

Flexibilisierung eines Gas- und Dampfkraftwerks durch Integration einer P2F-Synthese

Florian Möllenbruck, Emmanouil Kakaras und Klaus Görner

Abstract

Flexibilization of a combined cycle gas turbine by integration of a P2F synthesis

By integrating an appropriately dimensioned Power-to-X plant into an existing power plant process, the power range of the power plant can be significantly increased. However, providing the required operating media for the Power-to-X plant has a significant impact on the power plant process. The thermal power requirement results essentially from the capturing of CO₂ (desorption of the solvent). This leads to an average reduction in gross output of about 11 MW_{el}. The electrical power requirement of the Power-to-X system is dominated by electrolysis (96%). The integration of the Power-to-X plant into the power plant process continues to lead to a partly significant change in the mechanical shaft power: While the HD turbine remains virtually unaffected, the shaft performance of the LP turbine drops significantly. The reduction results essentially from the reduction of the mass flow and the resulting reduction in the inlet pressure.

Durch die Integration und entsprechende Dimensionierung einer Power-to-X-Anlage in einen bestehenden Kraftwerksprozess kann der Leistungsbereich des Kraftwerks signifikant erhöht werden. Die Bereitstellung der benötigten Betriebsmedien für die Power-to-X-Anlage hat jedoch einen deutlichen Einfluss auf den Prozess. Der thermische Leistungsbedarf resultiert im wesentlichen aus der CO₂-Abscheidung (Desorption des Lösungsmittels). Dies führt zu einer durchschnittlichen Reduktion der Bruttoleistung von etwa 11 MW_{el}. Der elektrische Leistungsbedarf der Power-to-X-Anlage wird von der Elektrolyse (96%) dominiert. Die Integration der Power-to-X-Anlage in den Kraftwerksprozess führt weiterhin zu einer teilweise deutlichen Änderung der mechanischen Wellenleistung. Während die HD(Hochdruck)-Turbine nahezu unbeeinflusst bleibt, nimmt die Wellenleistung der ND-Turbine deutlich ab. Die Absenkung ergibt sich im Wesentlichen aus der Reduzierung des Massenstroms und der daraus resultierenden Absenkung des Eintrittsdrucks.

Verfügung, um die schwankende Residuallast zu jedem Zeitpunkt zu decken und das geforderte Gleichgewicht zwischen Produktion und Verbrauch sicherzustellen. Es lassen sich für die Zukunft jedoch mehrere aufkommende Herausforderungen absehen, die das Flexibilitätsangebot sinken und den Flexibilitätsbedarf steigen lassen werden.

Als Resultat dieser Entwicklungen kann abgeleitet werden, dass die immer volatile Residuallast durch immer weniger, dafür aber höchstflexible Kraftwerke auszugleichen ist, die jedoch nur eine geringe Anzahl an Betriebsstunden pro Jahr erwarten können. Hierfür eignen sich insbesondere gasgefeuerte Anlagen, die eine hohe Flexibilität bei gleichzeitig hoher Effizienz bereitstellen können. In einem zukunftsfähigen Energiesystem sind gasgefeuerte Anlagen im Rahmen der Sektorenkopplung zudem in Kombination mit einem Power-to-X Konzept denkbar.

Schwerpunkt dieser Veröffentlichung ist die Integration einer Power-to-X-Anlage, am Beispiel der Methanolsynthese, in ein Gas- und-Dampfkraftwerk. Im ersten Teil wird die stationäre Modellierung eines modernen Gas- und-Dampfkraftwerks (GuD) in der Simulationssoftware EBSILON® Professional thematisiert. Als Referenzanlage zum Vergleich der untersuchten Integration dient ein Drei-Druck-Abhitzedampfprozess, der in Anlehnung an die aktuell effizientesten GuD-Kraftwerke implementiert wird und einen Volllastwirkungsgrad bei reiner Stromerzeugung von über 61% erreicht. Im Anschluss erfolgt die Einbindung einer kinetisch basierten Methanolsynthese in den Kraftwerksprozess. Die einzelnen Verfahrensschritte der Synthese führen zu einem kontinuierlichen Bedarf an Strom und Wärme, die vom Kraftwerk bereitzustellen sind. Die Bereitstellung dieser Energien beeinflusst den Kraftwerksprozess, dem gegenüber steht die gesteigerte Flexibilität der Anlage, die insbesondere in Zeiten volatiler Einspeisung und niedriger Strompreise Vorteile verspricht. Die Dimensionierung der Syntheseanlage wird auf die Mindestlast des GuD-Kraftwerks ausgelegt, so dass die gesamte elektri-

1 Einleitung

Durch den starken Zubau fluktuierender Erneuerbarer Energien haben sich die Randbedingungen für den Einsatz konventioneller Kraftwerke in den letzten Jahren signifikant verändert. Die Residuallast ist heutzutage sehr viel volatil als früher. Mittelfristig werden daher – solange keine ausreichenden Speicherkapazitäten vorhanden sind – hochflexible konventionelle Kraftwerke auf Basis fossiler Energiequellen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit benötigt. Diese hochflexiblen konventionellen Kraftwerke werden mittel- bis langfristig das Rückgrat für die deutsche und europäische Stromversorgung darstellen, einen weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien partnerschaftlich unterstützen und die damit verbundene Senkung der CO₂-Emissionen im Stromsektor forcieren.

Seit dem Beginn der Energiewende und auch noch aktuell, stellen die zur Verfügung stehenden Bestandskraftwerke ein ausreichend großes Maß an Flexibilität zur

Autoren

Dr. Florian Möllenbruck
(ehem. auch LUAT, s.u.)

Prof. Dr. Emmanouil Kakaras
Mitsubishi Power Europe GmbH
Duisburg, Deutschland

Prof. Dr. Klaus Görner
Lehrstuhl für Umweltverfahrenstechnik und
Anlagentechnik (LUAT)
Universität Duisburg-Essen
Essen, Deutschland

* The VGB-FORSCHUNGSSTIFTUNG awarded Dr. Florian Möllenbruck with the VGB Innovation Award 2020 for the flexibilisation of a gas fired power plant by integration of a methanol synthesis (award category: future-oriented).

sche Leistung in diesem Betriebspunkt der Synthese zugeführt werden kann.

2 Modellierung des Gas- und Dampfkraftwerks

Kombinierte Gas- und Dampfkraftwerke zählen zu den effizientesten Stromerzeugungsanlagen und erreichen Wirkungsgrade von über 60%. Bei gleichzeitiger Wärmeauskopplung sind Kraftstoffausnutzungsgrade von bis zu 90% Stand der Technik [1]. Aufgrund der im Vergleich zu kohlebefeuerten Anlagen geringeren spezifischen CO₂-Emissionen eignen sich gasbefeuerte Anlagen zusätzlich zur Erreichung der von der Bundesregierung angestrebten CO₂-Minderungsziele. Zur Bewertung des Flexibilisierungspotentials wird hier ein modernes GuD-Kraftwerk als Referenz herangezogen. Stand der Technik bei den aktuell effizientesten Kraftwerken, wie z.B. dem Gaskraftwerk Lausward in Düsseldorf oder Block 4 des Erdgaskraftwerks Irching, ist eine Verschaltung als Drei-Druck-Prozess ohne Zusatzfeuerung. Der Einsatz eines Benson-Kessels in der Hochdruckstufe erlaubt schnelle Lasttransienten und Anfahrvorgänge. Im Einwellenbetrieb wird bei beiden Anlagen ein Generator zur Stromerzeugung eingesetzt.

Die Wirkungsgrade zur reinen Stromerzeugung der Anlagen werden mit 60,75% (Irching 4) sowie >61% (Lausward) von den jeweiligen Betreibern angegeben. Mit diesen Daten gilt der Block Fortuna des Kraftwerks Lausward als das effizienteste GuD-Kraftwerk und wird daher für die Untersuchungen dieser Arbeit als Referenz gewählt.

Die Modellierung der Kraftwerksprozesse wird mit der kommerziellen Auslegungsoftware EBSILON®Professional der STEAG Energy Services durchgeführt. Betriebsparameter der Gasturbine stammen aus der Gasturbinen-Bibliothek der VTU Energy GmbH. Die Kenngrößen des umgesetzten GuD-Prozesses sind in Tabelle 1 zusammengefasst.

Tab. 1. Kenngrößen des GuD-Kraftwerks.

Prozessgrößen	
Nennlast Dampfturbine	220 MW _{el}
Frischdampfparameter	600 °C, 170 bar 600 °C, 35 bar 300 °C, 5 bar
Kondensatordruck	30 mbar
Nennlast Gasturbine	395 MW _{el}
Abgastemperatur (Nennlast)	628 °C
Abgasmassenstrom (Nennlast)	840 kg/s

Der Abhitzeessel wird hier in einer vereinfachten Form modelliert, da zunächst grundlegende thermodynamische Untersuchungen der Integration einer Methanolsynthese durchgeführt werden sollen.

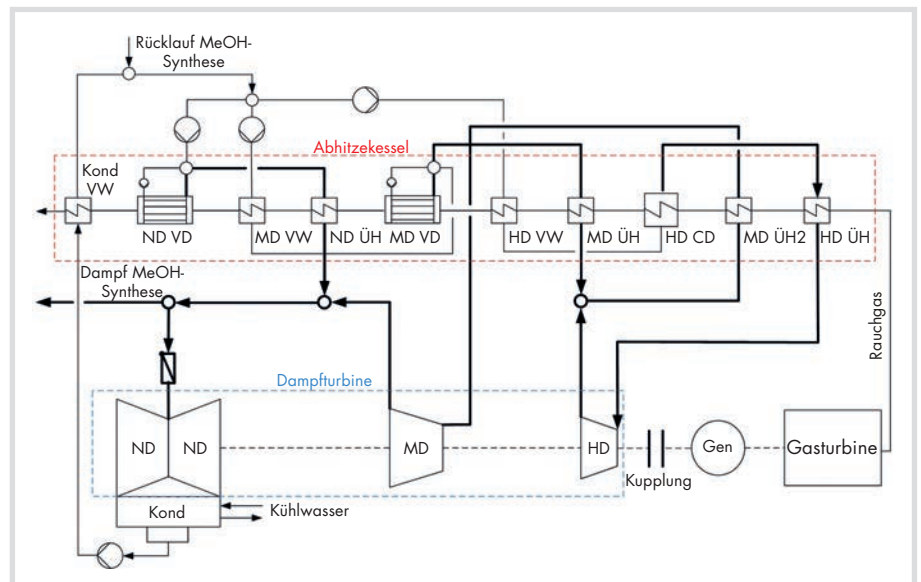


Bild 1. Fließbild des GuD-Prozesses.

Einspritzkühlung sowie Anzapfströme zur Wellenabdichtung der Dampfturbine werden nicht abgebildet, wodurch sich der Kessel zusammenfassen lässt zu je drei Vorwärmern, drei Verdampfern (Benson in HD (Hochdruck), je ein Zwangsumlauf in MD (Mitteldruck) und ND (Niederdruck)), drei Überhitzern sowie einem Zwischenüberhitzer. Die Verschaltung der einzelnen Wärmeübertrager im Dampfkreislauf ist in Bild 1 dargestellt.

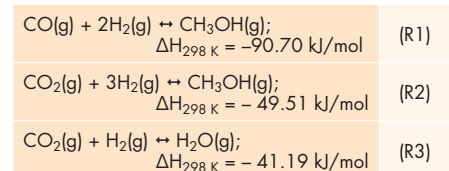
Durch zwei Anzapfpunkte an der Niederdruckturbine sowie einem an der Überstromleitung der Mitteldruckturbine mit Druckhalteklappe, können beim Kraftwerk Fortuna bis zu 300 MW_{th} Fernwärme aus dem Prozess ausgekoppelt werden. Die Modellierung einer solchen Auskopplung ist nicht Teil dieser Veröffentlichung, dennoch wird die Anzapfung an der Überstromleitung mit Druckhalteklappe hier integriert. In den folgenden Kapiteln wird gezeigt, dass sich diese Position besonders zur Extraktion des Dampfes eignet, der für die Methanolsynthese benötigt wird.

3 Modellierung der CO₂-basierten Methanolsynthese

3.1 Das Syntheseprodukt Methanol

Methanol (MeOH) ist eine organische chemische Verbindung und der einfachste Vertreter aus der Stoffgruppe der Alkohole. Neben dem Einsatz als alternativer Kraftstoff ist Methanol in der chemischen Industrie ein wichtiger Ausgangsstoff für Synthesen. Von besonderer Bedeutung sind die primären Derivate Formaldehyd, Essigsäure, MTBE, Methylmethacrylat, Methylchlorid und Methylamine. Diese werden zu einer Reihe sekundärer und tertiärer Derivate, wie z.B. Vinylacetat, Essigsäureanhydrid, Phenol-Formaldehyd-Harze und Melaminharze weiterverarbeitet [2]. Die kon-

ventionelle Methanol-Synthese mittels Erdgasreformierung hat je nach Druck und Temperatur einen Kohlenstoff-Umsatz von 50 bis 80% pro Reaktordurchlauf bei einer Selektivität der Reaktion zu Methanol von bis zu 99%. Die geringen Mengen an Nebenprodukten bestehen aus höheren Alkoholen, Dimethylether (DME), Estern, Kohlenwasserstoffen und Ketonen [3]. Es besteht aber auch die Möglichkeit, CO₂ direkt mit Wasserstoff bei 200 bis 300 °C und 70 bis 80 bar zu Methanol umzusetzen.



Im Reaktor laufen dann die direkte Hydrierung von CO₂ zu Methanol (R2), die umgekehrte Wassergas-Shift-Reaktion (R3) sowie die direkte Umwandlung des entstandenen Kohlenmonoxids mit Wasserstoff zu Methanol (R1), simultan ab [4].

3.2 Entwurf und Simulation der CH₃OH-Synthese in Aspen Plus®

Die Modellierung der Methanolsynthese im Rahmen dieser Arbeit erfolgt mit dem Simulationstool Aspen Plus®. Die kinetischen Daten zur Modellierung des Reaktors sind aus [5] entnommen. Als Auslegungsfall der Synthese in dieser Arbeit, ist ein Reaktionsdruck von 80 bar, eine Reaktionstemperatur von 220 °C sowie ein H₂/CO₂-Verhältnis von 3 ausgewählt. Als Stoffmodell wird für die Bereiche im System, in denen der Druck über 10 bar beträgt, das SR-Polar-Modell und für die Bereiche, in denen der Druck unter 10 bar liegt, das NRTL-Modell verwendet. Das Verfahrensflißbild ist in Bild 2 dargestellt.

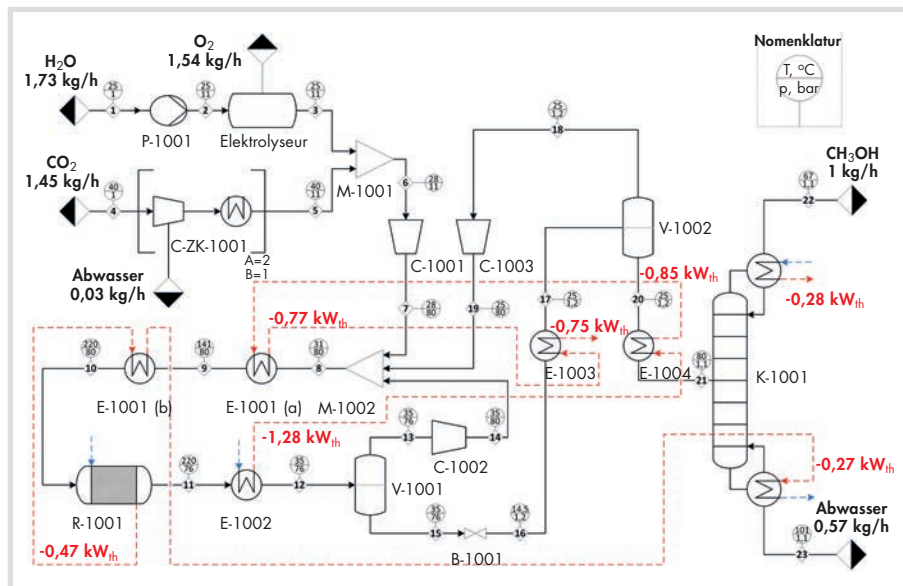


Bild 2. Prozessentwurf der CO₂-basierten Methanolsynthese mit Rezirkulation und Wärmerückgewinnung für die Aufheizung auf Reaktortemperatur.

Der für die Synthese benötigte Wasserstoff wird durch eine Elektrolyse bereitgestellt. Das hierfür benötigte Wasser wird durch die Pumpe P-1001 auf einen Vordruck von 11 bar erhöht und in den Elektrolyseur geleitet. Die Kompression des CO₂ erfolgt über einen 2-stufigen Verdichter mit Zwischenstufenkühlung (C-ZK1001). Das Kohlendioxid (Strom 5) wird zunächst mit dem Wasserstoff aus Strom 3 vermischt (M-1001) und auf einen Prozessdruck von 80 bar komprimiert. Anschließend erfolgt eine erneute Vermischung mit den rezirkulierten Edukten und Kohlenmonoxid aus Strom 14 und 19 zu Strom 8. Das Stoffgemisch wird durch die Wärmetauscher E-1001 (a) und (b) zweistufig auf 141 °C und 200 °C vorgewärmt, bevor es über den Strom 10 in den Reaktor eintritt. Der Reaktor R-1001 wird isotherm bei 220 °C betrieben, wobei der größte Teil der Wärme der exothermen Reaktion dazu genutzt wird Dampf zu erzeugen, der den Wärmebedarf für die Aufreinigung des Roh-Methanols in der Kolonne K-1001 bereitstellt. Die übrige Wärme wird zur Aufwärmung des Stoffgemisches im Wärmetauscher E-1001 (b) vor Eintritt in den Reaktor genutzt. Die im Reaktor berücksichtigten Reaktionen sind, entsprechend R1 bis R3 die Hydrierung von CO₂ sowie die Bildung und Hydrierung von CO. Dabei wird ein CO₂/CO-Umsatz zu Methanol von 37,8% erreicht. Da der Anteil an entstehenden Nebenprodukten, wie höheren Alkoholen, Ethern und Estern im ppm-Bereich liegt, werden diese bei der Reaktion nicht mit berücksichtigt. Um die Reaktionsprodukte Methanol und Wasser von den Edukten zu trennen, wird der Gasstrom 11 über den Wärmetauscher E-1002 geleitet und gibt einen Teil der Wärme an den Feed-Gasstrom 8 des Reaktors sowie an den Feed-Gasstrom 20 der Kolonne K-1001 ab. Das Stoffgemisch aus Strom 11 wird dabei soweit abgekühlt, dass die beiden Komponenten Methanol und Wasser flüssig

werden. Anschließend erfolgt eine Gas-Flüssigkeitstrennung im Behälter V-1001. Der überwiegende Teil an nicht umgesetzten Edukten und Kohlenmonoxid sowie noch in der Gasphase verbliebene Reste an Wasser und Methanol verlassen über Strom 13 den Kopf des Behälters, werden auf einen Prozessdruck von 80 bar komprimiert (C-1002), mit frischem Wasserstoff und Kohlendioxid vermischt und erneut in den Reaktor eingeleitet.

Für den Kreislauf über den Reaktor wird ein Druckverlust von 4 bar angenommen. Die flüssige Phase, bestehend aus einem Methanol-Wasser-Gemisch und darin gelöster Gasen, verlässt den Behälter über Strom 15 und wird auf einen Druck von 1,2 bar entspannt. Durch die Reduzierung des Druckes geht der Großteil der noch in der flüssigen Phase verbliebenden Gase in die Gasphase über. Die Gasphase wird erneut in Behälter V-1002 abgetrennt und über den Verdichter C-1003 auf den Ausgangsdruck von 80 bar komprimiert und rezirkuliert. Das flüssige Methanol-Wasser-Gemisch, das am Boden des Behälters V-1002 austritt (Strom 20), wird über den Wärmetauscher E-1004 geleitet und anschließend (Strom 21) in einer Rektifikationskolonne K-1001 bei einem Druck von 1,1 bar getrennt. Das Methanol verlässt die Kolonne am Kopf mit einer Reinheit von > 99,9 Gew.-%.

In Tabelle 2 ist der Energiebedarf der Methanolsynthese zusammengefasst.

4 Kopplung der Sektoren Energie und Chemie

4.1 Dimensionierung der Synthese

In Gaskraftwerken ist die Mindestlast typischerweise durch Emissionsgrenzwerte der Gasturbine beschränkt [6]. Bei kombinierten Gas- und Dampfkraftwerken verschiebt sich in der Teillast der Anteil an der gesamten erzeugten elektrischen Energie teilweise in Richtung Dampfprozess. Daraus resultiert bei weiterhin größtmöglicher Ausnutzung der Abgasenergie eine erhöhte Mindestlast im Vergleich zum reinen Gasturbinenkraftwerk. Bei dem hier untersuchten GuD liefert die Gasturbine in Vollast 65 % der gesamten Nettoleistung, während bei einer Teillast von 57 % nur noch 55 % der Gesamtlast durch die Gasturbine bereitgestellt werden. Um eine größtmögliche Flexibilisierung des Kraftwerks zu erreichen wird eine Mindestlast von 0 MW_{el} angestrebt. Es bietet sich also an, die Methanolsynthese so zu dimensionieren, dass diese exakt die Mindestlast des Kraftwerks als Nennlast abführen kann und die Anlage dadurch theoretisch einen stetig fahrbaren Lastbereich von 0 bis 100 % aufweist. Bei entsprechender Dimensionierung werden maximal 28,34 t/h Methanol hergestellt. Dies führt zu einer CO₂-Reduktion von bis zu 20,4 % in Vollast bzw. bis zu 32,9 % in Mindestlast des GuD-Kraftwerks. Betrachtet man die Betriebszeiten des GuD-Kraftwerks Lausward im Jahr 2017, unter Vernachlässigung von Stillstandszeiten, sind drei häufig angefahrne Lastpunkte zu erkennen (Bild 3). Diese sind zum einen die Vollast, sowie zum anderen zwei Teillastbereiche. Der höhere der beiden Teillastbereiche bewegt sich um ca. 340 MW_{el}, was einer Teillast von ca. 57 % entspricht, der niedrigere Bereich liegt bei ca. 210 MW_{el} und entspricht einer Teillast von ca. 35 %. Der Wert der niedrigeren Teillast entspricht der vor Betriebsbeginn vom Hersteller angekündigten Mindestlast durch die neu eingeführte „Clean-Range“-Technologie [7]. Da diese noch nicht dem Stand der Technik entspricht und zudem der höhere der Teillastpunkte häufiger angefahren wird, wird die Methanolsynthese

Tab. 2. Energiebedarf der Methanolsynthese vor und nach der Optimierung des Energieverbrauchs.

Anlagenkomponente	Pfad	Leistung		
		elektrisch [kW _{el} /kg _{CH₃OH}]	elektrisch [kW _{th} /kg _{CH₃OH}]	elektrisch [kW _{th} /kg _{CH₃OH}]
CO ₂ -Aufbereitung	4-5	0,09	1,29	1,29
H ₂ -Aufbereitung	1-3	11,23	-	-
Methanolsynthese	8-17	0,31	-1,32	-1,04
Kühlbedarf	-	-	-	-1,04
Heizbedarf	-	-	-	0

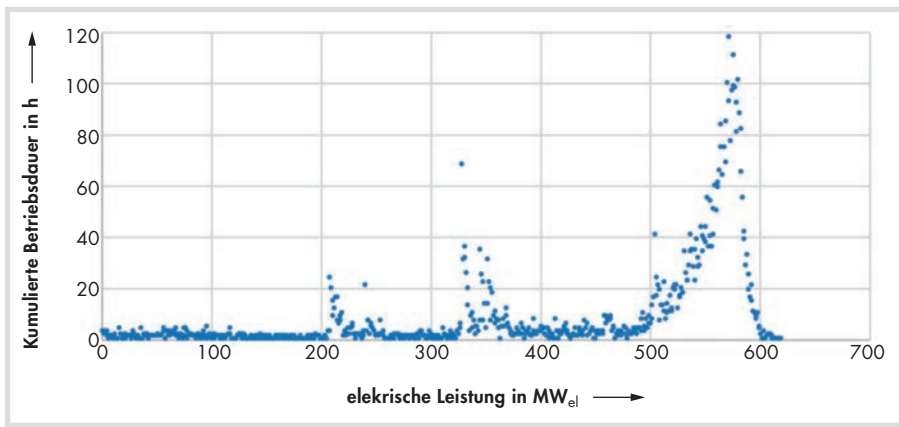


Bild 3. Kumulierte Betriebszeit des GuD-Kraftwerks Lausward ohne Stillstandszeiten, Düsseldorf Block Fortuna im Jahr 2017, Daten: [8].

auf diese Teillast von 57% der elektrischen Nennleistung ausgelegt.

4.2 Integration der Methanolsynthese in den Kraftwerksprozess

Die einzelnen Verfahrensschritte der Methanolsynthese führen zu einem kontinuierlichen Bedarf unterschiedlicher Energieformen, die vom Kraftwerk bereitzustellen sind. Hierzu zählen thermische Energie in Form von Dampf und Kühlwasser sowie elektrische Energie. Die Bereitstellung dieser Energien nimmt einen zum Teil deutlichen Einfluss auf den Kraftwerksprozess.

Zur Deckung des Strombedarfs werden alle elektrischen Verbraucher der Syntheseprozesse an die Eigenbedarfssammelschiene des Kraftwerks angeschlossen und mit elektrischer Energie versorgt. Dadurch kommt es zu einer Reduzierung der ins Netz eingespeisten elektrischen Nettoleistung des Kraftwerksblocks. Für den Betrieb der Syntheseprozesse sind neben dem Strombedarf auch Wärmeabsträge sicherzustellen. Die in den Wärmeübertragern anfallenden Abwärmen können über den Kühlwasserkreislauf des Kraftwerksprozesses abgeführt werden.

Hierbei wird ein Teil des Kühlwassers abgezweigt, erwärmt und dem Kühlwasserkreislauf wieder zurückgeführt. Grundsätzlich kommen zur Entnahme sowohl der Kühlwasser-Vorlauf als auch der Rücklauf in Betracht. Bei dem hier zu behandelnden Einsatzfall erfolgt die Entnahme aus dem Kühlwasser-Rücklauf. Das hat gegenüber einem Eintrag in den Kühlwasser-Vorlauf den entscheidenden Vorteil, dass der Kondensatorzustand nahezu kaum beeinflusst wird. Da die gesamte Abwärme der Syntheseprozesse vollständig über den Kühlturm an die Umgebung abgegeben wird, verdunstet dort entsprechend mehr Wasser, das durch Frischwasserzugabe auszugleichen ist. Der Entnahmedampf für die CO₂-Abscheidung muss bestimmte Kriterien erfüllen. Beim Einsatz einer 30%igen Monoethanolamin(MEA)-Lösung ergeben sich für den Reboiler die in Tabelle 3 zusammengestellten Parameter. Die angegebenen Temperaturen in den Wärmeübertragern

Tab. 3. Dampfparameter Reboiler beim Einsatz einer 30%igen MEA-Lösung.

$t_{MEA,max}$	t_s/p_s	P_{perf}
°C	°C/bar	bar
120	130/2,7	3,0

führen bei einer Grädigkeit von 10K zu den genannten Sattdampftemperaturen und -drücken. Berücksichtigt man einen relativen Druckverlust von 10% in den Zuleitungen, so erhält man für die Dampf-

entnahmestellen den Druckwert perf der letzten Spalte.

Bedingt durch den hohen Wärmestrombedarf und den erforderlichen Druck kommt für den Reboiler ausschließlich Dampf aus der Zu- oder Ableitung zu den einzelnen Turbinengruppen in Betracht. Die Dampfenahme aus der Überströmleitung (ÜL) bewirkt, dass der Dampfstrom durch die ND-Turbine abnimmt. Dadurch sinkt der Dampfdruck am Eintritt der ND-Turbine. Bei der in dieser Arbeit betrachteten Dimensionierung der Power-to-X Synthese liegt im Mindestlastzustand in der Überströmleitung ein Dampfdruck von 3,68 bar vor. Die erforderliche Dampfmenge (14,92 kg/s) für die Synthese kann entnommen werden, ohne dass der erforderliche Dampfdruck von 3 bar unterschritten wird. Der Einsatz der zuvor in Abschnitt 2 erwähnten Druckhalteklappe ist daher in dieser Auslegungsvariante nicht erforderlich.

4.3 Prozessanalyse der gekoppelten Systeme Methanolsynthese und Erdgaskraftwerk

Bild 4 zeigt die Brutto- und Nettoleistung des Kraftwerks mit und ohne Synthese (inkl. Elektrolyse und CO₂-Abscheidung) für unterschiedliche Lasten. Es ist deutlich

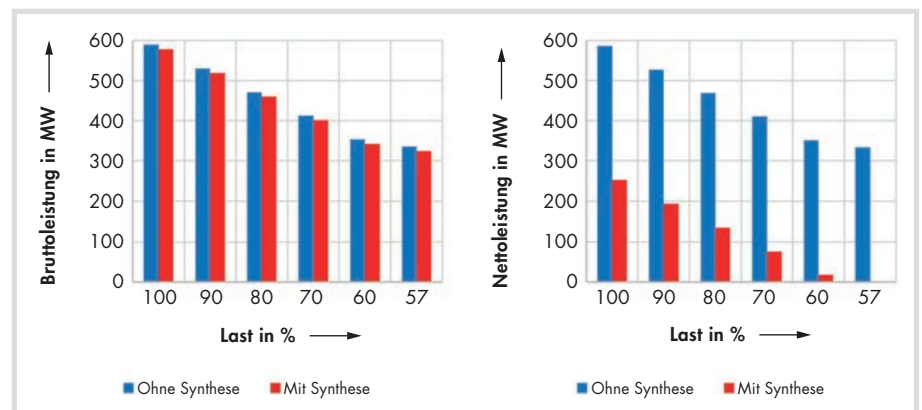


Bild 4. Bruttoleistung und Nettoleistung des Kraftwerks mit und ohne Synthese.

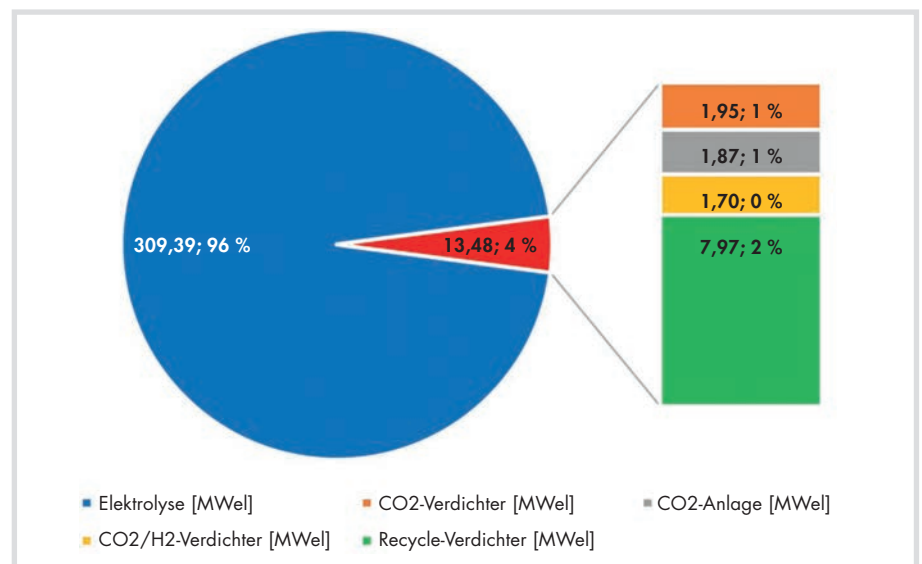


Bild 5. Verteilung des elektrischen Leistungsbedarfs.

sichtbar, dass die Kopplung der Systeme einen signifikanten Einfluss auf den Kraftwerksprozess hat. Die Reduktion der Bruttoleistung beträgt im Durchschnitt ca. 11 MW_{el} über alle Lasten.

Während die Einbußen der Bruttoleistung aus der Bereitstellung der thermischen Leistung resultieren, insbesondere durch die Dampfantnahme für die CO₂-Abscheidung, kann die deutliche Reduktion in der Nettoleistung dem elektrischen Bedarf der Elektrolyse zugeschrieben werden.

Dieser beträgt für den hier betrachteten Fall 309,39 MW_{el}, was 96% des gesamten elektrischen Leistungsbedarfs der Synthese entspricht. Die übrigen 4% entfallen auf die Peripherie (Verdichter und Pumpen) der Synthese sowie auf die CO₂-Abscheidung.

Weiterhin zeigt Bild 6 die mechanischen Wellenleistungen von HD-, MD- und ND-Turbinen des Kraftwerks ohne sowie mit Synthese bei entsprechender Dimensionierung. Verglichen mit dem Basiskraftwerk ohne Synthese beeinflusst die Dampfbereitstellung nicht die mechanische Wellenleistung der HD-Turbine, da die für die Synthese entnommene Dampfmenge nach Kondensation dem Speisewasserstrom wieder zugeführt wird. Daher bleiben der FD(Frischdampf)-Massenstrom sowie die FD-Parameter vor Eintritt in die HD-Turbine gleich. Dagegen kommt es bei MD- und ND-Turbinen zu einer teilweise deutlichen Änderung der mechanischen Wellenleistung, worauf im Folgenden näher eingegangen wird.

Wesentlicher Grund für die Leistungserhöhung der MD-Turbine ist die mit den Dampfantnahmen einhergehende Reduzierung des Dampfdrucks am Austritt. Tabelle 4 zeigt beispielhaft den Ein- und Austrittsdruck der MD-Turbine für das Kraftwerk ohne sowie mit Dampfantnahmen für die Synthese im Volllastzustand. Der Unterschied des Austrittsdrucks ohne sowie mit Dampfantnahmen bewirkt einen

Tab. 4. Ein- und Austrittsdruck der MD(Mitteldruck)-Turbine für das Kraftwerk ohne sowie mit Dampfantnahmen für die Synthese in Volllast.

	Eintrittsdruck MDT in bar	Austrittsdruck MDT in bar	Druckverhältnis MDT
KW ohne Synthese	35,22	5,01	7,03
KW mit Synthese	34,95	4,41	7,92

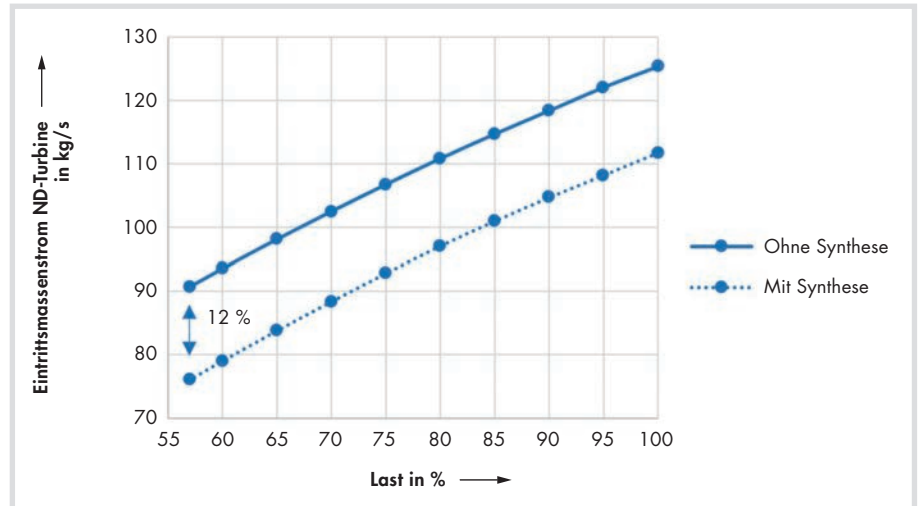


Bild 7. Dampfstrom am Eintritt der ND-Turbinen.

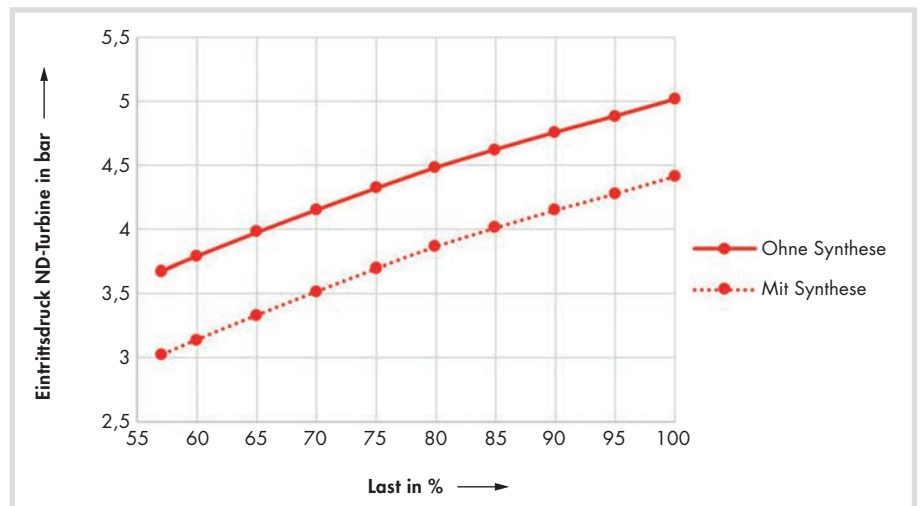


Bild 8. Dampfstrom am Eintritt der ND(Niederdruck)-Turbinen.

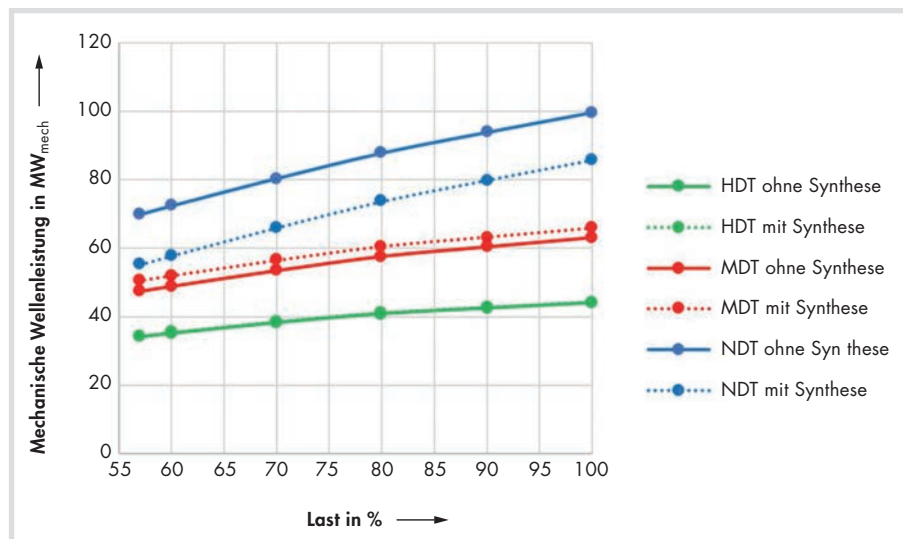


Bild 6. Mechanische Wellenleistungen der HD, MD und ND-Turbine.

größeren Druckabbau über der MD-Turbine. Dadurch wird die mechanische Wellenleistung der MD-Turbine erhöht.

Für die ND-Turbinen geht die Dampfbereitstellung mit einer deutlichen Absenkung der mechanischen Wellenleistung einher.

Die Absenkung ergibt sich im Wesentlichen aus:

- der Reduzierung des Massenstroms,
- der Absenkung des Eintrittsdrucks,
- sowie dem ungünstigen Dampfsatz gegenüber Nennlast.

Einen besonders großen Einfluss auf die Leistungseinbuße der ND-Turbinen hat die Reduzierung des Dampfmassenstroms.

Bei Kesselnennlast mit Dampfantnahmen für die Synthese werden den ND-Turbinen lediglich 111,72 kg/s zugeführt (siehe

Bild 7). Im gleichen Fall ohne Synthese beträgt der Dampfmassenstrom am Eintritt 125,28 kg/s. Gegenüber dem Kraftwerk ohne Dampfentnahmen führt die Dampfbereitstellung in etwa zu einer lastunabhängigen Reduktion des Dampfstroms der ND-Turbinen von 12%. Durch die Dampfstromreduzierung kommt es am Eintritt der ND-Turbinen zu einer entsprechenden Absenkung des Dampfdrucks wie Bild 8 zeigt.

Im Vergleich zum Kraftwerksprozess ohne Synthese führt die Kopplung der Systeme zu einer Reduktion des Eintrittsdrucks der ND-Turbine von durchschnittlich 0,6 bar.

Zusammenfassung

Durch den wachsenden Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung steigen die Flexibilitätsanforderungen an konventionelle Kraftwerke. Durch die Integration und entsprechende Dimensionierung einer Power-to-X-Anlage in einen bestehenden Kraftwerksprozess kann der Leistungsbereich des Kraftwerks signifikant erhöht werden. Die Bereitstellung der benötigten Betriebsmedien für die Synthe-

se hat jedoch einen deutlichen Einfluss auf den Prozess. Der thermische Leistungsbedarf resultiert im Wesentlichen aus der CO₂-Abscheidung (Desorption des Lösungsmittels). Dies führt zu einer durchschnittlichen Reduktion der Bruttoleistung von etwa 11 MW_{el}. Der elektrische Leistungsbedarf der Synthese wird von der Elektrolyse (96%) dominiert. Die Integration der Synthese in den Kraftwerksprozess führt weiterhin zu einer teilweise deutlichen Änderung der mechanischen Wellenleistung. Während die HD-Turbine nahezu unbeeinflusst bleibt, nimmt die Wellenleistung der ND-Turbine deutlich ab. Die Absenkung ergibt sich im Wesentlichen aus der Reduzierung des Massenstroms und der daraus resultierenden Absenkung des Eintrittsdrucks.

Literatur

Zeitschriftenaufsatz:

- [1] Görner, K.; Sauer, D.U.; 2016. *Konventionelle Kraftwerke: Technologiesteckbrief zur Analyse Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050*, Technical Report, acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e.V.

Buch:

- [2] Kausch, P.; Matschullat, J.; Bertrau, M.; Hrsg., 2016. *Rohstoffwirtschaft und gesellschaftliche Entwicklung*. 1. Auflage. Berlin Heidelberg: Springer Verlag. ISBN 978-3-662-48855-3.

Hochschulschrift:

- [3] Otto, A.; 2015. *Chemische, verfahrenstechnische und ökonomische Bewertung von Kohlendioxid als Rohstoff in der chemischen Industrie* [Dissertation]. Aachen: Universität.

Zeitschriftenaufsatz:

- [4] Pontzen, F.; 2011. *CO₂-based methanol and DME – Efficient technologies for industrial scale production*. In: *Catalysis Today*. 171(11), S.242-250.
- [5] van-Dal, É.S.; Bouallou, C.; 2013. *Design and simulation of a methanol production plant from CO₂ hydrogenation*. In: *Journal of Cleaner Production*. 57, S.38.45.
- [6] Pavri, R.; Moore, G.D. *Gas turbine emissions and control*. General Electric Report No. GER-4211, 2001.
- [7] Buchsbaum, L.; 2016. *Dusseldorf's Lausward Power Plant Fortuna Unit Wins POWER's Highest Award*. In: *POWER magazine* 08/2016.

Webdokument:

- [8] ENTISO-E Transparency Platform; <https://entsoe.zendes.com/hc/en-us/articles/115000173266-Overview-of-data-download-options-on-Transparency-Platform>, besucht am 05.02.2018.

VGB-Standard

RDS-PP®

RDS-PP® Application Guideline Anwendungsrichtlinie

Part 41: Power to Gas Teil 41: Power to Gas

VGB-S-823-41-2018-07-EN-DE. German/English edition 2018
DIN A4, 160 pages, Price for VGB-Members* € 280.–, for Non-Members € 420.–, + VAT, shipping and handling
The complete RDS-PP® covers additionally the publications VGB-S-821-00-2016-06-EN and VGB-B 102; the VGB-B 108 d/e and VGB-S-891-00-2012-06-DE-EN are recommended.

For efficient project planning, development, construction, operation and maintenance of any industrial plant, it is helpful to structure the respective plant and assign clear and unambiguous alphanumeric codes to all assemblies and components. A good designation system reflects closely the structure of the plant and the interaction of its individual parts.

The designation supports, among others, an economic engineering of the plant as well as a cost-optimized procurement because parts with similar requirements can be identified much easier and early on.

For operation and maintenance (O&M) a clear designation serves as an unambiguous address for O&M management systems.

Some international standards for the designation of industrial plants and its documentation exist already, in particular the series of ISO/IEC 81346. The designation system called "Reference Designation System (RDS)" bases on these standards and can generally be applied to all industrial plants.

For power plants, the sector specific standard ISO/TS 81346-10 was developed and constitutes the normative basis for the "Reference Designation System for Power Plants" RDS-PP®.

This sector specific standard covers the application for all engineering disciplines and for all types of plants of the energy supply sector.

This document covers the rules of the

RDS-PP designation system for the Power to Gas plants.

This guideline provides detailed specifications for the reference designation of plant parts that are specific to Power to Gas plants (e.g. Electrolyzer, Methanation system).

For the designation of plant parts that vary from project to project, the guideline provides general guidance illustrated by examples, which has to be applied correspondingly to the specific case. This applies in particular to auxiliary and ancillary systems.

* Access for eBooks (PDF files) is included in the membership fees for Ordinary Members (operators, plant owners) of VGB PowerTech e.V.

