

ENERGIEWENDE

## Vom Auslaufmodell zum Hoffnungsträger

**Jahrelang galten Gaskraftwerke als unrentabel. Mit den Plänen der neuen Regierung sind sie plötzlich wieder gefragt. Die Kraftwerksbauer stellen aber Bedingungen.**

Axel Höpner, Catiana Krapp, Klaus Stratmann München

Große Gaskraftwerke galten lange als Auslaufmodell. Mit der Energiewende waren erneuerbare und kleine, dezentrale Lösungen gefragt. Die Anbieter großer Gasturbinen wie Siemens Energy, General Electric mit Alstom und Mitsubishi bauen seit Jahren Kapazitäten ab.

Doch nun wachsen in der Branche sanfte Hoffnungen auf eine Renaissance. "Ich bin vorsichtig optimistisch, dass weltweit Gas als wichtiger Teil der Energiewende gesehen wird", sagte Jochen Eickholt, der als Vorstand die Kraftwerkssparte von Siemens Energy führt, dem Handelsblatt. Das gilt nicht zuletzt für den Heimatmarkt: Wenn Deutschland bis 2030 auf einen Anteil von 80 Prozent erneuerbaren Energien kommen wolle - wie im Koalitionsvertrag vorgesehen - , brauche man als Ergänzung eine ganze Reihe neuer Gaskraftwerke. "Ich kenne niemanden, der wüsste, wie es sonst gehen sollte."

Sollten die Pläne der neuen Bundesregierung Realität werden, wären laut Experten sogar Dutzende neuer Gaskraftwerke notwendig. So sieht das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität Köln (EWI) bis 2030 den Bedarf von neuen Gaskraftwerken mit einer Leistung von 23 Gigawatt.

Der politische Wille sei da, sagt Eickholt. "Doch die Projekte müssen sich auch rechnen." Denn Gaskraftwerke, die immer nur kurz hochgefahren werden, um Spitzen abzudecken, wenn Wind- und Solarenergie nicht liefern, sind kaum wirtschaftlich zu betreiben. "Helfen könnte zum Beispiel ein Strommarktdesign, das die Kosten für Versorgungssicherheit vergütet."

Die Stromproduzenten sollen allein dafür bezahlt werden, dass sie Gaskraftwerke als Reserve bereithalten. Diese Kapazitätsvorhaltung der Kraftwerke, so Eickholt, müsse durch einen "wettbewerblich organisierten Leistungsmarkt" vergütet werden. Es gehe um einen möglichst volkswirtschaftlich effizienten Marktansatz, nicht um stumpfe "Subventionen".

/// Gasturbinen müssen für Wasserstoff bereit sein // .

Dabei sei Schnelle geboten. "Denn jeden Monat, den die neue Bundesregierung länger für Investitionssignale an Gaskraftwerksbetreiber braucht, werden Kohlekraftwerke länger am Netz bleiben müssen", sagt der Siemens-Energy-Manager.

Im Ampel-Koalitionsvertrag heißt es, um den zügigen Zubau gesicherter Leistung anzureizen und den Atom- und Kohleausstieg abzusichern, werde man "wettbewerbliche und technologieoffene Kapazitätsmechanismen" prüfen. Dahinter verbergen sich solche Modelle, mit denen das Bereithalten von Kraftwerkskapazität honoriert wird. Derzeit refinanzieren sich Kraftwerke allein über den Verkauf von Strom. Und das hat in den vergangenen Jahren vor allem bei Gaskraftwerken nicht geklappt. Weil der Markt mit immer mehr Solar- und Windstrom geflutet wurde, der in Deutschland nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) vorrangig ins Netz eingespeist wird, wurden die Kraftwerke aus dem Markt gedrängt, die am teuersten Strom produzieren - und das waren Gaskraftwerke. Selbst modernste Anlagen wurden eingemottet, weil sie nur noch wenige Stunden im Jahr gefragt waren.

Daran würde sich ohne einen Kapazitätsmechanismus auch nichts ändern. Bei 80 Prozent erneuerbaren Energien bleibe zu wenig Laufzeit für andere Kraftwerkstypen, sagt die Wirtschafts-Professorin und ehemalige Vorsitzende der Kohle-Kommission, Barbara Praetorius: "Darauf würde ich nicht setzen als Investorin." Wenn das Bereithalten von Kraftwerkskapazitäten honoriert werden sollte, müsse man aber im Blick behalten, "wie man die Menge der Gaskraftwerke so plant, dass man nicht zu viele hinstellt auf Kosten der Stromverbraucher".

Christian Grotholt, Chef der 2G Energy AG, rückt dabei die Vorteile kleiner Anlagen in den Vordergrund: Dezentrale Einheiten könnten "genau so wertvolle Beiträge zur Systemstabilität leisten wie große Kraftwerke", sagte Grotholt dem Handelsblatt. Sein Unternehmen stellt solche Anlagen her, die die Produktion von Strom und Wärme kombinieren, sogenannte Kraft-Wärme-Kopplung (KWK).

"Kleinteilige Dezentralität benötigt keine zusätzlichen Infrastrukturen, weder im Strom- noch im Wärmenetz. Das ist mit Blick auf den kurzfristigen Bedarf an gesicherter Leistung ein unschlagbarer Vorteil." Genehmigungsdauern von zwei bis acht Monaten seien für KWK-Anlagen der Standard. Der Zeitraum von einer Beantragung bis zur endgültigen Genehmigung eines

Großkraftwerks beträgt nach Angaben des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) "vier bis acht Jahre". Diese Zeitspanne könnte sich als großes Hindernis beim Aufbau gesicherter Kraftwerksleistung erweisen.

Tatsächlich geht Ende 2022 das letzte Atomkraftwerk vom Netz, in den Jahren darauf folgen etliche Kohlekraftwerke. Die Zeit für den Aufbau neuer Kapazitäten in Kraftwerken, die verlässlich bereitstehen, drängt also. Das hatte auch RWE-Chef Markus Krebber jüngst im Interview mit dem Handelsblatt betont. Er forderte bis Ende kommenden Jahres Klarheit über die Rahmenbedingungen. Bis es die gibt, besteht bei den Kraftwerksbauern vorsichtige Hoffnung, aber keine Euphorie. Siemens Energy und die anderen Anbieter hatten in Boomzeiten Kapazitäten für mehr als 400 große Gasturbinen im Jahr aufgebaut.

Dann kam der Markteinbruch. In den vergangenen Jahren hat sich der Markt bei etwa 80 Stück eingependelt. Siemens Energy baute Tausende von Stellen ab. Zuletzt verkündete der Dax-Neuling die Streichung von weiteren 2600 Stellen in Deutschland.

Trotzdem könne man ausreichend Kapazitäten bereitstellen, wenn tatsächlich viele neue Kraftwerke in Deutschland gebaut werden, versichert Eickholt: "Wir haben ja keinen Standort geschlossen." Logistisch könne man die Kapazitäten der Werke wie zum Beispiel Berlin und Mülheim relativ schnell wieder um bis zu 50 Prozent hochfahren. "Aber es braucht eben auch konkrete Projekte und nicht nur Mutmaßungen und eventuelle Szenarien."

Siemens Energy dürfte bei den großen Gasturbinen nach Einschätzung von Branchenexperten einen Marktanteil von knapp 25 Prozent haben. Mit Neugeschäft lässt sich angesichts der Überkapazitäten in der Branche kaum Geld verdienen. Allerdings gelten Service und Wartung als lukrativ.

Auch beim Siemens-Konkurrenten Alstom hofft man auf ein Comeback von Gas. Die Kraftwerke würden weltweit als Back-up für erneuerbare Energien eingesetzt. Die neueste Turbinengeneration sei flexibel und könne in weniger als 30 Minuten hochgefahren werden. Das ist deutlich schneller als zum Beispiel bei Kohlekraftwerken.

Gasturbinen haben nach Einschätzung Eickholts auch eine Zukunft, weil sie mit Wasserstoff betrieben werden können. "Die Kunden erwarten heute zumindest, dass die Turbinen 'H2-ready' sind", sagt Eickholt. Dem Gas können 30 bis 75 Prozent Wasserstoff beigemischt werden. Später könnte auch eine Umstellung komplett auf Wasserstoff gelingen. Zwar spielt dieser Aspekt bislang nur eine untergeordnete Rolle. Wasserstoff ist ein rares Gut, das derzeit alle haben wollen. Doch gibt die Umstellmöglichkeit den Versorgern eine gewisse Planungssicherheit.

Auch in der Industrie wird der Ruf nach neuen Gaskraftwerken lauter. Ein modernes Gaskraftwerk stoße ungefähr die Hälfte der Emissionen eines Kohlekraftwerks aus, sagte der künftige Linde-Chef Sanjiv Lamba dem Handelsblatt. "Insofern würde es für die Welt absolut Sinn ergeben, alle Kohlekraftwerke sofort zu schließen und durch Gaskraftwerke zu ersetzen."

/// Siemens Energy treibt Restrukturierung voran ///

Zuletzt gab es Aufträge, die tatsächlich auf eine Belebung des Marktes hindeuten. So bekam Siemens Energy einen 700-Millionen-Euro-Auftrag in Brasilien. Das Unternehmen soll ein schlüsselfertiges Flüssiggas- und Dampfkraftwerk errichten. Mit einer Leistung von 1,7 Gigawatt soll es sich um die größte Anlage ihrer Art in Lateinamerika handeln. Siemens Energy wird drei große Gasturbinen, eine Dampfturbine, vier Generatoren, drei Abhitzedampferzeuger und die Elektro- und Leittechnik liefern. Die Münchener übernehmen auch Service und Betrieb.

Bei der Restrukturierung des Geschäfts machte Siemens Energy zuletzt Fortschritte. Im Geschäftsjahr 2020 21 (zum 30. September) stieg der Umsatz der Sparte "Gas and Power" leicht auf 18,4 Milliarden Euro. Der Auftragseingang verbesserte sich um acht Prozent auf 20,1 Milliarden Euro.

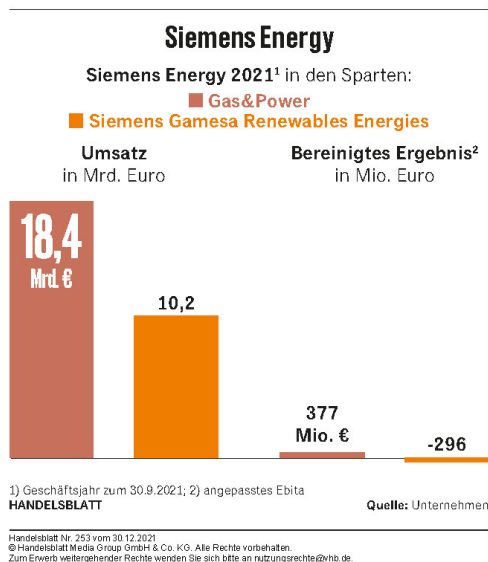
Mindestens genauso wichtig für CEO Christian Bruch: Das angepasste operative Ergebnis vor Sondereffekten verbesserte sich von 254 auf 849 Millionen Euro. Das entsprach einer Rendite von fünf Prozent. Auch unter Berücksichtigung der Kosten, zum Beispiel für die Restrukturierung, schrieb "Gas and Power" anders als im Jahr zuvor schwarze Zahlen. Damit half "Gas and Power", die Verluste im Geschäft mit erneuerbaren Energien abzumildern. Denn ausgerechnet die Windkrafttochter Siemens Gamesa, auf der die Zukunftshoffnungen ruhen, drückte den Konzern in die Verlustzone.

Früher war das Kraftwerksgeschäft ein großer Gewinnbringer für Siemens. Doch in den vergangenen Jahren drückte die schwächelnde Sparte die Margen des Gesamtkonzerns. 2020 spaltete der Technologiekonzern auch deshalb die Energietechnik ab und brachte sie als Siemens Energy an die Börse.

Um die Investoren zu überzeugen, setzt der Konzern auf eine Doppelstrategie: Die Restrukturierung der Kraftwerkssparte bietet eine Sanierungsstory, die Erneuerbaren und Wasserstoff sollen Wachstumshoffnungen wecken.

"Meine Aufgabe ist es, diesen Teil der Firma fit zu machen", sagt Eickholt. Ziel sei es, so profitabel wie die Wettbewerber zu werden. "Wir haben operativ schon gute Fortschritte gemacht, bei der Marge sind die Wettbewerber trotzdem noch besser." Bis 2023 soll "Gas and Power" eine Umsatzrendite von 6,5 bis 8,5 Prozent erreichen. Ob der Konzern noch einmal eine ganz große neue Gasturbine als Nachfolger der aktuellen HL-Klasse entwickeln wird? "Ich sehe das sehr skeptisch", räumt Eickholt ein. So eine Neuentwicklung koste 750 Millionen Euro. Ob der Markt noch einmal so stark anspringe, dass sich das rechne, sei höchst ungewiss.

*Höpner, Axel  
Krapp, Catiana  
Stratmann, Klaus*



Quelle:	Handelsblatt print: Nr. 253 vom 30.12.2021 Seite 022
Ressort:	Unternehmen
Branche:	ENE-01 Alternative Energie B ENE-06 Erdgas P1312 ENE-16 Strom B ENE-16-01 Stromerzeugung P4911 ENE-16-03 Stromversorgung P4910
Börsensegment:	ICB2757 dax stxxx dax
Dokumentnummer:	0B03353B-67B8-4398-B688-A72D3A7F5B87

**Dauerhafte Adresse des Dokuments:**

[https://www.wiso-net.de/document/HB\\_0B03353B-67B8-4398-B688-A72D3A7F5B87%7CHBPM\\_0B03353B-67B8-4398-B688-A](https://www.wiso-net.de/document/HB_0B03353B-67B8-4398-B688-A72D3A7F5B87%7CHBPM_0B03353B-67B8-4398-B688-A)

Alle Rechte vorbehalten: (c) Handelsblatt GmbH