

# Einsatz eines Gasmarktmodells zur Bewertung von Risiken

Maik Günther<sup>1</sup>

**Abstract:** Auf den wirtschaftlichen Erfolg der Stadtwerke München haben Energiepreise einen großen Einfluss. Ändert sich jedoch nur ein Parameter, beispielsweise der Ölpreis, kann dies Auswirkungen auf die Preise anderer Commodities haben. Die Stadtwerke München nutzen daher eine Vielzahl miteinander verketteter Marktmodelle. Mit dem weltweiten Gasmarktmodell WEGA können Gaspreise errechnet und beispielsweise der Effekt eines sinkenden Ölpreises auf den Gaspreis bestimmt werden. Aber auch Sensitivitäten zu veränderten Gasbedarfsszenarien, zu einem Überangebot an Flüssiggas oder zu einer Ukraine Krise können mit WEGA gerechnet werden. Aus den ermittelten Preiszeitreihen der relevanten Commodities werden anschließend die monetären Auswirkungen auf die Stadtwerke München abgeleitet. Diese Arbeit gibt einen Überblick über das Gasmarktmodell WEGA sowie über wesentliche Einflussgrößen auf den Gaspreis. Zudem werden die Zusammenhänge zwischen den einzelnen Commodities beleuchtet.

**Keywords:** Gasmarktmodell, WEGA, Commodities, NCG, Gasnachfrage, Ölpreis, Wechselkurs, LNG, Sensitivitäten, Risiken

## 1 Einleitung

Die Stadtwerke München (SWM) sind ein kommunales Versorgungs- und Dienstleistungsunternehmen. 2015 konnte mit 8.843 Mitarbeitern ein Umsatz von 6,6 Mrd. Euro erzielt werden [SWM16]. Beim Erdgas sind die SWM direkt und über Beteiligungen in allen Stufen der Wertschöpfungskette investiert. Hierzu gehören die Exploration und Förderung in der Nordsee, Gasnetze, Gasspeicherung, Gashandel sowie Vertriebseinheiten. Zudem haben die SWM ein Fernwärmenetz in München, welches u.a. mit gasbetriebenen KWK-Anlagen und Heizwerken versorgt wird.

Auf den wirtschaftlichen Erfolg der SWM haben Energiepreise einen großen Einfluss. Durch die Vielzahl an unterschiedlichen Assets der SWM und wegen der komplexen Wechselwirkungen zwischen den globalen Energie- und Finanzmärkten ist es nicht einfach, die Auswirkungen sich ändernder Rahmenbedingungen (z.B. Ölpreis, Gaspreis, Gasnachfrage, Wechselkurse) auf die SWM zu quantifizieren. Eine konkrete Fragestellung ist beispielsweise: Was bedeutet ein Ölpreis für die SWM, der dauerhaft 10 USD<sub>2015</sub>/bbl Brent unter den bisherigen Langfristprognosen bis 2040 liegt? Um derartige Fragestellungen zu beantworten, nutzen die SWM eine Vielzahl miteinander verketteter Modelle. So wirkt der Ölpreis auf den Gaspreis, der Gaspreis auf den Strompreis sowie auf den Kraftwerkspark der Zukunft. Der Einsatz dieses Kraftwerksparks hat wiederum Auswirkungen auf den Gasbedarf und somit auf den Gaspreis. Hinzu kommen Wechselwirkungen mit

---

<sup>1</sup> Stadtwerke München GmbH, Emmy-Noether-Str. 2, 80992 München, guenther.maik@swm.de

CO<sub>2</sub>-Preisen, Kohlepreisen und Wechselkursen. Insgesamt gestalten sich diese Wechselwirkungen sehr komplex.

In dieser Arbeit wird daher auf das Zusammenspiel der Energiemärkte eingegangen, wobei dies aus Sicht der SWM mit ihren Assets aus den verschiedensten Bereichen geschieht. Dabei spielt die Modellwelt der SWM eine zentrale Rolle, weshalb die Wechselwirkungen der zahlreichen Markt- und Bewertungsmodelle ebenfalls erörtert werden. Vertiefend wird dabei der Gasmarkt beleuchtet, wobei das weltweite Gasmarktmodell WEGA<sup>2</sup> zum Einsatz kommt. U.a. wird in dieser Arbeit die Frage beantwortet, wie sich der Gaspreis bei einer Absenkung des langfristigen Ölpreisverlaufs verhält. Aber auch auf andere Treiber, die den Gaspreis beeinflussen, wird eingegangen. Im Rahmen von Sensitivitätsanalysen werden ihre Auswirkungen auf den Gaspreis quantifiziert.

Der Aufbau dieser Arbeit gestaltet sich wie folgt: Zunächst werden in Kapitel 2 die Wechselwirkungen zwischen den Energiemärkten aus Sicht der SWM erläutert. Anschließend wird in Kapitel 3 auf das Gasmarktmodell WEGA eingegangen. In Kapitel 4 werden Sensitivitätsanalysen mit WEGA durchgeführt. Diese Arbeit endet mit einer Zusammenfassung und einem Ausblick.

## 2 Zusammenspiel der Energiemärkte und Modellwelt der SWM

In der Einleitung wurde die Frage gestellt, welche Auswirkungen ein Ölpreis hat, der langfristig 10 USD<sub>2015</sub>/bbl Brent unter den bisherigen Preisannahmen liegt. Die Komplexität, die bei der Beantwortung einer derartigen Fragestellung berücksichtigt werden muss, soll nun aus Sicht der SWM verdeutlicht werden: Sinkt der Ölpreis, so sinken auch die Erträge aus der Ölförderung der SWM (bei konstanten Wechselkursen). Zudem sind Gaslieferverträge z.T. an den Ölpreis gekoppelt [IGU16], sodass Druck auf den Gaspreis ausgeübt wird, was wiederum auf die Aktivitäten der SWM in der Nordsee wirkt. Der Ölpreis hat nicht nur einen Einfluss auf den Gaspreis, sondern auch auf den Kohlepreis, da die kurzfristigen Grenzkosten für die Kohleförderung sowie die Transportkosten stark vom Ölpreis bzw. vom Preis von Ölprodukten (Diesel, Schweröl) abhängig sind. Sinkende Kohle- und Gaspreise sind zum einen positiv für den Kraftwerkspark der SWM, da Brennstoffe günstiger beschafft werden können. Jedoch werden durch sinkende Brennstoffpreise auch die zu erzielenden Strompreise gedrückt. Dies schmälert die Erlösseite der SWM-Kraftwerke. Zudem sinken die Erlöse aus der Fernwärme, da der Arbeitspreis für Fernwärme zu bestimmten Anteilen von den Preisen für Gas, Kohle und Heizöl extra leicht (HEL) abhängt. Hierbei ist zu beachten, dass der Ölpreis stark mit dem Preis für HEL korreliert. Auch die Erneuerbaren der SWM sind langfristig betroffen. Endet ihr Förderzeitraum, sind sie auf die Erlöse am Strommarkt angewiesen.

Es wird deutlich, dass die Änderung eines einzigen Parameters (beispielsweise der Öl-

---

<sup>2</sup> WEGA steht für Weltweites GAsmarktmodell.

preis) auch auf die Preise anderer Commodities wirken kann. Um die langfristigen monetäre Auswirkung einer Parameteränderung auf die SWM zu bewerten, müssen u.a. Preiszeitreihen für Öl, Gas, Strom, CO<sub>2</sub> und Kohle bis 2040 zur Verfügung stehen. Für die Öl- und Kohlepreise greifen die SWM auf kommerzielle Studien, Workshops und Experteninterviews zurück. Für die Gas-, Strom- und CO<sub>2</sub>-Preise werden eigene Marktmodelle genutzt. Die Modellwelt der SWM ist in Abbildung 1 dargestellt. Hierbei sei erwähnt, dass die in Abbildung 1 dargestellten Modelle regelmäßig einer Validierung durch das Risikocontrolling unterzogen werden.

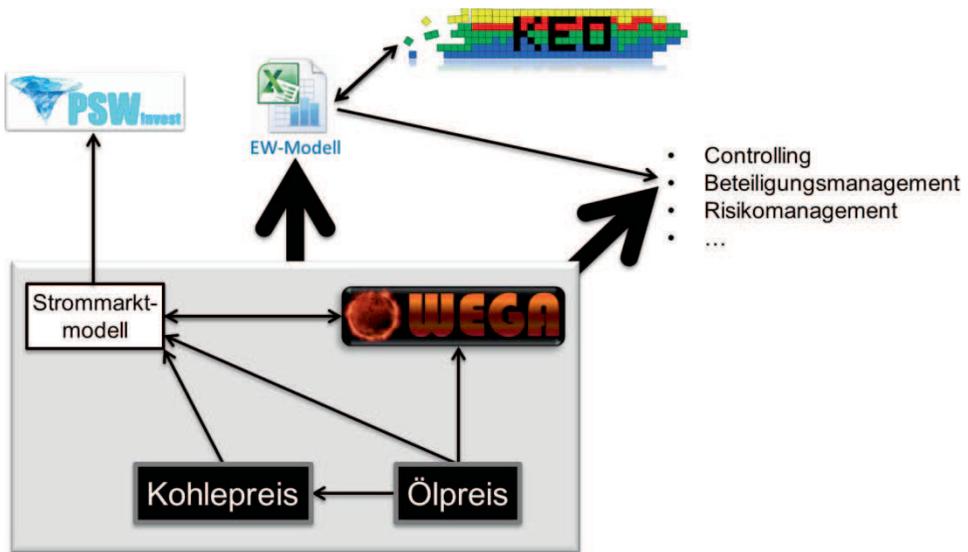


Abb. 1: Modellwelt der SWM

Ausgangspunkt in der SWM-Modellwelt ist der Ölpreis, der bei der Bestimmung des Kohlepreises Eingang findet. Zudem ist der Ölpreis wegen ölpreisindexierter Gaslieferverträge wichtig für den Gaspreis. Die SWM setzen das weltweite Gasmarktmodell WEGA ein, um Gaspreise und Gasflüsse zu errechnen [GS16], [Gü16b]. So kann mit dem Modell die Frage beantwortet werden, wie sich in Zukunft die Gaspreise bei einer Absenkung der bisherigen Ölpreisannahmen verhalten. Zusätzlich können mit WEGA auch die Auswirkungen von geänderten Eingangsparametern wie EUR/USD-Wechselkurs, Gasbedarf, Schiefergasförderung, Ukraine Krise, etc. untersucht werden. Des Weiteren wird von den SWM ein selbst entwickeltes fundamentales Strommarktmodell für Europa genutzt, um den Kraftwerkspark der Zukunft, den Wert der Erneuerbaren sowie die Strom- und CO<sub>2</sub>-Preise zu bestimmen [SRF14]. In das Strommarktmodell gehen die Kohle-, Öl- und Gaspreise ein. Das Strommarktmodell liefert wiederum den Gasbedarf aus dem Kraftwerksektor an WEGA zurück. Die so erzeugten Commodity-Preise gehen zum einen in das EW-Modell ein, welches die Wertschöpfungsstufen der Strom- und Fernwärmeezeugung

der SWM abdeckt. Das EW-Modell selbst dient der Szenarienerstellung und Ergebnisanalyse. Konkrete Berechnungen des stundenscharfen Kraftwerkseinsatzes der SWM-Anlagen finden im Modell KEO statt [Gü13], [GGF15], [Gü16a]. Mit der Kombination aus EW-Modell und KEO werden die langfristigen Auswirkungen von geänderten Brennstoff-, CO<sub>2</sub>- und Strompreisen auf den SWM-Kraftwerkspark sowie auf das Fernwärmenetz ermittelt. Ergebnisse des EW-Modells sowie alle Commodity-Preise werden außerdem zahlreichen Fachabteilungen zugänglich gemacht, wo u.a. weitere Berechnungen zu den monetären Auswirkungen stattfinden. In Abbildung 1 ist ebenfalls das Modell PSWinvest dargestellt. Mit ihm kann die Wirtschaftlichkeit von Pumpspeicherwerken am Spotmarkt berechnet werden [Gü15]. Die hierzu benötigte stündliche Zeitreihe der Strompreise stammt aus dem Strommarktmodell der SWM.

Neben Preiszeitreihen einzelner Commodities bis 2040 werden für gut abschätzbare Parameteränderungen zusätzlich Wahrscheinlichkeiten in einer groben Stufung angegeben. Mit Hilfe der erzeugten Preiszeitreihen kann anschließend die monetäre Auswirkung von geänderten Rahmenbedingungen auf die SWM berechnet werden.

### 3 Gasmarktmodell WEGA

Bei Gasmarktmodellen unterscheidet man Modelle, in denen von den Akteuren Marktmacht ausgeübt wird und Modelle, die mit vollständigem Wettbewerb arbeiten. Für einen Überblick über Gasmarktmodelle sei auf die Arbeiten von Chyong und Hobbs [CH14], Holz et al. [HHK08] sowie auf die Arbeit des Energy Modeling Forums [EM07] verwiesen.

WEGA arbeitet mit perfekter Vorausschau und vollständigem Wettbewerb. Marktmacht einzelner Akteure sowie Investitionsentscheidungen sind in Szenarien fest vorgegeben. Beispielsweise kann der Bau der Ostseepipeline Nord Stream 2 in WEGA hinterlegt werden. Hierdurch wird ein Szenario unterstellt, in dem Russland seine Marktmacht ausnutzt und bewusst Überkapazitäten erzeugt, um den Markteintritt anderer Teilnehmer zu erschweren. In beliebigen weiteren Szenarien können zusätzlich Preisvorgaben von Produzenten oder ein etwaiges Zurückhalten von Mengen unterstellt werden. Ein Szenario bis 2040 wird von WEGA in etwa 25 Minuten gerechnet.

Das Modell nutzt Linearer Programmierung (LP) und wurde in der Xpress Optimization Suite von FICO erstellt. Das Beratungsunternehmen Pöyry Management Consulting (UK) Ltd. hat das Modell entwickelt. Dort trägt es den Namen Pegasus [DaSa04], [Pö12]. 2013 haben die SWM Pegasus erworben und den Quellcode einer eingehenden Plausibilitätsprüfung unterzogen. Zudem wurde die zugehörige Datenbank von Pöyry beschafft und ebenfalls überprüft. Die Datenbank wurde von den SWM in Teilen geändert. So haben die SWM beispielsweise eigene Annahmen zum Ölpreis, zu Wechselkursen, zu den Grenzkosten von Speichern, zur Gasnachfrage oder zu Produktionsmengen einzelner Quellen. Diese Daten stammen aus eigenen Analysen oder aus dem fundamentalen Strommarktmodell der SWM. Zusätzlich kommen Daten von kommerziellen Anbietern wie PIRA

Energy Group, Wood Mackenzie, IHS und Bloomberg New Energy Finance, die z.T. eigene Gasmarktmodelle unterhalten.

WEGA ist ein weltweites Gasmarktmodell. Die Abbildung weltweiter Gasflüsse ist wichtig, da durch den zunehmenden Handel von verflüssigtem Erdgas (LNG) Märkte nicht mehr isoliert betrachtet werden können. Laut BP wird LNG bis 2035 einen größeren Anteil am weltweiten Gashandel haben als Pipelinegas [BP16]. Während der Transport mittels Pipeline an einen festen Anfangs- und Endpunkt geknüpft ist, kann LNG per Schiff von einem Verflüssigungsterminal aus zu jedem Regasifizierungsterminal der Welt transportiert werden. Gasmarktmodelle mit regionalem Fokus, die z.B. nur Nordamerika oder Europa betrachten und LNG-Flüsse fest vorgeben, bilden die Realität daher nicht ausreichend genau ab.

Mit Hilfe von unterschiedlichen Typen an Knoten und Kanten wird in WEGA der weltweite Gasmarkt abgebildet. Bei den Knoten unterscheidet man:

- **Bedarfszonen:** Dies können Länder, Regionen oder Handlungspunkte sein. Beispielsweise sind NetConnect Germany (NCG) oder Henry Hub (HH) in den USA als Handlungspunkte im Modell abgebildet. Jeder Bedarfszone ist ein tagesscharfer Gasbedarf bis 2040 zugewiesen.
- **Gasfelder innerhalb der Bedarfszonen:** Diese Gasfelder stellen die eigene Produktion innerhalb Bedarfszone dar. Die Produktionskapazität, die Produktionskosten und etwaige unterjährige Produktionsprofile (z.B. beim Gasfeld Groningen) sind bis 2040 hinterlegt.
- **Gasfelder mit Pipelineanbindung:** Im Modell werden Gasfelder zu größeren Gruppen zusammen gefasst, um die Rechenzeit zu reduzieren. Gasfelder haben eine Kapazität, Produktionskosten sowie ggf. ein unterjähriges Produktionsprofil und eine Mindestkapazität. Diese Daten werden bis 2040 vorgegeben. Ein Gasfeld in WEGA ist beispielsweise das Gasfeld Jamal in Russland.
- **Anlandepunkte für Pipelines:** Pipelines werden mit Hilfe eines Anlandepunktes an eine Bedarfszone geknüpft. Dieser Anlandepunkt hat eine maximale Kapazität. Als Beispiel kann die Anlandestation in Lubmin nahe Greifswald für die Ostseepipeline Nord Stream genannt werden.
- **Gasfelder mit Anbindung an LNG-Exportterminals:** Mit diesem Knoten werden LNG Verflüssigungsterminals modelliert. Sie haben eine Kapazität, Produktionskosten sowie ggf. ein unterjähriges Produktionsprofil und eine Mindestkapazität. Die Logik ist identisch zu Gasfeldern mit Pipelineanbindung. Es wird zwischen Gasfeldern mit Pipelineanbindung und mit Anbindung an LNG-Terminals unterschieden, um die Auswertung der Ergebnisse zu erleichtern. Auch hier wird ein Ausbaupfad für die Verflüssigungskapazität bis 2040 im Modell vorgegeben.
- **LNG-Importterminals:** Alle weltweiten Importterminals sind im Modell abgebildet. Auch ein etwaiger Ausbaupfad je Bedarfszone ist hinterlegt.

- Gasspeicher: Alle Gasspeicher Europas sind einzeln modelliert. Sie haben eine Ein- und Ausspeicherleistung sowie Kosten. Gasspeicher in Nordamerika oder China wurden zu Gruppen zusammengefasst. Etwaige Erweiterungen, Neubauten oder Stilllegungen sind bis 2040 abgebildet.
- Flexibilitätsoptionen innerhalb einer Bedarfszone: Hierzu gehören Preisgrenzen für den Coal-Gas-Switch sowie für abschaltbare Kunden. Zudem gibt es zwangsweise Lastabwürfe zur Vermeidung einer Unlösbarkeit des Optimierungsproblems. Falls diese Lastabwürfe auftreten, ist das Modell nicht ausreichend kalibriert und muss nachjustiert werden.

Für die Verbindung zwischen den Knoten gibt es eine Vielzahl an unterschiedlichen Kanten. Abbildung 2 zeigt das Beispiel zweier Bedarfszonen. Zwischen den Bedarfszonen gibt es beispielsweise eine Kante, die einen Interkonnektor darstellt. Sie erlaubt einen Gasfluss in eine vorgegebene Richtung. Für einen Interkonnektor, der Gasflüsse in beide Richtungen ermöglicht, werden daher zwei Kanten erzeugt. In Abbildung 2 ist ebenfalls zu erkennen, dass eine LNG Quelle (LNG Verflüssigungsterminal) mit mehreren Regasifizierungsterminals verbunden sein kann. Ebenso kann eine Quelle mehrere Pipelines haben und z.B. Gas aus Norwegen nach Deutschland und UK transportieren.

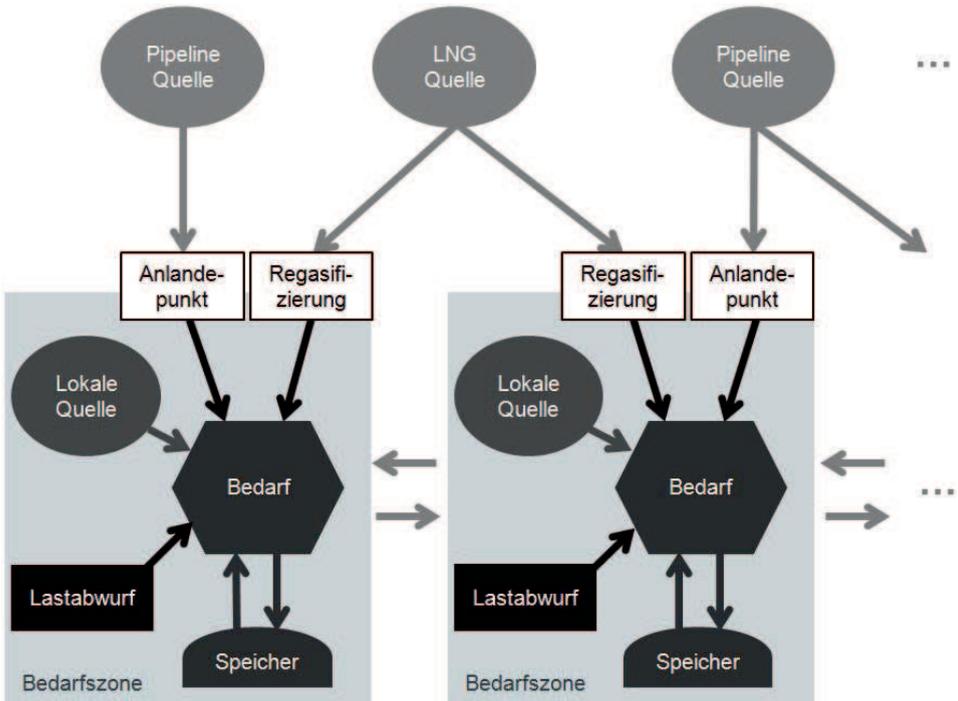


Abb. 2: Beispiel mit zwei Bedarfszonen

Das Modell enthält zudem eine Datenbank weltweiter Gaslieferverträge. Ein Gasliefervertrag hat ein Anfangs- und ein Enddatum. Er beinhaltet zudem Flexibilitätsoptionen, Take-or-Pay Klauseln sowie eine individuelle Preisformel. Diese Preisformel berücksichtigt eine Ölpreisindexierung, eine Hubindexierung oder eine Mischung aus Beidem. Etwaige Nachverhandlungen von Verträgen können ebenfalls hinterlegt werden. So wird im Modell von einer langsamen Abkehr von ölpreisindexierten Verträgen hin zu hubindexierten Verträgen oder hybriden Verträgen ausgegangen [IGU16].

WEGA optimiert jedes Gasjahr separat, wobei das Gasjahr in einzelne Tage ‚d‘ zerlegt wird. Das Ziel der Optimierung ist es, die Gesamtkosten zur Deckung des täglichen Gasbedarfs eines Gasjahres ‚K<sub>Gesamt</sub>‘ zu minimieren (siehe Formel 1). Die Gesamtkosten setzen sich aus den tagesscharfen Produktionskosten ‚K<sub>Prod<sub>d</sub></sub>‘, Transportkosten ‚K<sub>Transp<sub>d</sub></sub>‘, Speicherkosten ‚K<sub>Spei<sub>d</sub></sub>‘ sowie aus Flexibilitätskosten ‚K<sub>Flex<sub>d</sub></sub>‘ zusammen.

$$\text{Min } K_{\text{Gesamt}} = \sum_{d=1}^D (K_{\text{Prod}_d} + K_{\text{Transp}_d} + K_{\text{Spei}_d} + K_{\text{Flex}_d}) \quad (1)$$

Bei der Minimierung der Gesamtkosten sind zahlreiche Nebenbedingungen einzuhalten. Eine harte Nebenbedingung ist die Deckung des Gasbedarfs jeder Bedarfszone ‚z‘ an jedem Tag ‚d‘ (siehe Formel 2). In Formel 2 meint ‚Ein‘ jeweils einen Zufluss zur Bedarfszone und ‚Aus‘ einen Abfluss. Der tägliche Gasbedarf einer Bedarfszone ‚z‘ wird durch Zu- und Abflüsse der zur Bedarfszone gehörenden Pipelines, LNG Regasifizierungsterminals (LNGEin<sub>z,d</sub>) bzw. LNG Exportterminals (LNGAus<sub>z,d</sub>), Interkonnektoren, Speicher und Flexibilitätsoptionen gedeckt. Weiterhin gibt es Zuflüssen durch Eigenproduktion innerhalb der Bedarfszone.

$$\begin{aligned} \text{Bedarf}_{z,d} = & \text{PipelineEin}_{z,d} - \text{PipelineAus}_{z,d} + \\ & \text{LNGEin}_{z,d} - \text{LNGAus}_{z,d} + \\ & \text{InterkonnektorEin}_{z,d} - \text{InterkonnektorAus}_{z,d} + \\ & \text{SpeicherEin}_{z,d} - \text{SpeicherAus}_{z,d} + \\ & \text{FlexibilitätsoptionEin}_{z,d} + \text{EigenproduktionEin}_{z,d} \quad \forall z \in Z, d \in D \end{aligned} \quad (2)$$

Weitere Nebenbedingungen beziehen sich auf die zuvor genannten Eigenschaften der Knoten, Kanten und Verträge. So darf beispielsweise die maximale Kapazität einer Pipeline oder eines LNG-Regasifizierungsterminals nicht überschritten werden. Auch vertraglichen Vereinbarungen aus den langfristigen Lieferverträgen sind einzuhalten.

Zur Visualisierung der Vielzahl an Eingangsdaten und Ergebnissen ist die Business Intelligence Software Tableau in das Gasmarktmodell integriert. Abbildung 3 zeigt einen Screenshot von WEGA. Mit Ziffer eins ist der Bereich markiert, in dem neue Szenarien erstellt oder bestehende Szenarien ausgewählt werden können. Darunter lassen sich im Bereich mit der Ziffer zwei vordefinierte Ansichten eines Szenarios auswählen, welche dann im Bereich mit der Ziffer drei angezeigt werden. Dort können sie auch manipuliert werden.

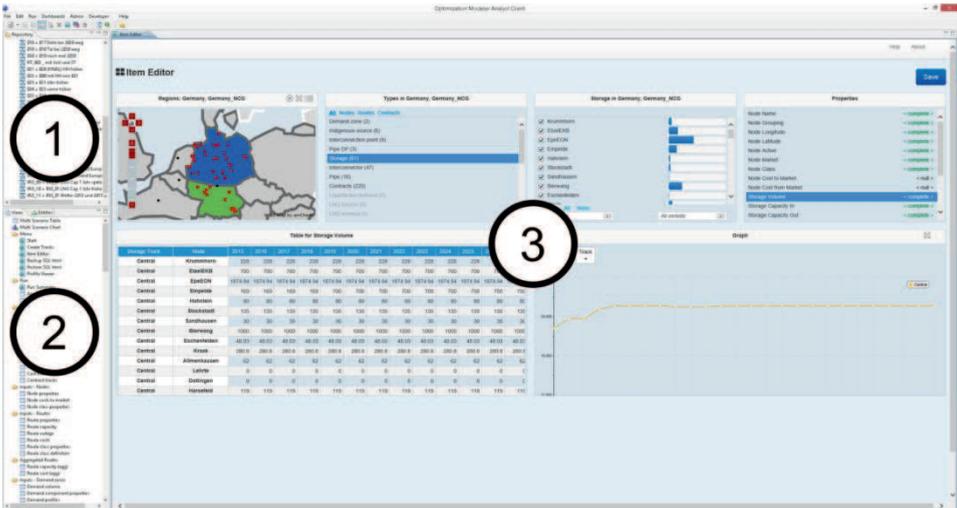


Abb. 3: Screenshot von WEGA mit Daten über Gasspeicher in Deutschland

## 4 Einfluss von Parametern auf den Gaspreis

In diesem Kapitel werden relevante Parameter vorgestellt, die einen Einfluss auf den Gaspreis haben. Anhand von Sensitivitätsanalysen mit Hilfe des Gasmarktmodells WEGA werden die Auswirkungen von Parameteränderungen quantifiziert. Soweit möglich, werden zudem grobe Aussagen getroffen, wie wahrscheinlich die untersuchten Parameteränderungen sind.

Ausgangspunkt für die Sensitivitätsbetrachtungen bildet ein Basis-Szenario, welches die bestmögliche Sicht auf die Zukunft darstellt. Das Basis-Szenario dieser Arbeit wurde im sinnvollen Rahmen modifiziert, um keine Rückschlüsse auf das SWM-Basis-Szenario zuzulassen (z.B. bei den Wechselkursen). Ausgehend vom Basis-Szenario dieser Arbeit werden Sensitivitäten abgeleitet, wobei immer nur ein Parameter geändert wird. Wegen interner Einschränkungen werden keine NCG-Preise angegeben, sondern prozentuale Preisabweichungen zum Basis-Szenario. An dieser Stelle soll der Hinweis gegeben werden, dass unter perfekter Vorausschau gerechnet wurde. Man wird bei den Sensitivitäten beispielsweise nicht von einem höheren Gasbedarf oder Bedarfsspitzen überrascht.

**Geänderter Ölpreis:** In Europa findet man eine Ölpreisindexierung vor allem noch bei Pipelineimporten aus Russland sowie bei LNG-Importen aus Algerien. Der Anteil der Ölpreisindexierung hat in der Vergangenheit zu Gunsten einer Indexierung auf Hub-Preise abgenommen. In Asien hingegen spielt die Ölpreisindexierung bei LNG-Importen noch eine relativ große Rolle [IGU16]. Wegen der derzeit niedrigen Ölpreise besteht aktuell wenig Druck, von der Ölpreisindexierung abzurücken.

In Abbildung 4 ist der Verlauf des NCG-Preises bei modifizierten Brent-Preisen dargestellt. Hier wurde der Brent-Preis in jedem Jahr um einen festen Betrag angehoben bzw. abgesenkt. Z.B. um +10 USD<sub>2015</sub>/bbl Brent als Realwert zum Basisjahr 2015. Man erkennt deutlich, dass der Ölpreis einen erheblichen Einfluss auf den NCG-Preis hat. Dieser nimmt jedoch in Zukunft ab, da in WEGA ein weiterer Rückgang des Anteils der Ölpreisindexierung unterstellt ist.

Auffällig ist, dass ein Preisanstieg bei Brent bis 2020 einen höheren Einfluss auf den NCG-Preis hat, als eine Preissenkung in den jeweiligen Jahren um den gleichen Betrag. Dies liegt daran, dass der Ölpreis momentan sehr niedrig ist und der Preis für ölpreisindexiertes Gas unter dem NCG-Preis liegt. Es macht somit Sinn, die komplette Volumenflexibilität ölpreisindexierter Verträge auszunutzen und möglichst viel Gas über diese Verträge zu beziehen. Erhöht man in dieser Situation den Ölpreis, so wird ölpreisindexiertes Gas zunehmend unattraktiv und man erreicht ein Niveau, in dem nur so viel ölpreisindexiertes Gas importiert wird, wie man laut Vertrag kaufen muss (Take-or-Pay Level). Das relativ günstige ölpreisindexierte Gas wird demnach nicht nur teurer, man bezieht von ihm auch weniger und muss andere, relativ teure Quellen nutzen. Bei einer Absenkung des Ölpreises von dem heute schon niedrigen Preisniveau ist der Effekt auf den NCG-Preis weniger stark ausgeprägt, da man bereits Mengen deutlich oberhalb des Take-or-Pay Levels bezieht und weniger Spielraum nach oben zur vertraglich maximal möglichen Menge hat.

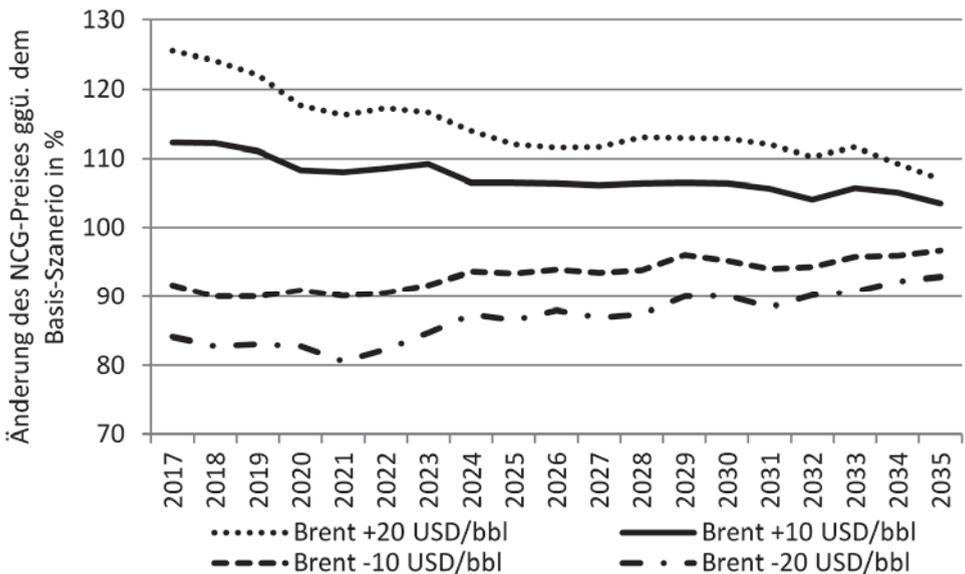


Abb. 4: Auswirkung geänderter Brent-Preise auf den NCG-Preis ggü. dem Basis-Szenario

**Geänderter Wechselkurs:** Eine Änderung des EUR/USD-Wechselkurses setzt ähnliche Mechanismen wie ein geänderter Ölpreis in Gang. Nordseeöl der Sorte Brent wird in USD/Barrel (bbl) gehandelt. Wird der Euro gegenüber dem Dollar stärker, so zahlt ein

Käufer in Europa, der in Euro bezahlt, weniger Euros pro bbl. Dies ist vor dem Hintergrund der zuvor dargestellten Ölpreisindexierung wichtig.

Die Auswirkungen eines EUR/USD-Wechselkurses von 1,0 sowie 1,1 und 1,2 sind in Abbildung 5 dargestellt. Je stärker der Euro gegenüber dem Dollar ist, umso niedriger ist der NCG-Preis. Den gleichen Preiseffekt würde man bei konstantem Wechselkurs und abgesehenem Ölpreis erhalten. Ein langfristiger EUR/USD-Kurs von 1,0 erscheint unrealistisch. Selbst bei den niedrigen Ölpreisen der letzten Monate ist dies kurzfristig nicht aufgetreten. Ein stärkerer Euro gegenüber dem Dollar ist eher wahrscheinlich.

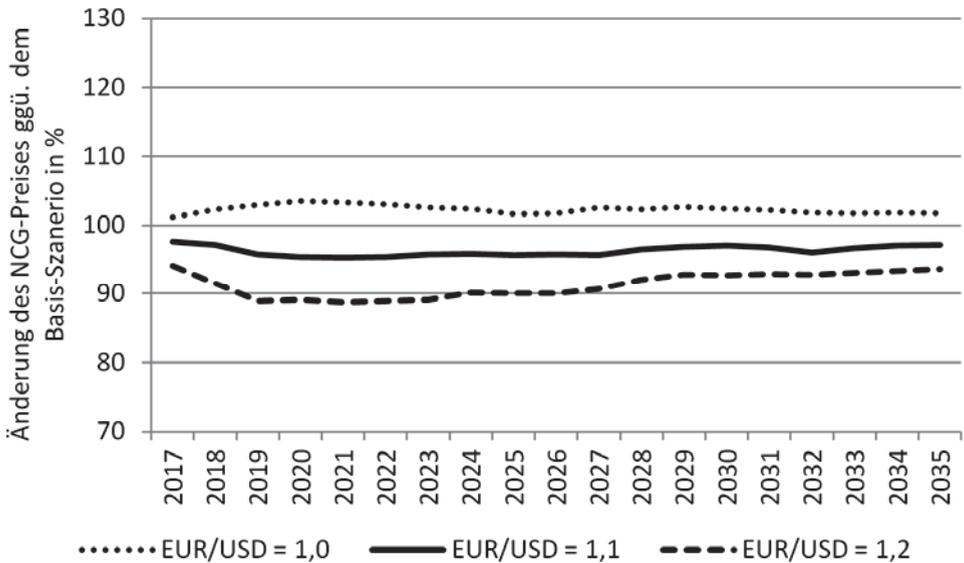


Abb. 5: Auswirkung geänderter EUR/USD-Kurse auf den NCG-Preis ggü. dem Basis-Szenario

**Geänderter HH-Preis:** Auch der Preis von HH hat einen Einfluss auf den Gaspreis in Europa. Denn die USA exportieren in Zukunft größere Mengen LNG, die meist auf den Preis am HH indexiert sein werden. Für die Berechnungen in Abbildung 6 wurden die Rahmenbedingungen im Modell so geändert, dass sich ein um 35% höherer bzw. niedrigerer Henry Hub-Preis ergibt.

Während die Änderung beim HH-Preis mit +35% relativ groß ausfällt, bewegt sich der NCG-Preis kaum. Dies liegt daran, dass nur der HH-Preis modifiziert wurde, nicht jedoch die LNG-Exportkapazitäten in den USA. Steigt der HH-Preis auf ein Niveau, bei dem ein Export zu langfristigen Grenzkosten unwirtschaftlich ist, wird das LNG-Exportterminal dennoch produzieren, solange es seine kurzfristigen Grenzkosten (z.B. ca. 3 EUR<sub>2015</sub>/MWh statt 15 EUR<sub>2015</sub>/MWh für Exporte von den USA nach Europa) verdient. Der Preisanstieg am HH wird damit gedämpft auf den NCG-Preis übertragen. Bei einem niedrigeren HH-Preis bewegt sich der NCG-Preis kaum. U.S.-LNG ist in der Merit-Order der Gasquellen im Basis-Szenario selten preissetzend, sodass ein Absenken beim Henry

Hub-Preis kaum auf den NCG-Preis wirkt. Sollte ein anderer HH-Preis als im Basis-Szenario eintreten, so ist ein niedrigerer HH-Preis eher wahrscheinlicher.

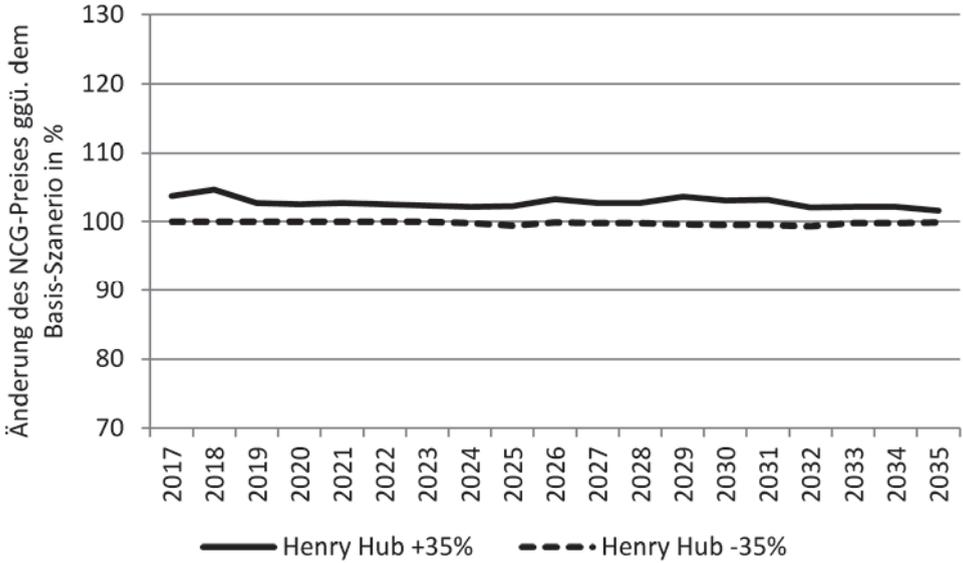


Abb. 6: Auswirkung geänderter Henry-Hub-Preise auf den NCG-Preis ggü. dem Basis-Szenario

**Geänderter Gasbedarf Europas:** Nachfolgend wird sich im Rahmen von Sensitivitäten einer veränderten Gasnachfrage gewidmet. Wiederum wird nur die Nachfrage geändert. Alle anderen Parameter bleiben unverändert. Zur Analyse des Einflusses des Gasbedarfs in Europa auf den Gaspreis für NCG wurde der Gasbedarf pauschal in jedem Jahr um 10% angehoben bzw. abgesenkt. Hierbei wurde die Vorgabe für den jährlichen Gasbedarf modifiziert. Über hinterlegte Profile wird aus ihm im Modell der tägliche Gasbedarf bestimmt. Die Profile selbst bleiben dabei unverändert.

In Abbildung 7 ist das Ergebnis der Berechnungen dargestellt. Bis zu den 20er Jahren bewirkt ein um 10% erhöhter bzw. abgesenkter Gasbedarf in Europa einen um mehr als 10% höheren bzw. niedrigeren NCG-Preis. Grundsätzlich ist die Tendenz zu erkennen, dass ein höherer Gasbedarf in Zukunft einen weniger hohen Preisanstieg nach sich zieht. Dies liegt daran, dass Europa bereits sehr gut mit Gas versorgt ist und Überkapazitäten an LNG bis Mitte der 20er Jahre nach Europa kommen werden. Auch zusätzliche Mengen an Pipelinegas aus dem Kaspischen Raum über die TAP/TANAP-Pipeline sowie russisches Pipelinegas aus Jamal gelangt in den nächsten Jahren nach Europa. Europa ist somit zunehmend mit Gas übertversorgt, was bis Ende der 20er Jahre anhält. Eine höhere Nachfrage kann daher zunehmend günstiger bedient werden.

Auffällig ist, dass eine Bedarfsabsenkung um 10% zunächst zu einer relativ starken Preissenkung bei NCG beiträgt. Da der Ölpreis momentan sehr niedrig ist, befinden sich ölpreisindexierten Verträge recht weit links in der Merit-Order der Gasquellen und sind dort

wegen der maximal genutzten Volumenflexibilität auch recht breit. Sinkt nun die Nachfrage, fallen teurere Quellen auf der rechten Seite aus der Merit-Order der Gasquellen. Im Modell ist ab Anfang der 20er Jahre ein Ölpreis auf einem höheren Niveau als heute hinterlegt. Damit besteht der zuvor dargestellte Effekt bzgl. der Merit-Order bereits Anfang der 20er Jahre nicht mehr. Die Mengen aus ölpreisindexierten Verträgen erreichen nicht mehr das maximal mögliche Volumen, die Merit-Order wird an dieser Stelle schmaler und teurere Quellen werden benötigt, um den Bedarf zu decken. Trotz eines bis Ende der 20er Jahre übertensorgten Marktes führt ein Bedarfsrückgang in Europa hierdurch nicht mehr zu den Preisabschlägen wie in den ersten Jahren.

Da der weltweite Gasbedarf und somit auch das weltweite Angebot wachsen, fällt eine Bedarfssteigerung bzw. ein Bedarfsrückgang in Europa von 10% in Zukunft anteilig immer kleiner aus. Auch dies führt zu dem Effekt, dass sich die beiden Kurven in Abbildung 7 der X-Achse annähern. Grundsätzlich verläuft der Gasbedarf in Europa bis 2035 verhältnismäßig konstant im Basis-Szenario. Sollte es zu einer Abweichung kommen, wird eine Abweichung nach unten als wahrscheinlicher angesehen als nach oben.

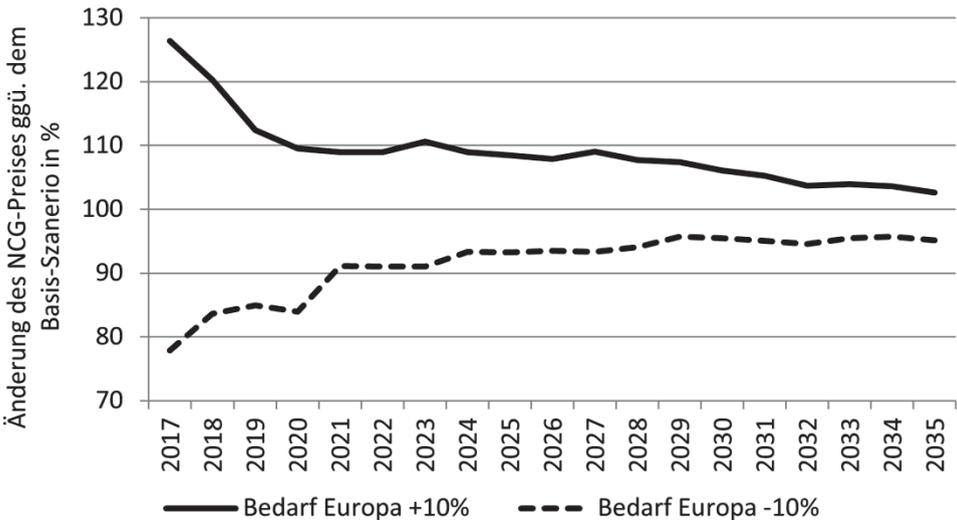


Abb. 7: Auswirkung geänderter Gasbedarfe auf den NCG-Preis ggü. dem Basis-Szenario

**Geändertes Wetterprofil:** Der Gasbedarf jede Bedarfszone wird in WEGA als ein Wert pro Jahr vorgegeben. Mit Hilfe von Profilen werden daraus Tagesbedarfe generiert. Diese Profile wurden aus historischen Daten abgeleitet. Sie repräsentieren ein durchschnittlich warm-kaltes Jahr, ohne extreme Ereignisse. Die Ergebnisse in Abbildung 7 wurden beispielsweise mit diesen Durchschnittsprofilen gerechnet. WEGA bietet jedoch die Möglichkeit, die Profile historischer Jahre zu nutzen. So kann man beispielsweise berechnen, wie sich der Gaspreis ändert, wenn jedes Jahr in der Zukunft das Wetter vom Gasjahr 2012 hätte.

In Abbildung 8 sind die Ergebnisse für die historischen Profile von 2012 und 2013 dargestellt. Dabei handelt es sich immer um Profile eines Gasjahres. Während das Gasjahr 2012 relativ kalt war und Nachfragespitzen hatte, war das Gasjahr 2013 relativ mild. Dies erkennt man auch in den Ergebnissen. So ist der NCG-Preis mit dem 2012er-Profil höher als der NCG-Preis mit dem 2013er-Profil.

Außer in den Jahren 2017 und 2018 beim 2012er-Profil gibt es kaum Änderungen im Gaspreis für NCG. Der Gasmarkt ist gut versorgt und gerade Deutschland ist mehr als ausreichend mit Gasspeichern ausgestattet. Zwar geht die Produktion im Gasfeld Groningen in den Niederlanden zurück. Es kommt in den nächsten Jahren jedoch weitere Flexibilität durch zusätzliche weltweite LNG-Exportkapazitäten auf den Markt. Die Ergebnisse zeigen, dass der Wert von Flexibilität gering ist und weiter sinken wird.

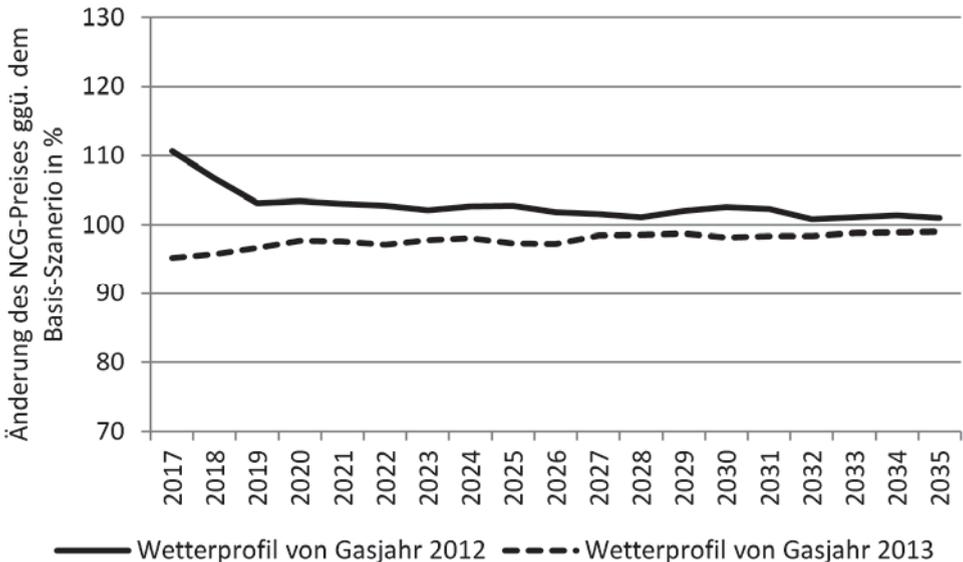


Abb. 8: Auswirkung historischer Bedarfsprofile auf den NCG-Preis ggü. dem Basis-Szenario

## 5 Zusammenfassung

In dieser Arbeit wurde zunächst das komplexe Zusammenspiel verschiedener Commodities aus Sicht der SWM erläutert. Dabei wurde auch auf die Modellwelt der SWM eingegangen. Beim Blick auf die Modelle lag ein Fokus auf dem Gasmarktmodell WEGA.

Konkrete Rechenergebnisse mit WEGA haben gezeigt, dass der Ölpreis auch in Zukunft einen signifikanten Einfluss auf den Gaspreis haben wird. Hierbei spielt auch der EUR/USD-Kurs eine wichtige Rolle. Weitere Berechnungen haben gezeigt, dass eine hö-

here europäische Nachfrage nach Erdgas in den 20er Jahren nur einen geringen Preisanstieg auslöst. Zudem wurde beim Einsatz verschiedener Wetterprofile deutlich, dass der Wert von Flexibilität eher gering ist und weiter abnehmen wird.

Zukünftig sollen deutlich mehr Sensitivitäten über alle Commodities hinweg gerechnet werden. Das Ziel ist die Erstellung eines Ergebnisraums, aus dem sich die Auswirkungen möglicher Parameteränderungen auf die SWM schnell ablesen lassen.

## Literaturverzeichnis

- [CH14] Chyong, C. K., Hobbs, B. F.: Strategic Eurasian Natural Gas Market Model for Energy Security and Policy Analysis. *Energy Economics*, 44/09, S. 198-211, 2014.
- [DaSa04] Davies, G., Sarsfield-Hall, R.: Gas SCR – Cost Benefit Analysis for a Demand-Side Response Mechanism. A report to Ofgem, Pöyry, 2004.
- [EM07] EMF: Prices and Trade in a Globalizing Natural Gas Market, EMF Report 23, 2007.
- [GGF15] Günther, M.; Greller, M.; Fallahnejad, M.: Evaluation of Long-Term Scenarios for Power Generation and District Heating at Stadtwerke München. In: *Informatik Spektrum*, Vol. 38(2), S. 97-102, 2015.
- [GS16] Günther, M.; Schimpf, M.: Auswirkungen von Energieeinsparungen auf den Gasbedarf und den Gaspreis in Deutschland bis 2040, In (Mayr, H. C.; Pinzinger, M., Hrsg.): *Informatik 2016*, LNI, im Druck, 2016.
- [Gü13] Günther, M.: Power plant scheduling in long term scenarios with GAMS. In: 27th PuK-Workshop, KI 2013. 36th Annual Conference on Artificial Intelligence, S. 57-64, 2013.
- [Gü15] Günther, M.: Wirtschaftlichkeit von Pumpspeicherwerken am Spotmarkt, In (Heimerl, S., Hrsg.): *Wasserkraftprojekte. Ausgewählte Beiträge aus der Fachzeitschrift Wasserwirtschaft*, Band 2, Wiesbaden: Springer Vieweg, S. 341-346, 2015.
- [Gü16a] Günther, M.: Kraftwerkseinsatzoptimierung mit GAMS. Berechnung von Langfristszenarien für strategische Entscheidungen, In: *Einsatz von OR-Verfahren zur Analyse von Fragestellungen im Umweltbereich*, Heidelberg: Shaker Verlag, S. 20-33, 2016.
- [Gü16b] Günther, M.: Practical Application of a Worldwide Gasmarket Model at Stadtwerke München. In: (Dörner, K. u.a., Hrsg.): *OR Proc. (OR 2015)*, Springer, im Druck, 2016.
- [HHK08] Holz, F., von Hirschhausen, C., Kemfert, C.: A Strategic Model of European Gas Supply (GASMOD). *Energy Economics*, 30/08, S. 766-788, 2008.
- [IGU16] IGU, Wholesale Gas Price Survey - 2016 Edition. A global review of price formation mechanisms 2005-2015, 2016.
- [Pö12] Pöyry: How will intermittency change Europe's gas markets?, 2012.
- [SRF14] Schaber, K.; Roth, H.; Fallahnejad, M.: Can the Gas Sector Provide the Flexibility to the Power Sector for the Integration of Renewables? In: 13th WIW, S. 46-51, 2014.
- [SWM16] SWM: Stadtwerke München. Geschäftsbericht 2015, 2016.