

ANÁLISE TERMEOCONÔMICA DE UMA PLANTA CAES (COMPRESSED AIR ENERGY STORAGE) – SIMULAÇÃO COM DADOS DE UMA CONCESSIONÁRIA DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRA.**Francisco de Sousa Júnior**

Escola Federal de Engenharia de Itajubá – Departamento de Mecânica
Av. BPS, 1303 – Itajubá, MG – CEP 37500 000
xico@iem.efei.br

Rogério José da Silva

Escola Federal de Engenharia de Itajubá – Departamento de Mecânica
Av. BPS, 1303 – Itajubá, MG – CEP 37500 000
rogerio@iem.efei.br

***Resumo.** Uma das alternativas existentes para a geração de energia elétrica em horário de demanda de pico é aquela correspondente ao uso de turbinas a gás dotadas de um sistema de reservatório de ar subterrâneo. Neste trabalho, realiza-se uma análise termoeconômica baseada na teoria desenvolvida por Valero et al. (1986, 1987,1993), de uma planta CAES (Compressed Air Energy Storage) através da simulação com dados de uma concessionária de energia elétrica brasileira. Essa teoria permite avaliar os custos de cada etapa do processo da instalação que contribui para a formação do custo final da energia elétrica gerada. Concluiu-se que, além de identificar os processos ou subsistemas da planta onde há uma maior geração de custos, maior geração de irreversibilidades, verificou-se também que, conhecidos os custos monetários detalhados envolvidos em cada etapa da planta, pode-se obter com maior precisão o custo unitário final da energia elétrica gerada, e assim, compará-lo com os valores praticados pelo mercado, verificando ou não a sua viabilidade econômica.*

***Palavras chave:** planta CAES, análise termoeconômica, exergia, custos exergoeconômicos, viabilidade econômica.*

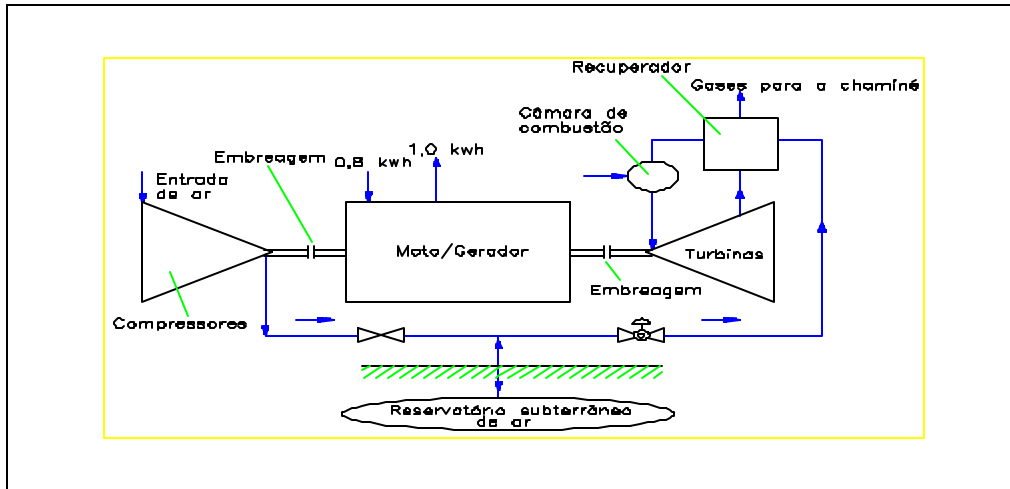
1. Introdução

Uma das alternativas existentes para a geração de energia elétrica em horário de demanda de pico é aquela correspondente ao uso de turbinas a gás dotadas de um sistema de reservatório de ar subterrâneo. Este sistema é uma modificação dos ciclos de plantas térmicas convencionais com turbinas a gás. O processo consta basicamente em armazenar ar comprimido em um reservatório subterrâneo fora do horário de pico, utilizando para isso uma cadeia de compressores de menor porte, e no horário de pico, fazer com que esse ar sofra um aquecimento, alimente uma câmara de combustão e se expanda em uma turbina a gás gerando energia elétrica para rede. Os ciclos de compressão e expansão são independentes. O objetivo deste trabalho é fazer uma análise termoeconômica baseada na teoria desenvolvida por Valero et al. (1986, 1987,1993) de uma planta CAES (Compressed Air Energy Storage) através da simulação com dados de uma concessionária de energia elétrica brasileira. Essa teoria permite avaliar os custos de cada etapa do processo da instalação que contribui para a formação do custo final da energia elétrica gerada.

Concluímos que, além de identificar os processos ou subsistemas da planta onde há uma maior geração de custos, se conhecidos os custos monetários detalhados envolvidos em cada etapa da planta, pode-se obter com maior precisão o custo unitário final da energia elétrica gerada, e assim, compará-lo com os valores praticados pelo mercado, verificando ou não, a sua viabilidade econômica.

2. O Funcionamento da Planta CAES

Conforme pode ser observado na Fig. (1), uma planta CAES é derivada de uma planta de potência de ciclo simples de uma turbina a gás convencional. Mas ao contrário de uma planta de turbina a gás convencional, nas plantas CAES o compressor e a turbina não estão acoplados diretamente. Cada um é acoplado no moto/gerador através de embreagens, de tal maneira que possam operar separadamente durante um intervalo de tempo selecionado. Durante o período de baixa demanda o compressor é acoplado ao moto/gerador que trabalhará como motor. O ar é então comprimido, resfriado e armazenado em um reservatório subterrâneo. Durante o período de demanda intermediária ou de pico, a embreagem do compressor é desacoplada e a da turbina acionada.



Fonte: Kuehn (1994).

Figura 1. Esquema de uma planta CAES.

O ar é então liberado do reservatório, aquecido em um trocador de calor (recuperador), queimado em câmaras de combustão e expandido na turbina fornecendo então a potência desejada. Para economizar combustível, o calor excedente da turbina é utilizado para pré aquecer o ar na entrada da câmara de combustão, utilizando para isto um trocador de calor (recuperador) conforme já mencionado.

3. Análise Termoeconômica

A planta CAES de McIntosh (Alabama, EUA), conforme esquema da Fig. (2), é analisada com base na teoria termoeconômica desenvolvida por Valero *et all* (1986, 1987, 1993). Com esse método é possível obter a quantidade de exergia necessária a geração unitária de energia, bem como de suas etapas intermediárias. Se conhecidos os custos monetários envolvidos em cada etapa da planta será possível obter o custo unitário final da energia de saída, e assim compará-lo com o preço praticado pelo mercado. Desse modo, são calculados os custos exergéticos e custos exergoeconômicos, envolvidos nas principais etapas da planta CAES em questão.

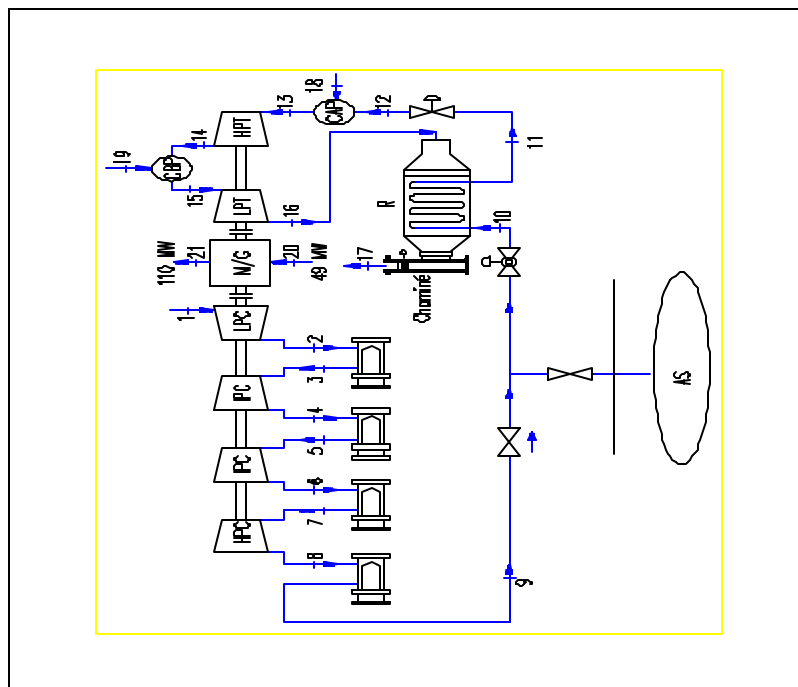


Figura 2. Esquema de instalação da planta CAES dos Estados Unidos.

A Tab. (1) apresenta os valores de temperatura, pressão, entalpia e entropia para os gases dos pontos 1 ao 17 nas posições indicadas na Fig.(2).

Tabela 1. Valores de pressão, temperatura, entalpia e entropia para a corrente dos gases da planta dos Estados Unidos.

Ponto	Temperatura [K]	Pressão [bar]	Entalpia [kJ/kg]	Entropia [kJ/kgK]
1	298,00	1,034	298,97	6,6998
2	489,31	4,137	493,06	6,7981
3	308,00	4,137	309,09	6,3289
4	425,20	11,032	427,52	6,3728
5	309,09	11,032	309,09	6,0472
6	419,77	28,269	422,00	6,0895
7	309,09	28,270	309,09	5,7769
8	424,16	74,000	426,46	5,8237
9	321,80	74,000	322,97	5,5446
10	308,00	48,954	309,09	5,6192
11	558,50	47,920	564,66	6,2313
12	558,50	43,900	564,66	6,2564
13	810,80	42,749	834,58	6,6646
14	655,20	15,440	666,28	6,7279
15	1144,00	15,169	1212,14	7,4830
16	644,10	1,034	654,89	7,4830
17	558,50	1,034	-	-

Fonte: www.asme.com

Não há necessidade de se calcular os valores da entalpia e entropia no ponto 17, pois o calor residual dos gases que deixam o recuperador não possui nenhum tipo de aproveitamento, sendo descarregados diretamente pela chaminé.

3.1. Teoria Termoeconômica

Um processo industrial produtivo pode ser considerado como um sistema formado de várias unidades (equipamento e máquinas), relacionadas entre si, através de fluxos de materiais, energia ou informações trocadas. Uma planta CAES também pode ser considerada como um sistema, a qual se dá através de uma série de etapas, que são, a compressão do ar, seu resfriamento, armazenamento, aquecimento (recuperador), sua combustão e expansão para a geração de energia elétrica. Todas estas etapas desempenham funções próprias, permitindo uma análise particular de sua função dentro do processo global de geração de energia.

A exergia como uma função de estado (uma vez definidas as condições ambientais) reflete a quantidade mínima de trabalho despendido para se obter um produto a partir do ambiente de referência. Assim, pode-se dizer que a exergia é independente do processo utilizado para a fabricação de um produto e representa um custo mínimo (em termos energéticos) necessário para obtenção deste produto. Como todos os processo reais são irreversíveis, verificando-se a destruição ou perda de exergia, ter-se-á sempre que a exergia necessária para obter um produto funcional, denominada aqui de custo exergético (B^*), será função do processo utilizado, incorporando as perdas exergéticas do processo, e qualquer que seja este, o custo exergético será sempre maior que a exergia (Lozano and Valero, 1987, *apud* Silva, 1994). Assim:

Custo Exergético > Exergia

Desse modo, a otimização energética do processo deve caminhar no sentido de maximizar o valor da eficiência exergética global " h " e de minimizar o valor do custo exergético unitário " k ", cujas definições são apresentadas a seguir:

$$h_b = \frac{\text{Exergia}}{\text{Custo Exergético}} \quad (1)$$

$$k = \frac{\text{Custo Exergético}}{\text{Exergia}} \quad (2)$$

Para o cálculo dos Custos Exergéticos (B^*) em um sistema, é necessário, inicialmente, definir os fluxos de calor, trabalho ou matéria, nos volumes de controle, representados pelos fluxos de materiais sólidos, gases ou energia, definindo aqueles que atuam como fontes de exergia (ou combustíveis), denominados de “FUEL” (F), necessários à fabricação de um determinado “PRODUTO” (P) pelo sistema. Assim a exergia contida em um produto obtido num sistema analisado, será dada por:

$$\text{Produto (P)} = \text{FUEL (F)} - \text{PERDAS (L)} - \text{DESTRUIÇÃO (D)} \quad (3)$$

A eficiência global (h_B) do processo no sistema pode ser calculada pela seguinte relação:

$$h_B = \frac{\text{PRODUTO (P)}}{\text{FUEL (F)}} \quad (4)$$

A inversa da eficiência exergética representa o consumo de exergia requerido por uma instalação para a obtenção de um produto, representado pelo custo exergético unitário (k), o qual pode ser calculado pela relação entre:

$$k = \frac{1}{h_B} = \frac{\text{FUEL (F)}}{\text{PRODUTO (P)}} \quad (5)$$

$$k = 1 + \frac{\text{PERDAS (L)} + \text{DESTRUIÇÃO (D)}}{\text{PRODUTO (P)}} \quad (6)$$

No processo de uma planta CAES são considerados como FUEL: a exergia sob forma de energia elétrica fornecida para o acionamento do moto/gerador no ciclo de compressão, para as bombas de circulação de água de resfriamento, para as bombas de lubrificação e a exergia fornecida pela queima do combustível nas duas câmaras de combustão. A energia elétrica final fornecida pelas duas turbinas é considerada como PRODUTO.

Os gases quentes que são emitidos através da chaminé para a atmosfera sem nenhum aproveitamento são considerados como PERDAS, e no cálculo do custo exergético o seu valor é considerado nulo. Igualmente o mesmo ocorre com a água de resfriamento utilizada nos trocadores de calor.

3.2. Matriz de Incidência e Definição de F, P e L

Para se realizar a análise termodinâmica de uma planta ou de um processo, esta deverá definir-se previamente como um conjunto de equipamentos ou subsistemas, de tal forma que todos eles constituam a planta como um todo, e de outro conjunto de fluxos de matéria, calor e trabalho, através dos quais estes se relacionam entre si e com o entorno da planta. Deste modo pode-se dizer que:

$$\text{Sistema Energético} = \text{Subsistemas ou Equipamentos} + \text{Fluxos de Matérias e/ou Energia}$$

A relação entre os fluxos e subsistemas se estabelece mediante a Matriz de Incidência A (n, m), na qual “n” representa o número de subsistemas e “m” o número de fluxos (Valero *et al*, 1987).

3.3. Regra de Atribuição de Custos

Valero *et al* (1986, 1987), formularam um procedimento para atribuição de custos, baseados unicamente na termodinâmica. As bases de seu método são transcritas a seguir:

- O custo exergético de um fluxo (B^*), Fuel (F^*) ou Produto (P^*) é a quantidade real de exergia que tem sido necessária para produzi-lo.
- Uma análise detalhada da natureza do processo e a definição de F-P-L permitem resolver o problema de atribuição de custos.
- O custo exergético dos fluxos de entrada em um equipamento deve ser repercutido nos fluxos úteis que deixam o mesmo.

Desta forma, algumas proposições básicas para o problema de atribuição de custos foram definidas:

PROPOSIÇÃO 1: O custo exergético é uma propriedade conservativa e, portanto, $\sum B^* = 0$.

PROPOSIÇÃO 2: Para as componentes múltiplas do combustível total de um subsistema, o custo exerético unitário dos fluxos de saída deve ser igual ao dos fluxos de entrada.

PROPOSIÇÃO 3: Se um subsistema tem um produto total formado por vários componentes, então todas elas terão o mesmo custo exerético.

PROPOSIÇÃO 4: Se uma componente do produto tiver vários fluxos de saída, a todos eles se atribuirá o mesmo custo exerético unitário.

PROPOSIÇÃO 5: Na ausência de uma atribuição externa aos fluxos de perdas do sistema, deve-se atribuir-lhes um custo exerético nulo, uma vez que não tem utilidade posterior.

PROPOSIÇÃO 6: Na ausência de um valor externo, o custo exerético dos fluxos de entrada ao sistema é igual a sua exergia. Se o fluxo “j” que entra em qualquer um dos subsistemas, externo à fronteira definida para o sistema, ou seja, proveniente do entorno, ou de outro subsistema, então: $B_j^* = B_j$

Considerando um sistema constituído de vários subsistemas, o balanço de custos exeréticos, baseado na Proposição 1 dos (n) subsistemas que o constituem ,corresponderá ao sistema de equações:

$$A \times B^* = 0 \tag{7}$$

Uma vez que o número de fluxos (m) é sempre maior que o número de subsistemas (n), a matriz “A” necessitará de (m-n) equações para a resolução do problema de atribuição de custos exeréticos a todos os fluxos. Deve-se então ser determinada uma matriz **a** (m-n,m) e um vetor coluna **w** (m-n,1) que satisfaça a equação:

$$\mathbf{a} \times B^* = \mathbf{w} \tag{8}$$

Assim, o sistema de equações necessário ao cálculo dos custos exeréticos será dado por:

$$\begin{bmatrix} A \\ \dots \\ \mathbf{a} \end{bmatrix} \times B^* = \begin{bmatrix} 0 \\ \dots \\ \mathbf{w} \end{bmatrix} \tag{9}$$

A matriz “**a**” e o vetor coluna “**w**” são determinados segundo as regras de atribuição de custo antes mencionadas.

Definindo:

$$A = \begin{bmatrix} A \\ \dots \\ \mathbf{a} \end{bmatrix}; Y = \begin{bmatrix} -Y^* \\ \dots \\ \mathbf{w} \end{bmatrix} \tag{10}$$

Fazendo $Y^* = 0$, o sistema pode ser escrito de uma forma mais compacta em que:

$$A \times B^* = Y \tag{11}$$

Com isto, a matriz será agora de dimensões (m,m), tendo, portanto, uma solução única.

Sendo conhecidos os valores das exergias dos “m” fluxos, a resolução do sistema dependerá da atribuição externa de valores ao vetor coluna Y, para que os custos exeréticos dos fluxos do sistema possam ser conhecidos.

Outros valores podem ser calculados a partir da obtenção dos custos exeréticos para um dado sistema, os quais são listados abaixo (Valero *et all*, 1993):

- custo exerético unitário, dado por:

$$K_i^* = \frac{B_i^*}{B_i} \tag{12}$$

- irreversibilidade do sistema:

$$I_i = F_i - P_i \tag{13}$$

- porcentagem de irreversibilidade gerada no sistema em relação ao total de FUEL introduzido no sistema global:

$$d = \frac{I_i}{F_T} \quad (14)$$

- custo exergetico unitário do FUEL:

$$K_{F_i}^* = \frac{F_i^*}{F_i} \quad (15)$$

- custo exergetico unitário do produto:

$$K_{P_i}^* = \frac{P_i^*}{P_i} \quad (16)$$

3.4. Custos Exergoeconômicos

O cálculo dos custos monetários de um sistema ou planta térmica para geração de energia elétrica possui grande importância, principalmente, quando estes custos podem ser calculados nos vários subsistema ou equipamentos que constituem o sistema ou a planta térmica.

Com base na mesma teoria anteriormente discutida, pode-se ainda obter um outro custo chamado de custo exergoeconômico (\prod), que representa a soma das contribuições dos diversos fluxos de exergia (B) na constituição do custo monetário de um dado produto. Assim, os custos exergeticos (B^*) representam a quantidade de exergia gasta para produzir um determinado produto, e os custos exergoeconômicos, os custos monetários originados no processo produtivo, associando na sua obtenção, não apenas o custo de energéticos, como também o de capital, operação, manutenção, instalação, etc.

Conforme a teoria de Valero *et all* (1986), a matriz (m,m) definida previamente para o cálculo dos custo exergeticos (B^*), multiplicada pelo vetor coluna \prod , que representa os custos exergoeconômicos a serem calculados, será igual ao vetor coluna Z, que contém as atribuições econômicas externas para os fluxos de matéria, calor ou trabalho do sistema analisado. Assim:

$$A \times \prod = Z \quad (17)$$

Cuja incógnita, \prod_j , são os custos exergoeconômicos dos “m” fluxos.

$$Z = \begin{bmatrix} -Z \\ \dots \\ w_z \end{bmatrix} \quad (18)$$

O vetor “ w_z ” é a atribuição externa de valores econômicos aos fluxos de entrada do sistema ou daquelas saídas que não formam o produto total. Já o vetor “-Z” engloba os custos de capital, manutenção, amortizações, pessoal, instalação, etc.

3.5. Análise Termoeconômica

Realizou-se uma simulação da planta CAES em questão considerando os custos de energia com valores praticados por uma concessionária brasileira, mais precisamente em Minas Gerais. Assim, todos os dados relativos ao cálculo dos custos obedecerão às tabelas de preços praticadas pela CEMIG (Centrais Elétricas de Minas Gerais).

Considerou-se que o ciclo de geração seria executado de segunda a sexta feira no horário de demanda de pico, que corresponde aos horários das 17:00 hs às 22:00 hs (www.ons.com.br). No ciclo de compressão a operação seria fora do horário de demanda de pico com duração de 5 horas, e 48 horas nos finais de semana com o objetivo de completar o reservatório de ar.

A Tab. (2) apresenta uma simulação das horas de operação da planta CAES de McIntosh em ambos os ciclos, de compressão e geração, para o caso brasileiro.

Tabela 2. Horas de operação da planta CAES simulada para o caso brasileiro (Minas Gerais).

Quantidade de horas de operação (compressão e geração) na semana [dias]	Quantidade de horas no ciclo de geração na semana [horas]	Quantidade de horas no ciclo de compressão na semana [horas]	Quantidade de horas no ciclo de compressão no final de semana [horas]
5	5	5	48

No Brasil, existem atualmente tarifas regionalizadas para a energia elétrica, com pequenas diferenças entre os preços das concessionárias. As tarifas são divididas em 3 grandes grupos: Tarifa Convencional, Tarifa Horo-Sazonal Azul e Tarifa Horo-Sazonal Verde. A planta térmica em questão compra energia elétrica dentro dos preços da Tarifa Horo-Sazonal Azul sendo classificada dentro do Subgrupo A2, os preços relativos a este Subgrupo de tarifas foram utilizados na análise exergoeconômica.

A Tab.(3) apresenta os valores das Tarifas Horo-Sazonal Azul do Subgrupo A2.

Tabela 3. Valores das Tarifas Horo-Sazonal Azul, do Subgrupo A2.

Segmento Horário	Demanda (R\$/kW)			
	Ponta		Fora de Ponta	
Subgrupo	12,00		2,76	
A2 (88 a 138 kv)				
Segmento Sazonal	Consumo (R\$/MWh)			
	Ponta		Fora de Ponta	
Subgrupo	Seca	Úmida	Seca	Úmida
A2	67,30	62,78	48,23	44,22

Fonte: www.cemig.com.br (n° 126, de 05 de Abril de 2001).

Assim, levando-se em conta os preços de operação no horário sazonal fora de ponta, na ponta, e no período úmido e seco, realizou-se um levantamento de custos para uma análise global, comparando-se os custos obtidos nas diferentes tarifas.

A fim de realizar a análise termoeconômica, a planta CAES teve suas diversas seções e equipamentos agrupados de tal forma que o ciclo de compressão ficou dividido em apenas um subsistema, incluindo os trocadores de calor, as bombas de água, de óleo e equipamentos auxiliares. Já o ciclo de geração ficou dividido em 6 subsistemas: recuperador, válvula reguladora de pressão, câmara de combustão de alta pressão, turbina de alta pressão, câmara de combustão de baixa pressão e a turbina de baixa pressão.

Os resultados dos cálculos foram baseados na análise energética do ciclo de compressão e geração, considerando também que o gás natural utilizado na planta CAES possui um poder calorífico inferior de 45756,30 kJ/kg e um custo de 2,446 US\$/GJ (www.ons.com.br).

4. Resultados

4.1. Ciclo de Compressão

A Fig.(3) apresenta um esquema com a estrutura física do ciclo de compressão. A descrição dos fluxos envolvidos no processo é apresentada na Tab. (4), os resultados dos cálculos dos valores dos fluxos de exergia, custo exergético e custo exergético unitário são apresentados na Tab. (5). A Tab. (6) apresenta os resultados dos cálculos de eficiência e custos para o ciclo de compressão.

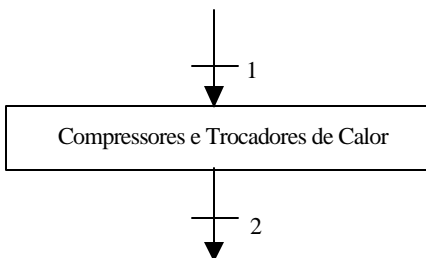


Figura 3. Esquema da estrutura física do ciclo de compressão.

Tabela 4. Descrição dos fluxos no ciclo de compressão.

Fluxo	Descrição dos Fluxos
1	Entrada de energia elétrica – acionamento dos compressores, bombas de água, bombas de óleo lubrificante, acionamento dos equipamentos auxiliares para o resfriamento do moto/gerador.
2	Saída do ar do último trocador de calor para ser armazenado no reservatório de ar.

Tabela 5. Resultados dos cálculos dos valores dos fluxos de exergia, custo exerético e custo exerético unitário para o ciclo de compressão.

Ponto	Exergia (B) [MW]	Custo Exerético (B*) [MW]	$K^* = (B^*/B)$
1	49,00	49,00	1,000
2	32,77	49,00	1,495

Tabela 6. Resultados dos cálculos de eficiência e custos no ciclo de compressão.

VC	FUEL (F) [MW]	PRODUTO (P) [MW]	IRREV. (I) [MW]	h_b	K	d	$K^*_{F_i}$	$K^*_{P_i}$
Ciclo de compressão	49,00	32,77	16,230	0,669	1,495	0,331	1,000	1,495

4.2. Ciclo de Geração

A Fig. (4) apresenta um esquema com a estrutura física do ciclo de geração. A identificação dos fluxos envolvidos no processo é apresentada na Tab. (7).

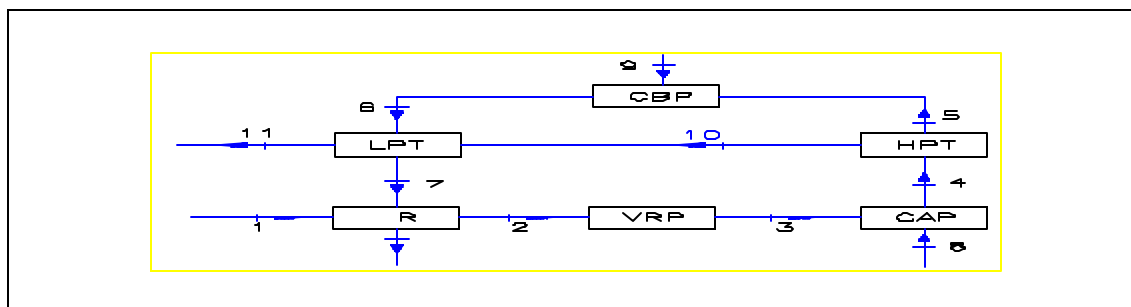


Figura 4. Esquema da estrutura física do ciclo de geração.

Tabela 7. Descrição dos fluxos no ciclo de geração.

Fluxo	Descrição dos Fluxos
1	Entrada de ar no recuperador proveniente do reservatório de ar
2	Saída do ar do recuperador e entrada na válvula reguladora de pressão
3	Entrada de combustível para a câmara de combustão de baixa pressão
4	Saída dos gases da câmara de combustão de alta pressão e entrada na turbina de alta pressão
5	Saída dos gases da turbina de alta pressão e entrada na câmara de combustão de baixa pressão
6	Saída dos gases da câmara de combustão de baixa pressão e entrada na turbina de baixa pressão
7	Saída dos gases da turbina de baixa pressão e entrada no recuperador
8	Entrada de combustível para a câmara de combustão de alta pressão
9	Entrada de combustível para a câmara de combustão de baixa pressão
10	Energia gerada pela turbina de alta pressão
11	Energia gerada pela turbina de baixa pressão mais a turbina de alta pressão

A identificação dos subsistemas referente a Fig.(4) é apresentada na Tab. (8) a seguir.

Tabela 8. Identificação dos subsistemas do ciclo de geração

	Subsistema
1	Recuperador
2	Válvula reguladora de pressão
3	Câmara de combustão de alta pressão
4	Turbina de alta pressão
5	Câmara de combustão de baixa pressão
6	Turbina de baixa pressão

Os resultados dos cálculos dos valores dos fluxos de exergia, custo exergético e custo exergético unitário são apresentados na Tab. (9).

Tabela 9. Resultados dos cálculos do valor dos fluxos de exergia, custo exergético e custo exergético unitário para o ciclo de geração.

Ponto	Exergia (B) [MW]	Custo Exergético (B*) [MW]	$K^* = (B^*/B)$
1	51,35	51,34	1,000
2	62,66	88,97	1,420
3	61,51	88,97	1,446
4	95,46	136,56	1,431
5	62,75	89,79	1,431
6	120,65	184,96	1,533
7	21,99	37,63	1,711
8	47,59	47,59	1,000
9	95,17	95,17	1,000
10	26,50	46,78	1,765
11	110,00	194,10	1,765

A Tab. (10) apresenta os resultados dos cálculos das eficiências e custos para o ciclo de geração.

Tabela 10. Resultados dos cálculos de eficiência e custos nos subsistemas de geração.

VC	FUEL (F) [MW]	PRODUTO (P) [MW]	IRREV. (I) [MW]	h_b	k	d	$K_{F_i}^*$	$K_{P_i}^*$
1	73,74	62,66	10,68	0,854	1,170	0,055	1,213	1,420
2	65,66	61,51	1,15	0,982	1,019	0,006	1,420	1,446
3	109,01	95,46	13,64	0,875	1,143	0,070	1,252	1,431
4	95,46	89,25	6,21	0,935	1,070	0,032	1,929	1,530
5	157,92	120,65	37,27	0,764	1,309	0,192	1,171	1,533
6	147,15	131,99	15,16	0,897	1,115	0,078	1,515	1,756
Ciclo	194,11	110	84,11	0,567	1,765	0,433	1,000	1,765

Segundo Stambler (1993), o custo de instalação total da planta CAES foi de US\$ 650/kW. Para amortizar este valor considerou-se um período de 10 anos e uma taxa de juros de 10% aa (www.bndes.gov.br). A taxa de conversão do dólar para o real utilizada foi de R\$ 2,4668 referente ao dia 10 de agosto de 2001. Aplicaram-se as relações de equivalência apresentadas por Filho e Kopittke (1998) para obter o fluxo de caixa anualizado.

Considerando também o custo do combustível (gás natural), as tarifas de energia elétrica apresentadas na Tab. (3), e admitindo um consumo horário unitário, calcularam-se os custos exergoeconômicos de geração de energia elétrica no horário de demanda de ponta para a planta CAES nos períodos seca e úmido, cujos resultados estão apresentados na Tab. (11). A Tab.(12) apresenta o custo da tarifa convencional para o subgrupo B1 – Residencial, e a Tab. (13) apresenta o preço de venda do kWh no mercado atacadista de energia (www.aneel.gov.br) em 13 de agosto de 2001.

Tabela 11. Custos exergoeconômicos de geração de energia elétrica no horário de demanda de ponta para a simulação da planta CAES.

Período	Hora Sazonal	Custo [R\$/MWh]
Seca	Ponta	201,1
Úmido	Ponta	198,0

Tabela 12. Tarifa convencional para o subgrupo B1 – Residencial.

Tarifa Convencional	Consumo [R\$/MWh]
B1 - Residencial	238,70

Fonte: *www.cemig.com.br* (Resolução nº 126, de 05 de Abril de 2001).

Tabela 13. Preço de venda de energia elétrica no mercado atacadista de energia.

Preços do MAE – (R\$/MWh)
Sudeste e Centro-Oeste
184,17

Fonte: *www.aneel.gov.br*

5. Conclusões

Conforme pode ser observado da Tab. (11), o custo final de geração da energia em horário de demanda de pico em qualquer período é menor do que as tarifas praticadas pela CEMIG conforme observada na Tab. (12). O valor encontrado para a planta CAES é aproximadamente 18% abaixo do que praticado pela concessionária. Mesmo com essa vantagem, deve-se considerar ainda os seguintes pontos:

- A tarifa indicada na Tab. (12) é um valor praticado que independe do horário de demanda, se de pico ou fora de pico.

- Esta tarifa corresponde à venda de energia elétrica gerada, na sua maior parte, por plantas de base hidráulicas, que na sua grande maioria, já estão pagas, o que não gera a necessidade de se amortizar os custos de instalação, situação esta que foi considerada na planta CAES em questão.

Em princípio, as plantas hidrelétricas de base poderiam atender a demanda de energia no horário de pico. Mas para isto, haveria a necessidade de se ter energia elétrica excedente, o que não é a realidade brasileira.

Outra análise importante a ser considerada é a comparação do custo de geração da energia da planta CAES com os valores praticados pelo mercado atacadista de energia conforme observada na Tab. (13). O preço praticado pelo MAE é aproximadamente 10% abaixo do que o encontrado para a planta CAES. Este valor pode se tornar um problema para uma eventual concorrência para o fornecimento de energia elétrica em horário de demanda de pico. Na possibilidade de se efetuar melhorias técnicas principalmente nos subsistemas 5 e 6 do ciclo de geração, que são os maiores geradores de irreversibilidades conforme observado na Tab. (10), poderia acarretar numa redução dessa diferença de preço, o que, eventualmente, tornaria a planta CAES um investimento mais atrativo.

6. Referências

- Filho, N. C., Kopitke, B. H., 1988, “Análise de Investimentos”, Editora Atlas S. A., 8ª ed., São Paulo.
- Kuhen, S. E., 1994, “Compressed Energy Storage Around the World”, Power Engineering International, Vol. 2, No. 3, p. 39-41.
- Silva, R. J., 1994, “Análise energética de plantas de produção de cimento Portland”, Campinas, UNICAMP, Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica).
- Stambler, I., 1993, “World Utilities Going for Compressed Air Energy Storage”, Gas Turbine World, Vol. 23, No. 1, p. 24-28.
- Valero, A., Lozano, M. A., Muñoz, M., 1986, “A General Theory of Exergy Saving. I. On the Exergetic Cost. II. On the Thermo-economic Cost. III. Energy Savings and Thermo-economics”, ASME Book nº H0341C, p. 1-21, New York.

Valero, A., Lozano, M. A., 1987, "Los Balances de Energía, Entropía, Exergía y Energía Libre", Ingeniería Química, Mayo, p. 143-153.

Valero, A., Lozano, M. A., Serra, L., 1993, "Structural Theory of Thermoeconomics", ASME Book nº H00874, p. 189-198.

TERMoeconomic ANALYSIS OF A CAES PLANT (COMPRESSED AIR ENERGY STORAGE) - SIMULATION WITH DATA OF A BRAZILIAN ELECTRIC POWER.

Francisco of Sousa Júnior

Escola Federal de Engenharia de Itajubá – Departamento de Mecânica
Av. BPS, 1303 - Itajubá, MG – ZIP COCE 37500 000
xico@iem.efei.br

Rogério José of Silva

Escola Federal de Engenharia de Itajubá – Departamento de Mecânica
Av. BPS, 1303 - Itajubá, MG - ZIP CODE 37500 000
rogerio@iem.efei.br

Abstract. *One of the existent alternatives for the electric power generation in schedule of pick demand is that corresponding to the use of gas turbines endowed with a underground reservoir air system. In this work, it takes place a termoeconomic analysis based on the theory developed by Valero et al. (1986, 1987,1993) of a CAES plant (Compressed Air Energy Storage) through the simulation with data of a Brazilian Electric Power. That theory allows to evaluate the costs of each stage of the process of the installation that contributes to the formation of the final cost of the electric power generated. It was ended that, besides identifying the processes or subsystem of the plant where there is a larger generation of costs, larger generation losses, it was also verified that, known the detailed monetary costs involved in each stage of the plant, it can be obtained with larger precision the final generated electric unitary power cost, and like this, to compare it with the values practiced by the market, verifying or not its economical feasibility.*

Keywords CAES Plant, termoeconomic analysis, exergy, exergoeconomic costs, economical feasibility.