

# An der Regelenergie hängt's

**SEKTORKOPPLUNG II** Sind Investitionen in Wärmespeicher und Power to Heat trotz sinkender Preise rentabel? Eine Kurzstudie von Team Consult will Antworten geben

Von **D. HEINZE & R. SRIKANDAM**, Berlin

Stadtwerke investieren vermehrt in Fernwärmespeicher, um einen wirtschaftlichen Betrieb ihrer Heizkraftwerke zu gewährleisten. Dabei wird oftmals auch die Integration eines Power-to-Heat-Moduls (kurz PtH-Modul) zur Aufnahme von Überschussstrom in Betracht gezogen. Welche Einflussgrößen sind für die Investitionsentscheidung maßgeblich? Eine aktuelle Studie von Team Consult versucht, erste Antworten zu liefern.

Städtische Heizkraftwerke müssen vormittags meist einen deutlich höheren Wärmebedarf decken als nachmittags und nachts. Im Sommer sinkt der Bedarf zudem oft unter die KWK-Volllast, so dass die Anlage im Teillastbetrieb gefahren oder der Abwärmenutzungsgrad gesenkt werden muss. Mit Hilfe eines Wärmespeichers lässt sich die überschüssige Abwärme zwischenspeichern und zu hohen Bedarfszeiten nutzen. Damit ergeben sich Vorteile in Form eines höheren KWK-Nutzungsgrads sowie eines verringerten Brennstoffeinsatzes.

**Brennstoff sparen** | Die Studie betrachtet ein Referenz-Kraftwerk auf Gasbasis mit einem repräsentativen Wärmebedarf von Haushalts- und Gewerbekunden. Im Sommer werden vormittags durchschnittlich 62 MWh Wärmeenergie ungekoppelt erzeugt und könnten mit Energie aus einem Speicher substituiert werden. Unter Berücksichtigung von Verlusten leitet sich daraus eine Speicherkapazität von 65 MWh ab, mit Wasser als Speichermedium ergibt sich ein Speichervolumen von etwa 1100 Kubikmetern. Dies entspricht unter der Annahme von spezifischen Investitionskosten von 600 Euro pro Kubikmeter einer Investition von rund 660 000 Euro. Gemäß KWK-Gesetz kann der Betreiber dabei mit einem Zuschlag von rund 200 000 Euro rechnen.

Mit dem Speicher lässt sich überschüssige Wärme zwischenspeichern, sobald der Wärmebedarf unter die thermische KWK-Leistung fällt. Übersteigt der Bedarf diese Grenze wieder, wird die gespeicherte Energie genutzt, der Brennstoffbedarf

sinkt entsprechend. Für den modellierten Referenz-Standort lässt sich so der Gasverbrauch im Spitzenlastkessel um ein Prozent oder 5200 MWh pro Jahr reduzieren.

Die resultierende Kostenersparnis wurde mit den mittleren Gaspreisen der



**Großes Projekt in Kiel:** Der Wärmespeicher der Stadtwerke Kiel hat seit einigen Tagen die endgültige Höhe von 60 Metern erreicht und erhält noch eine Außenfassade aus Trapezblech in Graualuminium. Ab Mitte Juni wird der 60 Meter hohe Speicher dann mit Wasser befüllt.

Bild: Stadtwerke Kiel

letzten drei Jahre ermittelt. Mit den Preisen von 2013 ergibt sich eine Einsparung von etwa 140 000 Euro pro Jahr. Aufgrund gesunkener Gaspreise liegt die Ersparnis für 2014 bzw. 2015 mit 115 000 Euro bzw. 107 000 Euro pro Jahr etwas niedriger. Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit werden die maßgeblichen Zahlungsströme betrachtet, die sich durch Anfangsinvestition und Brennstoffersparnis ergeben. Wartungs- und Betriebskosten sowie Einsparungen bei Emissionszertifikaten wurden zur Vereinfachung zunächst vernachlässigt. Für einen Betriebszeitraum von 20 Jahren und eine geforderte Gesamtkapitalverzinsung von fünf Prozent ergibt sich bei einer steuerneutralen Betrachtung mit den Gaspreisen von 2013 ein Nettobarwert von 1,1 Mio. Euro, mit den Preisen von 2014 bzw. 2015 ein Nettobarwert von 0,79 Mio. Euro bzw. 0,69 Mio. Euro. Wird zusätzlich die Investitionsförderung gemäß KWKG-Gesetz berücksichtigt, erhöht sich der Nettobarwert um etwa 0,18 Mio. Euro.

Die Investition in einen Wärmespeicher kann im aktuellen Marktumfeld also allein durch die erzielte Brennstoffersparnis sinnvoll sein. Dabei stellt die weitere Entwicklung des Gaspreises einen wichtigen Einflussfaktor dar, der im Rahmen einer detaillierten Standortanalyse miteinbezogen werden kann.

Wird ein Speicher – wie soeben beschrieben – zur Glättung der Wärmeerzeugung eingesetzt, so ergeben sich Zeiträume, in denen Speicherkapazitäten ungenutzt bleiben. Durch Integration eines PtH-Moduls können diese freien Kapazitäten als negative Reserveleistung am Regelenergiemarkt bereitgestellt werden.

Die Betrachtung erfolgt exemplarisch anhand eines PtH-Moduls mit einer elektrischen Leistung von fünf MW. Vereinfacht wird angenommen, dass dieses während des gesamten Jahres negative Sekundärleistung anbietet. Im konkreten Anwendungsfall ist zu beachten, dass Regelenergie immer nur in der Menge angeboten werden kann, wie freie Speicherkapazitäten verfügbar sind. Die tatsächliche Dimensionierung des PtH-Moduls sollte deshalb – ebenso wie diejenige des Wärmespeichers – im Rahmen einer Gesamtoptimierung des Kraftwerksbetriebs erfolgen.

Die Investitionskosten für das Modul werden inklusive Baukostenzuschuss für den Netzbetreiber mit 150 Euro/kW angesetzt, so dass sich im ersten Jahr eine Auszahlung von 750 000 Euro ergibt. Zur Ermittlung der Einzahlungen wurden die mengengewichteten mittleren Leistungspreise der letzten drei Jahre berechnet. Es zeigt sich ein starker Preisverfall von 955 Euro/MW im Jahr 2013 auf 428 Euro/MW im Jahr 2014 und weiter auf 197 Euro/MW im Jahr 2015. Diese Tendenz lässt sich unter anderem mit einer gestiegenen Anzahl von Marktteilnehmern erklären. Entsprechend stark variieren die Einzahlungen: Beim Preisniveau von 2013 betragen sie rund 517 000 Euro pro Jahr, mit den Werten von 2014 bzw. 2015 nur noch 223 000 Euro beziehungsweise 102 000 Euro.

**Sinkender Nettobarwert |** Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit werden die Anfangsinvestition sowie die jährlichen Einzahlungen durch die erzielten Leistungspreise berücksichtigt. Steuerliche Ef-

fekte, Wartungs- und Betriebskosten werden zunächst vernachlässigt, müssen jedoch im Rahmen einer Einzelbetrachtung standortspezifisch miteinbezogen werden. Zudem wird vereinfacht angenommen, dass sich Zahlungsströme aufgrund der tatsächlichen Bereitstellung von Regelenergie weitestgehend neutralisieren. Mit den Leistungspreisen von 2013 ergibt sich dann ein Nettobarwert von 5,7 Mio. Euro, mit den Preisen von 2014 bzw. 2015 ein Nettobarwert von 2,0 Mio. Euro bzw. 0,5 Mio. Euro (Betriebszeitraum 20 Jahre, Gesamtkapitalverzinsung fünf Prozent).

Die Situation zur Refinanzierung des PtH-Moduls alleine über negative Regelenergie hat sich also stark verschlechtert. Eine Investitionsentscheidung ist von der Einschätzung der weiteren Preisentwicklung auf dem Regelenergiemarkt abhängig.

Wie unsere Studie zeigt, kann die Investition in einen Wärmespeicher im aktuellen Marktumfeld zu wirtschaftlichen Vorteilen führen, während sich die Bedingungen für PtH am Regelenergiemarkt deutlich verschlechtert haben. Allerdings enthält das neue Strommarktgesetz Ansätze, die die Voraussetzungen für PtH verbessern könnten. Deshalb kann es durchaus sinnvoll sein, bei der Investition in einen Wärmespeicher die spätere Nachrüstung eines PtH-Moduls einzuplanen.

**DR. DAVID HEINZE UND RAVI SRIKANDAM** arbeiten für die Unternehmensberatung Team Consult G.P.E. GmbH in Berlin.