensat des Dampfkraftprozesses vermischt. Entsprechend den Charakteristika des Zapfdampfstromes kann so hochqualitative Prozesswärme an ein Wärmenetz abgegeben werden. Analog zu den bereits beschriebenen Prozessausführungen wird zudem die Baugröße des Niederdruckteils der Dampfturbine reduziert. Da allerdings nur ein geringer Teil der thermischen Energie des Dampfes wieder auf das Kondensat übertragen werden kann, kommt es zu einem Absinken des elektrischen Wirkungsgrades des Dampfkraftprozesses.

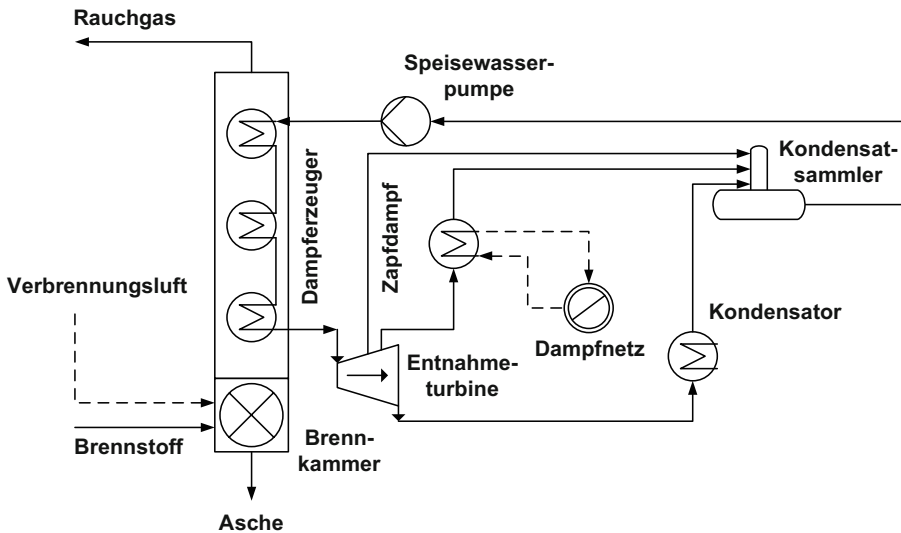


Abb. 2.5 Schematische Darstellung eines Dampfkraftprozesses mit Entnahmeturbine

2.1.2 Vergasungsanlagen

In Vergasungsanlagen wird die chemische Energie der Brennstoffe in elektrische Energie, Wärme oder Sekundärenergieträger (z. B. Methanol, Polyethylen, Methan) gewandelt. Dazu wird der Brennstoff zunächst in ein heizwertreiches Gas überführt und dieses anschließend in KWK-Aggregaten oder Synthesereaktoren genutzt. Bei Anlagen mit festen Brennstoffen werden vorrangig Kohlen – und bei Anlagen geringerer Kapazität ($\lesssim 50$ MW Brennstoffleistung) – auch holzartige Biomassen eingesetzt. Starke Lastwechsel sind nur bedingt realisierbar und alternierende Fahrweisen die Ausnahme. Die Erzeugung eines gasförmigen Zwischenproduktes bietet jedoch in Verbindung moderner Synthesetechnik vielfältige Nutzungsmöglichkeiten und die Kombination mit KWK-Aggregaten ist besonders bei Leistungsgrößen im zwei- und dreistelligen Megawattbereich durch höhere elektrische Wirkungsgrade gekennzeichnet als bei Verbrennungskraftwerken.

Der Aufbau von Vergasungsanlagen kann durch vier Prozessschritte beschrieben werden: Brennstoffaufbereitung, Vergasung, Gasreinigung und Gasnutzung. Bei der Brennstoffaufbereitung wird der Brennstoff hinsichtlich der Korngröße und des Wassergehaltes an die Bedingungen des Vergasungsprozesses angepasst. Dazu kommen Häcksler, Mühlen, Trockner aber auch thermo-chemische Vorbehandlungen wie Pyrolyse und Torrefizierung zum Einsatz. Im Vergasungsreaktor werden die Festbrennstoffe unter Anwesenheit eines Vergasungsmittels (z. B. Luft, Wasserdampf, Sauerstoff) in ein brennbares Gasgemisch überführt. Die Reaktortemperaturen liegen dabei typischerweise zwischen 800 und 1600 °C und der Druck zwischen 1 und 80 bar. Die Hauptbestandteile des Gasgemisches sind Kohlenstoffmonoxid, Wasserstoff, Kohlenstoffdioxid, Wasserdampf und – entsprechend den Vergasungsbedingungen – Methan und Stickstoff. Da das erzeugte Gas grundsätzlich Verunreinigungen wie Teere, Schwefel-, Halogen- und Stickstoffverbindungen sowie Partikel enthält, muss es je nach Anwendungsfall gereinigt werden. Nach der Gasreinigung schließt sich die eigentliche Nutzung des erzeugten Gases an. Dazu bieten sich unterschiedliche Möglichkeiten. In IGCC-Kraftwerken (Integrated Gasification Combined Cycle – IGCC) wird die chemische Energie des Gases in Gasturbinen mit angeschlossenem Dampfkraftprozess in elektrische Energie (und Wärme) umgewandelt. Gleiches erfolgt in Vergasungsanlagen mit Gasmotoren. In Syntheseanlagen kann das Gas hingegen zur Produktion von Sekundärenergieträgern genutzt werden. Eine Beschreibung der drei Anlagenarten ist den nachfolgenden Abschnitten zu entnehmen.

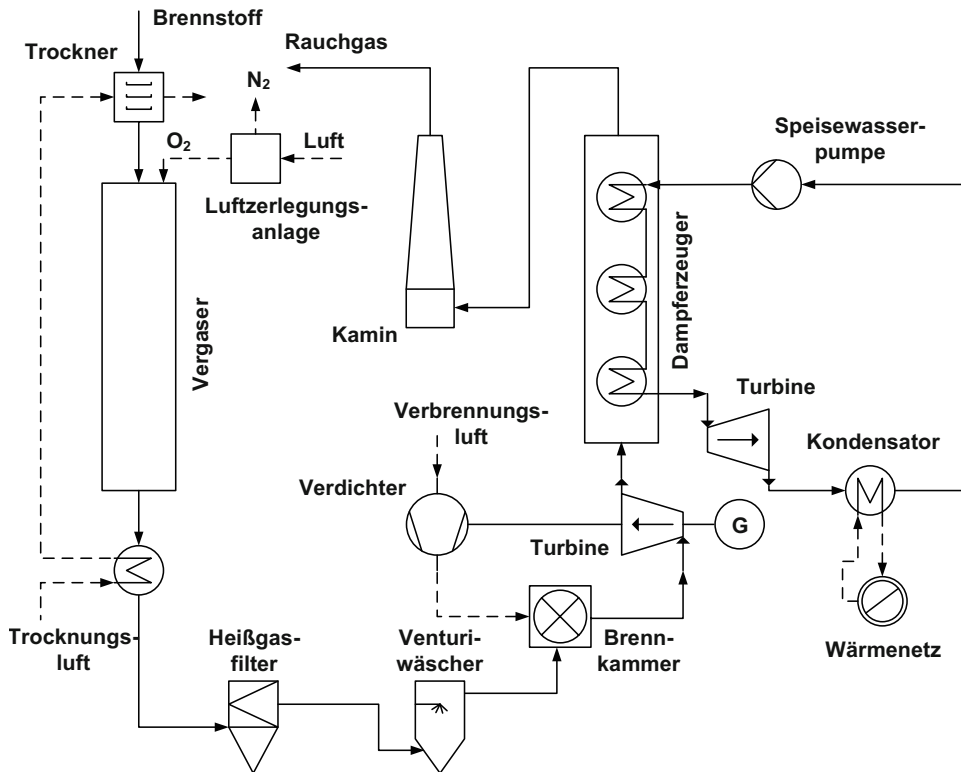


Abb. 2.6 Schematische Darstellung eines IGCC-Kraftwerkes

2.1.2.1 Vergasungsanlagen mit GuD-Prozess/IGCC-Kraftwerke

In IGCC-Kraftwerken wird der Brennstoff vorbehandelt und mit Hilfe eines Vergasers in brennbares Gas (Synthesegas/Rohgas) überführt. Dieses wird gereinigt und anschließend einer Gasturbine zur Stromerzeugung zugeführt. Da Gasturbinen hohe Reinheitsanforderungen in Bezug auf die im Gas enthaltenen Partikel stellen, liegt der Schwerpunkt der Gasreinigung in der Regel auf einer effizienten Abscheidung fester Gasbestandteile (z. B. Asche, Flugkoks). Die thermische Energie des Rauchgases der Gasturbine wird zudem in einem Dampfkraftprozess genutzt. Mit diesem wird zusätzlich Strom erzeugt und der elektrische Wirkungsgrad des Kraftwerkes gesteigert. Je nach Prozessauslegung werden noch weitere Wärmeströme (z. B. aus der Rohgaskühlung) in den Dampfkraftprozess eingebunden. Der Aufbau eines IGCC-Kraftwerkes ist schematisch in Abb. 2.6 dargestellt.

2.1.2.2 Vergasungsanlagen mit Gasmotoren

Der Aufbau von Vergasungsanlagen mit Gasmotoren ähnelt dem von IGCC-Kraftwerken. Nach der Trocknung und Korngrößeneinstellung des Brennstoffs wird dieser im Vergaser in ein heizwertreiches Gas umgewandelt. Das Gas wird anschließend gereinigt und

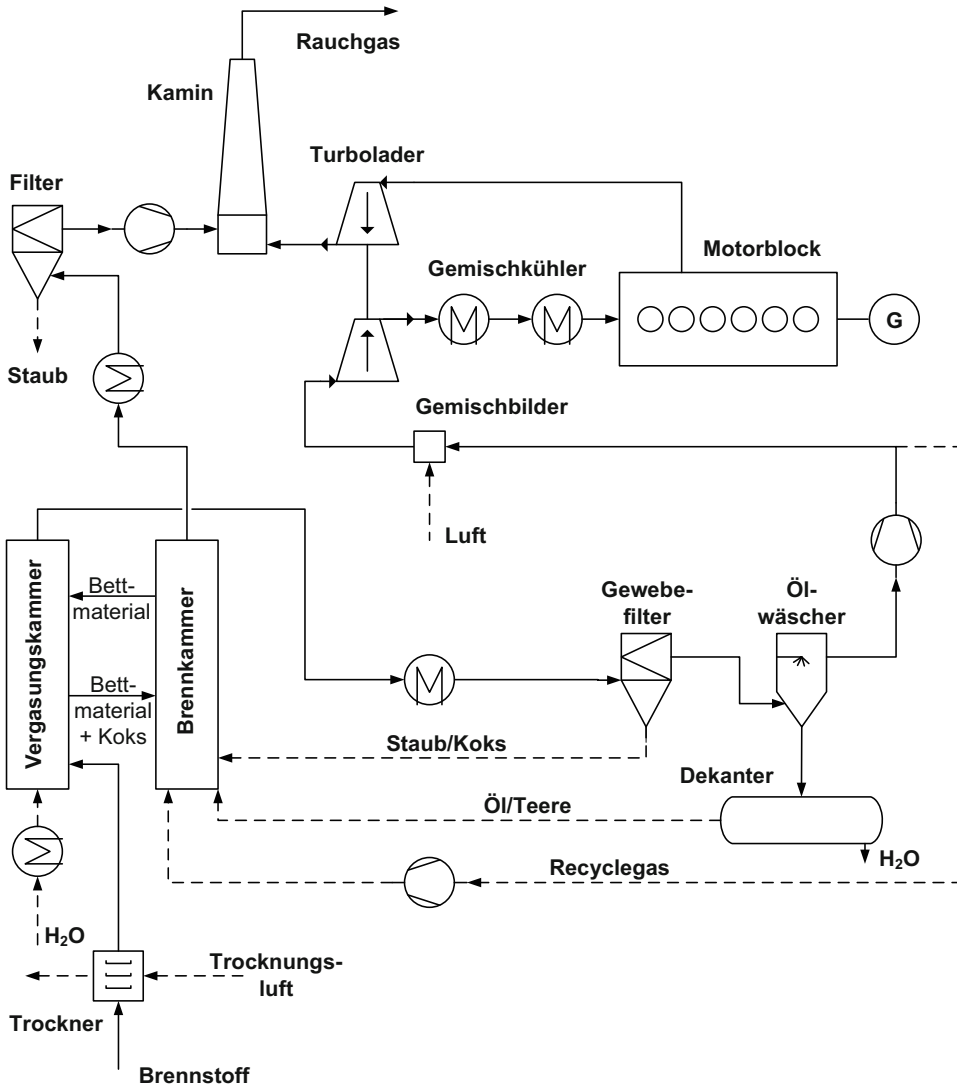


Abb. 2.7 Schematische Darstellung einer Vergasungsanlage mit Gasmotor

im Gasmotor zur Stromerzeugung genutzt. Da Gasmotoren im Vergleich zu Gasturbinen niedrige Eintrittstemperaturen voraussetzen, muss das Gas vor dem Motor gekühlt werden. Dies bietet (neben der Kühlung der Motorabgase) die Möglichkeit, zusätzlich Wärme als Nebenprodukt zur Verfügung zu stellen. Die Gaskühlung erfordert allerdings gleichzeitig eine Abtrennung von Schadkomponenten wie beispielsweise Teere, die bei der Kühlung kondensieren und Anlagenkomponenten schädigen könnten. Der Aufbau einer derartigen Anlage ist schematisch in Abb. 2.7 dargestellt.

2.1.2.3 Vergasungsanlagen mit Syntheseprozess

Wie auch bei IGCC-Kraftwerken werden bei Vergasungsanlagen mit Syntheseprozessen die Festbrennstoffe im Vergaser nach der Aufbereitung zunächst in ein brennbares Gas, das Synthesegas, überführt und anschließend gereinigt. Nachfolgend wird das Gas jedoch nicht zur Stromerzeugung, sondern in Synthesereaktoren zur Produktion von Sekundärenergieträgern genutzt. Da die Katalysatoren des Syntheseprozesses hohe Anforderungen an die Gasreinheit stellen, erfolgt die Reinigung des Gases meist mehrstufig als Kombination aus adsorptiven und absorptiven Verfahren. Entsprechend dem eingesetzten Syntheseprozess ist zudem eine Gaskonditionierung erforderlich. Diese findet in Wassergas-Shift-Reaktoren statt und dient der Einstellung eines geeigneten Wasserstoff/Kohlenstoffmonoxid-Verhältnisses, um maximale Umsätze in der Synthese zu gewährleisten. Da das Rohprodukt nach der Synthese nicht in Reinform vorliegt,

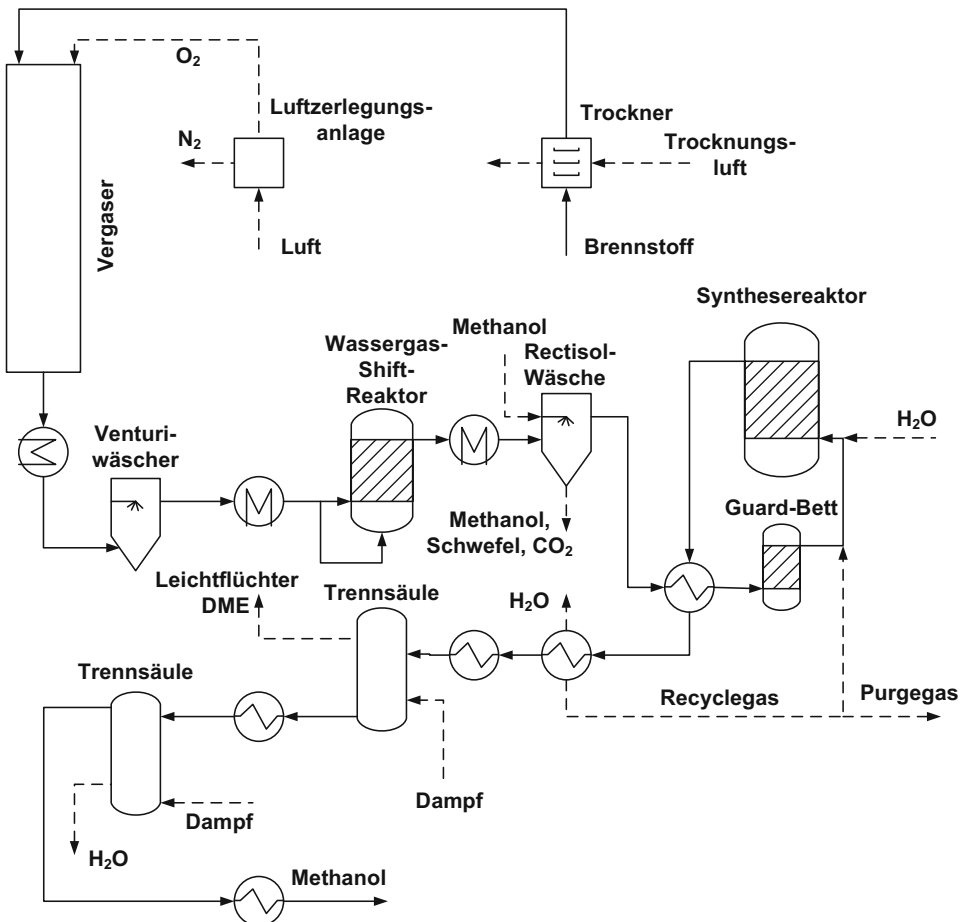


Abb. 2.8 Schematische Darstellung einer Vergasungsanlage mit Syntheseprozess

sondern diverse Nebenprodukte enthält, ist abschließend eine Aufbereitung des Rohproduktes notwendig. Dazu werden etablierte Gasaufbereitungsverfahren (z. B. Destillation, Absorption) verwendet. Der Aufbau einer Vergasungsanlage mit Syntheseprozess ist beispielhaft in Abb. 2.8 dargestellt.

2.2 Anlagen zur Nutzung gasförmiger Brennstoffe

Anlagen zur Nutzung gasförmiger Brennstoffe können für die Bereitstellung von Strom, Wärme oder Sekundärenergieträgern eingesetzt werden. Als Brennstoff wird heutzutage vorrangig Erdgas verwendet. Dieses kann in speziellen Verbrennungskraftwerken oder Reformierungsanlagen genutzt werden. Verbrennungskraftwerke dienen der Produktion von Strom und Wärme. In Reformierungsanlagen werden die gasförmigen Brennstoffe stattdessen zunächst in Synthesegase umgewandelt und anschließend in chemischen Prozessen (z. B. Hydrierung, Synthese) zu Sekundärenergieträgern (z. B. Wasserstoff, Methanol) weiterverarbeitet. Beide Anlagentypen werden im Folgenden vorgestellt. Ergänzende Erläuterungen sind in der entsprechenden Fachliteratur zu finden (Gasturbinen: z. B. [8], [43], [49]; Reformierungsanlagen: z. B. [27], [38], [5], [51]).

2.2.1 Verbrennungskraftwerke

Eine Möglichkeit zur Nutzung gasförmiger Brennstoffe bietet der Einsatz von Verbrennungskraftwerken. Diese Kraftwerke dienen primär der Stromerzeugung. Entsprechend der Anlagenausführung sowie den Standortgegebenheiten kann als Nebenprodukt ebenfalls Wärme bereitgestellt werden. Als Brennstoff wird aufgrund der hohen globalen Verfügbarkeit – neben alternativen Brennstoffen wie Raffineriegasen, Gichtgasen, Deponiegasen oder biogenen Gasen – vorwiegend Erdgas eingesetzt. Insbesondere für Großanlagen stellt daher eine entwickelte Erdgasinfrastruktur eine Grundvoraussetzung des Anlagenbaus von Erdgaskraftwerken dar. Das An- und Abfahrverhalten ist dem von Kraftwerken fester Brennstoffe überlegen, und da Erdgas in Europa mit deutlich höheren Marktpreisen gehandelt wird als Festbrennstoffe wie Braunkohle, werden Erdgaskraftwerke im Allgemeinen nicht zur Grundlastversorgung eingesetzt, sondern als Reserve für Spitzenlastzeiten vorgehalten.

Bei Gasverbrennungskraftwerken können zwei wesentliche Prozessschritte unterschieden werden – die Verbrennung des Brennstoffs und die anschließende Nutzung des Verbrennungsgases zum Antrieb von Generatoren. Die Kraftwerke werden vorwiegend mit Gasturbinen oder – bei geringeren Kapazitäten – mit Gasmotoren ausgeführt. In den Turbinen(brennkammern) und Motoren wird das Gas zusammen mit Luft verbrannt und die chemisch gebundene Brennstoffenergie in mechanische Energie überführt. Mit Hilfe der mechanischen Energie wird ein Generator angetrieben und Strom erzeugt. Die Abgase der Verbrennung werden je nach Anlagenbauart in weiteren Teilprozessen genutzt.

Bei Gasturbinenanlagen wird häufig ein Dampfkraftprozess integriert, in dem die thermische Energie der Turbinenabgase in zusätzliche elektrische Energie gewandelt wird. Diese Kombination aus Gas- und Dampfturbinen (GuD-Kraftwerke) ermöglicht ausgezeichnete elektrische Wirkungsgrade von bis zu 60 %. Bei Gasmotoren besitzen die Verbrennungsabgase geringere Temperaturen als bei Gasturbinen. Daher wird die thermische Energie des Verbrennungsgases häufig nicht zur Stromproduktion verwendet, sondern an Wärmenetze abgegeben. Zur Verbesserung des elektrischen Anlagenwirkungsgrades von Gasmotorenanlagen kann alternativ zur Nutzwärmeauskopplung auch ein Organic-Rankine-Cycle integriert werden. Dieser eignet sich insbesondere zur Stromerzeugung aus Wärmequellen mit Temperaturen unter 500 °C.

Sowohl Gasturbinen- als auch Gasmotorenkraftwerke (Gasblockheizkraftwerke) werden im Folgenden detailliert beschrieben.

2.2.1.1 Gasturbinenkraftwerke

Gasturbinenkraftwerke dienen der Stromerzeugung aus gasförmigen Brennstoffen. Dazu wird Luft verdichtet und zusammen mit dem gasförmigen Brennstoff verbrannt. Anschließend wird das Rauchgas der Verbrennung entspannt und über einen Kamin an die Umgebung abgegeben. Die bei der Entspannung verrichtete Arbeit wird von einem Generator in elektrische Energie umgewandelt. Für Gasturbinen ist charakteristisch, dass neben der eigentlichen Entspannung des Rauchgases sowohl die Verdichtung der Verbrennungsluft als auch die Verbrennung selbst in ein und derselben Baugruppe ablaufen. Typischerweise sind die Verdichter- und Turbinenschaufeln auf der gleichen Welle gelagert, so dass der Verdichter direkt durch die Rotation der Turbinenschaufeln angetrieben wird. Der schematische Aufbau eines Gasturbinenkraftwerkes ist in Abb. 2.9 dargestellt.

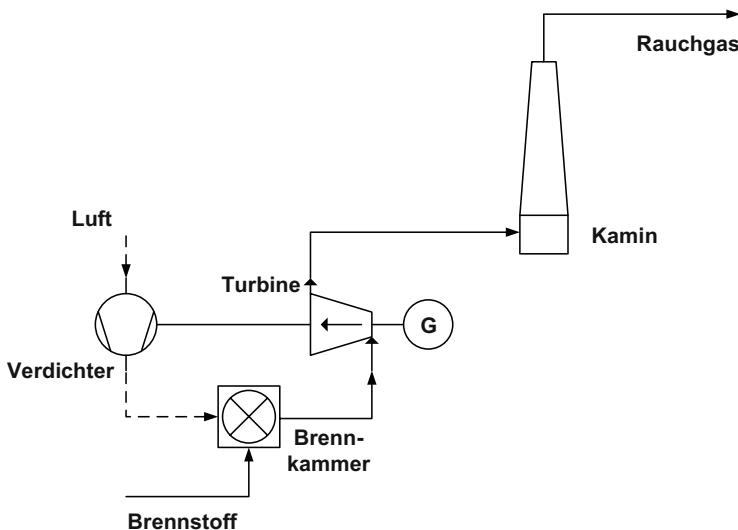


Abb. 2.9 Schematische Darstellung eines Gasturbinenkraftwerkes

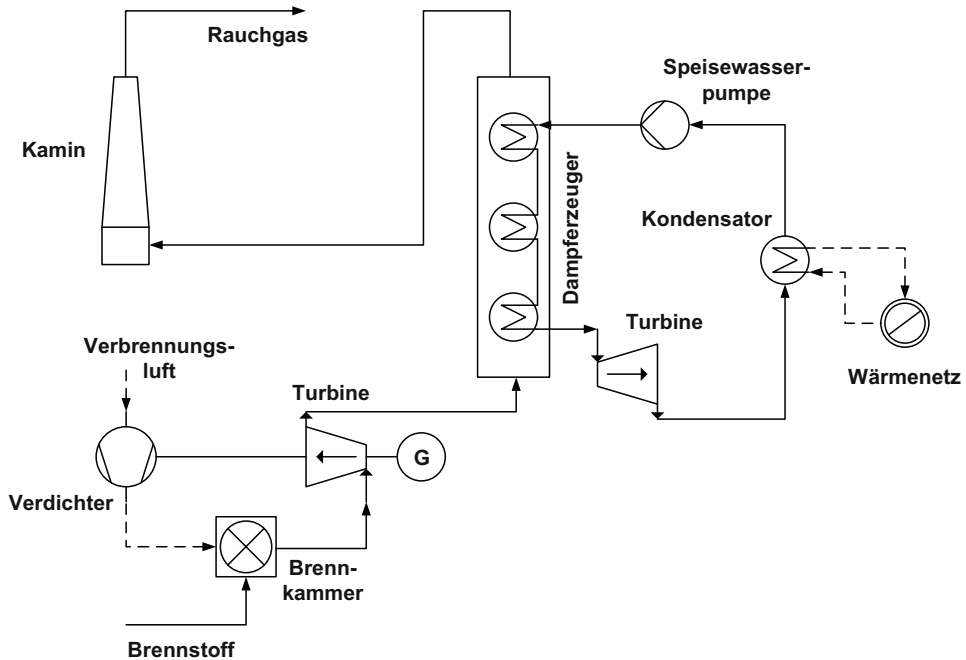


Abb. 2.10 Schematische Darstellung eines Gas- und Dampfkraftwerkes

2.2.1.2 Gas- und Dampfturbinenkraftwerke

Gas- und Dampfturbinenkraftwerke sind Erweiterungen herkömmlicher Gasturbinenkraftwerke, die vor allem im dreistelligen Megawattbereich zur Steigerung des elektrischen Wirkungsgrades eingesetzt werden. Dazu wird das heiße Rauchgas nach der Entspannung in der Turbine einem Dampfkraftprozess zugeführt und zusätzlich Strom erzeugt. Der grundsätzliche Aufbau eines GuD-Kraftwerkes wird in Abb. 2.10 gezeigt. Bei der Ausgestaltung des Dampfkraftprozesses ergeben sich – wie auch bei Verbrennungskraftwerken zur Nutzung fester Brennstoffe – diverse Möglichkeiten. Mit diesen kann entweder die ökonomische Effizienz gesteigert oder aber die Art der Wärmeauskopplung variiert werden. Nähere Erläuterungen sind im Abschn. 2.1.1 zu finden.

2.2.1.3 Gasblockheizkraftwerke

Auch in Blockheizkraftwerken werden gasförmige Brennstoffe zur Strom- und Wärmeerzeugung genutzt. Der Aufbau eines Gasblockheizkraftwerkes ist beispielhaft in Abb. 2.11 dargestellt.

Im Gemischbild wird der Brennstoff zunächst mit Luft vermischt. Anschließend wird das Gemisch im Turbolader verdichtet, gekühlt und dem Motor zugeführt. Der Motor bildet den Kern des Kraftwerkes. In diesem wird das Gas verbrannt, die chemische Brennstoffenergie in mechanische Arbeit überführt und ein Generator zur Stromerzeugung ange-

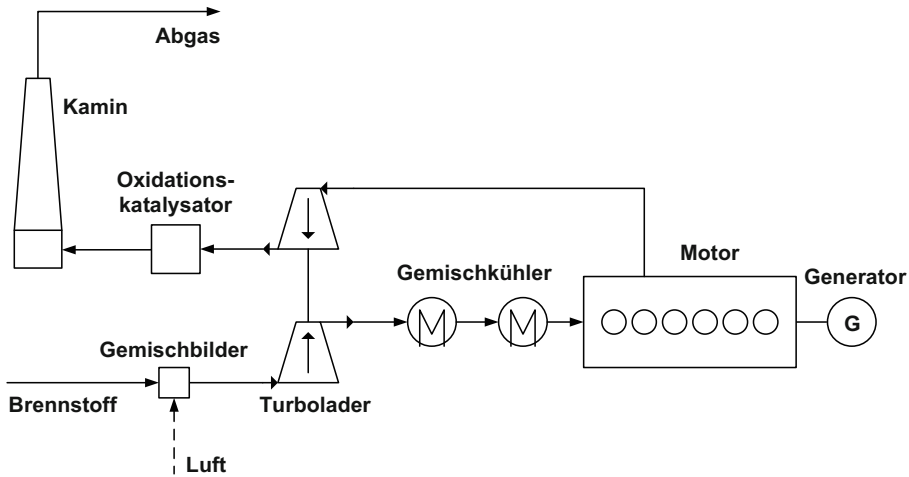


Abb. 2.11 Schematische Darstellung eines Gasblockheizkraftwerkes

trieben. Als Motoren kommen entweder Gas-Ottomotoren oder Zündstrahl-Dieselmotoren zum Einsatz. Bei Gas-Ottomotoren wird ausschließlich Gas als Brennstoff verbrannt. Bei Zündstrahl-Dieselmotoren erfolgt die Verbrennung hingegen – um die Selbstentzündung im Zylinder zu unterstützen und die Nutzung schwer brennbarer Gasgemische zu ermöglichen – zusammen mit einem Zündbrennstoff (Öl, Dieseldieselkraftstoff). Nach der motorischen Verbrennung wird das entstandene Abgas gereinigt und an die Umgebung abgegeben. In der Regel kommen dazu Oxidationskatalysatoren zur Anwendung, welche eine Umsetzung unvollständig oxidierter Stoffe wie Stickstoffmonoxid oder Kohlenstoffmonoxid ermöglichen.

2.2.2 Reformierungsanlagen

Das Ziel von Reformierungsanlagen ist die Zersetzung größerer Kohlenwasserstoffe wie Methan in Synthesegase mit Gasbestandteilen geringerer Molekülgröße wie Kohlenstoffmonoxid und Wasserstoff. Die Anlagen nutzen in erster Linie Erdgas oder Raffineriegase als Brennstoffe. In jüngster Zeit laufen zudem vermehrt Entwicklungsarbeiten an Reformierungsanlagen zur Nutzung biogener Gase. Die Anwendung der erzeugten Synthesegase ist vielfältig. Einerseits können die Gase in Synthesereaktoren zur Erzeugung von Chemieprodukten (z. B. Kunststoffe) oder Kraftstoffen (z. B. Fischer-Tropsch-Diesel, Methanol) genutzt werden. Andererseits können die Gasbestandteile Wasserstoff und Kohlenstoffmonoxid durch entsprechende Gasaufbereitungsschritte voneinander getrennt und separaten Nutzungspfaden zugeführt werden. Aufgrund der vielseitigen Anwendungsmöglichkeiten von Wasserstoff (z. B. in Hydrieranlagen oder Brennstoffzellen) nimmt

dessen Erzeugung einen dominierenden Part beim Einsatz von Reformierungsanlagen ein und spielt eine bedeutende Rolle bei der Gasgrundversorgung von Chemieparks. In den folgenden Abschnitten werden daher unterschiedliche Reformierungsanlagen am Beispiel der Wasserstofferzeugung vorgestellt.

Reformierungsanlagen zur Wasserstoffproduktion können in drei Prozessschritte untergliedert werden – die Brennstoffaufbereitung, die Reformierung und die Gasaufbereitung. Bei der Brennstoffaufbereitung werden Wasserdampf zugemischt und – um eine Katalysatorvergiftung im Reformierungsreaktor zu vermeiden – Schwefelkomponenten aus dem Gas entfernt. Im Anschluss findet die eigentliche Reformierung des Gases statt. Dabei wird das Gas in Gasbestandteilen mit einer geringen Molekülgröße wie Kohlenstoffmonoxid und Wasserstoff konvertiert. Als Nebenprodukt entsteht – je nach Verfahren – zudem Kohlenstoffdioxid. Die Reformierungsreaktionen sind grundsätzlich endotherm. Für die Wärmeversorgung der Reaktionen bestehen zwei Möglichkeiten. Entweder wird die Wärme von außen in den Reformierungsreaktor eingetragen oder ein Teil des Eduktgases oxidiert. Nach der Reformierung schließt sich die Gasaufbereitung an. In dieser wird der Wasserstoffanteil in Wassergas-Shift-Reaktoren erhöht, Gaskomponenten wie Kohlenstoffdioxid ausgewaschen und eine Feinreinigung vorgenommen. Um ausreichende Wasserstoffreinheiten zu erreichen, werden dazu im Allgemeinen Druckwechselsorptionsanlagen eingesetzt.

Grundsätzlich können drei unterschiedliche Reformierungsverfahren eingesetzt werden: Dampfreformierung, partielle Oxidation und autotherme Reformierung. Diese drei Verfahren werden im Folgenden vorgestellt.

2.2.2.1 Dampfreformierungsanlagen

Dampfreformierungsanlagen stellen eine weit verbreitete Anwendungsform von Anlagen zur Reformierung gasförmiger Brennstoffe dar. Bei diesen Anlagen wird das Gas vor der Reformierung mit Wasserdampf als Oxidationsmittel angereichert und anschließend in katalysatorbefüllten Reaktoren reformiert. Das Verfahren der Dampfreformierung zeichnet sich im Vergleich zu den anderen Reformierungsverfahren durch hohe Wasserstoffausbeuten, jedoch schlechte Lastwechseleigenschaften aus.

Das Verfahrensfließschema eines Erdgas-Dampfreformers zur Wasserstofferzeugung ist in Abb. 2.12 dargestellt. Aufgrund der Schwefelempfindlichkeit der üblicherweise eingesetzten Nickelkatalysatoren wird der Brennstoff Erdgas zunächst von Schwefelverunreinigungen befreit. Dazu werden Betten aus Hydrierkatalysatoren und Zinkoxid oder – bei großen Gasdurchsätzen – auch Rectisolwäschen eingesetzt. Anschließend wird das Gas mit Wasserdampf vermischt und dem Reformierungsreaktor zugeführt. Der Reaktor ist typischerweise als katalysatorbefüllter Rohrbündelreaktor ausgeführt und wird vom Brennstoff durchströmt. Die Reformierungsreaktionen finden bei Temperaturen um 800 °C statt. Da die Reaktionen stark endotherm sind, muss dem Reaktionsraum – um eine Abkühlung des Gases zu verhindern – Wärme zugeführt werden. Die Wärme wird durch die Verbrennung eines Brennstoffteilstromes bereitgestellt. Diese erfolgt im Allgemeinen

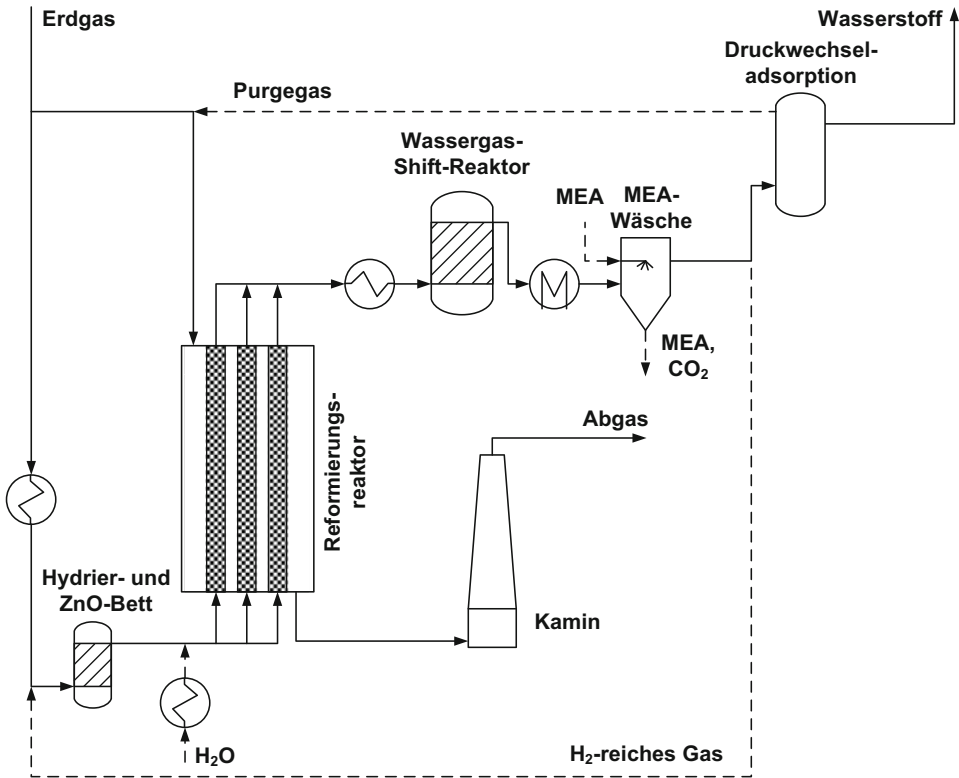


Abb. 2.12 Schematische Darstellung einer Dampfpremeranlage zur Wasserstoffproduktion

außerhalb der Reaktionsrohre im Reformierungsreaktor. Das Verbrennungsgas wird nach der Wärmeübertragung an die Reaktionsrohre in einen Kamin geleitet.

Das Reformierungsgas enthält beim Austritt aus dem Reformer im Wesentlichen Kohlenstoffmonoxid, Kohlenstoffdioxid, Wasserstoff und Wasserdampf. Um den Wasserstoffanteil im Gas zu erhöhen, wird das Gas einem Wassergas-Shift-Reaktor zugeführt. Dort wird Kohlenstoffmonoxid zusammen mit Wasserdampf in Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid umgewandelt. Kohlenstoffdioxid wird anschließend durch eine Gaswäsche (z. B. auf Monoethanolamin-Basis – MEA) entfernt. Zur abschließenden Feinreinigung des Wasserstoffs von verbleibendem Kohlenstoffmonoxid folgt eine Druckwechseladsorption.

2.2.2.2 Reformierungsanlage mit partieller Oxidation

Bei Anlagen zur partiellen Oxidation von Kohlenwasserstoffen wird im Unterschied zur Dampfpremerierung Sauerstoff als Oxidationsmittel eingesetzt. Dementsprechend findet die Reformierung in speziellen Reaktoren statt, deren Reaktionsraum nicht extern beheizt werden muss. Dies führt im Vergleich zur Dampfpremerierung zu guten Lastwechseleigenschaften, allerdings niedrigeren Wasserstoffausbeuten.

Abbildung 2.13 zeigt das Verfahrensschema zur Erzeugung von Wasserstoff durch die partielle Oxidation von Erdgas. Bei der Produktion von Wasserstoff wird der Brennstoff zunächst in einen Reformierungsreaktor geleitet und dort bei Temperaturen über $1300\text{ }^{\circ}\text{C}$ und erhöhtem Druck mit reinem Sauerstoff (oder Luft) vermischt. Die Bereitstellung des Sauerstoffs erfolgt meist durch Luftzerlegungsanlagen. Zur Kontrolle der Reaktortemperatur und Vermeidung von Rußbildung werden zusätzlich geringe Mengen Wasserdampf zugegeben. Katalysatoren werden aufgrund der hohen Betriebstemperaturen nicht eingesetzt. Durch eine Regelung der Sauerstoffzufuhr können die Reaktionen im Reaktor so eingestellt werden, dass ein Teil des Brennstoffs oxidiert und der verbleibende Teil reformiert wird. Die exothermen Oxidationsreaktionen stellen dabei die erforderliche Wärme für die endothermen Reformierungsreaktionen bereit. Es entsteht ein Gas aus Kohlenstoffmonoxid, Kohlenstoffdioxid, Wasserstoff und Wasserdampf. Die Aufbereitung des Gases ähnelt der Aufbereitung bei Dampfreformern: Der Wasserstoffanteil im Gas wird durch einen Wassergas-Shift-Reaktor erhöht, Kohlenstoffdioxid wird mit einer Gaswäsche abgeschieden und verbleibende Gasbestandteile (z. B. Spuren von Kohlenstoffmonoxid) werden durch eine Druckwechseladsorption vom Wasserstoff getrennt.

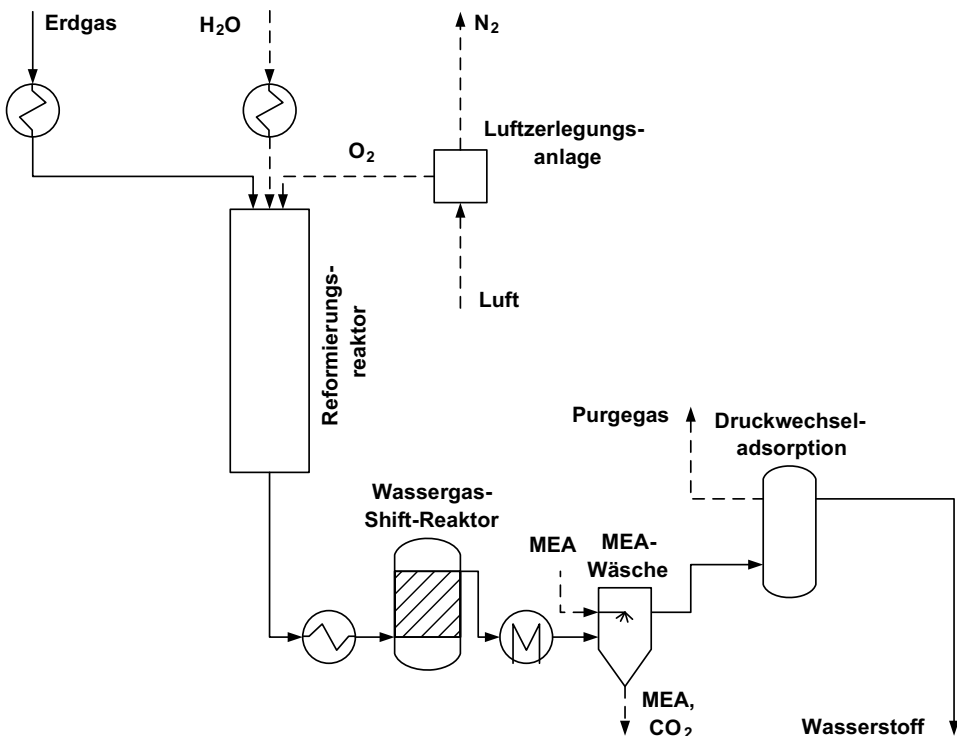


Abb. 2.13 Schematische Darstellung einer Reformierungsanlage mit partieller Oxidation zur Wasserstoffproduktion

2.2.2.3 Autotherme Reformierungsanlagen

Die autotherme Reformierung ist aus verfahrenstechnischer Sicht eine Mischung der Dampfreformierung und partiellen Oxidation. Wie bei der partiellen Oxidation wird ein Teil des Brennstoffs durch die gezielte Zugabe von Sauerstoff oxidiert. Im Unterschied wird hingegen deutlich mehr Wasserdampf als zusätzliches Oxidationsmittel zugegeben und ein Reformierungskatalysator eingesetzt. Die Lastwechseleigenschaften der autothermen Reformierung ähneln aufgrund des Verzichts auf eine exotherme Wärmezufuhr denen der partiellen Oxidation. Es werden jedoch höhere Wasserstoffausbeuten als bei der partiellen Oxidation erzielt.

Ein Verfahrensfließschema zur Produktion von Wasserstoff durch eine autotherme Reformierungsanlage ist in Abb. 2.14 dargestellt. Da bei der autothermen Reformierung Katalysatoren eingesetzt werden, ist der Brennstoff zunächst von Schwefelverbindun-

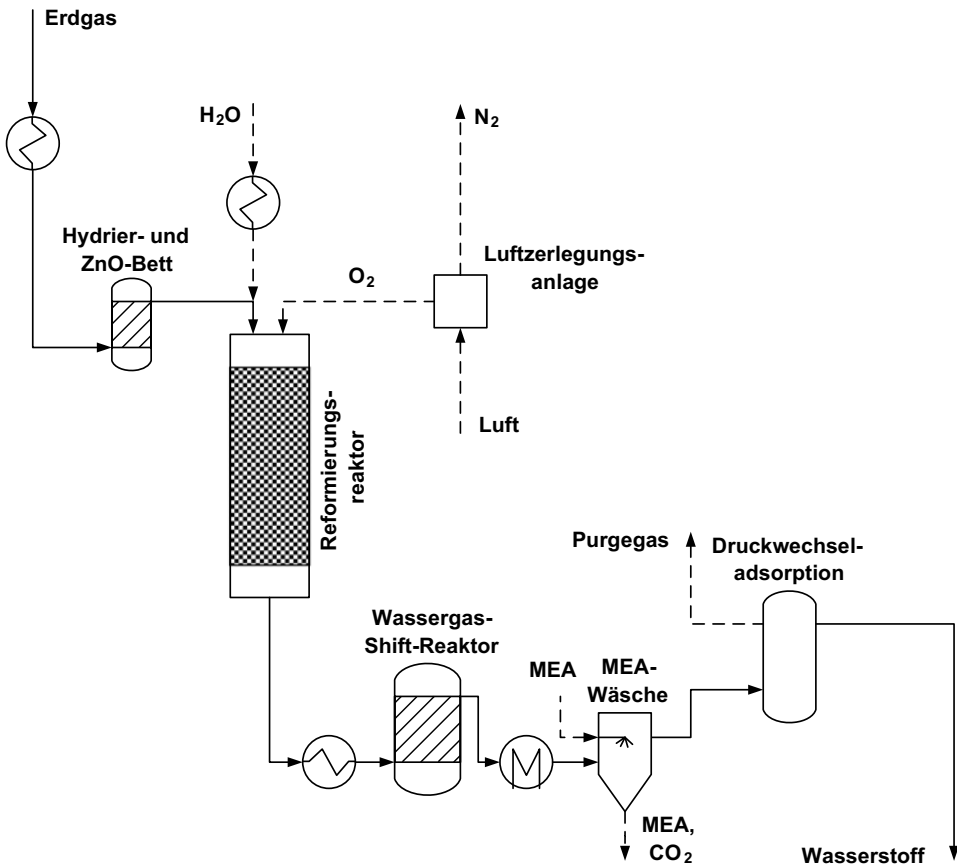


Abb. 2.14 Schematische Darstellung einer autothermen Reformierungsanlage zur Wasserstoffproduktion

gen zu befreien. In den meisten Fällen finden dazu Zinkoxid-Betten in Kombination mit Hydrierkatalysatoren oder – bei größeren Gasdurchsätzen – Rectisolwäschen Anwendung. Nach der Schwefelentfernung wird der Brennstoff mit Wasserdampf vermischt und in den Reformierungsreaktor geleitet. Dieser arbeitet bei Temperaturen zwischen 850 und 1000 °C und erhöhtem Druck. Da die Reformierungsreaktionen von einem Katalysator unterstützt werden, können diese bei niedrigeren Temperaturen ablaufen als bei der partiellen Oxidation. Um die endothermen Reaktionen mit Wärme zu versorgen, wird zusätzlich Sauerstoff aus einer Luftzerlegungsanlage in den Reaktor zugegeben und ein Teil des Brennstoffs oxidiert. Wie bei den bereits beschriebenen Reformierungsarten setzt sich das Gas am Austritt des Reformierungsreaktors aus den Komponenten Kohlenstoffmonoxid, Kohlenstoffdioxid, Wasserstoff und Wasserdampf zusammen. Die Aufbereitung des Gases besteht entsprechend aus einem Wassergas-Shift-Reaktor zur Erhöhung des Wasserstoffanteils, einer Gaswäsche zur Kohlenstoffdioxidentfernung und einer Druckwechseladsorption zur Wasserstofffeinreinigung.

2.3 Anlagen zur Nutzung flüssiger Brennstoffe

Mit Anlagen zur Nutzung flüssiger Brennstoffe können Strom, Wärme und Sekundärenergieträger bereitgestellt werden. Das Spektrum der zum Einsatz kommenden Brennstoffe ist groß. So werden neben hochqualitativen Brennstoffen wie Diesel auch Brennstoffe mit geringerer Qualität wie Rückstandsöle aus Raffinerien oder Pflanzenöle genutzt. Bei derzeit eingesetzten Anlagentypen zur Nutzung flüssiger Brennstoffe wird vorrangig zwischen Ölverbrennungskraftwerken und Ölvergasungsanlagen unterschieden. Beide Anlagentypen werden nachfolgend vorgestellt. Für nähere Informationen sei auf gesonderte Literatur (z. B. [79], [6], [27]) verwiesen.

2.3.1 Verbrennungskraftwerke

Kraftwerke zur Verbrennung flüssiger Brennstoffe werden überwiegend als Ölturbinen- und Ölblockheizkraftwerke ausgeführt. Eine Beschreibung dieser beiden Kraftwerkstypen wird in den folgenden zwei Absätzen gegeben.

In Ölturbinenkraftwerken können Öle unterschiedlichster Qualität genutzt werden. So lassen sich in Ölturbinen auch Rückstandsöle der Erdölraffination problemlos nutzen. Der Aufbau von Ölturbinenkraftwerken ist nahezu identisch zum Aufbau von Gasturbinenkraftwerken (siehe Abschn. 2.2.1.1). Den Mittelpunkt des Kraftwerks bildet die Turbine, welche neben den eigentlichen Turbinenschaufeln in der Regel einen Luftverdichter zur Komprimierung der Verbrennungsluft sowie die Brennkammer, in die die Öle eingespritzt und anschließend verbrannt werden, umfasst. Alle drei Komponenten sind im Allgemeinen auf einer Welle gelagert, die einen Generator antreibt. Dieser wandelt die mechanische Energie in Strom um.

Ölblockheizkraftwerke eignen sich ebenfalls zur Nutzung einer Vielzahl flüssiger Brennstoffe. Zudem zeichnen sich diese Kraftwerke durch eine verhältnismäßig hohe Robustheit aus und werden daher vielfach an Standorten eingesetzt, an denen die Durchführung von Wartungsarbeiten erschwert ist (z. B. in strukturschwachen Räumen/Ländern). Der Aufbau ähnelt dem von Gasmotorenkraftwerken (siehe Abschn. 2.1.2.2). Das Kraftwerk besteht aus einem Motor, einem Kamin und einer Gasreinigungsstrecke. Als Motoren werden typischerweise Dieselmotoren eingesetzt. Um die Zündfähigkeit des Brennstoffs zu verbessern, werden diese Motoren häufig als Zündstrahlmotoren betrieben. Das heißt, zusätzlich zum eigentlichen Brennstoff werden zudem Zündbrennstoffe in die Brennkammer eingebracht und verbrannt.

2.3.2 Vergasungsanlagen

Ölvergasungsanlagen werden hauptsächlich in größeren Chemieparks oder Raffinerien eingesetzt. In den Anlagen werden schwer handhabbare Brennstoffe wie Rückstandsöle der Erdöldestillation unter Zufuhr eines Vergasungsmittels und Temperaturen zwischen 800 und 1600 °C in ein brennbares Gasgemisch überführt. Das Gasgemisch besteht aus Kohlenstoffmonoxid, Wasserstoff, Kohlenstoffdioxid, Wasserdampf sowie – je nach Vergasungsbedingungen – Stickstoff und Methan. Abgesehen von der Brennstoffaufbereitung und -zufuhr in den Vergasungsreaktor entspricht der Aufbau dieser Anlagen dem von Vergasungsanlagen zur Konversion fester Brennstoffe (siehe Abschn. 2.1.2). Als Vergasungsreaktoren werden allgemein Flugstromvergaser eingesetzt. Die Gasreinigung wird in Abhängigkeit des eingesetzten Brennstoffs und der anschließenden Gasnutzung ausgelegt. Diese erfolgt in Gas- und Dampfprozessen oder in Gasmotoren zur Stromproduktion. Alternativ kann das gereinigte Gas auch mit Synthesereaktoren in Sekundärenergieträger überführt werden (siehe Abschn. 2.1.2.3). Ein verbreiteter Anwendungsfall ist die Produktion von Methanol. Dieses wird in Deutschland im überwiegenden Maße durch die Vergasung von Rückstandsölen gewonnen. Zudem wird derzeit intensiv an der Produktion von Methanol aus biomassestämmigen Ölen geforscht (z. B. im Rahmen des Bioliq-Vorhabens am Karlsruher Institut für Technologie (KIT) [13]).

Anlagenbilanzierung in der Energietechnik
Grundlagen, Gleichungen und Modelle für die
Ingenieurpraxis

Rönsch, S.

2015, XXV, 455 S. 109 Abb., 2 Abb. in Farbe., Softcover

ISBN: 978-3-658-07823-2