

# Methodik zur Vorbemessung von Gasspeichern

Jens Mischner und Wolfgang Schacht

**Schlagwörter:** Gasspeicher, Bemessung, Gasbezugs-optimierung, Kostengestehung, Kostenfunktionen, Wirtschaftlichkeit, Optimierung

Im vorliegenden Beitrag werden Kostenfunktionen zur optimierten Vorbemessung von Gasspeichern vorgeschlagen. Auf der Basis der näherungsweise Beschreibung der normierten Jahresdauerlinie eines Versorgungsgebietes gelingt eine in sich geschlossene Formulierung aller Kostengrößen, die in die Gasgestehungskosten eingehen. Die Ermittlung der wesentlichen Speicherparameter (Entnahmelistung und Kapazität) erfolgt auf dieser Grundlage im Kostenminimum. Die Anwendung der vorgeschlagenen Methodik bedarf eines minimalen numerischen Aufwandes. Sie wird als rationelles Vorbemessungsverfahren empfohlen.

The object of the following article is to suggest the functions of costs for the optimized precalculation of gas storage. On the basis of approximate description of standard annual continual line in a supply region a self – contained formulation of all the costs quantities was possible. The determination of main storage parameters (extraction productivity and capacity) results on this basis in minimal costs. The application of the proposed method requires a minimum of numerical procedures. This method is recommended as an efficient precalculation method.

Der Gasbezugsoptimierung in kleineren und mittleren Gasversorgungsunternehmen ist eine Reihe von Veröffentlichungen gewidmet [1 bis 5].

Eine Möglichkeit der Senkung der Gasbezugskosten besteht in der Einrichtung von Gasspeichern zur Kappung von Leistungsspitzen [6 bis 8]. Die Tendenz zur Errichtung vergleichsweise kleiner Speicher sei betont [9; 10].

In jeder Beziehung sind Fragen der Wirtschaftlichkeit der Einrichtung und des Betriebes der Gasspeicher Gegenstand der Überlegungen. Werden eingehende Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen durchgeführt, so beruhen diese i. d. R. auf Daten ausführlicher Simulationen [11] und/oder erfordern erheblichen numerischen Aufwand [12]. Eine typische Vorgehensweise für Wirtschaftlichkeitsabschätzungen impliziert VDI 2067 Bl. 1, die im Grundsatz auch in [13] angewandt wird: Auf der Basis von Erfahrungs-

werten erfolgt die zunächst vorläufige Festlegung wichtiger Anlagenparameter, danach wird die Wirtschaftlichkeit der angenommenen Lösung geprüft. Eine Optimierung der Parameter kann nur über eine Vielzahl von Variantenrechnungen erreicht werden.

Ziel des Beitrages ist es daher, eine Methodik zu entwickeln, die es gestattet, Kostenminima explizit auszuweisen und in die Speicherbemessung wesentliche wirtschaftliche und ingenieurtechnische Einflußgrößen gleichberechtigt zu integrieren. Auf frühere, von diesem Grundansatz ausgehende Arbeiten von Poll [14; 15] und Lehrer [16] sei ausdrücklich verwiesen.

## 2. Wirtschaftliche Grundzusammenhänge, geordnete Jahresdauerlinien

Die Verknüpfung ingenieurtechnischer und wirtschaftlicher Größen läßt sich anhand einer geordneten Jahresdauerlinie, wie sie sowohl für einzelne Abnehmer als auch für größere Versorgungsgebiete ermittelt werden kann, sehr anschaulich beschreiben. Hierbei kann, wie das in Bild 1 dargestellte, willkürlich gewählte Beispiel zeigt, als Leistung die stündliche Gasmenge  $\dot{Q}_h$  gewählt werden; ebenso wäre ein Auftragen der Tagesgasmengen  $\dot{Q}_d$  möglich gewesen. Die Skalierung der Zeitachse ist entsprechend anzupassen.

Die Fläche unter der geordneten Dauerlinie stellt die Jahresenergiemenge dar:

$$Q_a = \int_0^{8760} \dot{Q}_h dT$$

Außerdem gelten die folgenden Zusammenhänge

$$Q_a = \dot{Q}_m TN = \dot{Q}_{max} \cdot B_h$$

mit  $TN = 8760$  h/a.

Diese Darstellungsweise in „natürlichen Koordinaten“ läßt sich durch Normierung der Einsatzgrößen weiter ver-

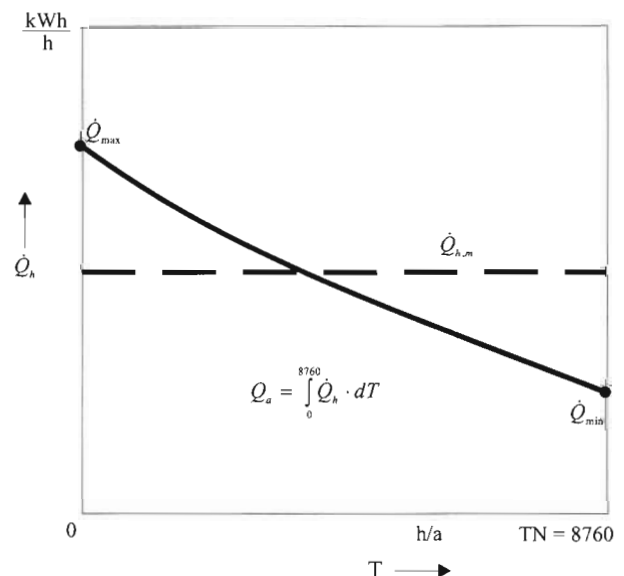


Bild 1. Geordnete Jahresdauerlinie des Gasbezuges.

Prof. Dr.-Ing. Jens Mischner VDI, Fachhochschule Erfurt, Fachbereich Versorgungstechnik, Gas- und Abgastechnik, Postfach 683, 99013 Erfurt; Dr.-Ing. Wolfgang Schacht, Gasversorgung Thüringen GmbH, Stotternheimer Straße 9a, 99086 Erfurt.

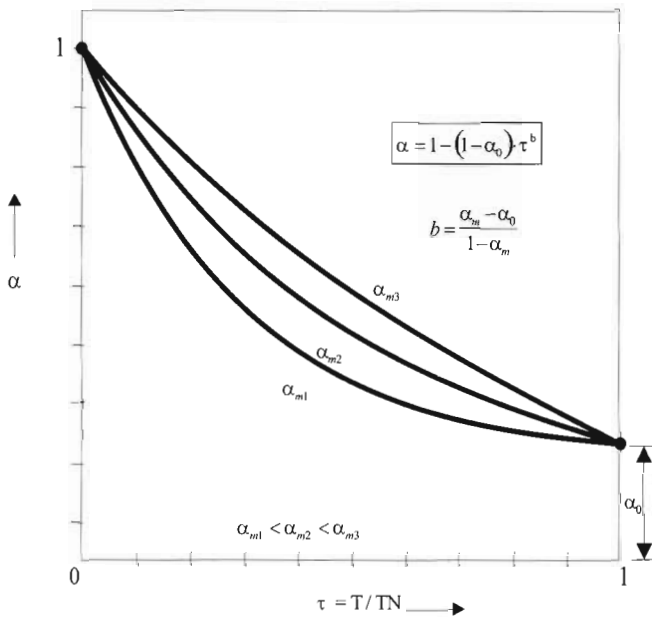


Bild 2. Normierte geordnete Jahresdauerlinien des Gasbezuges.

einfachen und verallgemeinern. Als dimensionsloser Parameter findet dann der sog. Belastungsgrad  $\alpha$  Verwendung (s. Bild 2)

$$\alpha = \dot{Q}_h / \dot{Q}_{h,\max}$$

wobei  $\dot{Q}_h$  die Stundenleistung bei einem beliebigen Lastfall und  $\dot{Q}_{h,\max}$  die Spitzenstundenleistung bezeichnet.

Außerdem wird eine normierte Zeitachse  $\tau$  als Abszisse definiert:

$$\tau = T/TN$$

In Bild 2 ist der beispielhafte Verlauf einiger normierter Jahresdauerlinien dargestellt.

Die jährliche Nutzungszeit des Gasversorgungssystems muß mit  $TN = 8760 \text{ h/a}$  ( $365 \text{ d/a}$ ) angesetzt werden.

Im wesentlichen ist der Verlauf der Jahresdauerlinie durch den minimalen Belastungsgrad  $\alpha_0$

$$\alpha_0 = \dot{Q}_{h,\min} / \dot{Q}_{h,\max}$$

und den mittleren Belastungsgrad  $\alpha_m$

$$\alpha_m = \dot{Q}_{h,m} / \dot{Q}_{h,\max}$$

bestimmt.

Zschernig [17] stellt im Zusammenhang mit energiewirtschaftlichen Fragestellungen die geordnete Jahresdauerlinie mit Hilfe einer von Sochinsky vorgeschlagenen Approximation dar („symbolischer“ Verlauf der Jahresdauerlinie) (s. hierzu ausführlich [18])

$$\alpha = 1 - (1 - \alpha_0) \tau^b$$

mit

$$b = (\alpha_m - \alpha_0) / (1 - \alpha_m)$$

Die Anwendbarkeit des Ansatzes von Sochinsky auf Lastgänge der Gasversorgung wurde in [19] für ausgewählte Versorgungsgebiete exemplarisch untersucht. Die im Zusammenhang mit Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen signifikante Größe der Benutzungsstunden  $B_h$  errechnet sich aus der mittleren Belastung und der Nutzungszeit  $TN$ :

$$B_h = \alpha_m TN$$

Die Jahresenergiemenge kann dann wie folgt angeschrieben werden:

$$Q_a = \alpha_m \cdot \dot{Q}_{h,\max} \cdot TN = \dot{Q}_{h,\max} \cdot B_h$$

Die prinzipielle Einbindung eines Gasspeichers in die Gasversorgung eines Territoriums läßt sich ebenfalls mit Hilfe der Jahresdauerlinie veranschaulichen: Der Gasspeicher wird als „Spitzenlastanlage“ betrieben; in der „Grundlast“ wird Gas vom Vorlieferanten bezogen. In das zu versorgende Netz werden parallel der momentan bezogene und der aus dem Speicher entnommene Gasmengestrom eingespeist.

Diese Betriebsweise entspricht dem bivalent-parallelen Betrieb von Grund- und Spitzenlastanlage (s. Bilder 3 und 4).

Die in Bild 3 eingetragenen Größen  $\dot{Q}_{h,S}$  und  $Q_S$  bezeichnen die Auspeiseleistung und die Kapazität (Arbeitsgas) des Speichers.

Außerdem ist

$$Q_a = Q_G + Q_S$$

Das Verhältnis der vom Vorlieferanten im Grundlastbereich bezogenen Gasmenge in Relation zur Jahresgasmenge („Deckungsgrad“) soll mit  $\beta$  bezeichnet werden:

$$\beta = Q_G / Q_a$$

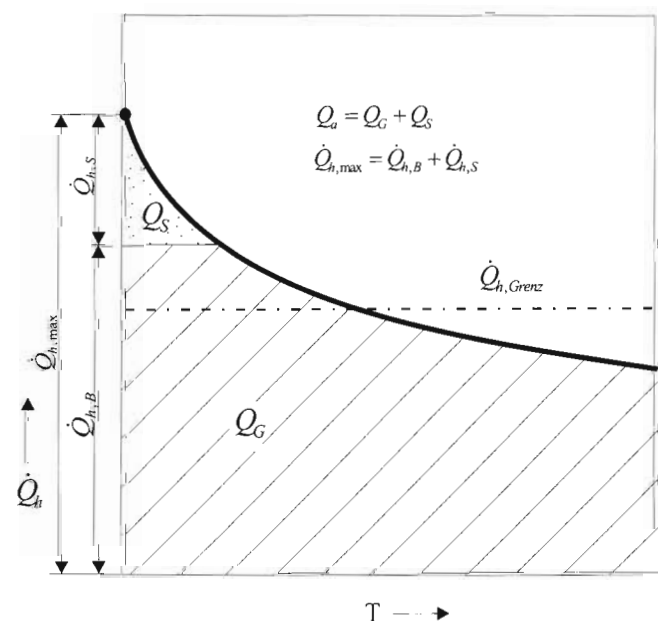
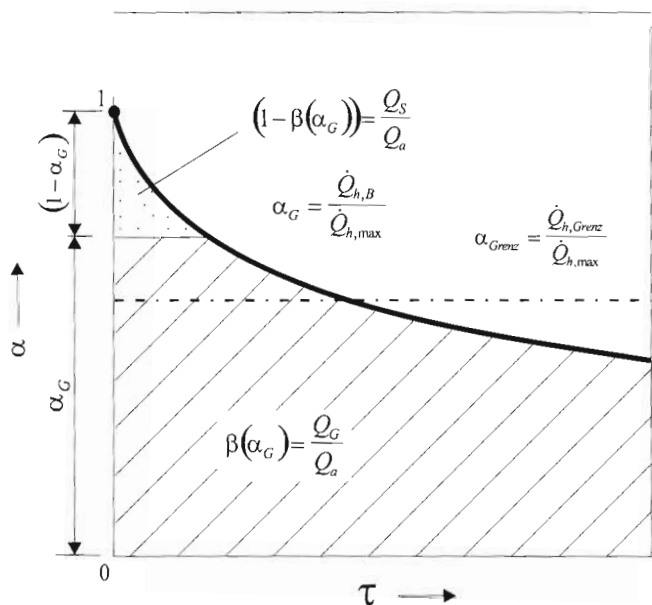


Bild 3. Aufteilung der Jahresgasmengen im Grundlastbereich und Speicherbetrieb.



**Bild 4.** Flächenanteile Grundlastbereich und Speichergas unter der normierten geordneten Jahresdauerlinie.

Dann gelten nachstehende Verknüpfungen:

$$Q_S = (1 - \beta) Q_a$$

$$Q_G = \beta \cdot Q_a$$

Der Leistungsanteil des Gasbezuges vom Vorlieferanten in der Grundlast ist

$$\alpha_G = \dot{Q}_{h,max,B} / \dot{Q}_{h,max}$$

Es ist nicht schwierig, einzusehen, daß  $\beta_G = \beta(\alpha_G)$  dem Flächenverhältnis von schraffierter zur Gesamtfläche unter der Dauerlinie gem. *Bild 4* entspricht.

Die Deckungsgrade lassen sich für eine symbolische Jahresdauerlinie nach *Sochinsky* wie folgt berechnen:

für  $\alpha_G \leq \alpha_0$

$$\beta_G = \alpha_G / \alpha_m$$

für  $\alpha_G \geq \alpha_0$

$$\beta_{G,opt} = \frac{\alpha_0 + \frac{1-\alpha_0}{1/b+1} \left[ 1 - \left( \frac{1-\alpha_G}{1-\alpha_0} \right)^{1/b+1} \right]}{\alpha_m}$$

## 2. Kostenstruktur

### 2.1 Kostenstruktur Gasbezug

Ausgehend von der üblichen Leistungs- und Arbeitspreisregelung können die Kosten für den Gasbezug im Grundlastbereich bei Einbindung eines Speichers etwas vereinfacht wie folgt ausgewiesen werden:

$$K_B = K_{LP} + K_{AP}$$

$$K_B = \dot{Q}_{h,max,B} [A + B(L - L_{Basis})] + Q_G [C + D(HEL - HEL_{Basis})]$$

wobei

$$LP = A + B(L - L_{Basis}) \text{ und}$$

$$AP = C + D(HEL - HEL_{Basis})$$

so daß auch gilt:

$$K_B = \dot{Q}_{h,max,B} \cdot LP + Q_G \cdot AP$$

Den o.g. Gleichungen liegen übliche vertragliche Regelungen, die hier allgemein angeschrieben wurden, zugrunde.

Bildet man spezifische Kosten gem.

$$k_B = K_B / Q_a = K_B / (\dot{Q}_{h,max} \cdot B_h)$$

folgt

$$k_B = \alpha_G [A + B(L - L_{Basis})] / B_h + \beta [C + D(HEL - HEL_{Basis})]$$

oder kürzer

$$k_B = \alpha_G LP / B_h + \beta(\alpha_G) AP = \alpha_G LPA + \beta(\alpha_G) AP$$

mit

$$LPA = LP / B_h$$

In den vertraglichen Nebenabreden ist i.d.R. ein sog. „Ersatzarbeitspreis“ (*EAP*) vereinbart, der dann gültig wird, wenn  $AP < EAP$  ist. Es wird von folgenden Relationen ausgegangen:

$$EAP = E \cdot HEL - LPA$$

$$EAP = E \cdot HEL - LP / B_h$$

Der Mischpreis für den Gasbezug läßt sich für die Bedingung  $AP \geq EAP$  in der üblichen Weise angeben:

$$MP = (Q_a \cdot AP + \dot{Q}_{h,max} LP) / Q_a$$

Durch Minimierung von  $\dot{Q}_{h,max}$  ist offensichtlich eine Möglichkeit der Optimierung gegeben.

Für den Fall  $AP < EAP$  folgt der Mischpreis zu

$$MP = (Q_a \cdot EAP + \dot{Q}_{h,max} LP) / Q_a$$

oder nach Einsetzen der oben definierten Größen [19]

$$MP = E \cdot HEL$$

d. h., der Erdgaspreis wäre in diesem Falle lediglich eine Funktion des Heizölpreises. Der Freiheitsgrad der Optimierung ist somit gleich Null [19]. Der Einsatz eines Speichers kann hier nicht sinnvoll sein.

Aus der Bedingung  $AP = EAP$  läßt sich eine erste Optimierungsschranke, nämlich die Grenzbenutzungsstundenzahl  $B_{h,Grenz}$  ableiten:

$$B_{h,Grenz} = \frac{(-A - B(L - L_{Basis}))}{(C + D(HEL - HEL_{Basis}) - E \cdot HEL)}$$

Die dieser Grenzbenutzungsstundenzahl entsprechende Stundenleistung  $\dot{Q}_{h,Grenz}$

$$\dot{Q}_{h,Grenz} = Q_a / B_{h,Grenz}$$

und Arbeit  $Q_{Grenz}$

$$Q_{Grenz} = (1 - \beta_{Grenz}) Q_a$$

mit

$$\beta_{Grenz} = \beta(\alpha_{Grenz})$$

$$\alpha_{Grenz} = \dot{Q}_{h,Grenz} / \dot{Q}_{h,max}$$

ist in *Bild 4* eingetragen. Lediglich in den Grenzen  $\dot{Q}_{h,max}$  und  $\dot{Q}_{h,Grenz}$  ist die Einbindung eines Speichers zur Spitzengasdeckung sinnfälliger.

## 2.2 Kostenstruktur Speicherbetrieb

Die jährlichen Kosten der Arbeitseinheit sollen, wie im energiewirtschaftlichen Kontext traditionell üblich, als Summe der vom Betrieb der Anlage unabhängigen oder festen Kosten  $K_f$  und den dem Betrieb der Anlage proportionalen oder vom Betrieb der Anlage abhängigen veränderlichen Kosten  $K_v$  angeschrieben werden [20]:

$$K_S = K_{f,S} + K_{v,S}$$

Als feste Kostenbestandteile gehen gem. VDI 2067 Bl. 1 i. allg. die kapitalgebundenen Kosten in alle Betrachtungen ein, während als veränderliche Kosten vor allem verbrauchs- und betriebsgebundene sowie die sog. sonstigen Kosten zu bilanzieren sind. Einige diesbezügliche Hinweise finden sich u. a. in [21].

### 2.2.1 Festkosten

Ein einzurichtender Speicher sei für eine Arbeitsgaskapazität  $Q_S$  zu bemessen.

Seine Gesamtkapazität ist dann

$$Q_{S,ges} = Q_S + Q_{Kissen}$$

oder

$$Q_{S,ges} = (1 + \nu) Q_S$$

mit

$$\nu = Q_{Kissen} / Q_S$$

Die Investitionskosten für eine Gasspeicheranlage lassen sich allgemein gem. *Bild 5* mit einem Zusammenhang der Form

$$I_S = I_{oS} + k_{oS}^* Q_{S,ges}^n$$

angeben.

Pragmatische Abschätzungen für den Betrag des Exponenten  $n$  der Kostenfunktionen für verschiedene Speichertypen hat *Bostelmann* [19] vorgenommen. Diese bieten erste Anhaltswerte.

Spezifische Investitionskosten für ausgewählte Speicher werden bspw. von *Cerbe et al.* [13] mitgeteilt.

Aufgrund der oben abgeleiteten Grenzbedingungen  $\dot{Q}_{h,Grenz}$  und  $Q_{Grenz}$  sollte es im Rahmen der hier behandelten Problematik genügend genau sein, die Speicherkostenfunktion abschnittsweise linear zu approximieren und entsprechend

$$I_S = I_{oS} + k_{oS} Q_{S,ges}$$

über

$$I_S = I_{oS} + k_{oS} (1 + \nu) Q_S$$

zu

$$I_S = I_{oS} + k_{oS} (1 + \nu) (1 - \beta) Q_a$$

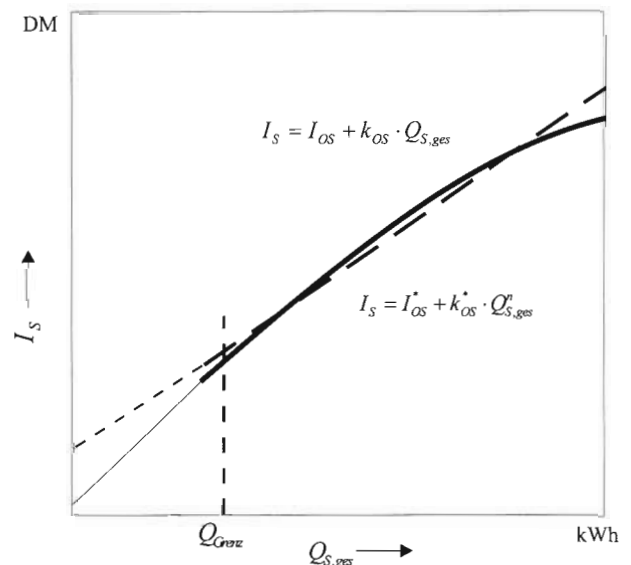
zu entwickeln.

Der jährliche Kapitaldienst (Abschreibung und Verzinsung) wird annuitätisch angeschrieben

$$K_{fl,S} = I_S a_S$$

$$K_{fl,S} = [I_{oS} + k_{oS} ((1 + \nu) (1 - \beta) Q_a)] a_S$$

Jährliche Kosten für Instandhaltung, Wartung etc. verhalten sich i. d. R. investitionsproportional und können daher in einfacher Weise abgeschätzt werden:



**Bild 5.** Schematische Darstellung des Verlaufs der Kostenfunktionen für den Gasspeicher (Potenzansatz und lineare Kostenfunktion).

$$K_{f2,S} = I_S f_{f2} d_{f2} a_S$$

$$K_{f2,S} = [I_{oS} + k_{oS} (1 + \nu) (1 - \beta) Q_a] f_{f2} d_{f2} a_S$$

Dabei bezeichnet  $a$  den Annuitätenfaktor;  $d$  ist der sog. Diskontierungssummenfaktor (s. z. B. [22]). Das Produkt  $d \cdot a = m$  wird als Mittelwertfaktor bezeichnet. Somit können Steigerungsraten für die unter  $K_{f2,S}$  erfaßten Kostengrößen unkompliziert in die Rechnung einbezogen werden.

Ist zum Ein- oder Ausspeichern von Gas der Einsatz eines Kompressors erforderlich, so soll der Verdichter separat in den Kostenansätzen ausgewiesen werden. Es gelte

$$I_K = I_{oK} + k_{oK} \cdot \dot{Q}_{h,S}$$

Mit Hilfe des Belastungsgrades folgt

$$I_K = I_{oK} + k_{oK} (1 - \alpha_G) \dot{Q}_{h,max}$$

Der jährliche Kapitaldienst ist analog:

$$K_{f3,S} = [I_{oK} + k_{oK} (1 - \alpha_G) \dot{Q}_{h,max}] a_K$$

ebenso lassen sich die Instandhaltungs- und Wartungskosten für die Verdichteranlage abschätzen.

$$K_{f4,S} = [I_{oK} + k_{oK} (1 - \alpha_G) \dot{Q}_{h,max}] f_{f4} d_{f4} a_K$$

Die Kapitalkosten für die (dauerhaft eingelagerte) Kissengasmenge sind

$$K_{f5,S} = I_{Kissen} \cdot a_S$$

$$K_{f5,S} = Q_{Kissen} [C + D (HEL - HEL_{Basis})] a_S$$

$$K_{f5,S} = \nu Q_S [C + D (HEL - HEL_{Basis})] a_S$$

$$K_{f5,S} = \nu (1 - \beta) Q_a [C + D (HEL - HEL_{Basis})] a_S$$

oder kürzer

$$K_{f5,S} = \nu (1 - \beta) Q_a AP \cdot a_S$$

Die Festkosten betragen nunmehr

$$K_{f,S} = K_{f1,S} + K_{f2,S} + K_{f3,S} + K_{f4,S} + K_{f5,S}$$

$$K_{f,S} = [I_{oS} + k_{oS} (1 + \nu) (1 - \beta) Q_a] a_S (1 + f_{f2} d_{f2}) + [I_{oK} + k_{oK} (1 - \alpha_G) \dot{Q}_{h,max}] a_K (1 + f_{f4} d_{f4}) + \nu (1 - \beta) Q_a \cdot AP \cdot a_S$$

Die auf die Jahresmenge bezogenen spezifischen Kosten sind mit

$$k_{f,S} = K_{f,S} / Q_a$$

definiert

$$k_{f,S} = [(I_{oS} / Q_a) + k_{oS} (1 + \nu) (1 - \beta)] a_S (1 + f_{f2} d_{f2}) + [(I_{oK} / Q_a) + k_{oK} (1 - \alpha_G) / B_h] a_K (1 + f_{f4} d_{f4}) + \nu (1 - \beta) AP \cdot a_S$$

### 2.2.2 Variable Kosten

Die variablen oder arbeitsabhängigen Jahreskosten entstehen aus der Beschaffung des Speichergases, dem Betrieb der Verdichteranlage, dem Personalbedarf sowie dem Betriebsmittelverbrauch.

Die Kosten für die Beschaffung des Arbeitsgases sind:

$$K_{v1,S} = Q_S [C + D (HEL - HEL_{Basis})]$$

$$K_{v1,S} = (1 - \beta) Q_a [C + D (HEL - HEL_{Basis})]$$

$$K_{v1,S} = (1 - \beta) Q_a \cdot AP$$

Die jährlichen Kosten für den Personalbedarf und den Betriebsmittelaufwand sollen proportional zu den arbeitsabhängigen Jahreskosten  $K_{v1,S}$  formuliert werden:

$$K_{v2,S} = f_{v2} \cdot K_{v1,S} d_{v2} a_S$$

$$K_{v2,S} = f_{v2} (1 - \beta) Q_a [C + D (HEL - HEL_{Basis})] d_{v2} a_S$$

$$K_{v2,S} = f_{v2} (1 - \beta) Q_a \cdot AP \cdot d_{v2} a_S$$

Die Investitionskosten für einen Verdichter wurden oben in der Art  $I_K = f(\dot{Q}_{h,S})$  angeschrieben. Das impliziert einen Zusammenhang zwischen der Speicherkapazität und den Verdichtungskosten (näheres s. [13]). Für eine erste Abschätzung sei:

$$K_{v3,S} = f_{v3} \cdot K_{v1,S} d_{v3} a_S$$

$$K_{v3,S} = f_{v3} (1 - \beta) Q_a \cdot AP \cdot d_{v3} a_S$$

Die Summe der variablen Kosten ist somit

$$K_{v,S} = K_{v1,S} + K_{v2,S} + K_{v3,S}$$

$$K_{v,S} = (1 + f_{v2} d_{v2} a_S + f_{v3} d_{v3} a_S) \cdot AP \cdot (1 - \beta) Q_a$$

Mit

$$k_{v,S} = K_{v,S} / Q_a$$

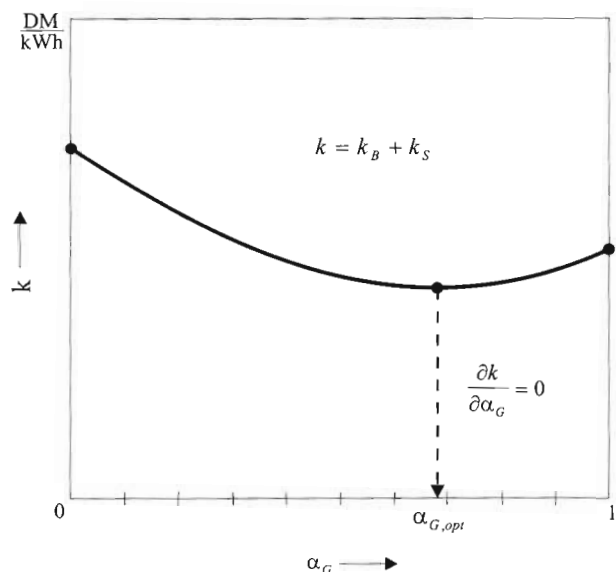
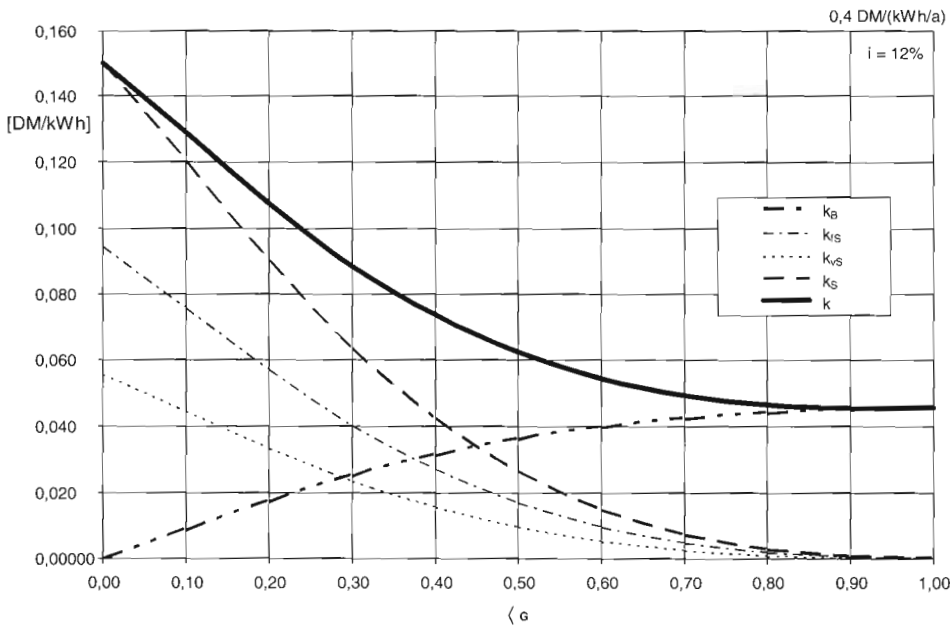


Bild 6. Schematischer Verlauf der spezifischen Gasbereitstellungskosten bei unterschiedlichem Speichergasanteil.

$k_B, k_{fS}, k_{vS}, k_S$



**Bild 7.** Verlauf der Gasbereitstellungskosten bei unterschiedlichem Speichergasanteil (ausgewähltes Beispiel).

folgt für die spezifischen variablen Kosten

$$k_{v,S} = (1 + f_{v2} d_{v2} a_S + f_{v3} d_{v3} a_S) AP (1 - \beta)$$

### 2.2.3 Gesamtkosten Gasspeicherung

Die spezifischen Gesamtkosten der Gasspeicherung sind nunmehr

$$k_S = k_{f,S} + k_{v,S}$$

$$k_S = [(I_{oS}/Q_a) + k_{oS} (1 + v)(1 - \beta_G)] a_S (1 + f_{f2} d_{f2}) + [(I_{oK}/Q_a) + k_{oK} (1 - \alpha_G)/B_h] a_K (1 + f_{f4} d_{f4}) + v (1 - \beta_G) AP \cdot a_S + (1 + f_{v2} d_{v2} a_S + f_{v3} d_{v3} a_S) \cdot AP \cdot (1 - \beta_G)$$

Diese Gesamtkostenfunktion läßt sich mit Hilfe einfacher Tabellenkalkulationsprogramme oder ähnlicher Standardsoftware auch in der obigen Form leicht auswerten.

### 2.3 Optimale Lastaufteilung/Speichergröße

Es ist anzustreben, daß die Summe der Jahreskosten für den parallelen Bezug von Gas vom Vorlieferanten und dem Speichereinsatz minimal sind. Die Leistung und Kapazität des Speichers sind einer Optimierung zugänglich. Es gilt

$$k = k_B + k_S$$

Qualitativ wird eine Abhängigkeit der spezifischen Kosten  $k$  von  $\alpha_G$  gem. Bild 6 unterstellt.

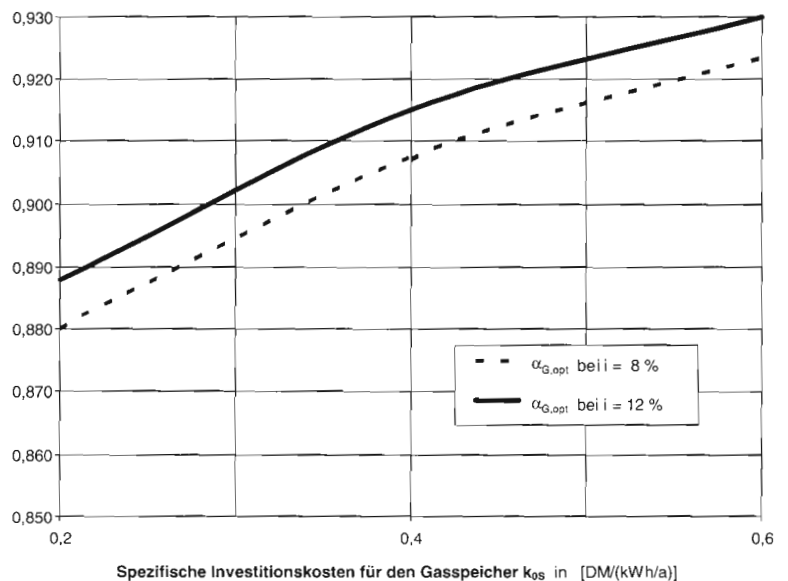
Es ist zu erkennen, daß es eine optimale Aufteilung zwischen Gasbezug und Speicherein-

satz ( $\alpha_G = \alpha_{G,opt}$ ) gibt, bei der die spezifischen Gasbereitstellungskosten minimal werden.

Dieses Optimum kann bestimmt werden, indem die Ableitung der spezifischen Gasbereitstellungskosten  $k$  nach dem Leistungsanteil des Gasbezuges  $\alpha_G$  („Grundlast“) als Freiheitsgrad der Optimierung gleich Null gesetzt wird:

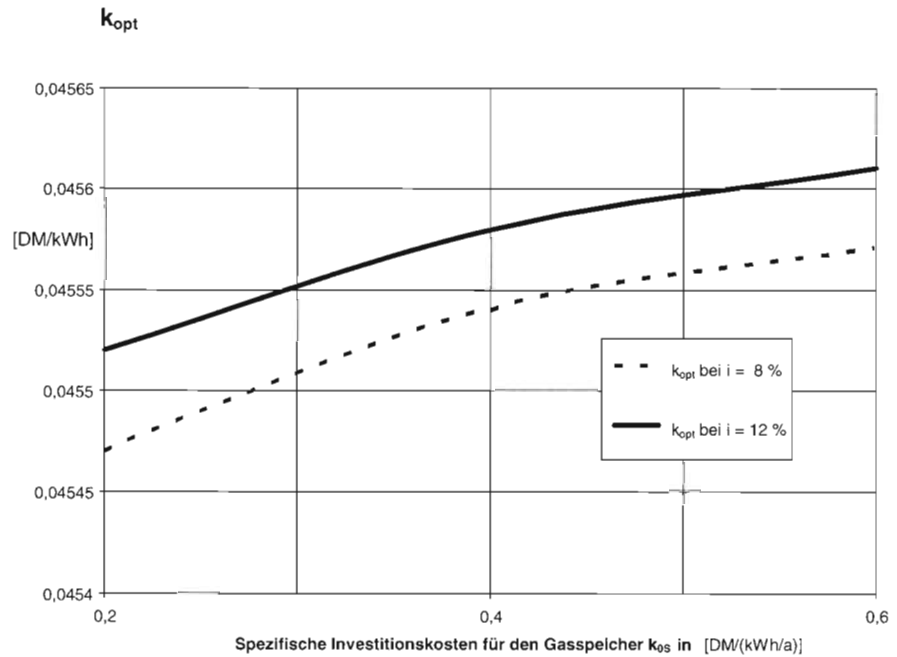
$$\frac{\partial k}{\partial \alpha_G} = \frac{LP - k_{oK} a_K (1 + f_{f4} d_{f4})}{B_h} - \left[ k_{oS} (1 + v) a_S (1 + f_{f2} d_{f2}) + (v + f_{v2} d_{v2} + f_{v3} d_{v3}) a_S \cdot AP \right] \frac{\partial \beta(\alpha_G)}{\partial \alpha_G} = 0$$

$\alpha_{G,opt}$



**Bild 8.** Optimaler Leistungsanteil des Gasbezugs vom Vorlieferanten in Abhängigkeit von den spezifischen Investitionskosten für den Gasspeicher (ausgewähltes Beispiel).

**Bild 9.**  
Abhängigkeit der spezifischen Gasbereitstellungskosten in Abhängigkeit von den spezifischen Investitionskosten für den Gasspeicher (ausgewähltes Beispiel).



Dieser Zusammenhang soll kürzer geschrieben werden:

$$\frac{\partial k}{\partial \alpha_G} = \frac{LP - k_{oK} a_K (1 + f_{f4} d_{f4})}{B_h} - [G] \frac{\partial \beta(\alpha_G)}{\partial \alpha_G} = 0$$

$$\beta = \frac{\alpha_o + \int_{\alpha_o}^{\alpha_G} \tau(\alpha) d\alpha}{\alpha_m}$$

Daraus abgeleitet ergibt sich die Bedingung:

$$\frac{\partial \beta(\alpha_G)}{\partial \alpha_G} = \frac{LP - k_{oK} a_K (1 + f_{f4} d_{f4})}{B_h [G]}$$

und

$$\tau(\alpha) = \left( \frac{1-\alpha}{1-\alpha_o} \right)^{1/b}$$

Folgt man einem Vorschlag von Zschernig, der eine entsprechende Anregung von Fratzscher aufgreift [17], kann die rechte Seite der obigen Gleichung als *Pauer-Zahl* bezeichnet werden:

$$Pau/\alpha_m = \frac{LP - k_{oK} a_K (1 + f_{f4} d_{f4})}{B_h [G]}$$

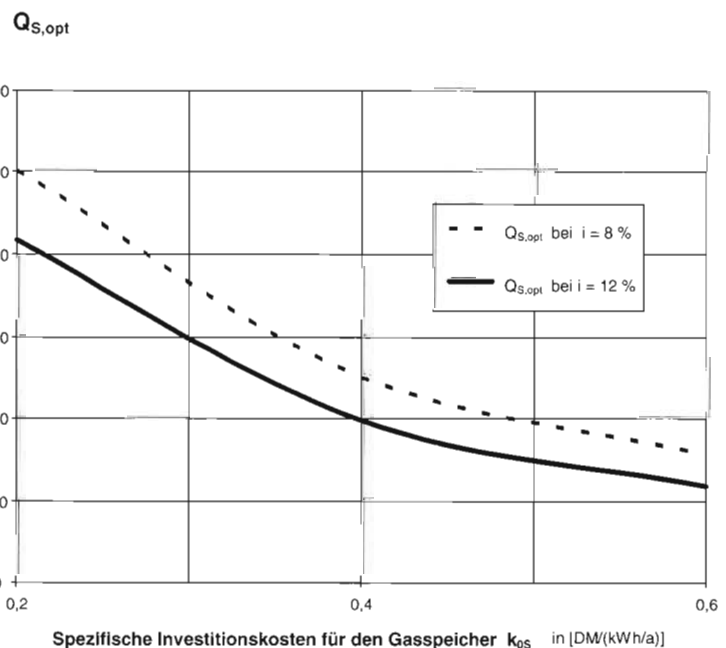
Also lautet das Optimierungskriterium für die Lastaufteilung nunmehr

$$\partial \beta(\alpha_G) / \partial \alpha_G = Pau/\alpha_m$$

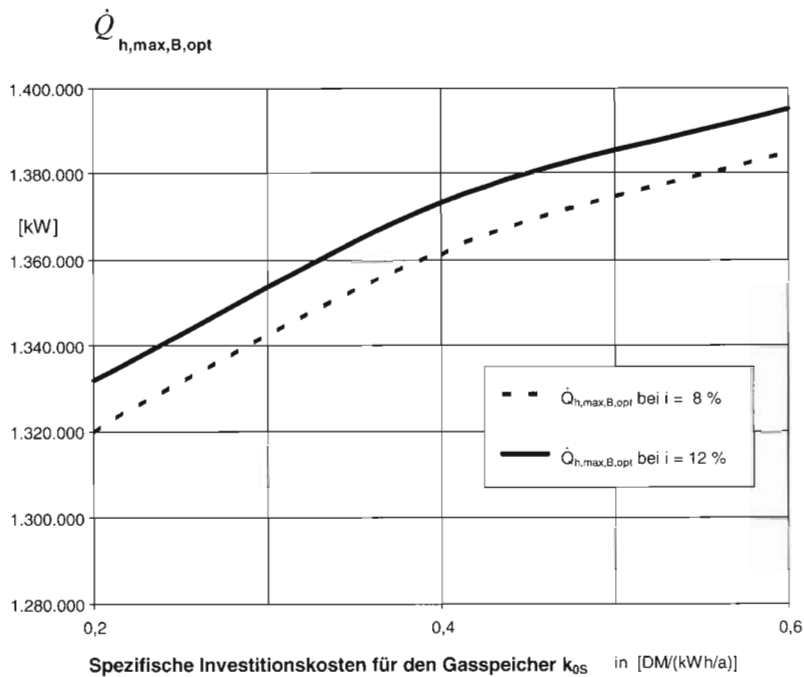
Dabei wurde auf Empfehlung von Zschernig der im Nenner der festen Kostenbestandteile implizit enthaltene mittlere Belastungsgrad  $\alpha_m$  nicht als Bestandteil der *Pauer-Zahl* definiert. Neben den energiewirtschaftlichen Kennzahlen spielt der Verlauf der Jahresdauerlinie die entscheidende Rolle bei der Berechnung des optimalen Lastanteils des Gasspeichers  $\alpha_{G,opt}$ .

Die Flächenverhältnisse unter der Jahresdauerlinie für die bivalent-parallele Betriebsführung lassen sich am besten berechnen, wenn die Umkehrfunktion  $\tau(\alpha)$  zwischen  $\alpha_o$  und  $\alpha_G$  integriert wird. Mit

errechnet sich die Ableitung von  $\beta$  nach  $\alpha$  zu [17], ausführlich in [23]:



**Bild 10.** Optimale Speicherkapazität (Arbeitsgas) eines Gasspeichers in Abhängigkeit von den spezifischen Investitionskosten für den Gasspeicher (ausgewähltes Beispiel).



**Bild 11.** Optimale Spitzenbezugsleistung vom Vorlieferanten in Abhängigkeit von den spezifischen Investitionskosten für den Gasspeicher (ausgewähltes Beispiel).

$$\frac{\partial \beta(\alpha_G)}{\partial \alpha_G} = \frac{1}{\alpha_m} \left( \frac{\alpha_G - 1}{\alpha_o - 1} \right)^{1/b}$$

Das optimale  $\alpha_G$  folgt somit aus folgender Gleichung:

$$\left( \frac{\alpha_G - 1}{\alpha_o - 1} \right)^{1/b} = \text{Pau}_I$$

oder aufgelöst nach  $\alpha_G$ :

$$\alpha_{G,opt} = 1 - (1 - \alpha_o) \text{Pau}_I^b$$

Für den Fall der bivalent-parallelen Betriebsführung gelingt hiermit eine elegante analytische Darstellung von  $\alpha_{G,opt}$ .

Die max. Bezugsleistung beträgt

$$\dot{Q}_{h,max,B} = \alpha_G \cdot \dot{Q}_{h,max}$$

Die optimale Speicherleistung erhält man nunmehr aus

$$\dot{Q}_{h,S,opt} = (1 - \alpha_{G,opt}) \dot{Q}_{h,max}$$

und die optimale Speicherkapazität

$$Q_{S,opt} = (1 - \beta(\alpha_{G,opt})) Q_a$$

mit

$$\beta_{G,opt} = \frac{\alpha_o + \frac{1 - \alpha_o}{1/b + 1} \left[ 1 - \left( \frac{1 - \alpha_{G,opt}}{1 - \alpha_o} \right)^{1/b + 1} \right]}{\alpha_m}$$

Beispiel:

Die Ergebnisse einer Beispielrechnung sind in den Bildern 7 bis 11 graphisch aufbereitet worden.

Die Berechnungen wurden durchgeführt für ein Versorgungsgebiet mit  $\alpha_m = 0,50$  und  $\alpha_o = 0,20$ ; die Spitzenleistung betrage  $\dot{Q}_{h,max} = 1,50E+06$  kW, die Jahresenergiemenge ergibt sich damit zu  $Q_a = 6,57E+09$  kWh. Der Kissengasanteil sei mit  $v = 0,35$  gegeben. Die Gasbezugsbedingungen wurden wie folgt angenommen:  $LP = 25$  DM/kWh und  $AP = 0,040$  DM/kWh.

### 3. Zusammenfassung

Auf der Basis von Kostenfunktionen für den Gasbezug und den Speicherbetrieb wird eine analytische Rechenvorschrift entwickelt, die es gestattet, mit vergleichsweise geringem numerischen Aufwand optimale Speicherparameter zu ermitteln. Das Verfahren ist nach Ansicht der Verfasser zur Vorbemessung von Speichern zur Spitzengasdeckung geeignet; es ersetzt eine detaillierte Analyse und Speicherplanung nicht, vereinfacht jedoch erste Wirtschaftlichkeitsabschätzungen und Sensitivitätsanalysen wesentlich.

Eine individuelle rechen-technische Umsetzung mit Hilfe heute allgemein verfügbarer Standardsoftware (Excel, Mathcad etc.) ist leicht möglich.

Die Ergebnisse einer Beispielrechnung sind in den Bildern 7 bis 11 graphisch aufbereitet worden.

#### Verzeichnis der benutzten Formelzeichen

$\dot{Q}$	Gasmenge
TN	Jahresnutzungsstunden
$\alpha$	Belastungsgrad
$\tau$	normierte Zeitachse
$B_h$	Benutzungsstundenzahl
$\dot{Q}_{h,s}$	Ausspeiseleistung des Speichers
$Q_s$	Kapazität (Arbeitsgas) des Speichers
$\beta$	Deckungsgrad
$K_B$	Gasbezugskosten
LP	aktueller Leistungspreis
A	Leistungspreisbasis
L	aktueller Lohn gem. Tarifvertrag
B	Faktor für die Kopplung des Lohnes an den Leistungspreis
AP	aktueller Arbeitspreis
C	Arbeitspreisbasis
HEL	aktueller Heizölpreis
HEL <sub>Basis</sub>	Heizölpreis im Basisbezugsjahr
D, E	Faktoren für die Anlegbarkeit des Heizölpreises an den Arbeitspreis
$k_B$	spezifische Gasbezugskosten
LPA	spezifischer Leistungspreisanteil an den Gasbezugskosten
EAP	Ersatzarbeitspreis
MP	Mischpreis



$\dot{Q}_{h,Grenz}$	Leistung beim Erreichen der Grenzbenutzungsstundenzahl
$I$	Investitionskosten
$k$	Approximationskonstante für die Kostenfunktion
$a$	Annuitätenfaktor
$d$	Diskontierungssummenfaktor
$f$	Kostenanteil
$Pau$	Pauer-Zahl
$\tau(\alpha)$	Umkehrfunktion von $\alpha(\tau)$
$b, v, G,$	Hilfsgrößen, Faktoren

**Indizes:**

h	Stunde
d	Tag
a	Jahr
B	Bezug
LP	Leistungspreis
AP	Arbeitspreis
basis	Basiswert
f, fi	feste Kosten, Kostenposition i
v, vi	variable Kosten, Kostenposition i
Grenz	Grenzwert
G	Grundlast
S	Speicher
Kissen	Kissengas
ges	insgesamt
max	maximaler Wert
0,min	minimaler Wert
m	mittlerer Wert
opt	Optimum, optimaler Wert

**Literatur**

[1] *Struckmeier, P.-H.*: Probleme der optimalen Bezugsplanung in Ortsgasversorgungsunternehmen. gwf – gas/erdgas 116 (1975) Nr. 12, S. 511/516.

[2] *Gumm, H.*: Anwendung der Gesetzmäßigkeiten des Gasabsatzes auf die Absatz- und Leistungsplanung im mittleren Versorgungsunternehmen. gwf – Gas/Erdgas 117 (1976) Nr. 3, S. 115/119.

[3] *Berge, H.*: Vorteile und Grenzen der Spitzengasdeckung beim GvU. gwf – Gas/Erdgas 119 (1978) Nr. 8, S. 335/342.

[4] *Heller, W.-D.* u. *Lindenberg, H.*: Optimale Bezugsplanung für Gasversorgungsunternehmen mit Tagesleistungspreisvereinbarung. gwf – Gas/Erdgas 124 (1983) Nr. 3, S. 137/140.

[5] *Dießner, E.*: Grundbegriffe des Gasbezugs und seiner Optimierung. gwf – Gas/Erdgas 130 (1989) Nr. 7, S. 377/383.

[6] *Berge, H.* u. *Poll, J.*: Gasspeicher zur Spitzendeckung. gwf – Gas/Erdgas 110 (1969) Nr. 3, S. 57/65.

[7] *Reichhardt, H.*: Unterspeicherung von Erdgas. Teil I: Wirtschaftliche und geologische Voraussetzungen. gwf – Gas/Erdgas 112 (1971) Nr. 1, S. 1/7; Teil II: Planung und Einrichtung von Unterspeicherung. gwf – Gas/Erdgas 112 (1971) Nr. 10, S. 486/495.

[8] *Diekmann, E.*; *Hollinderbaumer, J.* u. *Ficht, J.*: Die Gasspeicherung in der BRD als Mittel einer Kostenreduktion für die Verbraucher und als Sicherung gegen kurzfristige Versorgungsunterbrechungen. gwf – Gas/Erdgas 114 (1973) Nr. 1, S. 1/9.

[9] *Henning, J.*; *Fuß, W.* u. *Ballweg, A.*: Bau und Betrieb eines Rohrspeichers mit Ladeverdichter zur Erdgasoptimierung. gwf – Gas/Erdgas 128 (1987) Nr. 6, S. 247/252.

[10] *Becker, J.*; *Gehl, R.* u. *Maßny, P.*: Bau einer Röhrenspeicheranlage zur Erdgasbezugsoptimierung. gwf – Gas/Erdgas 136 (1995) Nr. 3, S. 123/128.

[11] *Kucharski, H.-J.*: Möglichkeiten zur Ermittlung von Speicherbedarf durch Simulation. gwf – Gas/Erdgas 121 (1980) Nr. 4, S. 165/170.

[12] *Kempen, E.*; *Rensch, B.* u. *Frese, L.*: Entwicklung von Strategien zur Bezugsoptimierung in der Erdgaswirtschaft. gwf – Gas/Erdgas 137 (1996) Nr. 7, S. 334/338.

[13] *Cerbe, G.* et al.: Grundlagen der Gastechnik. Gasbeschaffung, Gasverteilung, Gasverwendung. 4., überarbeitete und erweiterte Aufl. München/Wien: Carl Hanser Verlag 1992.

[14] *Poll, J.*: Berechnungen zur Spitzengasdeckung. gwf – Gas/Erdgas 114 (1973) Nr. 1, S. 13/17.

[15] *Poll, J.*: Methode zur Berechnung von Leistung und Menge für Spitzengas. gwf – Gas/Erdgas 119 (1978) Nr. 8, S. 343/345.

[16] *Lehrer, P.*: Investitions- und Betriebskostenvergleich verschiedener Anlagen zur Spitzengasdeckung. gwf – Gas/Erdgas 130 (1989) Nr. 7, S. 384/391.

[17] *Zschernig, J.*: Berechnung der optimalen Konfiguration von Wärmeerzeugungsanlagen. Energieanwendung. Energie- und Umwelttechnik 43 (1994) Nr. 4, S. 130/134.

[18] *Wolf, M.*: Enzyklopädie der Energiewirtschaft. Band 2: Belastungskurven und Dauerlinien in der elektrischen Energiewirtschaft. Berlin/Göttingen/Heidelberg: Springer Verlag 1959.

[19] *Bostelmann, T.*: Wirtschaftliche und ingenieurtechnische Grundlagen der Bemessung und Betriebsführung von Gas-Porenspeichern zur Optimierung des Gasbezuges. Diplomarbeit. Fachhochschule Erfurt 1996 (unveröffentlicht).

[20] *Pauer, W.*: Einführung in die Kraft- und Wärmewirtschaft (Reihe: Wärmelehre und Wärmewirtschaft in Einzeldarstellungen. Band 14). 2., überarbeitete Auflage. Dresden und Leipzig: Verlag Theodor Steinkopff 1964.

[21] *Hildebrand, H.-J.*: Wirtschaftliche Energieversorgung. Band II. Leipzig: VEB Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie 1968.

[22] *Leemann, R.*: Methoden der Wirtschaftlichkeitsanalyse von Energiesystemen. Bern: Bundesamt für Konjunkturfragen 1992.

[23] *Buhr, V.-M.*: Kosten- und Aufwandsfunktionen für versorgungstechnische Anlagen – Optimierungsansätze. Großer Beleg. Fachhochschule Erfurt 1996 (unveröffentlicht).

(Manuskripteingang: 3.3.1997)