

# Flexibilitätspotential von industriellen KWK-GuD-Anlagen in Deutschland

Steffen Kahlert\*, Hartmut Spliethoff

Lehrstuhl für Energiesysteme, Technische Universität München, Boltzmannstraße 15, 85748 Garching bei München, 0049-89-289-16728, steffen.kahlert@tum.de, www.es.mw.tum.de

**Kurzfassung:** Industrielle Kraftwerke wurden in der Vergangenheit zumeist wärmegeführt betrieben. Das Potential für eine stromgeführte Fahrweise ist je nach Kraftwerkskonfiguration hoch. Diese Arbeit zeigt die Situation für Industriekraftwerke in Deutschland auf. Mithilfe der dynamischen Prozesssimulation wird die Lastflexibilität einer KWK-GuD-Anlage untersucht. Dabei zeigt sich, dass sich die elektrische Leistung bei konstantem Prozesswärmebedarf bis zu 66 % variieren lässt. Schnelle Lastwechsel, wie sie für die Erbringung von Sekundärregelleistung notwendig sind, lassen sich realisieren ohne die Prozessdampfversorgung zu gefährden. Hinsichtlich der Prozessstabilität im dynamischen Betrieb spielt vor allem die Leittechnik eine zentrale Rolle. Technische Einschränkungen des Lastbereichs und der Lastdynamik werden aufgezeigt und ökonomische Hindernisse, diese Flexibilität auch im Betrieb auszunutzen, werden diskutiert.

**Keywords:** Kraft-Wärme-Kopplung, GuD-Kraftwerk, Kraftwerksflexibilität, dynamische Simulation

## 1 Einleitung

Der Ausbau der erneuerbaren Energien steigert den Bedarf an flexibler Stromerzeugung im europäischen Netzverbund. In Deutschland schaltet im Jahr 2022 das letzte Atomkraftwerk ab und eine Reihe von thermischen Kraftwerken ist bereits zur Stilllegung angemeldet [1]. Am Ende einer erfolgreichen Energiewende muss die konventionelle Stromerzeugung zu großen Teilen substituiert werden. Der verbliebene Kraftwerkspark wird seine elektrische Leistung flexibel bereitstellen müssen. Schon heute sind in Zeiten hoher Erzeugung aus den erneuerbaren Energien nur noch sogenannte „Must-Run“-Kraftwerke am Netz. Das sind Kraftwerke, die sich aufgrund langer Anfahrtszeiten nicht ausschalten lassen und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK), deren Wärme die Fernwärmenetze von Städten oder Industrieunternehmen versorgt. Den KWK-Anlagen kommt dabei eine besondere Bedeutung zu, weil deren Betrieb die CO<sub>2</sub>-Ziele des Stromsektors und des Wärmesektors beeinflusst.

Die Fähigkeit die elektrische Leistung an die Anforderungen des Netzes anzupassen, ist bei thermischen Kraftwerken unterschiedlich stark ausgeprägt. Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) haben grundsätzlich den Vorteil, dass sich die Gasturbine schnell anfahren und die Last schnell ändern lässt [2]. Industrielle GuD-Kraftwerke sind allerdings in ihrem Betrieb stark eingeschränkt, weil die Versorgung mit Prozesswärme kontinuierlich sichergestellt werden muss. Eine Unterbrechung der Wärmeversorgung hätte einen Produktionsstopp und hohe Kosten zur Folge.

Die Anpassung der elektrischen Erzeugung an den Verbrauch funktioniert über den freien Markt, indem die verschiedenen Akteure ihren Bilanzkreis ausgleichen. Zusätzlich haben die

Netzbetreiber bei Störungen oder Prognosefehlern die Möglichkeit Regelleistung abzurufen. Diese bekommen die Kraftwerke separat vergütet. Neben den kurzfristigen Anpassungen muss ständig eine gewisse Reserveleistung vorgehalten werden, um Zeiträume mit geringer Einspeisung der Wind- und Solarenergie überbrücken zu können. Aufgrund der schwierigen Marktsituation der thermischen Kraftwerke werden Reservekraftwerke benötigt, die die Vorhaltung von elektrischer Erzeugungskapazität vergütet bekommen [3].

Es soll in diesem Beitrag gezeigt werden, welche technischen Möglichkeiten große, industrielle Kraftwerke haben, um sowohl kurzfristig elektrische Leistung bereitzustellen, als auch über längere Zeiträume ihre elektrische Leistung zu erhöhen. Dazu wurde in Zusammenarbeit mit einem Kraftwerksbetreiber ein dynamisches Simulationsmodell erstellt, dessen Ergebnisse hier vorgestellt werden.

### 1.1 Marktsituation für Industriekraftwerke

Die Industrie ist für einen großen Anteil des Primärenergieverbrauchs verantwortlich. Die energieintensive Industrie (Chemie, Stahl, Papier, etc.) benötigt nicht nur elektrische Energie, sondern hat auch einen hohen Bedarf an thermischer Energie. Im Jahr 2014 betrug der Prozesswärmebedarf der deutschen Industrie 518 TWh, wovon lediglich 10 % in Kraftwärmekopplung erzeugt wurde [4]. Insgesamt verfügt der konventionelle Kraftwerkspark (ohne Kernenergie) über eine Kapazität von 87,1 GW. Davon handelt es sich zu 29 % um erdgasgefeuerte KWK Anlagen. In Abbildung 1 sind die Gasmotor- und GuD-Kraftwerke mit einer elektrischen Leistung größer als 10 MW dargestellt. Nur etwa ein Drittel der installierten Kapazität dient der reinen Stromerzeugung und der Großteil verfügt über Kraft-Wärme-Kopplung. Die meisten Anlagen sind im öffentlichen Sektor installiert und versorgen Fernwärmenetze im städtischen Umfeld. Die elektrische Leistung im industriellen Umfeld beträgt dabei 4,2 GW. Zusätzlich zu den großen KWK-Kraftwerken sind in Deutschland etwa 7500 BHKWs installiert [5].

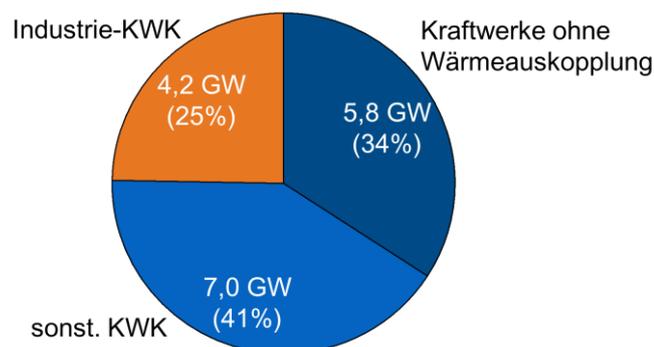


Abbildung 1: Deutscher Kraftwerkspark und der Anteil der Gasmotor- und GuD-Kraftwerke (>10 MW) [6, 7]

Bei den Industriekraftwerken, die in Abbildung 1 zusammengefasst sind, handelt es sich größtenteils um kleine, bis mittelgroße GuD-Kraftwerke mit Dampfkopplung. Die Betriebsweise von Industrie-KWK-Anlagen orientiert sich überwiegend am Wärmebedarf. Da die Wärme für die Produktion nicht nur in den Heizperioden auftritt, verfügen Industriekraftwerke über eine sehr hohe Auslastung. Diese Anlagen werden üblicherweise wärmegeführt gefahren, weil der aktuelle Markt eine stromgeführte Fahrweise nicht ausreichend honoriert. So sind die Strombezugskosten trotz niedriger EEX-Börsenpreise fast immer höher als die Grenzkosten der eigenen Erzeugung. Zudem befürchten Betreiber

industrieller Kraftwerke mit einer dynamischen Betriebsweise, die Prozessdampfversorgung zu unterbrechen und somit die nachgeschaltete Produktion zu gefährden. Auch die Auswirkungen auf die Instandhaltungskosten aufgrund des erhöhten Lebensdauer- verbrauchs der zyklischen Fahrweise lässt sich nicht präzise genug abschätzen, um diese bei der Einsatzplanung zu berücksichtigen. In Zusammenarbeit des Lehrstuhls für Energiesysteme mit E.ON Energy Projects wird das Flexibilitätspotential von industriellen KWK-GuD-Anlagen untersucht. Dabei wird gezeigt, welche Lastwechsel und Lastwechsel- geschwindigkeiten bei zuverlässiger Prozessdampfversorgung realisiert werden können. Die erhöhte Lastflexibilität der Industriekraftwerke kann in Zukunft die Netzbetreiber mit zusätzlicher, regelbarer Kapazität ausstatten, die benötigt wird um die Netzfrequenz zu stabilisieren. Der Kraftwerksbetreiber verbessert gleichzeitig das Vermarktungspotential des Kraftwerks durch kurzfristigen Intraday-Handel und Regelleistungsbereitstellung.

## 1.2 Flexibilität von Industriekraftwerken

KWK-GuD-Anlagen gibt es in unterschiedlichen Konfigurationen. Der größte Teil der elektrischen Energie wird in der Gasturbine erzeugt. Gasturbinen verfügen über eine hohe Lastwechselgeschwindigkeit und lassen sich in wenigen Minuten anfahren. Der Abhitzedampferzeuger nutzt die Abwärme der Gasturbine und gegebenenfalls die Wärme einer Zusatzfeuerung zur Dampfproduktion und leitet den Frischdampf zu einer Turbine.

Ein variables Verhältnis von Stromerzeugung zu Wärmeauskopplung ist eine wichtige Anforderung an heutige KWK-Anlagen. Die entscheidende Kenngröße ist dabei die Stromkennzahl  $\sigma = P_{el}/\dot{Q}$ . GuD-Kraftwerke weisen aufgrund des guten elektrischen Wirkungsgrads und der hohen Gasturbinenmindestlast eine hohe Stromkennzahl auf. Der Wirkungsgrad nimmt in Teillast ab, sodass Gasturbinen bei Lastabsenkungen einen größeren Teil an Abwärme produzieren und so die Stromkennzahl sinkt.

Bei den Dampfturbinen sind zwei Bauarten zu unterscheiden: Die Gegendruckturbine und die Entnahmedampfturbine. Während bei Gegendruckturbinen die Dampfturbinenleistung direkt proportional zum Prozessdampfmassenstrom ist, ermöglicht die Entnahme- kondensationsturbine unterschiedliche elektrische Leistungen bei gleicher Dampferzeugung. Dies ist möglich durch den Niederdruckteil der Entnahmedampfturbine, mit dem sich die elektrische Stromerzeugung auf Kosten der Wärmeleistung erhöhen lässt. Der Wärmeeintrag in den Abhitzedampferzeuger kann zusätzlich zum Abgaswärmestrom der Gasturbine noch mit einer Zusatzfeuerung erhöht werden. Durch ihren Einsatz verringert sich die Stromkennzahl und höhere thermische Lasten sind möglich.

## 2 Methodik

In Zusammenarbeit mit E.ON wurde die Lastdynamik einer KWK-GuD-Anlage mit einer elektrischen Leistung von 120 MW untersucht. Das Kraftwerk verfügt über 76 MW- Industriegasturbine, einen einstufigen Abhitzedampferzeuger mit Zusatzfeuerung und eine Entnahmekondensationsturbine. Die Anlage stellt bereits negative Sekundärregelung zur Verfügung [8]. Mithilfe der dynamischen Simulation soll die Lastdynamik detailliert untersucht werden, um weiteres Potential zu erkennen und leittechnische Maßnahmen zu definieren.

In einem ersten Schritt wird ein dynamisches Prozessmodell des Kraftwerks mit der Software „Apros“ erstellt [9]. Die dynamische Prozesssimulation ließ sich bereits in vielfältiger Weise einsetzen um dynamische Betriebsweisen hinsichtlich der technischen Umsetzbarkeit und des Lebensdauerverbrauchs zu untersuchen [10, 11]. Neben dem Prozessmodell müssen auch alle für Lastregelung relevanten Regelkreise modelliert werden. Wenn die Simulationsergebnisse eine ausreichende Übereinstimmung mit den Messwerten zeigen, können unter der Berücksichtigung der technischen Betriebsgrenzen Parameterstudien durchgeführt werden.

Exemplarisch für die Lastdynamik der Anlage wird die Sekundärregelleistung untersucht, die einer Laständerung in 5 min entspricht. So kann gezeigt werden, welche Lastwechsel mit dem GuD-Kraftwerk bei unterschiedlichen Prozessdampfströmen möglich sind und welcher Anlagenteil limitierend für die Lastdynamik ist.

## 2.1 Konfiguration des untersuchten Kraftwerks

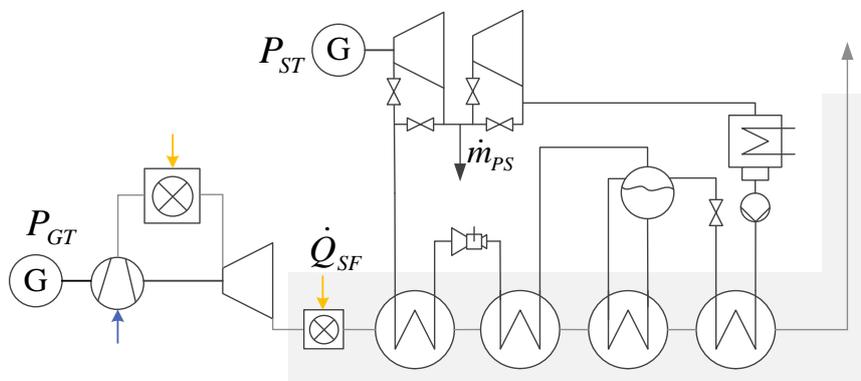


Abbildung 2: Aufbau des untersuchten GuD-Kraftwerks (vereinfacht)

Das untersuchte Kraftwerk ist in Abbildung 2 dargestellt und hat den klassischen Aufbau einer industriellen GuD-Anlage. In der Gasturbinenbrennkammer und der Zusatzfeuerung wird Erdgas gefeuert. Im Abhitzedampferzeuger wird Wasser erwärmt, verdampft und überhitzt. Der erzeugte Dampf wird zu einer Entnahmedampfturbine geleitet. Die Generatoren an der Gasturbine und der Dampfturbine erzeugen elektrische Energie. Einspritzkühler sorgen für konstante Temperaturniveaus des Frischdampfes und des Prozessdampfes. Der Hochdruck-Teil der Turbine lässt sich umfahren, um den Frischdampf direkt auf die Prozessdampfschiene zu leiten.

## 2.2 Prozessmodell

Die Gasturbine ist vereinfacht modelliert. Auf Grundlage von Herstellerangaben und Messwerten werden lastabhängig die Abgastemperaturen und Rauchgasmassenströme berechnet. Zudem wird ein maximaler Lastgradient berücksichtigt. Die Umgebungsbedingungen entsprechen in diesen Untersuchungen dem ISO Standard (15°C, 60% Luftfeuchte). Das Prozessmodell besteht aus einem eindimensionalen Flussnetz. Neben einer räumlichen Diskretisierung wird eine zeitliche Diskretisierung mit variablem Zeitschritt verwendet. Der integrierte Lösungsalgorithmus berechnet die Energie-, Massen- und Impulserhaltung für das jeweilige Medium [12].

Der Abhitzedampferzeuger und der Rauchgaskanal mit der Zusatzfeuerung sind detailliert modelliert und Wärmeverluste sind berücksichtigt. Für den Wasser-Dampf-Kreislauf werden die wichtigsten Zustandsgrößen für die Flüssigkeits- und die Gasphase separat berechnet. Die Konfiguration der Wärmeübertrager ist aus den Wärmeschaltplänen und technischen Zeichnungen übernommen. Die Rohrdurchmesser und -längen, sowie die Rippengeometrien der berippten Wärmeübertrager sind im Modell enthalten. Auf diese Weise wird auch die Ein- und Ausspeicherung von Wärme berücksichtigt, was vor allem im transienten Betrieb von Bedeutung ist. Neben dem Dampferzeuger ist die Entnahmedampfturbine ein zentraler Bestandteil des dynamischen Simulationsmodells (s. Abbildung 3). Hier kann der Dampf entweder über die Turbine zur Stromerzeugung genutzt oder die Umleitstationen geleitet werden. Das Niederdruckventil ermöglicht es den Prozessdampfmassenstrom variabel einzustellen. Gleichzeitig kann der Druck auf der Prozessdampfschiene konstant gehalten werden.

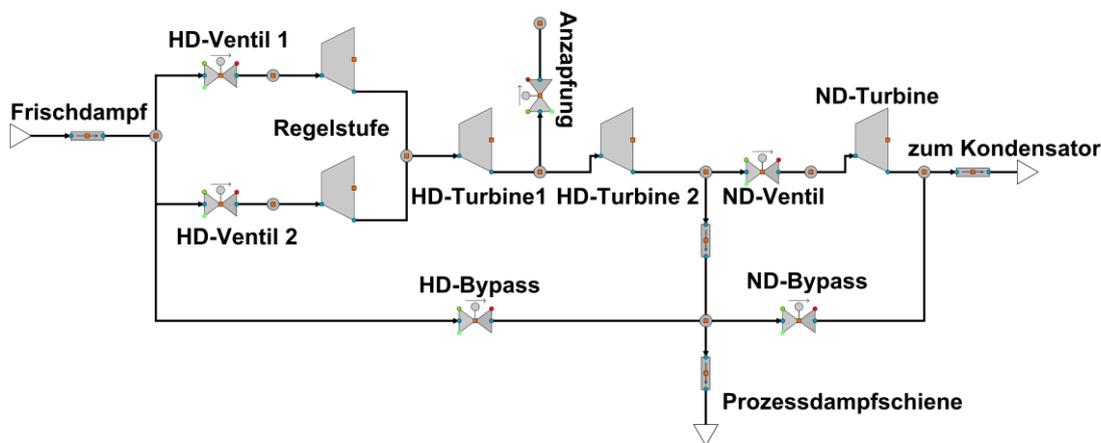


Abbildung 3: Prozessmodell der Entnahmedampfturbine

### 2.3 Modellierung des Automatisierungssystems

Ein dynamisches Simulationsmodell benötigt neben dem Prozessmodell auch ein realitätsgetreues Modell des Automatisierungssystems. Das Leitsystem übernimmt im Kraftwerk die Aufgabe der Automatisierung, der Datenerfassung und es ermöglicht die Eingabe von Benutzerbefehlen. Auf Grundlage der Funktionspläne konnten die wichtigsten Regelkreise dargestellt werden. Die Blockregelung ist von zentraler Bedeutung für die Kraftwerksregelung. Hier können die jeweiligen Lastfälle vorgegeben werden. Unter Berücksichtigung der maximalen Lastgradienten werden dann automatisch die Betriebspunkte angefahren. Der Blockregelung sind noch eine Reihe weiterer Regelkreise (z. B. Füllstands-, Temperatur- und Druckregelung) untergeordnet.

Die Blockregelung ist in vereinfachter Form in Abbildung 4 gezeigt. Sie hat die Aufgabe die elektrische Leistung der Gasturbine und der Dampfturbine zu regeln und gleichzeitig den benötigten Prozessdampfmassenstrom bereitzustellen. Die wichtigsten Stellgrößen um die entsprechende Blockleistung einzustellen sind die Zusatzfeuerungswärmeleistung, die Stellung des Niederdruckventils der Dampfturbine und die Stellung des Hochdruckumleitventils.

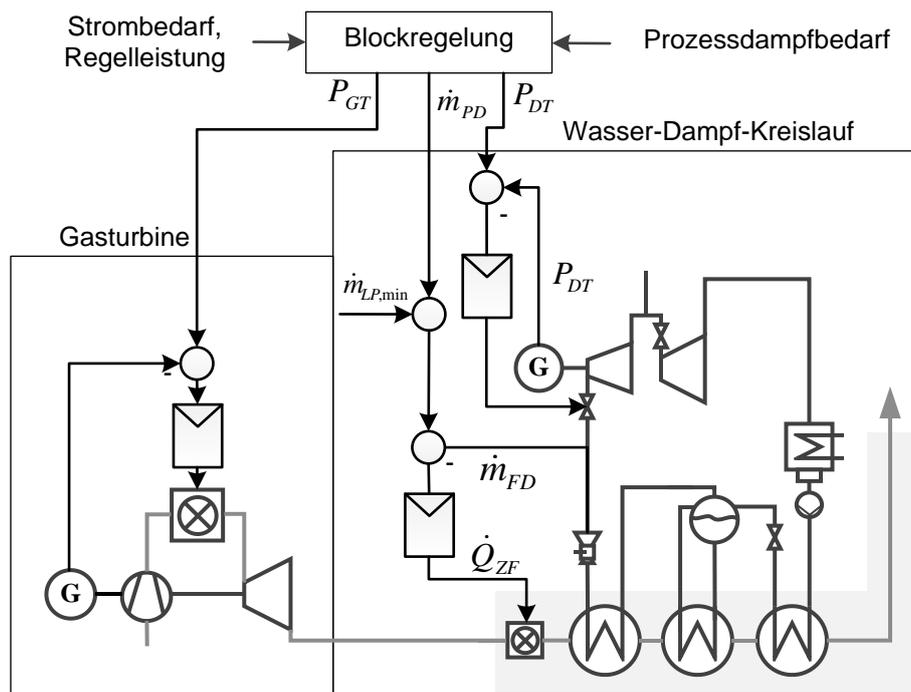


Abbildung 4: Blockregelung des GuD-Kraftwerks

### 3 Ergebnisse

Mithilfe der dynamischen Simulation wird die Lastflexibilität des Kraftwerks untersucht. Im ersten Schritt wird der Lastbereich des Kraftwerks analysiert, der sich aufgrund der technischen Betriebsgrenzen der einzelnen Komponenten ergibt. Im zweiten Schritt wird das dynamische Verhalten genauer betrachtet, um beurteilen zu können, inwieweit auch kurzfristige Lastwechsel möglich sind, ohne dass dabei die Prozessdampfversorgung unterbrochen wird. Die Erbringung von Sekundärregelleistung (SRL) ist beispielhaft für eine dynamische Betriebsweise untersucht worden. SRL muss innerhalb von 5 min zur Verfügung stehen und über mindestens 10 min gehalten werden können.

#### 3.1 Stationärer Lastbereich

Der aktuelle Lastbereich des Kraftwerks wird vor allem durch die vorgeschriebene, hohe Gasturbinenmindestlast von 70 % begrenzt. Es sind aber deutlich niedrigere Lasten realisierbar. Das verstellbare Vorleitgitter des Kompressors lässt einen Betrieb bei akzeptablen Wirkungsgraden bis zu 40 % zu. Um das technische Potential zu analysieren wurde diese niedrige Gasturbinenmindestlast gewählt. Es handelt sich demnach um einen „erweiterten“ Lastbereich.

Die Zusatzfeuerung ergänzt den Lastbereich hin zu hohen thermischen Leistungen. In Kombination mit dem Betriebsgrenzen der Einzelkomponenten ergibt sich der Abbildung 5 in gezeigte Betriebsbereich. Die Werte sind dabei relativ zu ihrem Maximalwert dargestellt. Die Nutzung der Hochdruckumleitung (HDU) der Dampfturbine ermöglicht eine weitere Absenkung der elektrischen Leistung bei hohen Prozessdampfmassenströmen.

Jeder Prozesswärmestrom lässt eine Reihe von Lastpunkten und eine gewisse Bandbreite an elektrischen Leistungen zu. Bei dem Prozesswärmestrom von 57 % wird die maximale

elektrische Leistung erreicht. Die Differenz von elektrischer Maximal- und Minimallast ist hier am größten. Die elektrische Leistung kann in diesem Fall um 66 % gesenkt werden, während der gleiche Wärmebedarf gedeckt wird. Die Stromkennzahl lässt sich demnach bei mittleren Prozesswärmeströmen am besten variieren. Bei hohen Wärmeströmen wird der Freiheit geringer, weil die Feuerungswärmeleistung der Zusatzfeuerung nicht mehr ausreicht, um die Dampfturbinenleistung maximal zu halten. Bei geringen Prozesswärmeströmen nimmt die Bandbreite an möglichen Lastpunkten auch ab, weil die Dimensionierung der ND-Turbine und des Kondensator nicht mehr ausreicht, um die Frischdampfmenge zu aufzunehmen.

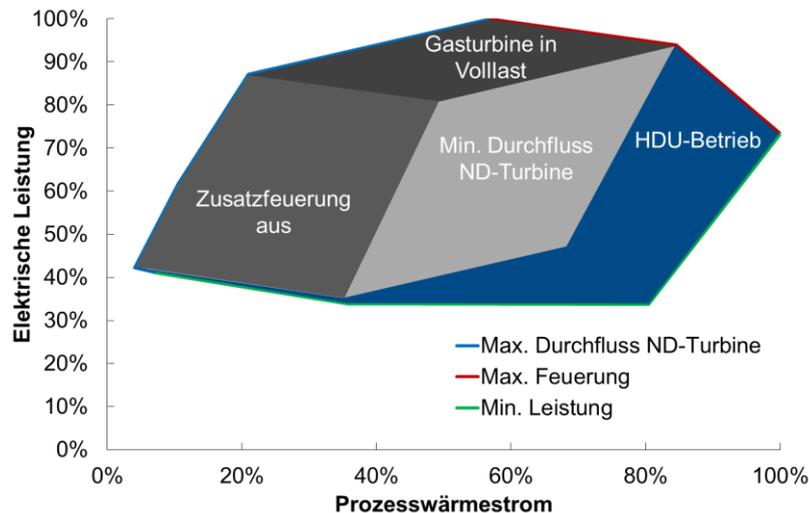


Abbildung 5: Lastbereich der untersuchten KWK-GuD-Anlage ( $P_{GT,min} = 0,4 P_{GT,max}$ )

### 3.2 Lastdynamik der KWK-Anlage

Der stationäre Betriebsbereich aus Abbildung 5 lässt noch keine Aussage darüber zu, in welcher Zeit die jeweiligen Lastpunkte angefahren werden können. Das dynamische Verhalten des Kraftwerks ist aber entscheidend, wenn die Leistung kurzfristig angepasst werden soll. Bei der Lastdynamik ist vor allem die Leittechnik des Kraftwerks von zentraler Bedeutung, weil eine gute Regelbarkeit der Blockleistung und der wichtigsten Prozessparameter garantiert werden muss. Vor allem die Prozessdampfversorgung muss auch im dynamischen Betrieb gesichert sein. Als besonders herausfordernd gilt die Bereitstellung von Sekundärregelleistung. Dabei muss die angeforderte Laständerung in 5 min erfolgen und für mindestens 10 min gehalten werden [13]. Im Folgenden werden exemplarisch zwei Lastfälle dargestellt.

1. Positive SRL: Erhöhung der Dampfturbinenleistung, mit der Gasturbine im Grundlastbetrieb
2. Negative SRL: Absenkung der Gasturbinen- und der Dampfturbinenleistung.

Um die Anzahl an Einflussgrößen zu begrenzen, sind Lastfälle bei konstantem Prozessdampfmassestrom von 52 % der Maximalmenge durchgeführt. Im realen Betrieb ist dieser von den nachgeschalteten Produktionsprozessen abhängig und unterliegt ständigen Schwankungen.

### 3.2.1 Positive Sekundärregelleistung

Die Gasturbine befindet sich im Volllastbetrieb in ihrem Auslegungspunkt. Der elektrische Wirkungsgrad ist maximal und die Gasturbinaustrittstemperatur ist optimal für den GuD-Betrieb. In der Regel wird die Gasturbine daher in Volllast betrieben und positive SRL kann nur über die Dampfturbine erbracht werden.

Abbildung 6 zeigt die wichtigsten Prozessparameter eines Lastwechsels. Die Laststeigerung der Dampfturbine beträgt dabei 33 % der maximalen Dampfturbinenleistung und die Blockleistung wird um 12,5 % der Maximalleistung angehoben. Die dargestellten Werte sind mithilfe der dynamischen Simulation berechnet worden. Das wichtigste Instrument für den Lastwechsel ist dabei die Zusatzfeuerung. Steigert diese die thermische Leistung, kann die Dampfproduktion gesteigert werden. Die HD-Turbinenventile öffnen um den Frischdampfdruck konstant zu halten und steigern so die Durchflussmenge durch die Hochdruckturbine. Aufgrund des konstanten Prozessdampfbedarfs, wird der zusätzliche Massenstrom nicht an die Prozessdampfschiene abgegeben, sondern durch die Niederdruckturbine geleitet.

Es zeigt sich, dass der angeforderte Lastwechsel präzise abgefahren werden kann. Der nachgeschaltete Wasserdampfkreislauf gibt eine Änderung des Wärmeeintrags nur stark verzögert weiter. Die Zusatzfeuerung lässt es zu, durch ein Übersteuern der Feuerungswärmeleistung die Trägheit des Dampferzeugers weitestgehend zu kompensieren. Daher kommt es sowohl am Ende der Laststeigerung ( $t = 15 \text{ min}$ ) als auch am Ende der Lastsenkung ( $t = 30 \text{ min}$ ) zu einem Überschwinger in der Feuerungswärmeleistung. Der Frischdampfdruck sinkt zuerst leicht und zeigt später Abweichungen vom Sollwert in positiver Richtung. Die Schwankungen stellen aber kein Risiko für die Prozessstabilität dar. Der Prozessdampfmassenstrom kann über den gesamten Zeitraum konstant gehalten werden.

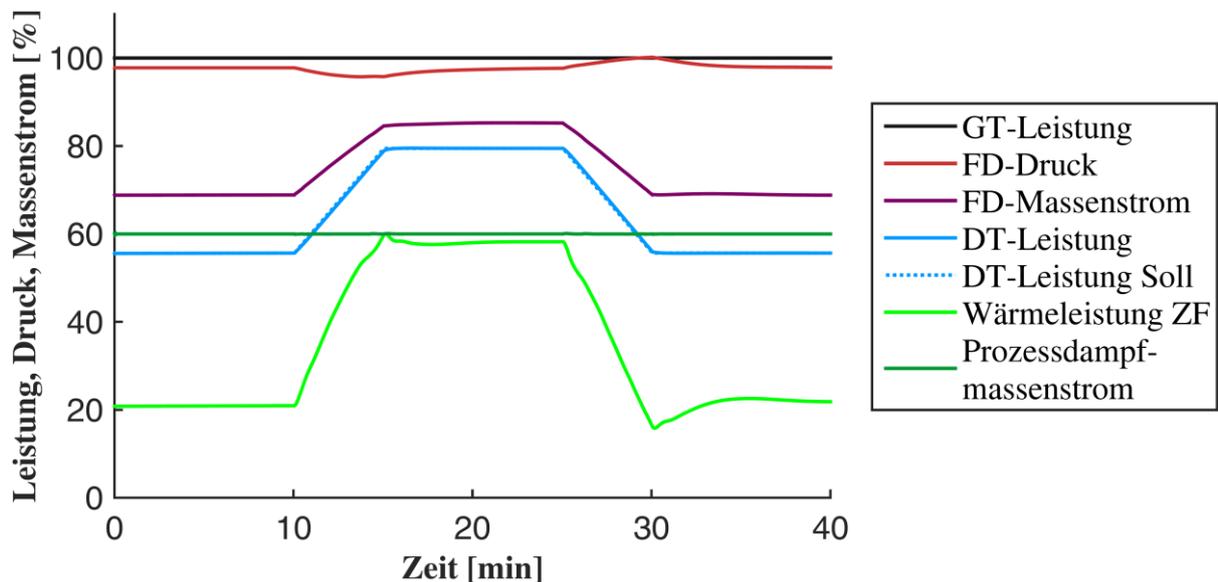


Abbildung 6: Erbringung positiver Regelleistung mit der Dampfturbine

### 3.2.2 Negative Sekundärregelleistung

Die Erbringung von negativer SRL ist in größerem Umfang möglich als bei der positiven SRL, weil sich die Gasturbinenleistung zusätzlich absenken lässt. In Abbildung 7 wurde die Gasturbinenleistung um 53 % gesenkt. Dies entspricht einem Lastgradienten von über 10 %

der Nennleistung pro Minute. Das ist zwar technisch möglich, wird aber aktuell in den wenigsten Kraftwerken umgesetzt. Die Dampfturbinenleistung ist zu Beginn leicht erhöht gegenüber dem Lastfall in Abbildung 6, weil das Niederdruckventil der Entnahmedampfturbine eine größere Menge an Dampf über die ND-Turbine leitet. Die dargestellte Lastabsenkung der Dampfturbine beträgt 55 % der Maximalleistung, sodass die Leistung des Blocks um insgesamt 54 % der Maximalleistung gesenkt wird. Erwartungsgemäß sind die Überschwinger in der Zusatzfeuerung deutlich größer als bei der positiven SRL. Die Zusatzfeuerung verringert die Feuerungswärmeleistung um fast 50 %. Zusammen mit der verringerten Abwärme der Gasturbine ergibt sich ein um 35 % reduzierter Frischdampfmassenstrom. Der Prozessdampfmassenstrom kann nur konstant gehalten werden, weil das HDU-Ventil öffnet und so ein Teil des Frischdampfs direkt auf die Prozessdampfschiene geleitet wird. Sowohl beim Frischdampfmassenstrom als auch bei der Zusatzfeuerung treten Schwankungen bei  $t = 15$  min auf. Beim Prozessdampfmassenstrom kommt es zu geringen Abweichungen vom Sollwert. Bei der Rückführung der Leistung auf den Ausgangswert ( $t = 28$  min) zeigt sich ein Einbruch des Prozessdampfmassenstroms um 4 %. Entscheidend für die Schwankungen der Prozessparameter ist das Zusammenspiel des HD-Turbinenventils, des HDU-Ventils und des ND-Turbinenventils. Das bisherige Regelsystem bietet hier noch Optimierungspotential um die Prozesse zu stabilisieren. Grundsätzlich zeigt das Beispiel aus Abbildung 7, dass große Lastabsenkungen in geringer Zeit durchführbar sind.

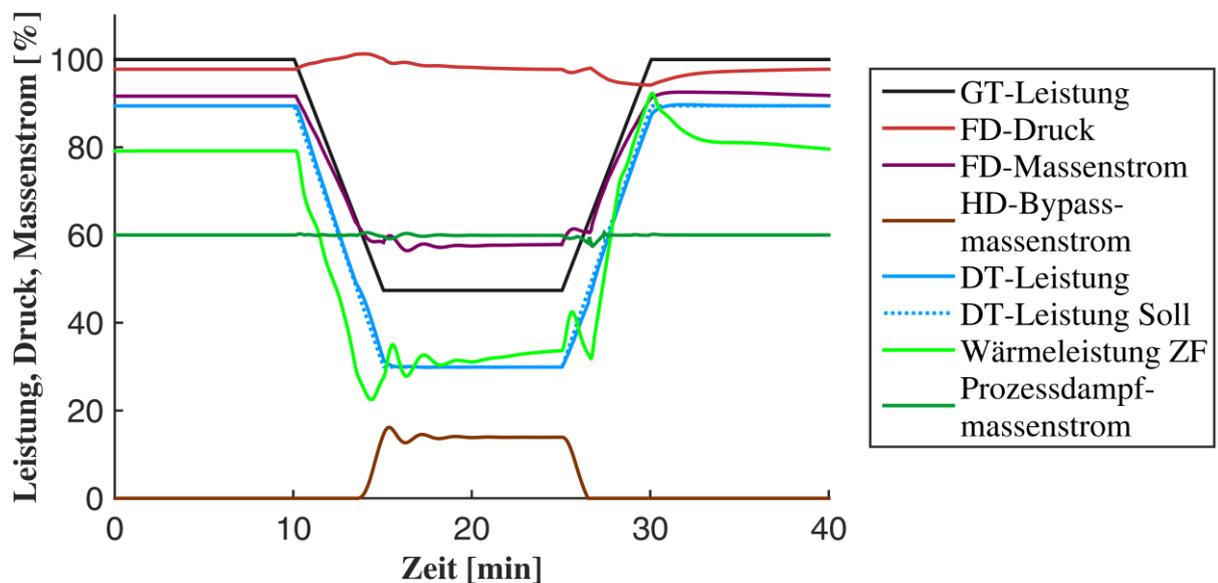


Abbildung 7: Erbringung negativer Regelleistung mit Gas- und Dampfturbine

### 3.3 Potential und Grenzen der Flexibilisierung

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass KWK-GuD-Anlagen in der Lage sind einen großen Anteil ihrer elektrischen Leistung variabel bereitzustellen. Die Gasturbinenleistung ist präzise regelbar und es sind schnelle Lastwechsel möglich. Im Zusammenspiel mit einer dynamisch eingesetzten Zusatzfeuerung lässt sich auch der Lastbereich der Dampfturbine kurzfristig nutzen. Dabei muss der Maximalwert und der maximale Gradient der Feuerungswärmeleistung beachtet werden.

Neben den technischen Betriebsgrenzen aus Abbildung 5 spielt das Automatisierungssystem eine entscheidende Rolle. Die Prozessstabilität hängt von der Fähigkeit des Leitsystems ab, die Prozessgrößen innerhalb des sicheren Bereichs zu halten. Die dynamische Simulation kann dabei helfen leittechnische Maßnahmen zu definieren, die das Regelverhalten im dynamischen Betrieb verbessern.

Wird angenommen, dass alle Industriekraftwerke aus Abbildung 1 das gleiche Flexibilitätspotential haben, wie das in Kapitel 3 untersuchte Kraftwerk können industrielle KWK-Anlagen einen bedeutenden Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten. Wenn sich bis zu 66 % der Leistung unabhängig des Wärmebedarfs einstellen lassen, entspricht das auf alle Kraftwerke hochgerechnet einer Leistung von maximal 2,8 GW. Diese regelbare Leistung kann zur Erhaltung der Versorgungssicherheit beitragen. Wenn die Anlagen dauerhaft in Teillast betrieben werden, könnte der Bedarf an Reservekraftwerken gesenkt werden. Zudem können die Industriekraftwerke einen bedeutenden Anteil der benötigten Sekundärregelleistung übernehmen. Bisher sind ca. 2 GW SRL (positiv wie negativ) von den deutschen Netzbetreibern ausgeschrieben. Wenn in Zukunft die thermischen Kraftwerke mit reiner Stromerzeugung weiter über eine sinkende Auslastung verfügen, kann die Lastwechselfähigkeit der industriellen KWK-Anlagen dazu beitragen, die Netzfrequenz zu stabilisieren. Einschränkend ist zu sagen, dass vor allem ältere Anlagen nur mit großem Aufwand in ähnlicher Weise flexibilisiert werden könnten, wie das untersuchte Kraftwerk. Die angenommene Gasturbinenmindestlast ist niedrig im Vergleich zu den Betriebsgrenzen einer Vielzahl der aktuell installierten Gasturbinen. Des Weiteren lassen sich die umfangreichen leittechnischen Maßnahmen nur umsetzen, wenn sich von der erreichten Flexibilität auch wirtschaftlich profitieren lässt. Aktuell bietet der Markt kaum Anreize zu einer stromgeführten Fahrweise. Die Leistungspreise für Sekundärregelleistung sind die letzten Jahre konstant gefallen und die Erlösmöglichkeiten am Intraday-Markt sind vor allem aufgrund der hohen Strombezugskosten noch zu gering um das gesamte Flexibilitätspotential auszuschöpfen. Aktuell wird eine Reihe von Maßnahmen diskutiert, wirtschaftliche Anreize zu schaffen, z. B. die Weiterentwicklung des Regelleistungsmarktes und die dynamische Anpassung von Netzentgelten und weiteren Preisbestandteilen [14].

## 4 Zusammenfassung

Durch die Zunahme der elektrischen Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien gewinnt regelbare elektrische Kapazität an Bedeutung. KWK-Anlagen können hier einen bedeutenden Beitrag leisten, weil sie über eine hohe Auslastung verfügen und so das aufwendige Anfahren von thermischen Kraftwerken vermieden werden kann. Das untersuchte industrielle KWK-GuD-Kraftwerk mit Entnahmekondensationsturbine kann einen Anteil von bis zu 66 % ihrer Stromerzeugung kurzfristig an die Anforderungen des Netzes anpassen ohne eine Unterbrechung der Prozessdampfversorgung. Das zeigt, dass Industriekraftwerke in der Lage sind mit Ihrer Erzeugungskapazität die Netzfrequenz zu stabilisieren und die Integration von fluktuierender Erzeugung zu unterstützen. Neben der technischen Machbarkeit spielt die wirtschaftliche Betrachtung der stromgeführten Betriebsweise eine zentrale Rolle. Dabei zeigt sich, dass der aktuelle Strommarkt kaum Anreize für eine systemdienliche Fahrweise bietet. Eine Anpassung des Strommarkts wäre notwendig, um das Flexibilitätspotential von industriellen KWK-Anlagen vollständig zu nutzen.

## 5 Literatur

- [1] Bundesnetzagentur, „Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste“, Stand 11/2015
- [2] Buttler, A.; Hentschel, J.; Kahlert, S.; Angerer, M., 2015, „Statusbericht Flexibilitätsbedarf im Stromsektor“, Schriftenreihe Energiesystem im Wandel, Technische Universität München, Garching bei München, Deutschland
- [3] Buttler, A., Spliethoff, H., 2016, „Kampf der Studien“, Schriftenreihe Energiesystem im Wandel, Technische Universität München, Garching bei München, Deutschland
- [4] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (D), „Energiedaten“, Stand 10/2015
- [5] Briese, D., Gatena, J., 2014, „Industriekraftwerke: Modernisierung oder Ersatzanlagenbau“, VGB PowerTech 7/14, Essen
- [6] Umweltbundesamt (D), 2015, „Datenbank Kraftwerke in Deutschland“, Stand 09/2015
- [7] Bundesnetzagentur, 2015, „Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur“, Stand 10/2015
- [8] Hönings, N., Hornig, N., Steinbach, S., 2014, „Anforderungen und Einsatz dezentraler Kraftwerke im veränderten Strommarkt“, VGB PowerTech 7/14, Essen
- [9] Apros, Process Simulation Software, Fortum Power Solutions, Fortum, Finnland.
- [10] Hänninen, M, Ylijoki, J., 2008, “The one-dimensional separate two-phase flow model of APROS”, VTT Research Notes 2443, VTT, Espoo
- [11] Alobaid, 2012, “Fast start-up analyses for Benson heat recovery steam generator”, Energy 46, S.295-309
- [12] Gülen, S.C., Kim, K., 2014, “Gas Turbine Combined Cycle. Dynamic Simulation: A Physics Based Simple Approach”, Journal of Engineering for Gas Turbines and Power, Vol. 136
- [13] Verband der Netzbetreiber, 2007, “TransmissionCode 2007”, Berlin, Deutschland
- [14] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (D), 2015, „Ein Strommarkt für die Energiewende“, Weißbuch

Die Forschungsergebnisse wurden im Rahmen des Forschungsvorhabens „*Energy Valley Bavaria*“ der *Munich School of Engineering* erstellt mit Unterstützung des *Bayerischen Staatsministeriums für Bildung und Kultus, Wissenschaft und Kunst*. Ein weiterer Dank geht an *E.ON Energy Projects* für vielfältige Unterstützung und die Bereitstellung der technischen Daten des Industriekraftwerks.