



OS SISTEMAS DE COGERAÇÃO PARA MELHORIA DO APROVEITAMENTO DA ENERGIA

Carlos Rodrigues Pereira Belchior

Professor Adjunto, Msc., Dsc. Dep. Eng. Mecânica – COPPE - UFRJ
e-mail: belchior@peno.coppe.ufrj.br

Luiz Antônio Vaz Pinto

Professor Assistente, Msc. - COPPE - UFRJ

Ulisses Admar Monteiro

Aluno de Graduação em Eng. Naval – UFRJ

Resumo. *O trabalho apresenta o estudo e definição de uma instalação de cogeração cujo objetivo é a produção simultânea de energia elétrica e térmica utilizando como fonte o gás natural dos campos de petróleo do Nordeste. Apresenta-se uma análise de configurações de instalações possíveis de serem adotadas, consistindo de Diesel Geradores a Gás ou Turbinas a Gás, acionando geradores para atender a demanda elétrica e utilizando ainda Caldeira de Recuperação de Gases de Descarga para geração de vapor ou água quente, suprimindo a demanda de energia térmica.*

Um banco de dados é obtido consistindo de características operacionais (potência, eficiência, consumo de combustível, etc) e econômicas dos equipamentos que satisfaçam aos requisitos da instalação estudada.

Um estudo complementar é também desenvolvido, consistindo da utilização de uma instalação de refrigeração por absorção aproveitando o calor rejeitado das turbinas ou motores geradores de energia elétrica, para sistemas de condicionamento de ar. Levando-se em conta os requisitos de projeto já citados, um modelo computacional analisa diversas opções de instalações de cogeração, selecionando a de menor custo total através de uma análise termo-econômica.

Palavras-chave: *Cogeração, Offshore, Térmica, Elétrica, Cenários.*

1. INTRODUÇÃO

Pode-se dizer que a cogeração aplicada a plataformas de petróleo não representa uma novidade, já há alguns anos até mesmo os navios utilizam a produção conjunta de trabalho mecânico e calor a partir da queima de um mesmo combustível. Entretanto, existem múltiplas configurações possíveis para atendimento de certas demandas térmicas e elétricas e a escolha da mais adequada pode representar uma sensível diferença em termos de aproveitamento energético.

Nas plataformas, vários processos envolvem troca de calor e consumo de energia elétrica. O baixo custo e a grande disponibilidade do gás em poços de petróleo tornam interessante sua utilização como combustível principal nas plataformas offshore, sobretudo quando se deseja eliminar o desperdício representado pela queima do gás “excedente”. Esta queima pode ser considerada como indício de mau aproveitamento energético e desequilíbrio entre a oferta de gás explorado e as parcelas de demanda: injeção no poço, exportação por gasodutos e uso como gás combustível, basicamente.

2. TIPOS DE INSTALAÇÕES DE COGERAÇÃO

Apresentamos, de uma forma simplificada os tipos de instalações de cogeração mais utilizados em sistemas oceânicos de exploração de petróleo no mar e sua interação com a planta de processo. A Fig. (1) ilustra o sistema global de consumo de gás para produção de calor e eletricidade e seus utilizadores (Horlock, J.H., 1987).

A planta de cogeração é parte da planta de utilidades das plataformas, que apóiam e suprem as necessidades da planta de processo, onde a mistura (óleo, água e gás), vindo do poço, é separada em cada um de seus componentes.

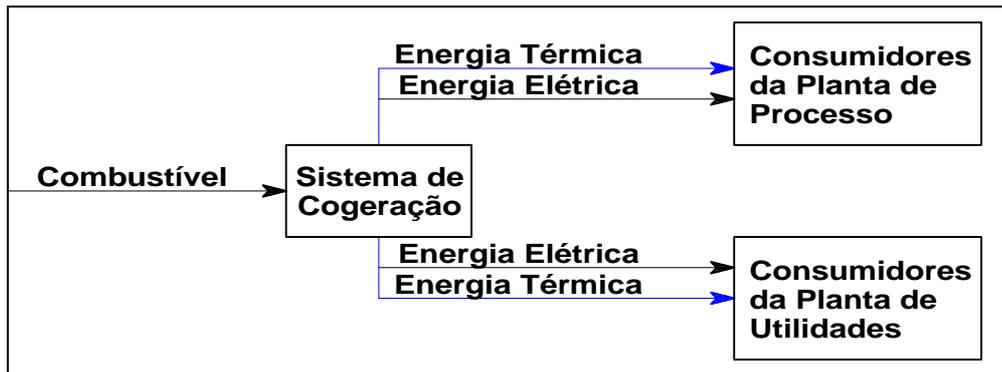


Figura 1: Utilização de Calor e Eletricidade na Plataforma

A seguir apresentamos os diagramas esquemáticos dos sistemas de cogeração a serem considerados na sua seleção para utilização nas plataformas de exploração de petróleo no mar (Berman, I.M.; 1983).

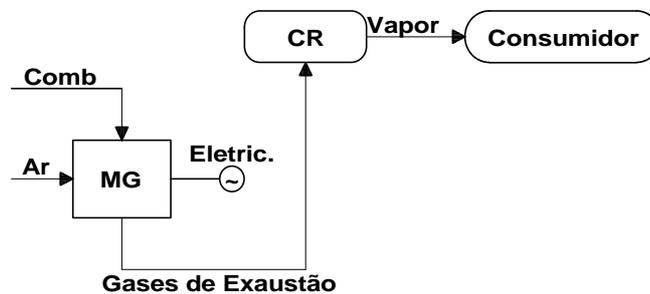


Figura 2: Ciclo com Motor a Gás

Onde:

- ⇒ CR, é a Caldeira de Recuperação;
- ⇒ MG, Motor à Gás;
- ⇒ TG, Turbina à Gás;
- ⇒ TV, Turbina à Vapor;

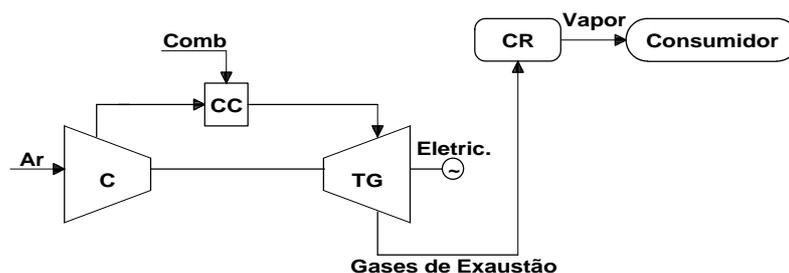


Figura 3: Ciclo com Turbina a Gás

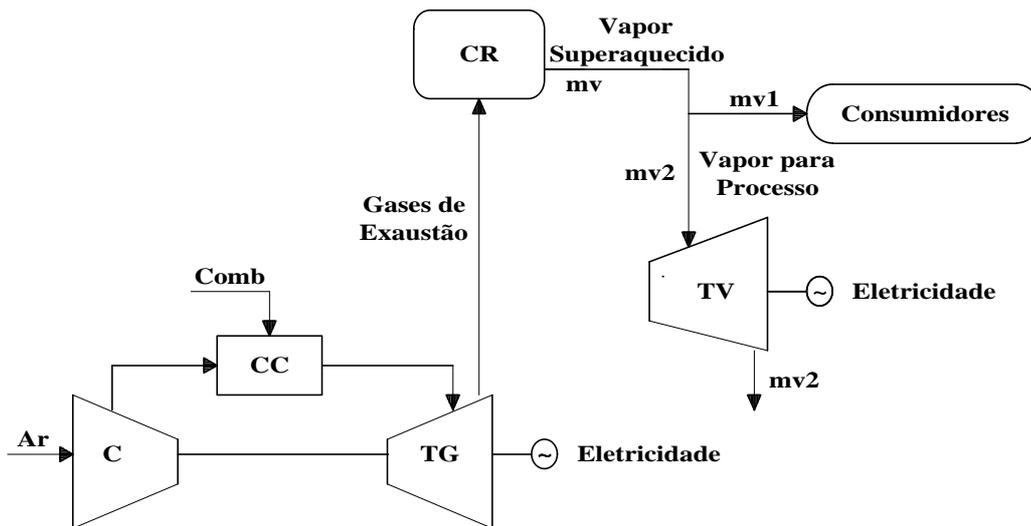


Figura 4: Ciclo Combinado (Turbina a Gás e Turbina a Vapor)

3- METODOLOGIA PARA SELEÇÃO DO SISTEMA DE COGERAÇÃO

3.1- Demanda de Energia da Plataforma

Um dos primeiros aspectos a ser considerado para escolha de um sistema de co-geração é a definição do tipo de energia prioritário para a planta a ser atendida. Na maioria dos casos, inclusive em plataformas de petróleo, a energia elétrica é a principal, sendo o calor rejeitado a partir da produção de energia elétrica a parcela que determina a quantidade de energia térmica produzida, dependendo da vazão e temperatura dos gases de descarga. Raramente as parcelas de energia elétrica e térmica produzida estarão ao mesmo tempo próximas de seus respectivos valores de consumo. Assim, é de se esperar sobras de energia térmica, por exemplo, quando o dimensionamento do sistema é feito a partir do consumo de energia elétrica. O perfil das demandas térmica e elétrica é de fundamental importância para definição do sistema de co-geração mais adequado. Neste sentido, deve-se dispor das curvas de demanda típica, incluindo as condições operacionais da plataforma (loading e off-loading, por exemplo), onde se torna possível observar eventuais picos de consumo e definirem-se valores máximo e médio de demandas. Mesmo sendo necessário que o sistema atenda à demanda elétrica máxima, por exemplo, muito provavelmente ele não será dimensionado para este ponto de operação, pois, em geral, estabelece-se uma carga base de operação (base-load) que representa o ponto de demanda em que o sistema irá operar na maior parte do tempo. Sendo assim, é desejável que o sistema de co-geração apresente eficiência máxima na base-load e tenha desvios mínimos em outros pontos típicos de operação.

3.2. Pré-seleção do Sistema

A razão entre as demandas elétrica e térmica, também conhecida com fator α , é um parâmetro determinante para a pré-seleção de um sistema de co-geração (Silveira, J.L., Walter, A.C.S and Luenga, C. A., 1995). Sabe-se que os ciclos a vapor apresentam as mais elevadas produções térmicas proporcionalmente às capacidades elétricas ao contrário dos ciclos com motor a gás. Entre esses casos extremos encontram-se os ciclos com turbina a gás e os ciclos combinados. A existência de queima suplementar pode alterar sensivelmente os valores das parcelas elétrica e térmica do sistema e, conseqüentemente, o fator α . Em geral, o termo queima suplementar pode ser usado tanto para designar a queima adicional de combustível em caldeiras do tipo combinada (apresentam seção de gases e queimador de óleo), como também para denominar o aproveitamento do O_2 contido nos produtos da combustão de turbinas a gás para queima posterior à turbina, aumentando a temperatura dos gases de descarga e produzindo vapor superaquecido para acionamento de turbina a vapor (ciclo

combinado). Desta forma, observa-se que as faixas de α apresentadas na Fig (5) podem ser sensivelmente alteradas pela introdução de queima suplementar, evidentemente, alterando o valor de eficiência global do sistema, já que maior fração de combustível será queimada.

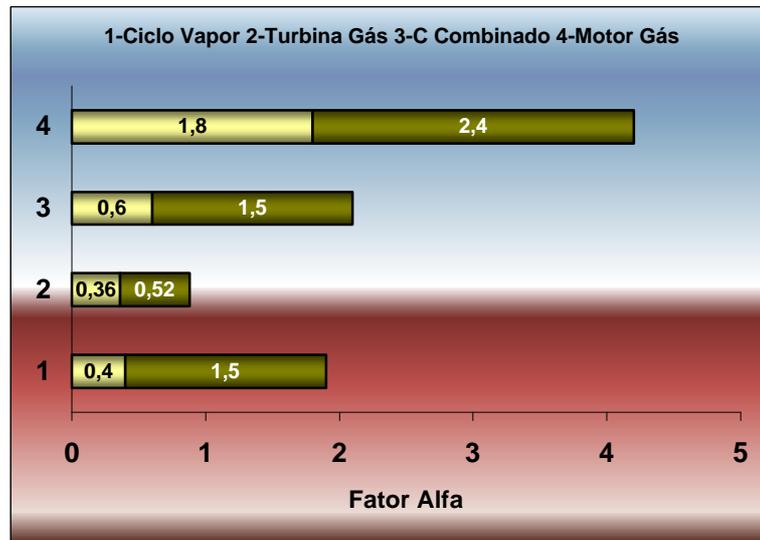


Figura 5: Limites de Fator Alfa

3.3. Detalhamento do Sistema

Uma vez pré-definida a configuração mais adequada para atendimento simultâneo das demandas térmica e elétrica da plataforma, torna-se necessário identificar as máquinas capazes de prover essas necessidades. É de se esperar que os valores de ofertas térmica e elétrica a partir das máquinas selecionadas não coincidam exatamente com os valores de demandas, isto é, os alfas requeridos serão diferentes dos alfas disponíveis. Desta forma, pode-se pensar na inclusão de outros elementos que melhorem o aproveitamento de energia a bordo. No caso específico de plataformas de petróleo do tipo semi-submersível, deve-se considerar algumas particularidades que, eventualmente, podem determinar o uso de acessórios para melhor aproveitamento energético:

- ✓ Grande disponibilidade de calor, pois existe recuperação de calor em turbo-geradores e em turbo-compressores de grande potência;
- ✓ Utilização de água quente ao invés de vapor, para fins de aquecimento antes do separador na Planta de Processo (menor custo e problemas de manutenção em relação às redes de vapor);
- ✓ A presença de um grande número de equipamentos em Plantas de Processo e Planta de Utilidades de plataformas não permite que o requisito de espaço / peso da instalação de co-geração possa ser desconsiderado;
- ✓ O gás natural explorado em poços offshore do Brasil apresenta reduzido número de metano e não sofre beneficiamento a bordo, dificultando sua utilização, em alguns casos, em certos motores a gás e/ou em determinadas condições de carga;
- ✓ É desejável que as máquinas responsáveis pela geração de energia elétrica, turbinas ou motores, sejam capazes de operar com dois combustíveis, em geral gás natural e óleo diesel, pois na eventualidade de interrupção da produção do poço, não haveria comprometimento da geração de energia elétrica pela falta de gás natural;

Tais restrições podem ser determinantes para a escolha do sistema de co-geração mais adequado. Em geral, a escolha fica entre os sistemas com motores ou turbinas.

4- ANÁLISE ENERGÉTICA

O dimensionamento e a seleção dos componentes da instalação de cogeração, bem como a determinação da eficiência do sistema, são realizadas seguindo-se os princípios da análise energética decorrente da aplicação do 1º Princípio da Termodinâmica às instalações em estudo.

A demanda elétrica máxima da plataforma deve ser atendida pelo gerador da instalação de cogeração. Assim, devemos ter as seguintes equações:

Para o Gerador,

$$P_e = P_G \cdot \eta_G \quad (1)$$

Onde, P_e é a potência elétrica do gerador em [kW]; P_G é a potência efetiva no eixo acionador do gerador [kW]; η_G é o rendimento ou a eficiência do gerador;

Na instalação devemos ter:

$$P_e \geq \text{DEmx} \quad (2)$$

Onde, DEmx é a demanda elétrica máxima da plataforma em [kW];

Para o Motor a Gás ou a Turbina a Gás acionando o gerador:

$$P_G = P_S \cdot \eta_T \quad (3)$$

Onde, P_S é a potência efetiva do eixo acionador do motor ou turbina em [kW]; η_T é o rendimento de transmissão entre o acionador e o Gerador.

Da mesma forma teremos:

$$\eta_M = \frac{P_S}{m_{GN} \cdot \text{PCI}} \quad (4)$$

Sendo que η_M é o rendimento total do motor ou da turbina a gás; PCI é o Poder Calorífico Inferior do gás natural em [kJ/kg]; m_{GN} é o consumo de combustível (gás natural) na turbina ou motor a gás em [kg/h].

E definiremos:

$$\eta_M = \frac{1}{\text{HR}} \quad (5)$$

Onde HR é o Heat Rate em [kJ/kWh].

Os gases da descarga do motor ou da turbina a gás irão produzir vapor na caldeira de recuperação, e então teremos, conforme indicado na equação:

$$\eta_{CR} = \frac{m_v \cdot (h_1 - h_2)}{m_{GE} \cdot c_p \cdot (t_3 - t_4)} \quad (6)$$

Onde, η_{CR} é o rendimento da caldeira de recuperação; m_v é a capacidade de produção de vapor da caldeira em [kg/s]; m_{GE} é a vazão dos gases de exaustão (descarga) do motor ou da turbina a gás em [kg/s]; C_p é o calor específico médio dos gases de exaustão à pressão constante, em [kJ/kg°C]; h_1 , h_2 são as entalpias da água na entrada e na saída da caldeira respectivamente em [kJ/kg]; t_3 , t_4

são as temperaturas dos gases de exaustão na entrada e na saída da caldeira de recuperação, respectivamente, em [°C].

Para a caldeira de combustão a gás natural, teremos:

$$h_{CA} = \frac{m_{VC} * (h_1 - h_2)}{m_{GN} * PCI} \quad (7)$$

Sendo η_{CA} o rendimento da caldeira de combustão e m_{VC} é a vazão de vapor da caldeira de combustão em [kg/s].

A mesma Eq. (7) aplica-se para o caso da caldeira de recuperação de gases de descarga possuir queima suplementar.

Para a instalação com Ciclo Combinado, teremos para a turbina a vapor:

$$P_{TV} = m_{V2} * (h_3 - h_4) \quad (8)$$

Onde, P_{TV} é a potência da turbina a vapor em [kW]; m_{V2} é a vazão de vapor para a turbina em [kg/s]; h_3 e h_4 são as entalpias do vapor na entrada e na saída da turbina, respectivamente, em [kJ/kg];

E, neste caso, a produção de vapor da caldeira será igual a:

$$m_V = m_{V1} + m_{V2} \quad (9)$$

Onde m_{V1} é a produção de vapor para a planta de processo, em [kg/s].

Para a instalação de cogeração com turbinas ou motores a gás teremos:

$$\eta_{COG} = \frac{P_G + m_V (h_2 - h_1)}{m_{GN} \cdot PCI} \quad (10)$$

Onde η_{COG} é o rendimento da instalação de cogeração;

5. SELEÇÃO DA INSTALAÇÃO – ANÁLISE TERMO-ECONÔMICA

Para a seleção dos equipamentos componentes da instalação que satisfaz aos requisitos da demanda térmica e elétrica da planta de exploração de petróleo, foi organizado um banco de dados com as especificações técnicas e de desempenho (corrigidas para as condições ambientais de serviço) dos motores a gás, turbinas a gás, caldeiras de recuperação de gases e turbinas a vapor, dentre outros (COGEN TURBO POWER, 1995).

Uma vez obtida as várias instalações que satisfazem as especificações técnicas da plataforma, procede-se a análise econômica com dados suplementares de custos associados a cada equipamento que compõe a instalação (Bejan, A.; Tsatsaronis, G.; Moran, M., 1996; Porter, R.W., Mastanaial, R., 1982; Smith, B., Brall, D.F., 1993), a saber:

1. Custo Inicial de cada equipamento selecionado;
2. Custo de Instrumentação e Controle da instalação;
3. Custo Operacional (combustíveis, lubrificantes, etc.);
4. Custo de Manutenção e Revisão Geral (Overhaul);
5. Outros custos (taxas, assistência técnica, etc.);

6. CASO DE ESTUDO

O exemplo aqui abordado consiste de um navio FPSO com produção média de 150.000 barris por dia. Diante da escassez de informações de consumos térmicos e elétricos de plataformas, (muitos dados são sigilosos) efetuou-se um levantamento item a item das potências dos principais consumidores a bordo, adotando as condições básicas de carregamento (loading) e descarregamento (off-loading). Com isso, chegou-se às seguintes características principais:

Tabela 1: Tabela com os Dados do Caso em Estudo

Características Operacionais	Simulação
Demanda elétrica máxima	18.000 KW
Demanda elétrica média	17.000 KW
Demanda Térmica máxima	35.000 KW
Número e Potência (Turbo-Compressores)	1+2 x 14.200KW
Fator de Carga (Turbo-Compressores)	90%
Regime de operação	Contínuo
Pressão	1 atm
Temperatura	25 °C
Umidade relativa	70 %
Vida útil	20 anos
Taxa de juro	12 % a.a.
Custo combustível	0,06 US\$/m ³

Observa-se desde já que 35 MW térmicos devem ser necessários quando a plataforma opera em sua capacidade máxima, isto é, 150.000 bpd, pois o aumento da produção implica em maior vazão da mistura óleo+água+gás e, conseqüentemente, maior necessidade de calor para o processo de separação. Considera-se que todo o calor é suprido pelas caldeiras de recuperação situadas nas saídas dos geradores e turbo-compressores do FPSO.

6.1. Cenários Possíveis

Para atender às necessidades elétricas e térmicas neste caso, 2 alternativas / cenários foram apresentadas / propostos para a simulação. O Cenário 1 apresenta a solução com turbinas a gás para atender às demandas elétricas e térmicas da plataforma. O Cenário 2 apresenta a solução para atender às demandas elétrica e térmica usando-se motores a gás.

Tabela 2 : Cenário com Turbo Geradores + Caldeira de Recuperação

Cenário 1: Turbo Geradores + Caldeira de Recuperação	
Fabricante Turbina	GE
Modelo	LM2500PH
Potência Máxima por máquina	19.321 KW
Fator de carga	88,03 %
Eficiência Operacional	32, 26 %
Caldeira Recuperação	
Produção de Vapor Superaquecido (para geração de água quente)	68.209 kg/h
Sobra de Vapor Superaquecido	25.688 kW
Custo total estimado ao fim do 1º ano	24.126.962,00 US\$
NPV ao final da vida útil	55.855.000,00 US\$

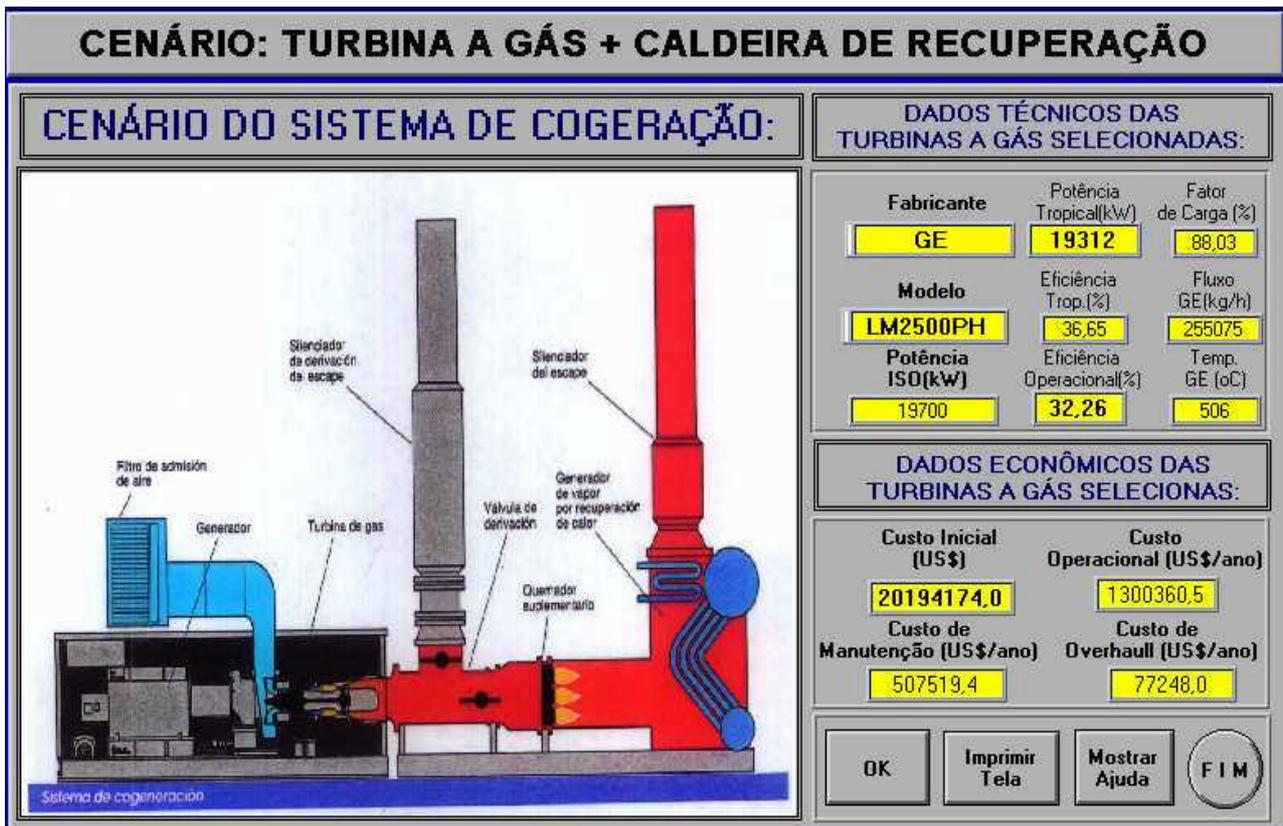


Figura 6: Tela do Software Cogeração: Cenário TG + CR

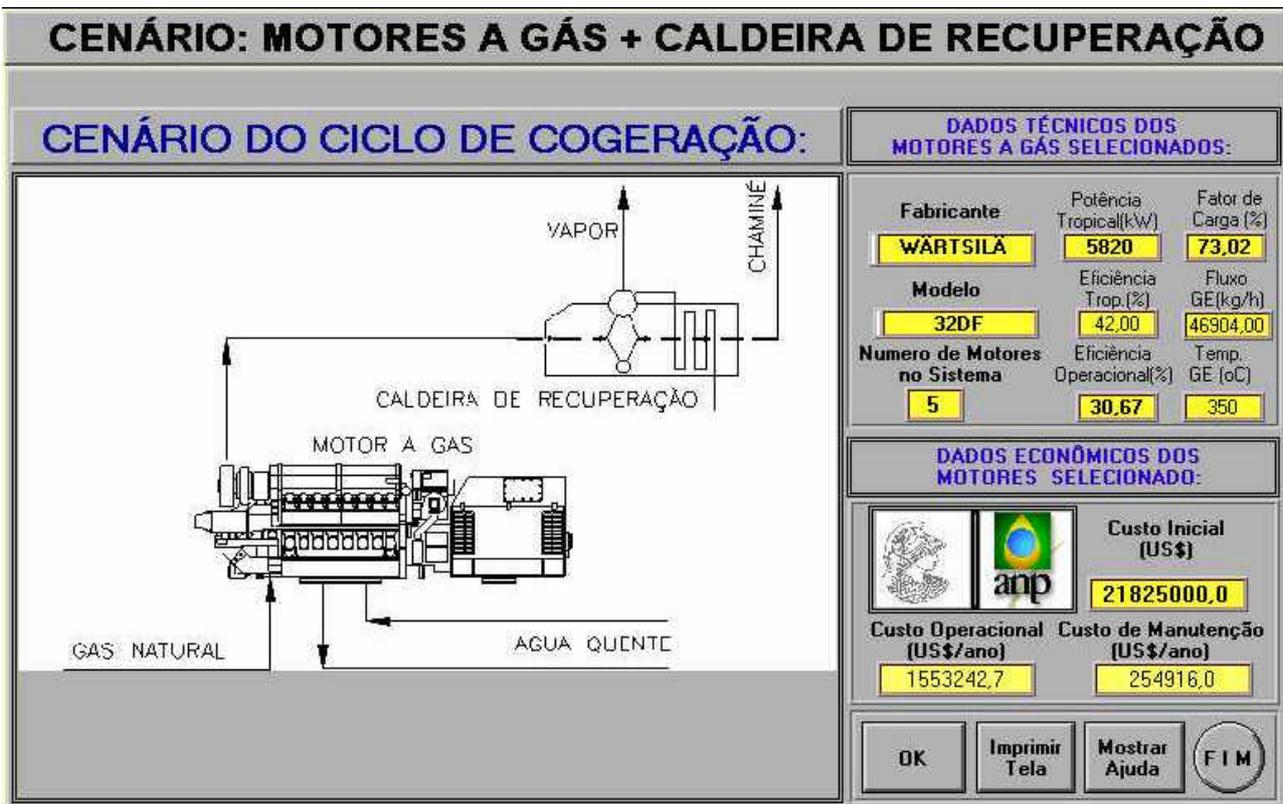


Figura 7: Tela do Software Cogeração: Cenário MG + CR

Tabela 3: Cenário com Moto Geradores + Caldeira de Recuperação

Cenário 2: Motores Geradores + Caldeira de Recuperação	
Fabricante Motor	WARTSILA
Modelo	32 DF
Potência Máxima por máquina	5.820 KW
Nº de motores necessários	5
Fator de Carga	73,02 %
Eficiência Operacional	30,67 %
Fabricante caldeira recuperação	
Produção de Vapor Superaquecido para geração de água quente	68.209 kg/h
Sobra de Vapor Superaquecido	0 kW
Custo total estimado ao fim do 1º ano	25.861.625,00 US\$
NPV ao final da vida útil	59.566.000,00 US\$

6.2. Análise dos Resultados

Seria possível tanto a utilização de motores quanto de turbinas a gás. Entende-se por custos totais ao fim do 1º ano a soma das parcelas de custo inicial, custo operacional, custo de manutenção e overhaul. Observa-se que o cenário com turbinas a gás e caldeira de recuperação apresentado, não seria a de menor custo total, mas é a que apresenta o melhor desempenho técnico. Podem ocorrer outras soluções, inclusive a de menor custo total (que também é um indicativo para a seleção deste sistema de cogeração). Deve-se complementar a seleção atendendo-se a critérios adicionais e específicos de cada plataforma;

O uso de sistema de refrigeração por absorção, o que faria com que os itens de refrigeração não fossem mais considerados como elétricos, e sim como térmicos, poderia ser atrativo uma vez que no cenário TG + CR existe uma sobra de energia.

Foi estudada a utilização da sobra de energia das turbinas a gás numa unidade de refrigeração por absorção. Como a Demanda de frio é maior que a capacidade de produção da unidade (não há calor suficiente para gerar o frio demandado), foi descartado o uso de unidades de refrigeração por absorção.

Para demandas elétricas superiores a aproximadamente 23 MW, os cenários com turbinas a gás tornam-se praticamente a opção única, já que seriam necessários vários motores para atender àquela demanda, o que levaria a problemas de peso e espaço para alocação dos mesmos.

7. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

1. A utilização de cogeração é indispensável em plataformas offshore pela necessidade de suprir-se as demandas elétricas e térmicas simultaneamente;
2. Um aplicativo para seleção de sistemas de cogeração de custo mínimo que satisfaz aos requisitos técnicos da plataforma torna-se uma solução útil para o projeto preliminar do sistema;
3. Deve-se complementar a seleção atendendo-se a critérios adicionais e específicos de cada plataforma;
4. Trabalhos futuros devem ser dirigidos pela complementação do estudo apresentado, incluindo-se a análise exergética do sistema;

8. REFERÊNCIAS

- Bejan, A.; Tsatsaronis, G.; Moran, M., 1996, "Thermal Design and Optimization"; Ed. John Wiley & Sons, Inc, NY.
- Berman, I.M.; 1983, "Cogeneration, Combined Cycles and Synthetic Fuels; an Overview" Power Engineering, Vol. 87, N° 11.
- COGEN TURBO POWER, 1995. "9th Congress and Exposition on Gas Turbine in Cogeneration and Utility, Industrial and Independent Power Generator". IGTI, Vienna.
- Horlock, J.H., 1987 "Cogeneration – Combined Heat and Power" (*CHP*); Ed. Krieger Publishing Company, Malabar, Florida.
- Porter, R.W., Mastanaial, R., 1982 "Thermal Economic Analysis of Heat-matched Industrial Cogeneration Systems"; Applied Energy, 7, N° 2.
- Silveira, J.L., Walter, A.C.S and Luenga, C. A., 1995, "Cogeneration for Small Users: Case Studies for Brazilian Tertiary Sector"., Proceedings of ASME.
- Smith, B., Brall, D.F., 1993, "Evaluation of Capital-Expenditure Appraisal Techniques for Combined Heat and Power Projects"; Applied Energy, N° 45.

COGENERATION SYSTEMS FOR IMPROVEMENT OF THE USE OF ENERGY

Carlos Rodrigues Pereira Belchior

Professor, Msc., Dsc. Dep. Mechanical Engineering – COPPE - Federal University of Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Brazil
e-mail: belchior@peno.coppe.ufrj.br

Luiz Antônio Vaz Pinto

Professor, Msc. - COPPE - Federal University of Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Brazil

Ulisses Admar Monteiro

Marine Engineering Student – UFRJ

Abstract. *This paper presents the study of the cogeneration plant to be installed in offshore platforms for simultaneous production of heat and electric energy departing from the same primary source of energy: the natural gas available in Brazilian offshore oil fields. The study also presents an analysis of the possible Cogeneration plants to be adopted and its configuration consisting of gas engines or gas turbines, and heat recovery steam generators (exhaust gas boilers).*

A database is obtained consisting of the technical data (power, rpm, heat rate, etc.) of the acceptable gas turbines, engines and exhaust gas boilers, as well the economic characteristics of the plant equipment. This data is introduced in the whole program, consisting of the total capital investment, fuel cost and maintenance.

A complementary study is developed also, consisting of the use of an installation of cooling for absorption cycle taking advantage of the wasted heat of the turbines or engines driving generators.

Taken into account the project requirements already mentioned, a computational model analyzes several options of cogeneration systems, selecting the smaller total cost through a thermo-economical analysis in order to find the cogeneration plant that corresponds to the lower total cost.

Keywords. Cogeneration, Offshore, Thermal, Electric, Scenery