



Die Ressourcenuniversität. Seit 1765.

Institut für Energieverfahrenstechnik und Chemieingenieurwesen



BINE-Themeninfo Kraftwerkstechnik:

Kohlekraftwerke mit Vergasung –
Stand der Technik und Entwicklungspotenziale

Stand: August 2010

Kontakt: TU Bergakademie Freiberg
Institut für Energieverfahrenstechnik und Chemieingenieurwesen
Dipl.-Ing. Robert Pardemann
Reiche Zeche
Fuchsmühlenweg 9, Haus 1
D-09596 Freiberg

E-Mail: robert.pardemann@iec.tu-freiberg.de
Tel. ++49 (0) 3731 39 4549
Fax.: ++49 (0) 3731 39 4555



Inhalt

1	Einführung	3
2	IGCC-Kraftwerke – Kohlekraftwerke mit integrierter Vergasung.....	4
2.1	Aufbau.....	4
2.2	Konventionelle Gasaufbereitung	5
2.3	Gasaufbereitung bei CO ₂ -Abtrennung	5
2.4	Einsatz von IGCC-Kraftwerken	6
3	Neue Anwendungsfelder für die IGCC-Technik – Kopplung der energetischen und der stofflichen Kohlenutzung	7
3.1	Besonderheiten von Polygeneration-Kraftwerken	7
3.2	Polygeneration – Flexible Stromerzeugung mit dem IGCC-Prozess	8
4	Ausblick.....	9

1 Einführung

Die Grundlagen kohlebefeuerter Kraftwerke mit integrierter Vergasung wurden bereits im BINE projektinfo 09/06 detailliert erläutert. Anders als bei konventionellen Dampfkraftwerken, in denen Kohle verbrannt und die freiwerdende Wärme zur Dampferzeugung genutzt wird, handelt es sich bei Kohlekraftwerken mit Vergasung, sog. IGCC-Kraftwerken (Integrated Gasification Combined Cycle), um Kraftwerke, bei denen die Kohle zunächst in ein brennbares Gas gewandelt wird, welches dann in einem Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerksblock zur Stromerzeugung genutzt werden kann. Grundsätzlich ergeben sich Vorteile von IGCC-Kraftwerken bzgl. des Wirkungsgradpotenzials und den erreichbaren niedrigen Schadgasemissionen. Im Detail sind diese:

- Ein deutlich höheres Wirkungsgradpotenzial von etwa 50 % ohne CO₂-Abtrennung gegenüber konventionellen Dampfkraftwerken, da der thermodynamisch vorteilhaftere Gas- und Dampfturbinen-Kombiprozess zugrunde liegt,
- Deutlich niedrigere Emissionen aller Schadstoffe aufgrund der aufwändigen Rohgasreinigung, wie sie auch bei Synthesegaserzeugung in der chemischen Industrie zum Einsatz kommt,
- Die im Vergleich zum Dampfkraftwerk mit Post-Combustion CO₂-Capture deutlich günstigeren Prozessbedingungen zur Abtrennung des CO₂ vor der Verbrennung,
- Eine deutlich größere Produktflexibilität, weil das Brenn- bzw. Synthesegas nicht nur energetisch, sondern auch stofflich zur Herstellung von Kraftstoffen oder Basischemikalien, wie z. B. Methanol oder Ammoniak, genutzt werden kann.

Eines der wenigen in Betrieb befindlichen IGCC-Kraftwerke zeigt Abbildung 1.



Abbildung 1: Foto des IGCC-Kraftwerks im spanischen Puertollano
(<http://www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/gasification/pubs/photo.html>)

Darüber hinaus eröffnen sogenannte Integrated Gasification Fuel Cell Combined Cycle (IGFC) Kraftwerke, d. h. Kraftwerke mit Brennstoffzelle und nachgeschalteter Abgas- bzw. Abwärmenutzung, für die Zukunft weitere Möglichkeiten der Kohlenutzung bei Wirkungsgraden von > 50 %. Auch hier ist die Vergasung der Schlüsselprozess zur Bereitstellung des Brenngases.

Während IGFC-Kraftwerke eine Langfristoption darstellen, ist die IGCC-Technologie bereits heute verfügbar. Jedoch stehen der erfolgreichen kommerziellen Anwendung der IGCC-Technik noch ein Weiterentwicklungsbedarf und wirtschaftliche Barrieren gegenüber. Aufgrund des komplexeren Aufbaus von IGCC-Kraftwerken sind sie bei der bisher gültigen Emissionsgesetzgebung (CO₂-Zertifikatehandel in seiner jetzigen Form) aufgrund ihrer höheren Investitionskosten nicht wirtschaftlich einsetzbar. Entwicklungsbedarf besteht hinsichtlich:

- Erhöhung der Anlagenverfügbarkeit auf etwa 90 % durch Einsatz erprobter Technologie bzw. optimierte Anlagenkonzepte bzgl. des Integrationsgrades,
- Weiterentwicklung u. a. der Gasturbinentechnologie (Einsatz von Wasserstoff als Brenngas), der Vergasertechnologie (Verwertung minderwertiger Kohlen und Co-Nutzung von biogenen und Abfallbrennstoffen), den Waschverfahren zur CO₂-Abtrennung (Reduktion des Energiebedarfs für CCS-Anwendungen),
- Entwicklung neuer lastwechselflexibler IGCC-Kraftwerkskonzepte evtl. mit gekoppelter Erzeugung von Chemierohstoffen oder Kraftstoffen, die ggf. als Ersatzbrennstoff (z.B. Methanol als backup-fuel) genutzt werden können.

2 IGCC-Kraftwerke – Kohlekraftwerke mit integrierter Vergasung

2.1 Aufbau

Die wesentlichen Komponenten bzw. Verfahrensschritte eines IGCC-Kraftwerks sind:

- Kohleaufbereitung und ggf. -trocknung,
- Luftzerlegungsanlage,
- Gasinsel bestehend aus Vergaser und Gasaufbereitung,
- GuD-Block für die energetische Nutzung des Brenngases.

Die Verschaltung der einzelnen Prozessstufen eines IGCC-Kraftwerks ist in Abbildung 2 dargestellt.

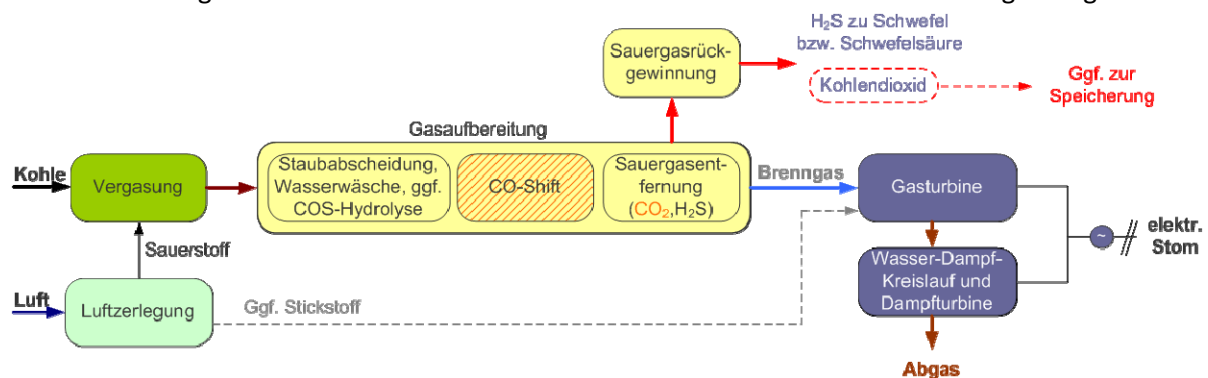


Abbildung 2: Prinzipschema eines IGCC-Prozesses

Wie bei allen kohlebefeueten Kraftwerken erfüllt die Kohleaufbereitung unterschiedliche Aufgaben:

- Bereitstellung einer möglichst konstanten Kohlequalität durch Mischung bzw. Homogenisierung unterschiedlicher Kohlearten bzw. -chargen
- Aufmahlen der Kohle auf die Feinheit, die für den jeweiligen Vergaser erforderlich ist
- Trocknung der feuchten Kohle in geeigneten Kohlemühlen oder mithilfe neuer Verfahren, wie z. B. der Dampf-Wirbelschichttrocknung für Braunkohle.

Eine Luftzerlegungsanlage (LZA) ist immer dann erforderlich, wenn für die Erzeugung des Brenngases technischer Sauerstoff oder angereicherte Luft als Vergasungsmittel eingesetzt wird. Während der Sauerstoff zur Umsetzung des Brennstoffes genutzt wird, verwendet man den Stickstoff aus der LZA für das Förder- und Einspeisesystem der Kohle in den Vergaser, beispielsweise beim SCGP- oder SFGP-Verfahren, sowie zum Spülen von Filtern und als Verdünnungsgas für das Brenngas vor Einsatz in der Gasturbine. Alternativ kann die Kohle auch als Suspension in wässriger Lösung (Slurry) in den Vergaser gebracht werden, wie z. B. beim GEE- oder E-Gas-Verfahren. Jedoch ist der Slurry-Eintrag im Wesentlichen auf Steinkohle begrenzt. Während bei trockenem Kohleeintrag Vergaserdrücke bis 40 bar üblich sind, können bei Slurryzufuhr Drücke von mehr als 60 bar erreicht werden. Demgegenüber steht jedoch ein höherer Sauerstoffbedarf, d. h. ein höherer Eigenenergiebedarf für die LZA, bei der Slurry-Vergasung.

Die Gasinsel umfasst den Vergaser und die nachfolgende Gasaufbereitung zur Einstellung bestimmter Gasqualitäten. Im Vergaser wird die Kohle (der Vergasungsstoff) durch unterstöchiometrische Zufuhr von Sauerstoff und ggf. Dampf (Vergasungsmittel) in ein brennbares Gas, bestehend aus den Hauptkomponenten Wasserstoff und Kohlenmonoxid, umgewandelt. Zwar existieren heute eine Vielzahl unterschiedlicher Vergasungsverfahren, die sich in Festbett, Wirbelschicht- und Flugstromverfahren unterteilen lassen, jedoch dominieren die Flugstromvergasungsverfahren bei den existierenden IGCC-Anwendungen und auch für neuere Anlagen bei denen Chemikalien oder Kraftstoffe aus kohlestämmigen Brenn- bzw. Synthesegas gewonnen werden. Flugstromvergaser sind Vergaser, bei denen die Kohle staubfein aufgemahlen wird (Partikelgröße kleiner 0,2 mm) und i. d. R. mit einem Sauerstoff/Dampf-Gemisch bei Temperaturen oberhalb des Ascheschmelzpunktes, d.h. üblicherweise bei > 1300 °C, umgesetzt wird.

2.2 Konventionelle Gasaufbereitung

An die Vergasung schließt sich eine Kette unterschiedlicher Gasaufbereitungsstufen an, wobei neben Staub und Alkalien vor allem Schadkomponenten, wie z. B. Schwefelwasserstoff, entfernt werden, die bei der Verbrennung in der Gasturbine zu unzulässig hohen SO₂-Emissionen führen würden. Typische Einzelprozesse sind Staubabscheidung und Kühlung, Wasserwäsche und nachfolgende absorptive Wäschen mit chemischen bzw. physikalischen Waschmitteln. Als Brennstoff für die Gasturbine wird das gereinigte Rohgas genutzt.

2.3 Gasaufbereitung bei CO₂-Abtrennung

Handelt es sich um IGCC-Kraftwerke mit CO₂-Abtrennung, umfasst die Gasaufbereitung zusätzliche Schritte. In diesem Fall wird alles im Gas enthaltene Kohlenmonoxid unter Zugabe von Wasserdampf in CO₂ und Wasserstoff gewandelt. Das danach im Gas enthaltene CO₂ kann mittels chemisch oder physikalisch wirkenden Wäschen absorptiv aus dem Gas abgetrennt und gespeichert werden. Diese Art des CO₂-freien Kohlekraftwerkes nennt man „Pre-combustion carbon capture“-Kraftwerk, da das CO₂ bereits vor der Verbrennung des Gases abgeschieden wird.

Demzufolge steht für die Verbrennung in der Gasturbine ein Gas, bestehend hauptsächlich aus Wasserstoff, zur Verfügung. Da Wasserstoff im Vergleich zu Erd- oder Synthesegas deutlich abweichende Verbrennungseigenschaften aufweist, ist i. d. R. die Verdünnung mit Stickstoff notwendig, um u. a. die NO_x-Emissionen bei der Verbrennung zu begrenzen. Durch Weiter- und Neuentwicklungen von Gasturbinen-Brennern sollen die mit der Wasserstoff-Verbrennung verbundenen Probleme zukünftig weitestgehend überwunden werden.

Vorteil dieses Prozesses gegenüber alternativen Konzepten von CO₂-freien kohlebefeuerter Kraftwerken ist, dass das CO₂ in hoher Konzentration im Gas vorliegt und dadurch effektiv aus dem Gas abgetrennt werden kann.

Weitere Vorteile von IGCC-Kraftwerken auch ohne CO₂-Abtrennung sind:

- Der höhere Wirkungsgrad von bis zu etwa 52 %, da nicht der konventionelle Rankine-Dampfkraft-Prozess allein, sondern der gekoppelte Gas-¹ und Dampfturbinen-Prozess die thermodynamische Grundlage bildet
- Niedrige Emissionen von Schadstoffen aufgrund der aufwändigen Gasreinigung.

Neuere Studien zeigen, dass mit heute verfügbaren Technologien Wirkungsgrade von ca. 46 % für Steinkohle (SK) und 51,5 % für Braunkohle (BK) zu erwarten sind. Trennt man das CO₂ vor der Gasturbine ab, ist mit Wirkungsgradverlusten von 11 bzw. 10,2 Prozentpunkten zu rechnen.

2.4 Einsatz von IGCC-Kraftwerken

Im Allgemeinen sind IGCC-Kraftwerke im Aufbau und Betrieb komplexer als konventionelle Kohlekraftwerke, derzeit noch weniger erprobt und durch höhere Stromgestehungskosten gekennzeichnet. Aufgrund der komplexen Verschaltung der unterschiedlichen Anlagenteile, die mit einer geringeren Flexibilität bzgl. des Lastwechselverhaltens verbunden ist, sind IGCC-Kraftwerke vor allem zur Grundlastdeckung geeignet. Abgesehen von einigen Demonstrations- und wenigen kommerzielle Anwendungen werden sie bisher großtechnisch nicht eingesetzt. Tabelle 1 gibt einen Überblick zum Stand der Technik von IGCC-Kraftwerken.

Tabelle 1: Übersicht zu früheren und existierenden IGCC- und Polygeneration-Kraftwerken (Auswahl) (SK = Steinkohle, PK = Petrolkoks, EG = Erdgas, SÖ = Schweröl; * Wirkungsgrad auf Basis Brennwert)

Standort	Elektrische Leistung	Vergaser-typ	Gasturbine	Baujahr	Integra-tionsgrad	Brennstoff	Verfügbar-keit	Netto-Wirkungs-grad
	MW				LZA %		%	%
IGCC-Kraftwerke								
Buggenum (Niederlande)	250,0	SCGP	Siemens V94.2	1994	100	SK/EG	85,6	43,2
Wabash River (USA)	250,0	E-Gas	GE7FA	1995	0	SK/PK/EG	74,0	37,8*
Polk County (USA)	252,0	GEE	GE7FA	1996	0	SK/PK/EG	96,0	35,4*
Puertollano (Spanien)	300,0	PRENFLO	Siemens V94.3	1997	0	SK/PK/EG	80,1	42,2
Pinon Pine (USA)	99,7	KRW	GE6FA	1998	100	SK	n.v.	40,7
Nakoso (Japan)	250	MHI	n.v.	2007	0	SK	n.v.	42,0
Polygeneration-Kraftwerke								
Priolo (Italien)	512,0	GEE	Siemens V94.2	1999	0	SÖ	>90,0	n.v.
Sarlux (Italien)	551,0	GEE	GE9E	2000	0	Teer	90,8	n.v.
Falconara (Italien)	241,0	GEE	ALSTOM GT13E2	2001	0	SÖ/EG	95,0	40,8
Negishi (Japan)	342,0	GEE	Mitsubishi MHI701F	2003	0	SÖ	n.v.	n.v.

¹ Joule-Prozess

3 Neue Anwendungsfelder für die IGCC-Technik – Kopplung der energetischen und der stofflichen Kohlenutzung

Aufgrund der vergleichbaren Prozesskette bzgl. Gaserzeugung und -aufbereitung für Synthesen, die mit kohlebasierendem Synthesegas betrieben werden, stellen neue Konzepte der gekoppelten stofflichen und energetischen Kohlenutzung eine alternative Anwendung für die IGCC-Technologie in sog. Polygeneration-Kraftwerken dar. Grundsätzlich kann eine Synthese auch mit einem konventionellen Rake-Dampfkraft-Prozess gekoppelt werden. Geht man jedoch vom IGCC-Prozess aus, wird die Vergaserinsel zusätzlich zum GuD-Kraftwerksblock mit einem Syntheseblock verschaltet. Dabei wird ebenfalls durch Kohlevergasung ein Rohgas hergestellt, das dann die unterschiedlichen Stufen der Gasreinigung und -konditionierung durchlaufen muss, um die geforderte Zusammensetzung und Reinheit für die jeweilige Synthese zu gewährleisten. Die Abfolge der Gasaufbereitungsstufen entspricht dabei der eines IGCC-CCS-Kraftwerkes.

3.1 Besonderheiten von Polygeneration-Kraftwerken

Wesentlicher Unterschied von Polygeneration-Kraftwerken im Vergleich zu IGCC-CCS-Kraftwerken ist, dass die CO-Konvertierung in einem anderen Modus betrieben wird. Während beim IGCC-CCS das im Rohgas enthaltene CO vollständig konvertiert wird, muss bei der stofflichen Nutzung in einer Synthese nur ein Teil des CO gewandelt werden, nämlich gerade soviel, um das für die Synthese passende H₂:CO -Verhältnis einzustellen. In Abbildung 3 sind typische Synthesen mit Ihren Produkten, den Reaktionsbedingungen und den erforderlichen H₂:CO-Verhältnissen angegeben.

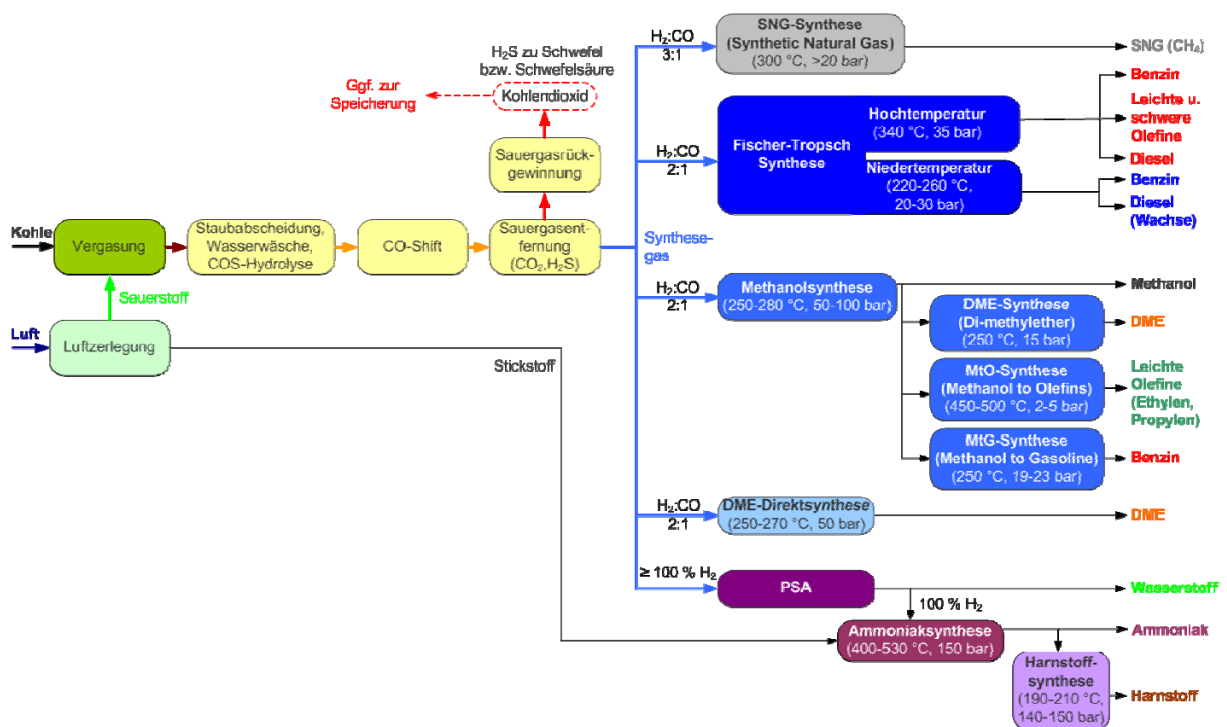


Abbildung 3: Möglichkeiten zur Erzeugung von Chemikalien und Kraftstoffen aus kohlestämmigem Synthesegas

Je nach Integrationsgrad des Synthese- und Kraftwerksblocks können in Polygeneration-Kraftwerken Synergien bzgl. der Bereitstellung von Prozessdampf oder der Nutzung von Abwärme, z.B. freiwerdende Reaktionswärme, bzw. bei der Nutzung von Rest- und Abgasen realisiert werden. Das zugehörige Prinzipschema zeigt Abbildung 4 (Annex-Prinzip).

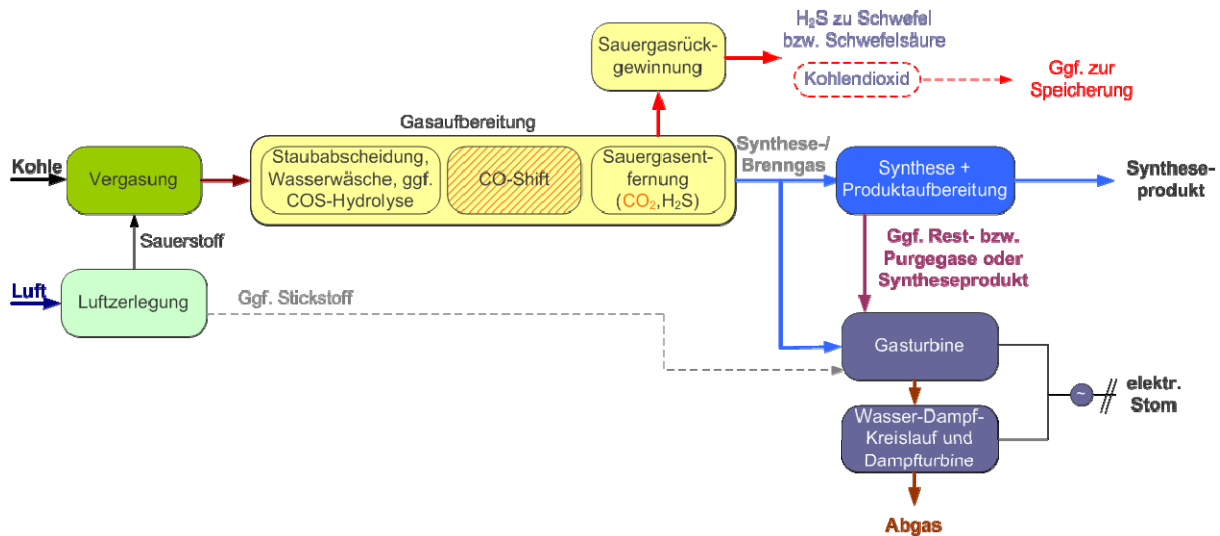


Abbildung 4: Prinzipschema eines Polygeneration-Kraftwerkes

Als Brennstoff für den Kraftwerksblock können ein Teil des Synthesegases oder, sofern in ausreichenden Mengen und mit genügend hohem Heizwert vorhanden, unreaktiertes Synthesegas oder Purge- und Tailgase aus der Syntheseproduktaufbereitung eingesetzt werden. Darüber hinaus kann das Syntheseprodukt, wenn es zur energetischen Nutzung geeignet ist, z. B. Methanol, als Brennstoff bei Spitzenlast bzw. als Ersatzbrennstoff eingesetzt werden, wenn nicht genügend Synthesegas zu Verfügung steht.

3.2 Polygeneration – Flexible Stromerzeugung mit dem IGCC-Prozess

Polygeneration-Kraftwerke werden heute vor allem in Anlagen der chemischen Industrie bzw. in Raffinerien eingesetzt. Typischerweise werden dabei die Synthese und der Kraftwerksblock bei gleichbleibender Volllast betrieben. Der im Kraftwerksteil erzeugte Strom wird zur Deckung des Eigenbedarfs genutzt und überschüssiger Strom an das öffentliche Netz abgegeben. Darüber hinaus sind neue Anwendungsgebiete als Mittel- oder Spitzenlastkraftwerke denkbar, wenn entweder eine lastwechselflexible Synthesegaserzeugung und Synthese verfügbar sind. Die Vorzugsvariante wäre, die Vergaserinsel inkl. Gasaufbereitung bei konstanter Last zu betreiben. Jedoch sind bis auf die Flüssigphasenmethanolsynthese keine lastwechselflexiblen Synthesen großtechnisch verfügbar. Die unterschiedlichen Betriebskonzepte der lastwechselflexiblen Strombereitstellung sind in Abbildung 5 grafisch dargestellt.

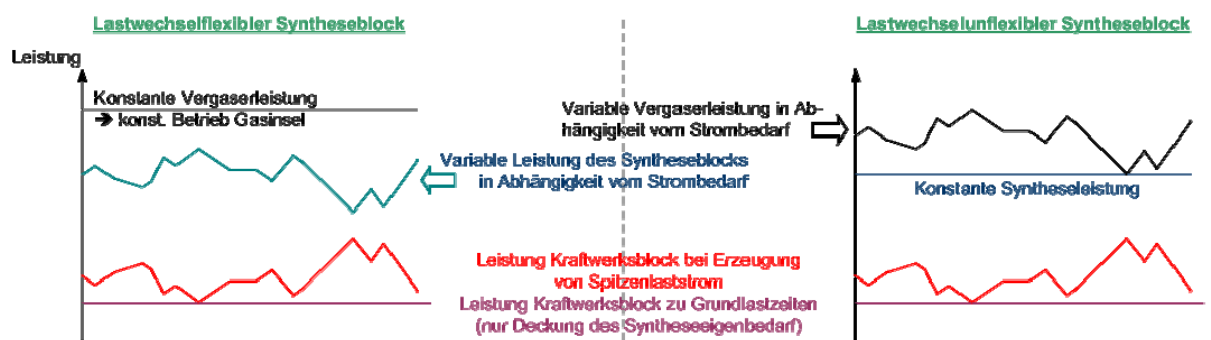


Abbildung 5: Grundsätzliche Varianten der Bereitstellung von Synthesegas für den Einsatz in einer Gasturbine zur Erzeugung von Spitzenstrom in Polygeneration-Kraftwerken

Durch die Kopplung von Stromerzeugung und chemischer Synthese ergeben sich folgende Vorteile:

- Bei CO₂-Abtrennung muss nur ein Teil des CO₂ entfernt und gespeichert werden (ein großer Teil des Kohlenstoffs, ca. 40 % bei der Erzeugung von Methanol, wird im Syntheseprodukt gebunden),
- Die Nutzung von Abgasströmen oder nicht genutzten bzw. unreaktierten Gasströmen der Synthese eröffnet eine bessere Gesamtnutzung des Brennstoffes (Annex-Prinzip),
- Wird ein Syntheseprodukt hergestellt, das auch energetisch genutzt werden kann, wie z.B. Methanol, ist Polygeneration eine Möglichkeit zur Entkopplung der Energieerzeugung vom Strombedarf (das Flüssigprodukt kann gespeichert werden),
- Die Verfügbarkeit von Vergaser und Gasaufbereitung kann maximal genutzt werden (es stehen zwei Abnehmer für das Roh- bzw. Synthesegas zur Verfügung),
- Der energetische Gesamtwirkungsgrad von Polygeneration-Kraftwerken kann höher sein als der Einzelwirkungsgrad von Synthese und Kraftwerksblock,
- Die Möglichkeit zur Erzeugung von mehreren Produkten vergrößert die Anzahl der adressierten Märkte.

4 Ausblick

Mit Blick auf die oben beschriebenen Prozesse und die damit verbundenen Potentiale der energetischen und stofflichen Kohlenutzung ergibt sich weiterer Forschungsbedarf, der in Deutschland insbesondere im Rahmen des COORETEC-Forschungsprogramms der Bundesregierung adressiert wird (vgl. BMWi Forschungsbericht Nr. 566, S. 49). Einige wesentliche Forschungsvorhaben, die aktuell durchgeführt werden betreffen:

- Forschung zu Grundlagen der Vergasung und Entwicklung neuer Vergasungsverfahren: Im Rahmen des HOTVEGAS-Projektes (Entwicklung neuer IGCC-Konzepte mit Hochtemperaturgasreinigung und Untersuchung von Reaktionsmechanismen bei der Flugstromvergasung) bzw. des COORVED-Projektes (Entwicklung neuer Vergasungsverfahren für minderwertige (low rank und low grade) Kohlen) werden die Grundlagen der Vergasung experimentell untersucht und Modelle zur numerischen Simulation als wichtiges Auslegungshilfsmittel für Vergasungsverfahren entwickelt,
- Forschung zu optimalen IGCC-Konzepten: In mehreren Projekten, u. a. HOTVEGAS, TEIMAB oder COORAMENT, werden Software-Werkzeuge für die Modellierung und Simulation von fortschrittlichen IGCC-Kraftwerkskonzepten entwickelt und in Form von Vergleichsstudien energetisch und ökonomisch optimale IGCC-Kraftwerkskonzepte mit CO₂-Abtrennung ermittelt. Dabei werden auch neuartige Prozesse der Hochtemperaturgasreinigung, innovative Verfahren der Luftzerlegung oder Gasaufbereitung untersucht,
- Forschung zu neuen Konzepten der gekoppelten energetischen und stofflichen Kohlenutzung: Polygeneration-Konzepte zur lastwechselflexiblen Stromerzeugung werden u. a. im Projekt „Kohleverstromung durch Polygeneration“ betrachtet und Potentiale bzw. Forschungsbedarf für einzelne Prozesse abgeleitet.

Neben diesen ausschließlich BMWi-geförderten Vorhaben existiert eine Reihe von Projekten auf EU-Ebene, wie z. B. Dynamis oder CASTOR, in denen insbesondere dem Vergaser nachgeschaltete Prozessstufen, z. B. die Gasaufbereitung oder den Kraftwerksblock betreffend, adressiert wurden und werden. Darüber hinaus wurden in den Jahren 2009 und 2010 mit dem ZIK Virtuhcon (Virtuelle Hochtemperatur-Konversionsprozesse) und dem DER (Deutsches Energierohstoff-Zentrum Freiberg) zwei große Vorhaben durch das BMBF gestartet, bei denen grundlagen- und anwendungsorientierte Forschung zu Vergasungsprozessen neuen Konzepten insbesondere zur stofflichen Kohle- und Biomassenutzung (CtL bzw. XtL) im Mittelpunkt steht.

Quellennachweise:

- [1] Gräbner, M. et al.; Schlussbericht „Verbundvorhaben COORIVA: Baubarkeitsuntersuchungen für ein IGCC-Referenzkraftwerk ab 2015 für Braun- und Steinkohle mit CO₂-Rückhaltung“; BMWi-FKZ: 0327700
- [2] Wabash River Coal Gasification Repowering Project: A DOE Assessment. In: U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory: DOE/NETL-2002/1164 (Januar 2002)
- [3] The Pinon Pine Power Project - Demonstration of an Advanced Integrated Gasification Combined Cycle Power Plant. In: U.S. Department of Energy, Sierra Pacific Powe Company: Clean Coal Technology, Topical Report Number 8 (Dezember 1996)
- [4] Coca, M. T.: Integrated gasification combined cycle technology: IGCC, Its actual application in Spain: ELCOGAS. Puertollano. In: ELCOGAS, S.A. Club Espanol de la Energia (2004)
- [5] Collodi, G.: Commercial operation of ISAB Ernergy and Sarlux IGCC. In: Gasification Technologies 2001, San Francisco, California (7.-10. Oktober 2001)
- [6] Higman, C.: Verfügbarkeit von IGCC- und anderen Vergasungsanlagen. In: Syngas Consultant LTD (14. Februar 2006)
- [7] M. Kanaar; F. Hannemann; U. Schiffers; J. Karg: V94.2 Buggenum Experience and Improved Concepts for Syngas Application. In: Gasification Technologies Conference 2002, San Francisco/USA (2002)
- [8] F. Reiss; T. Griffin; K. Reysler: The ALSTOM GT13E2 Medium BTU Gas Turbine. In: ASME (Juni 2002)