

Ein vereinfachtes Systemmodell des Energieversorgungssystems Deutschlands zur Bewertung von chemischen Speichern und Sektorkopplungstechnologien

**Kristin Boblenz, Valentine Frank, Christian Wolfersdorf,
Felix Baitalow, Bernd Meyer**

TU Bergakademie Freiberg, Institut für Energieverfahrenstechnik u. Chemieingenieurwesen,
Fuchsmühlenweg 9, Reiche Zeche, D-09599 Freiberg, +49 3731 39 4481,
kristin.boblenz@iec.tu-freiberg.de, www.iec.tu-freiberg.de

Kurzfassung: Die langfristige Speicherung von Elektroenergie mit großer Kapazität zur Sicherung der Versorgungssicherheit in einem zukünftigen Stromnetz mit hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien stellt eine große Herausforderung dar. Vergasungsbasierte Polygeneration-Kraftwerke mit Stromspeicherung und optionaler Rückverstromung eines Speicherbrennstoffes können die Versorgungssicherheit von Industrie und Bevölkerung gewährleisten.

Die besondere Stärke dieser Polygeneration-Kraftwerke – die Betriebsflexibilität – lässt sich nur schwer durch herkömmliche kraftwerkstechnische Kennzahlen charakterisieren. Daher wurde mit der quasidynamischen Modellierung die Voraussetzung geschaffen, solche Kraftwerkskonzepte in ein vereinfachtes Systemmodell des Energieversorgungssystems Deutschlands zu integrieren. Dieses wird in einer energiewirtschaftlichen Analyse als objektives Werkzeug verwendet, um Polygeneration-Kraftwerke hinsichtlich ihrer Flexibilitätseigenschaften und des Einflusses auf die Netzauslastung zu bewerten.

Die Berechnungen zeigen, dass der Einsatz von Polygeneration-Kraftwerken mit Stromspeicherung zu einer geringeren Braunkohleerzeugung führt. Dies wiederum hat den vermehrten Einsatz von CO₂-neutralen Pumpspeicherkraftwerken sowie leicht verringerten Im- und Export zur Folge, was auf eine Entlastung der Netze schließen lässt. Für die beiden SNG-Konzepte konnte gezeigt werden, dass das erzeugte SNG zur Energiespeicherung bzw. zum Transport in das Erdgasnetz eingespeist werden kann.

Keywords: vergasungsbasierte Polygeneration-Kraftwerke, Sektorkopplung, Power to Gas, substitute natural gas (SNG), flexible Stromerzeugung, Integration erneuerbarer Stromerzeugung, chemische Speicherung, energiewirtschaftliche Systemanalyse

1 Motivation

Zurzeit ist keine Technologie zur langfristigen Speicherung von Elektroenergie mit großer Kapazität als Alternative zu Netzeingriffen am Markt verfügbar. Gleichzeitig kann in längeren Zeiten mit Windstille bei Bewölkung die Erzeugung aus erneuerbaren Energien den Bedarf nicht decken. Vergasungsbasierte Polygeneration-Kraftwerke mit Stromspeicherung können die Versorgungssicherheit von Industrie und Bevölkerung gewährleisten.

Die besondere Stärke dieser Polygeneration-Kraftwerke – die Betriebsflexibilität – lässt sich nur schwer durch herkömmliche kraftwerkstechnische Kennzahlen charakterisieren. Daher wurde mit der quasidynamischen Modellierung die Voraussetzung geschaffen, solche Kraftwerkskonzepte in ein vereinfachtes Systemmodell des Energieversorgungssystems Deutschlands zu integrieren. Dieses wird in einer energiewirtschaftlichen Analyse als objektives Werkzeug verwendet, um Polygeneration-Kraftwerke hinsichtlich ihrer Flexibilitätseigenschaften und des Einflusses auf die Netzauslastung zu bewerten.

2 Polygeneration-Kraftwerke mit Stromspeicherung

Polygeneration bezeichnet die gleichzeitige und flexible Erzeugung von zwei oder mehreren Produkten in einem Prozess. Vergasungsbasierte Polygeneration-Kraftwerke produzieren Elektroenergie und mindestens eine Chemikalie aus Synthesegas, das durch die Vergasung von kohlenstoffhaltigen Energieträgern gewonnen wurde. In Abbildung 1 ist das Funktionsprinzip, mögliche Einsatzstoffe und mögliche Syntheseprodukte solcher brennstoff-, produkt-, und lastflexiblen Kraftwerkskonzepte dargestellt:

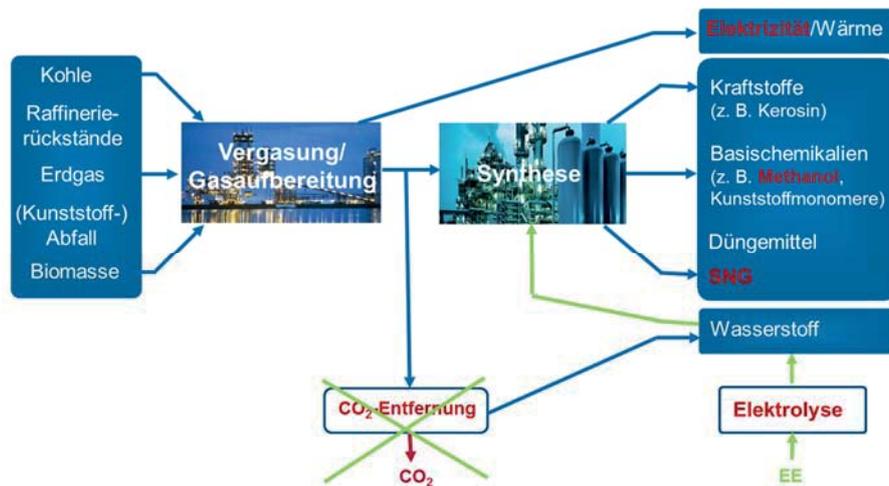


Abbildung 1: Funktionsprinzip vergasungsbasierter Polygeneration-Kraftwerke

Die Vergasungstechnologie ist die Schnittstellentechnologie zur Erschließung verschiedenster Energieträger (Kohle, Biomasse, Reststoffe) als alternative Kohlenstoffquellen für die zukünftige Elektroenergie-, Kraftstoff- und Chemierohstoffversorgung. Über Wasserelektrolyse kann erneuerbare Elektroenergie als Wasserstoff in die Prozesskette eingekoppelt und so gespeichert werden. Bei ausreichend verfügbarem erneuerbarem Wasserstoff ist eine CO₂-freie Erzeugung der Produkte möglich.

Synthetisches Erdgas (substitute natural gas – SNG) oder Chemikalien wie Methanol können als chemischer Speicherbrennstoff dienen und bei Bedarf in Gasturbinen zurückverstromt werden.

In [1] werden klassische Stand-alone-Polygeneration-Konzepte von sogenannten Polygeneration-Annex-Konzepten unterschieden. Außerdem wird u. a. ein Power-to-Gas-Konzept untersucht, das Elektrolysewasserstoff zusammen mit aus Kraftwerksabgasen abgetrenntem CO₂ als Kohlenstoffquelle für die Herstellung von SNG verwendet.

2.1 Polygeneration-Annex-Konzepte (Annex-MeOH und Annex-SNG)

Bei Polygeneration-Annex-Konzepten handelt es sich um ein konventionelles Dampfkraftwerk, das mit einem vergasungsbasierten Synthesestrang vergleichsweise geringer thermischer Leistung ergänzt wurde. In Abbildung 2 ist ein vereinfachtes Blockfließbild eines solchen Polygeneration-Annex-Konzeptes dargestellt:

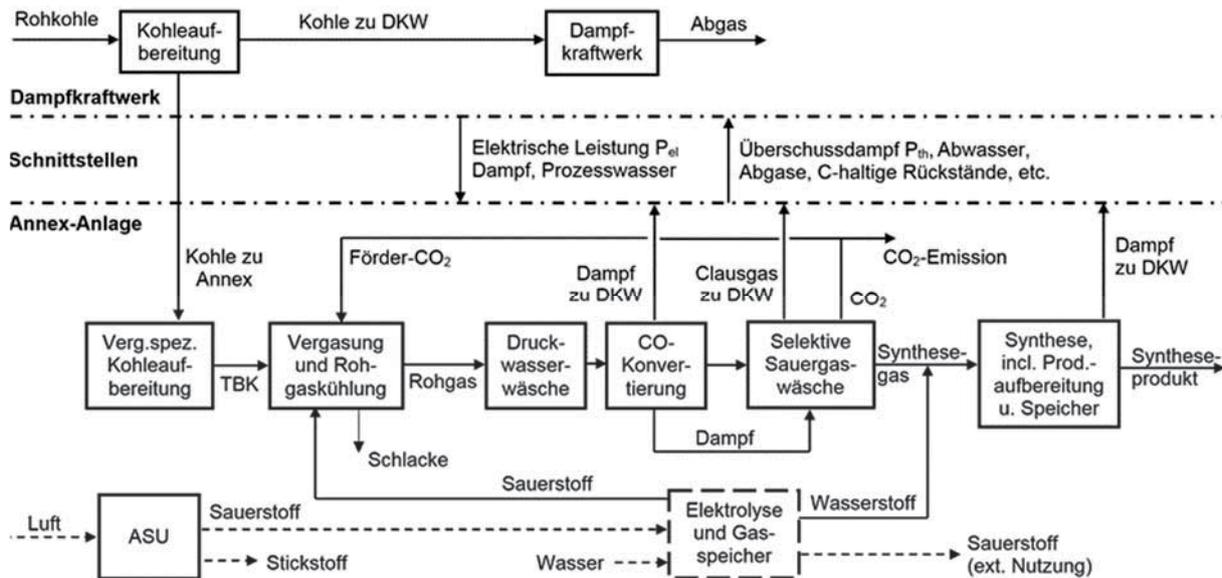


Abbildung 2: Vereinfachtes Blockfließbild des Polygeneration-Annex-Konzeptes (nach [1], geändert)

Das Dampfkraftwerk deckt den Eigenbedarf des Synthesestranges und stellt zusätzlich Elektroenergie für den bedarfsgerechten Betrieb der Elektrolyse bereit, wodurch die ans Stromnetz abgegebene Mindestleistung des Dampfkraftwerkes verringert werden kann. Durch die nachfragegesteuerte Rückverstromung des erzeugten Syntheseproduktes in Gasturbinen kann die Spitzenleistung des Kraftwerkes erhöht werden. Weitere wesentliche Vorteile sind eine Kapitalkostenverringering durch Synergieeffekte bei Nebenanlagen um ca. 20 % gegenüber allein stehenden Vergasungsanlagen sowie die Nutzung und Verwertung von kohlenstoffhaltigen Rückständen (Abgase, Asche) im Kessel des Dampfkraftwerkes.

In [1] wurden mehrere Polygeneration-Annex-Konzepte zur Herstellung von Methanol und SNG untersucht, die sich hinsichtlich der Menge des eingekoppelten erneuerbaren Elektrolysewasserstoffs unterscheiden. Als Dampfkraftwerk wird dem Block K des Kraftwerkes Niederaußern (BoA1, 1.027 MW(el)) entsprechendes Kraftwerk und unabhängig vom Syntheseverfahren 500 MW (th) als thermische Vergaserleistung des Synthesestranges angenommen.

Es werden die beiden Konzepte mit Methanol- und SNG-Synthese mit einer Baugröße der alkalischen Druckelektrolyse von 150 MW (el) betrachtet. Da es sich bei der Elektrolyse um eine Schlüsselkomponente für die Stromspeicherung handelt, wurde für das nachfolgende PtG-Konzept eine baugleiche Elektrolyseanlage angenommen, um die vergleichende Bewertung der drei Konzepte sicherzustellen.

2.2 Power-to-Gas-Konzept zur SNG-Erzeugung (PtG-SNG)

Analog zum Polygeneration-Annex-Konzept wird bei diesem Konzept eine Power-to-Gas-Anlage mit einem Dampfkraftwerk kombiniert. Vorteilhaft ist dieses Konzept aufgrund der einfachen Anlagenkonzeption und entsprechend geringen Kapitalkosten. Ein vereinfachtes Blockfließbild dieser Verschaltungsvariante ist in Abbildung 3 dargestellt:

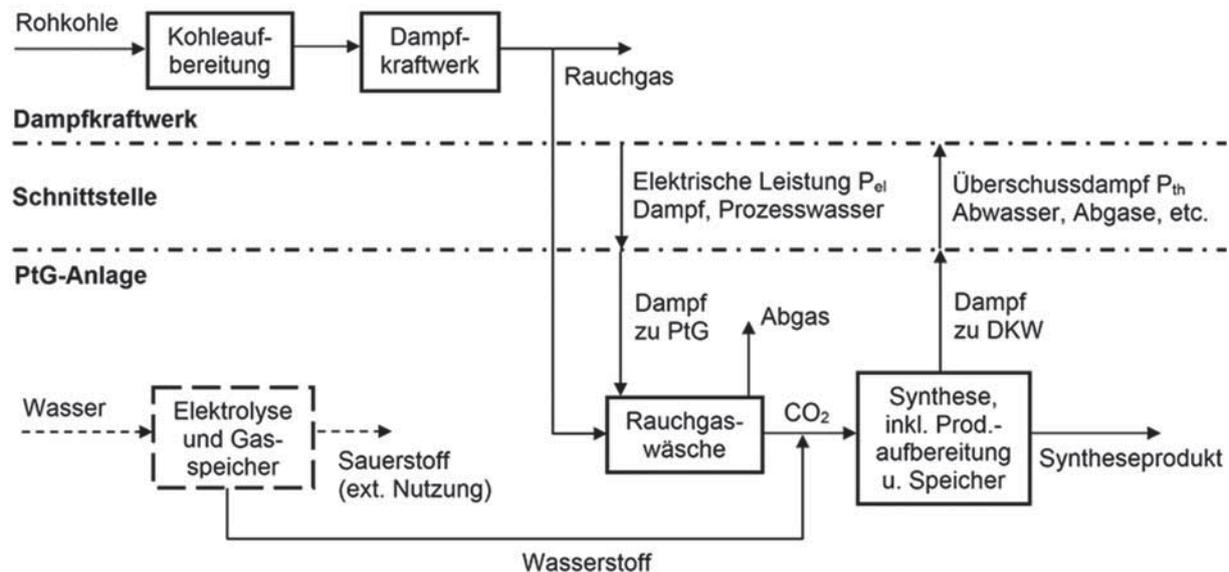


Abbildung 3: Vereinfachtes Blockfließbild des Power-to-Gas-Konzeptes

Der Eigenbedarf der PtG-Anlage besteht fast ausschließlich aus der Elektroenergie für den bedarfsgerechten Betrieb der Elektrolyse und verringert die ans Netz abgegebene Mindestleistung.

Kohlenstoffquelle für die CO_2 -basierte Methanisierung ist das Rauchgas, aus dem in einer Rauchgaswäsche die benötigte CO_2 -Menge für die Umsetzung mit Wasserstoff entsprechend der Elektrolyseleistung in Höhe von 150 MW (el) abgetrennt wird. Stöchiometrisch bedingt, ist der gegenüber der synthesesgasbasierten Methanisierung der um 50 % höhere Wasserstoffbedarf ein wesentlicher Nachteil der CO_2 -basierten SNG-Erzeugung.

3 Energiewirtschaftliche Systemanalyse

Zur objektiven Bewertung der Flexibilitätseigenschaften von Polygeneration-Kraftwerken wurde ein vereinfachtes Systemmodell des Elektroenergieversorgungssystems Deutschlands in MatlabSIMULINK® für eine energiewirtschaftliche Systemanalyse zur Bewertung verschiedener Sektorkopplungstechnologien erstellt. [1] Seitdem wurde es kontinuierlich verbessert und weiterentwickelt, so dass es jetzt zusätzlich in der Lage ist, die wesentlichen Phänomene innerhalb der deutschen Strom- und Energiewirtschaft (grenzkostenabhängige Merit Order, residuallastabhängige Börsenstrompreise) abzubilden. Außerdem wurden weitere zunehmend für das Elektroenergieversorgungssystem relevante Technologien wie z. B. Batterie-Großspeicher ergänzt.

Eine wesentliche Erweiterung stellt die Abbildung eines Abschnittes des Erdgasnetzes am möglichen Standort eines Polygeneration-Kraftwerks dar, wodurch die Realisierbarkeit der

Einspeisung größerer Mengen SNG in das Erdgasnetz für den Energietransport bzw. die langfristige Speicherung bewertet werden kann.

3.1 Modellerstellung und -validierung

In Abbildung 4 ist das prinzipielle Vorgehen bei der Erstellung, Validierung und Anwendung des Systemmodells dargestellt:

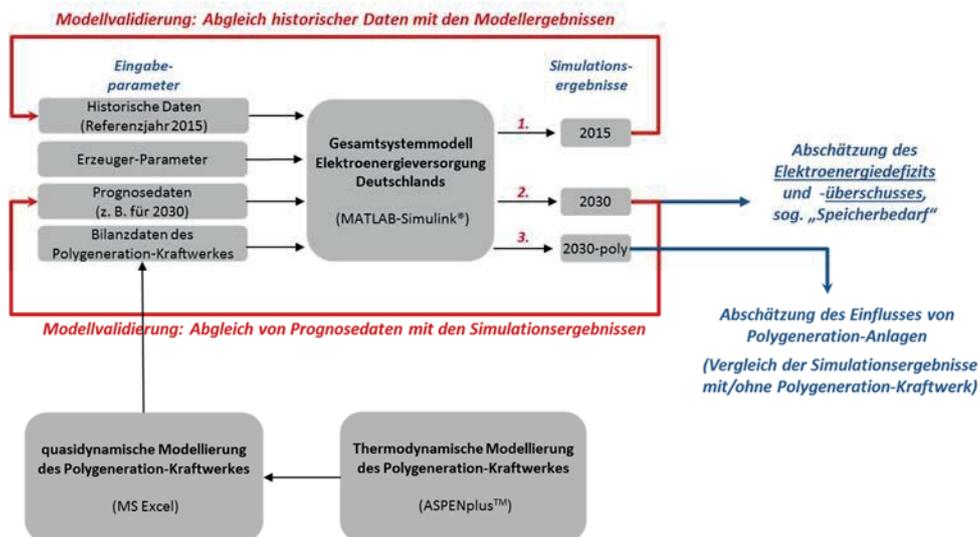


Abbildung 4: Erstellung, Validierung und Anwendung des vereinfachten Systemmodells

Auf Basis veröffentlichter Daten für das gewählte Referenzjahr 2015 wurde das Elektroenergieversorgungssystem Deutschlands vereinfacht abgebildet. Anhand des Vergleichs der Simulationsergebnisse mit den historischen Daten für 2015 wurde das Systemmodell in einem ersten Schritt validiert. Durch die Parametrierung des Systemmodells mit Prognosedaten (z. B. zum Ausbau der Erneuerbaren Energien in den nächsten Jahren) kann die Situation der Elektroenergieversorgung im Jahr 2030 betrachtet und aus den Ergebnissen z. B. der zu erwartende Speicherbedarf abgeleitet werden. Der Abgleich der Simulationsergebnisse mit entsprechenden Prognosen (z. B. aus dem Netzentwicklungsplans Strom für 2030 [2]) erlaubt eine Einordnung und zweite Validierung dieser Simulationsergebnisse. Im dritten und letzten Schritt wird das Polygeneration-Kraftwerk anhand seiner Bilanzdaten in das Systemmodell integriert. Der Vergleich der Simulationsergebnisse des 2. und 3. Schrittes läßt Rückschlüsse auf die Einflüsse solcher Sektorkopplungstechnologien zu.

3.2 Quasidynamische Modellierung

Die Integration der Polygeneration-Kraftwerke mit Stromspeicherung in die energiewirtschaftliche Systemanalyse erfolgt über die quasidynamische Modellierung der Gesamtprozessketten dieser Kraftwerkskonzepte.

Die zu untersuchenden Polygeneration-Konzepte werden mittels der Simulationssoftware ASPENplus™ detailliert thermodynamisch modelliert und bilanziert. Die Bilanzierung unter verschiedenen Lastzuständen ermöglicht die Betrachtung des Betriebsverhaltens einzelner Anlagenteile in Abhängigkeit der an das Stromnetz abgegebenen resultierenden

Gesamtleistung. Diese Zusammenhänge werden über Korrelationsgleichungen als Bilanzdaten des Polygeneration-Kraftwerkes in das Systemmodell integriert.

Die so vereinfachte Abbildung des Polygeneration-Kraftwerksprozesses ermöglicht in einer vergleichsweise kurzen Rechenzeit von wenigen Minuten die Betrachtung mehrerer Sektorkopplungstechnologien. Dadurch kann für möglichst viele Stromspeicheroptionen eine objektive Datenbasis für energiepolitische Entscheidungen bzw. Investitionsentscheidungen geschaffen werden.

3.3 Aufbau und Funktionsweise des Systemmodells

Das Systemmodell importiert und verarbeitet historische Stromverbrauchszeitreihen und Erzeugungsreihen erneuerbarer Energien des Referenzjahres 2015 sowie weitere Eingabeparameter, z. B. zur Charakterisierung der regelbaren Erzeuger und Ausgleichseinheiten. Es arbeitet mit einer Taktfrequenz von 1 Simulationsschritt je 15 Minuten. Um ein Jahr zu simulieren werden also ca. 35.000 Simulationsschritte benötigt. Die Konzeption des Systemmodells ist schematisch in Abbildung 5 dargestellt:

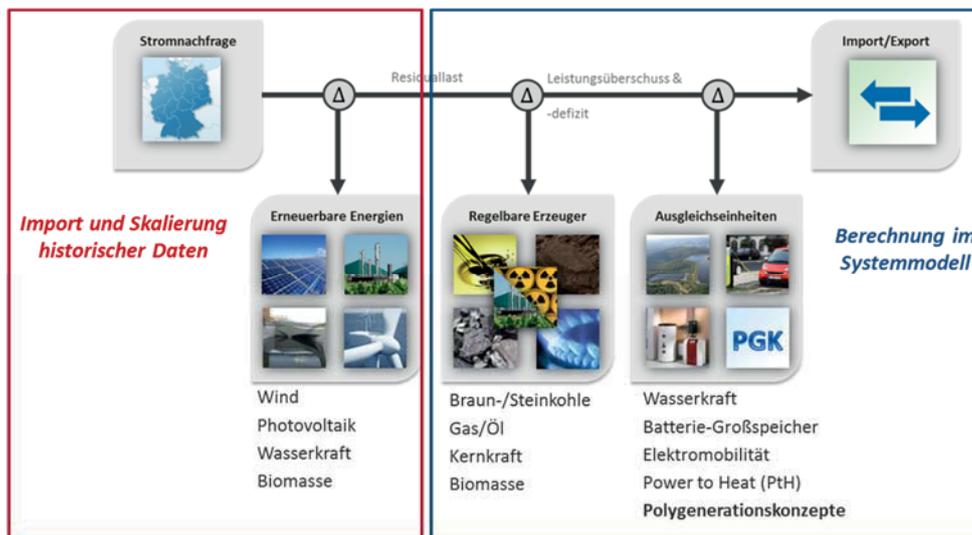


Abbildung 5: Konzeption des Systemmodells zur energiewirtschaftlichen Systemanalyse (geändert) [3]

Durch Differenzbildung von Stromverbrauch und -erzeugung im jeweiligen Simulationsschritt wird die resultierende Residuallast ermittelt und u. a. zur Berechnung des Strompreises verwendet. Im Systemmodell selbst sind Einzelmodule für verschiedene regelbare Erzeuger angelegt, die entweder über die Daten der Kraftwerksliste für 2015 oder anhand zu erwartender Entwicklungen im Kraftwerksbereich (z. B. zukünftig erreichbare Lastgradienten) parametrisiert werden. Die Daten der Kraftwerksliste werden außerdem zur Berechnung der Grenzkosten des jeweiligen Erzeugers und anschließend zur Bildung einer grenzkostenabhängigen Merit Order verwendet.

Der Leistungsüberschuss (bzw. das Leistungsdefizit), der sich durch Abgleich mit der Residuallast ergibt, wird an die Ausgleichseinheiten übergeben. Neben Pumpspeicherkraftwerken als gegenwärtig etablierte Stromspeichertechnologie sind eventuell zukünftig relevante Ausgleichseinheiten wie Batterie-Großspeicher, Elektromobilität, Power-to-Heat und auch Polygeneration-Konzepte für die Betrachtung verschiedener Zukunftsszenarien in das Systemmodell integriert. Der nach den Ausgleichseinheiten nicht

vermeidbare Import/Export kann als Kriterium für die Eignung einer Technologie als Stromspeichertechnologie (und zur Entlastung der Übertragungsnetze) angesehen werden.

Das Systemmodell kann über die Veränderung der umfangreichen Parametrierung an zukünftige wirtschaftliche und gesellschaftliche Entwicklungen angepasst werden. Die Simulationsergebnisse lassen Rückschlüsse auf die zukünftige Situation der Energiewirtschaft, z. B. die Börsenstrompreisentwicklung aufgrund steigender Residuallasten, zu. Außerdem kann der Einfluss verschiedener Stromspeichertechnologien objektiv und unter gleichen Rahmenbedingungen bewertet werden.

3.4 Betrachtete Szenarien

Durch unterschiedliche Parametrierung können verschiedene (Zukunfts-)Szenarien untersucht werden, die in Abbildung 6 als Übersicht dargestellt sind:

	Referenzjahr 2015	Szenario 2030	Szenario 2030-Poly
Stromverbrauch	Daten von ENTSO-E	Skalierung der Daten von 2015	
Erneuerbare Energien	Daten von ENTSO-E	Skalierung der Daten von 2015	
Kernenergie, Sonstige	Daten von Agora	Skalierung der Daten von 2015	
Regelbare Erzeuger	Braunkohle, Steinkohle, Erdgas	Biomasse, Braunkohle, Steinkohle, Erdgas	
Ausgleichseinheiten		Pumpspeicher	
		Batteriespeicher, Elektromobilität, Power-to-Heat	
Chemischer Speicher			Polygenerationkonzepte <ul style="list-style-type: none"> • Klass. Polygeneration • Polygeneration-Annex • Power-to-Gas
			SNG (Gasnetz), Methanol
		Im- und Export	

Abbildung 6: Betrachtete Szenarien und Datenbasis (geändert) [3]

Um den Einfluss von Polygenerationkraftwerken auf das Stromversorgungssystem Deutschlands bewerten zu können, wird das Systemmodell zunächst mittels des Szenarios „Referenzjahr 2015“ an veröffentlichten Daten validiert. In diesem Szenario sind als regelbare Erzeuger nur Braun- und Steinkohle- sowie Erdgas-Kraftwerke (GT und GuD) vorgesehen. Einzige verfügbare Ausgleichseinheit sind Pumpspeicherkraftwerke.

Das „Szenario 2030“ wird über Skalierung an die prognostizierten Bedingungen des Jahres 2030 angepasst. Es umfasst neben den im Szenario „Referenzjahr 2015“ enthaltenen Submodulen noch Biomasseverstromung als regelbare Erzeugung sowie weitere Ausgleichseinheiten (Batteriespeicher, Elektromobilität, Power-to-Heat). Da sich dieses Szenario auf einen Zeitpunkt nach 2022 bezieht, wird von keiner Stromerzeugung aus Kernkraft ausgegangen.

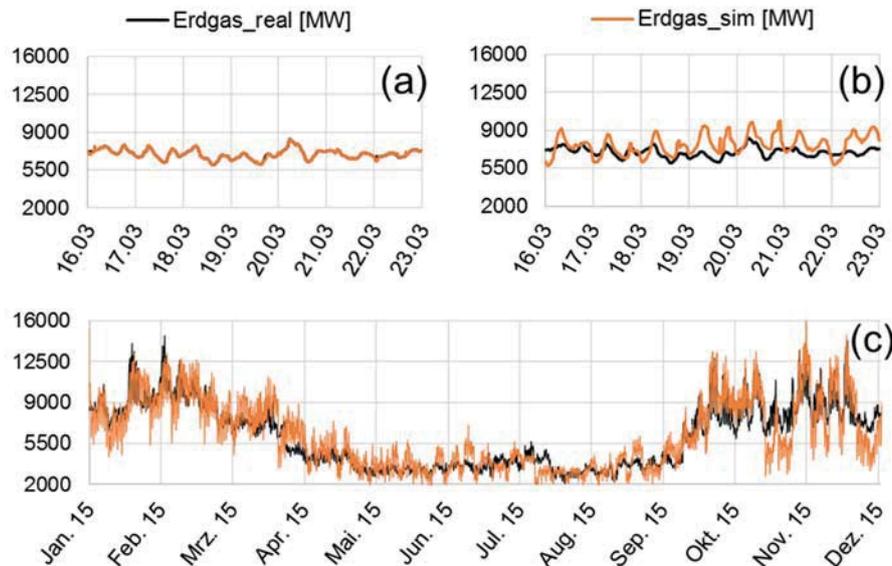
Im „Szenario 2030-Poly“ sind zusätzlich Submodelle zur Integration der Polygeneration-Konzepte und zur Abbildung eines Teilbereiches des Gasnetzes aktiviert. Dies ermöglicht den Einfluss dieser Sektorkopplungstechnologie auf das Stromversorgungssystem Deutschlands und die Einspeisbarkeit des erzeugten SNG objektiv zu bewerten, indem die Simulationsergebnisse von „Szenario 2030“ und „Szenario 2030-Poly“ verglichen werden.

4 Ergebnisse

Nachfolgend werden ausgewählte Ergebnisse der Modellvalidierung am Szenario 2015 sowie die Berechnungsergebnisse für die Szenarien „2030“ und „2030-Poly“ vorgestellt.

4.1 Validierung des Systemmodells am Szenario „Referenzjahr 2015“

In Abbildung 7 sind einzelne Validierungsergebnisse für die Erdgaskraftwerke im Szenario „Referenzjahr 2015“ dargestellt:



(a) Einzelsimulation für die dritte Märzwoche 2015, (b) gemeinsame Simulation aller Kraftwerke für die dritte Märzwoche 2015, (c) gemeinsame Simulation aller Kraftwerke für das Jahr 2015

Abbildung 7: Validierungskurven der Erdgaskraftwerke (nach [4], geändert)

Die Einzelvalidierungskurve (a) für die exemplarisch gewählte dritte Märzwoche weist nur minimale Abweichungen von den realen Kurven der veröffentlichten Daten auf. Daraus kann geschlossen werden, dass die über die Parametrierung festgelegten Parameter der Erdgaskraftwerke (Lastgradienten bzw. obere/untere Leistungsgrenze) passend gewählt sind, um die historische Erzeugungskurve abzufahren. Außerdem werden die Gaskraftwerke durch den im Systemmodell integrierten Regelmechanismus zum passenden Zeitpunkt an- und abgefahren und die Parameter für die Grenzkostenbestimmung der Erdgaskraftwerke sowie die hinterlegte Strompreiskorrelation sind hinreichend genau. Dieses Ergebnis ist auf alle regelbaren Erzeuger übertragbar. Bei der gemeinsamen Simulation aller Kraftwerke in der dritten Märzwoche (b) wird jedoch deutlich, dass sich die verschiedenen Erzeuger gegenseitig beeinflussen, so dass die historische Erzeugungskurve nur qualitativ abgefahren werden kann. Generell lässt sich aber feststellen, dass die Simulation gut dem realen Verlauf folgt und sich insbesondere im Jahresverlauf nur für November und Dezember größere Abweichungen. Dies ist auf den erhöhten Wärmebedarf in diesen Monaten zurückzuführen.

Für die Abbildung der Börsenstrompreise im Systemmodell wurde aus historischen Daten eine Korrelation in Abhängigkeit von der Residuallast abgeleitet. Die realen Strompreise und die Simulationsergebnisse für das Szenario „Referenzjahr 2015“ sind in Abbildung 8 dargestellt:

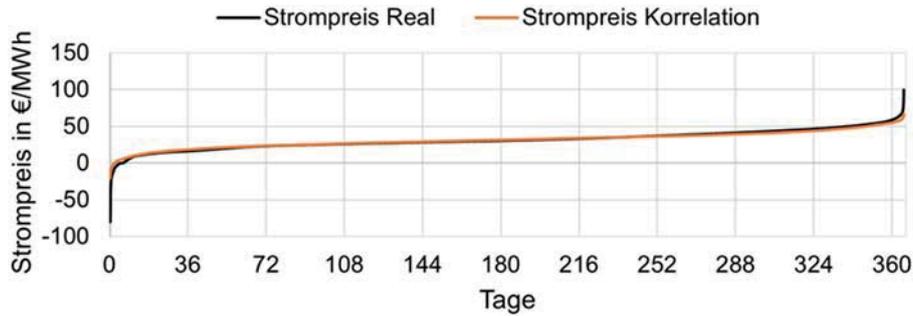


Abbildung 8: Geordnete Jahresganglinie der Strompreise 2015 (nach [4], geändert)

Es konnten nur geringe Abweichungen zu den historischen Daten festgestellt werden, wie die geordneten Jahresganglinien verdeutlichen.

4.2 Simulation der Szenarien 2030 und 2030-Poly

Durch die Steigerung der erneuerbaren Stromerzeugung (insbesondere Photovoltaik- und Windkraftanlagen) bis zum Jahr 2030 wird die resultierende Residualast sinken. Das hat Einfluss auf die Börsenstrompreise, wie bei Anwendung der Strompreiskorrelation auf das Szenario 2030 deutlich wird:

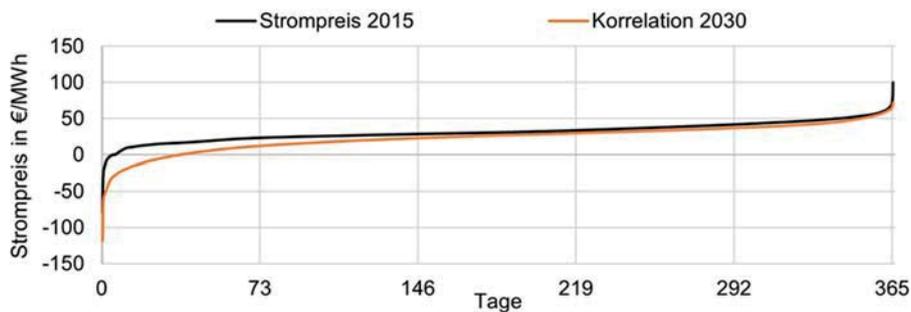


Abbildung 9: Geordnete Jahresganglinie der Strompreise für 2015 und 2030 (nach [4], geändert)

Durch die niedrigere Residualast wird es häufiger zu niedrigen Börsenstrompreisen kommen. Die Börsenstrompreise könnten an bis zu 35 Tagen pro Jahr negativ sein und auf bis zu -125 €/MWh fallen.

Durch den gekoppelten Betrieb von Dampfkraftwerk und Vergasungsstrang (Annex-Konzept) kann die Minimallast des Dampfkraftwerkes erheblich gesenkt werden (s. Tabelle 1):

Tabelle 1: Leistungsbereiche des Bestandskraftwerkes und der Polygeneration-Kraftwerke

Konzept	BoA1	Annex-SNG	Annex-MeOH	PtG-SNG
Minimale Leistung in MW (el)	489	342	324	340
Maximale Leistung in MW (el)	944	1554	939	1545

Beim Polygeneration-Annex-Konzept mit Methanolerzeugung ist eine Absenkung um 35 % bezogen auf die Mindestlast des Dampfkraftwerkes möglich, was einer Reduzierung der Mindestleistung auf 34 % der Nennleistung (944 MW (el)) entspricht. Gleichzeitig liegt durch

die Möglichkeit zur Rückverstromung der erzeugten Speicherbrennstoffe die maximale Leistung des Polygeneration-Annex-Konzeptes mit SNG-Erzeugung bei bis zu 165 % der Nennleistung des Dampfkraftwerkes. Dadurch können diese Kraftwerkskonzepte einen wesentlichen Beitrag zur Wahrung der Versorgungssicherheit in Zeiten sehr geringer regenerativer Erzeugung leisten.

Die Jahresbilanzen der Simulationen für 2030 sind in der nachfolgenden Tabelle 2 dargestellt:

Tabelle 2: Gegenüberstellung der Jahresbilanzen der Simulationen für 2030 (aus [4], geändert)

Szenario	2030	2030-Poly		
Konzept		Annex-SNG	Annex-MeOH	PtG-SNG
<i>Stromnachfrage</i>	-531,34	-531,34	-531,34	-531,34
<i>Konventionelle Erzeuger</i>	289,01	281,48	283,63	281,51
Kernenergie	0,00	0,00	0,00	0,00
Braunkohle	63,23	56,11	56,45	56,21
Steinkohle	74,50	74,00	74,73	74,07
Erdgas	124,34	124,43	125,51	124,29
Sonstige	26,94	26,94	26,94	26,94
<i>Erneuerbaren Energien</i>	248,56	248,56	248,56	248,56
Photovoltaik	58,90	58,90	58,90	58,90
Windkraft	134,20	134,20	134,20	134,20
Biomasse	39,00	39,00	39,00	39,00
Wasser	16,46	16,46	16,46	16,46
Saldo	6,23	-1,30	0,85	-1,27
<i>Defizit</i>	-101,24	-107,97	-106,06	-107,91
Pumpspeicher	-9,39	-10,07	-9,79	-10,06
Großspeicherbatterien	-0,07	-0,06	-0,06	-0,06
Polgeneration-Anlage	-0,00	-6,14	-4,54	-6,13
Import	-91,78	-91,70	-91,67	-91,66
<i>Überschuss</i>	107,47	106,67	106,91	106,64
Pumpspeicher	10,69	11,39	11,11	11,36
Elektromobilität	8,21	6,73	7,24	6,73
Großspeicherbatterien	0,07	0,06	0,06	0,06
Polygeneration-Anlage		0,07	0,06	0,07
Power-to-Heat	0,02	0,01	0,01	0,01
Export	88,48	88,41	88,43	88,41
Saldo	6,23	-1,30	0,85	-1,27

Die sichtbarste Veränderung durch den Einsatz der Polygeneration-Kraftwerke ist der geänderte Kraftwerkseinsatz, insbesondere die Verringerung der Erzeugung aus Braunkohle. Dies ist größtenteils auf die Minderung der installierten Braunkohlekraftwerksleistung um die Leistung des Dampfkraftwerkes zurückzuführen. Diese wird unter Defizit als Erzeugung der jeweiligen Polygeneration-Anlage (4,54 bis 6,14 TWh) mitbilanziert. Aber auch unter Berücksichtigung dieser Tatsache wird die Erzeugung aus Braunkohle um 0,89 bis 2,24 TWh verringert bei nur 0,06 bis 0,07 TWh eingespeicherter Überschussstrommenge. Damit kann ein Polygeneration-Kraftwerk in etwa die gleiche Energiemenge langfristig speichern, die in allen Großspeicherbatterien zusammen im gleichen Zeitraum gespeichert wurden. Außerdem trägt

ein einzelnes Kraftwerk je nach Konzept 4,54 bis 6,14 TWh (4,3 bis 5,7 %) zur Deckung des Defizites bei.

Durch den Einsatz der Polygeneration-Kraftwerke wird außerdem die CO₂-neutrale Stromspeicherung in Pumpspeicherkraftwerken unterstützt, was an einer um 0,42 bis 0,7 TWh gestiegenen Pumparbeit zur Überschussspeicherung und der um 0,4-0,68 TWh erhöhten Pumpspeicherezeugung erkennbar ist. Dadurch sinkt der Anteil der Elektromobilität, da diese hinter den Pumpspeicherkraftwerken in der Merit Order der Ausgleichseinheiten eingeordnet ist.

Die Stromimportmengen konnten durch die Polygeneration-Kraftwerke leicht um 0,08 bis 0,12 TWh vermindert werden. Auch die Stromexportmengen verringerten sich leicht (-0,05 bis -0,07 TWh pro Jahr). Dies läßt den Rückschluss zu, dass die Übertragungsnetze durch die Polygeneration-Kraftwerke leicht entlastet werden können.

Durch die Polygeneration-Annex-Konzepte wurden 3,02 TWh SNG bzw. 3,0 TWh Methanol pro Jahr erzeugt. Die Produktionsmenge des PtG-SNG-Konzeptes liegt bei gleicher installierter Elektrolyseleistung (150 MW (el)) mit 0,54 TWh SNG pro Jahr wesentlich darunter. Ein Grund ist die oben beschriebene Limitierung durch die Stöchiometrie der CO₂-basierten Methanisierung. Allerdings sind bei den vergasungsbasierten Polygenerationkonzepten bereits größere Wasserstoffmengen im Synthesegas enthalten, bevor der Elektrolysewasserstoff in die CO-basierte Synthese integriert wird.

Die Simulationsergebnisse für die 2030-Poly-Szenarien zeigen weiterhin, dass das durch die Polygeneration-Konzepte erzeugte SNG in den modellierten Erdgasnetzabschnitt eingespeist werden kann. Lediglich in 0,25 (PtG-SNG) bzw. 2 (Annex-SNG) Stunden pro Jahr war dies aufgrund von Einspeiserestriktionen (zu hoher Druck) nicht vollständig möglich, so dass die Erzeugung in diesen Zeiten hätte gedrosselt werden müssen.

5 Zusammenfassung

Ein vereinfachtes Systemmodell des Energieversorgungssystems Deutschlands wurde anhand veröffentlichter Daten erstellt und für das Jahr 2015 validiert. Es ist in der Lage, wichtige energiewirtschaftliche Zusammenhänge wie die grenzkostenabhängige Merit-Order an der European Energy Exchange (EEX) in Leipzig und die residuallastabhängige Strompreisbildung ausreichend genau abzubilden.

Mittels dieses Systemmodells wurden in einer energiewirtschaftlichen Systemanalyse für das Jahr 2030 die Auswirkungen der energiewendebedingten Veränderungen auf das Energieversorgungssystem Deutschlands simuliert und der Einfluss von drei Stromspeicher-Konzepten auf das Energieversorgungssystem 2030 untersucht. Zwei Polygeneration-Annex-Anlagen mit Methanolsynthese bzw. Methanisierung sowie eine PtG Anlage mit Methanisierung wurden quasidynamisch modelliert und bilanziert.

Die Berechnungen zeigen, dass die starke Verringerung der Minimallast des Dampfkraftwerkes durch Elektrolyse zu einer geringeren Braunkohleerzeugung führt. Dies wiederum hat den vermehrten Einsatz von CO₂-neutralen Pumpspeicherkraftwerken sowie leicht verringerten Im- und Export zur Folge, was zur Entlastung der Netze führt. Für die beiden SNG-Konzepte konnte gezeigt werden, dass das erzeugte SNG zur Energiespeicherung bzw. zum Transport in das Erdgasnetz eingespeist werden kann.

Danksagung

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Die vorliegenden Erkenntnisse wurden im Rahmen der BMWi-geförderten Verbundvorhaben „HotVeGasII“ (Förderkennzeichen 0327773G), „HotVeGasIII“ (Förderkennzeichen 0327773J) und einem Landesinnovationspromotionsstipendium des Landes Sachsen ermittelt. Die Autoren danken dem BMWi und den beteiligten Unternehmen sowie dem Land Sachsen und dem ESF für die finanzielle Unterstützung.

Europa fördert Sachsen.



Europäische Union

Literatur

- [1] Boblenz K., Wolfersdorf C., Uebel K., Günther K., Reinmöller M., Guhl S. (2016). Abschlussbericht Verbundvorhaben HotVeGas II (Förderkennzeichen: 0327773G) Grundlegende Untersuchungen zur Entwicklung zukünftiger Hochtemperaturvergasungs- und -gasaufbereitungs-prozesse für dynamische Stromerzeugungs- und -speichertechnologien. TU Bergakademie Freiberg
- [2] BNetzA Bundesnetzagentur (2017). Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017, 1. Entwurf
- [3] Mädlow, A. (2015). Bewertung von Polygenerationskonzepten mit Stromspeicherung. Masterarbeit, TU Bergakademie Freiberg
- [4] Frank, V. (2015). Modellierung von Speicheroptionen zur Kopplung verschiedener Energieversorgungsnetze. Masterarbeit, TU Bergakademie Freiberg
- [5] Entso-E (2015). Production, Consumption, Exchange Package. Germany. <https://www.entsoe.eu/db-query/country-packages/production-consumption-exchange-package> (letzter Zugriff am 08.03.17).
- [6] Agora Energiewende. Agorameter. [https://www.agora-energiewende.de/de/themen /-agothem-/Produkt/produkt/76/Agorameter/](https://www.agora-energiewende.de/de/themen/-/agothem-/Produkt/produkt/76/Agorameter/) (letzter Zugriff am 08.03.17).