XIV SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

VIABILIDADE DA GERAÇÃO PRÓPRIA E COGERAÇÃO

MARCO AURÉLIO GUIMARÃES MONTEIRO
COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG

Palavras-chave: cogeração - geração própria, viabilidade econômica

Foz do Iguaçu, 19 a 23 de novembro de 2000

1- INTRODUÇÃO

O estudo visa analisar as opções de fornecimento de energia elétrica do ponto de vista do cliente, considerando as opções geração própria e cogeração.

Na parte inicial faz-se uma justificativa do estudo e a caracterização do problema qual seja: “A migração dos clientes cativos para outras opções de fornecimento”. O estudo foca no cliente faturado no subgrupo A4, o mais suscetível a essas novas opções.

A seguir estuda-se a estrutura tarifária, as opções de geração e cogeração competitivas.

Os resultados dessa análise apontam a cogeração como uma opção viável para alguns segmentos ou clientes, disso, são apontadas oportunidades e estratégias possíveis para a concessionária local.
Finalmente na conclusão aponta que o domínio da tecnologia da cogeração torna-se um mecanismo de fidelização e manutenção de alguns clientes.

2- JUSTIFICATIVA

O aparecimento da figura do produtor independente de energia, o livre acesso à rede elétrica, a entrada de novos agentes intervenientes, a estrutura tarifária e sua evolução, a necessidade de novos investimentos na expansão, as novas regras do setor elétrico são razões que têm induzido clientes da Concessionária local a estudar a viabilidade de deixar de sê-lo, trocando-a por outro fornecedor, pela geração própria ou cogeração.
Conhecer as opções existentes e posicionar-se é o dever das concessionárias. Formular estratégias de abordagem, também.

3- CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA

A empresa ou indivíduo para a realização de seu processo ou satisfação de suas necessidades necessita de energia, a qual pode ser fornecida pela Concessionária, terceiros ou ser produzida pela própria empresa ou pessoa.

O cliente, conforme sua classe (industrial, serviço, etc.) e/ou processo, dispõe de uma estrutura tarifária para escolha da melhor maneira de ser faturado por seu consumo de eletricidade. Essa opção, juntamente com seu modo de funcionamento, indicará seu custo de energia elétrica (R$/kWh).
A medida que esse custo torna-se significativo ou que a garantia da continuidade do fornecimento esteja ameaçada, o cliente tem a opção de mudar de fornecedor.

Na atual conjuntura, o cliente da Concessionária com carga abaixo de 10 MW tem a opção da geração própria ou cogeração, ou compra de energia de PCH's. Aqueles com carga superior a 10 MW (consumidores livres) tem a opção adicional de comprá-la de outra concessionária ou de um produtor independente.
Financeiramente, essas opções só serão exercidas quando seus custos forem inferiores à tarifa paga à Concessionária. Considerando que os clientes mais propensos a migrar de fornecedor são os da classe industrial ou de serviços que são faturados pela tarifa A4 ou B3, que a tarifa média para o subgrupo A4 situa-se em torno de 90 R$/MWh e para o B3 em 150 R$/MWh (sem ICMS), o custo da geração própria tem que ficar abaixo desse valor.

Os clientes do A4 azul, verde, ou que possam migrar para essa opção, por serem faturados diferentemente na ponta (HP) e fora da ponta (HFP) apresentam custos diferenciados para esses períodos, e é baseado nessa diferença de custo que a geração própria torna-se atrativa.
O custo da geração própria varia enormemente dependendo de diversos fatores, como será visto adiante, mas considerando a geração térmica a gás natural de baixa potência (< 3MW),
operando com uma boa eficiência, esse custo seria de 70 R$/MWh, valor não competitivo com as tarifas de fora da ponta, mas bastante competitivo com os valores de ponta, mostrados na tabela 1.

Tabela 1 - Custo mensal em R$/MWh para qualquer potência

	Azul		Azul e Verde		convenc.	Verde	
	Hor. Ponta		Hor. Fora da Ponta			Hor. Ponta	
	Seco	Úmido	Seco	Úmido		Seco	Úmido
demanda R$/kW	14,91		4,97		5,64		
consumo R$/MWh	97,79	90,51	46,50	41,09	82,62	442,56	435,30

B3 R$/MWh	149,92	149,92

	Azul		Azul e Verde		convenc.	Total			
	Hor. Ponta		Hor. Fora da Ponta			Verde		Azul	
FC	Seco	Úmido	Seco	Úmido		Seco	Úmido	Seco	Úmido
0,10	2.357,3	2.350,0	121,3	115,9	159,9	150,4	144,8	323,5	317,9
0,20	1.227,6	1.220,3	83,9	78,5	121,3	116,3	110,8	187,3	181,7
0,30	851,0	843,7	71,4	66,0	108,4	105,0	99,4	141,9	136,3
0,35	743,4	736,1	67,9	62,5	104,7	101,8	96,2	129,0	123,4
0,40	662,7	655,4	65,2	59,8	101,9	99,3	93,8	119,2	113,7
0,45	599,9	592,6	63,1	57,7	99,8	97,4	91,9	111,7	106,1
0,50	549,7	542,4	61,5	56,1	98,1	95,9	90,3	105,6	100,0
0,55	508,6	501,3	60,1	54,7	96,7	94,7	89,1	100,7	95,1
0,60	474,4	467,1	59,0	53,6	95,5	93,7	88,1	96,5	91,0
0,65	445,4	438,1	58,0	52,6	94,5	92,8	87,2	93,0	87,5
0,70	420,6	413,3	57,2	51,8	93,7	92,0	86,5	90,0	84,5
0,75	399,1	391,8	56,5	51,1	92,9	91,4	85,8	87,5	81,9
0,80	380,2	373,0	55,9	50,4	92,3	90,8	85,2	85,2	79,6
0,85	363,6	356,3	55,3	49,9	91,7	90,3	84,7	83,2	77,6
0,90	348,8	341,6	54,8	49,4	91,2	89,9	84,3	81,4	75,8
0,95	335,6	328,4	54,4	49,0	90,8	89,5	83,9	79,8	74,2
1,00	323,7	316,5	54,0	48,6	90,3	89,1	83,5	78,4	72,8

4- ESTUDO DA TARIFA

A tabela 1 mostra que o custo do kWh varia de acordo com o fator de carga (FC), e é composto de uma parcela de demanda (kW) e uma de consumo (kWh), para as tarifas do grupo A4. Para o subgrupo B3, o custo depende apenas da quantidade consumida. Foram utilizados os dados de tarifa da CEMIG de 9 de Junho de 1999. (resolução 162)

A análise da tabela mostra que:

→ Na ponta, a componente de demanda na tarifa azul é muito significativa, enquanto nas outras modalidades (verde e convencional), a parcela do consumo é a mais significativa. Exemplo: para FC = 0,7; custo na THS A4 azul = 421 R$/MWh sendo consumo = 98 e Demanda = 421 - 98 = 323; na THS A4 verde, custo = cons. = 443.

→ A opção por uma tarifa dependerá do FC em cada um dos períodos de medição (ponta e fora de ponta). No sistema CEMIG de tarifa horo-sazonal (THS), para fatores de carga maiores que 0,65, a tarifa azul é a melhor opção.

→ A tarifa convencional é destinada para consumidores de baixa demanda (< 500 kW) é a melhor opção para aqueles com consumo concentrado na ponta, desde que com demanda inferior a 500 kW (acima desse valor, ele é compulsoriamente enquadrado na THS).

→ Para um mesmo FC, o custo do kWh é o mesmo para qualquer potência, isto é, a tarifa não contempla fatores de escala demonstrando uma distribuição desigual de custos, pois não é possível que o custo de atendimento a um cliente de 1.000 kW seja igual a 10 clientes de 100 kW.

→ Outro problema tarifário, pouco visível nas tabelas, refere-se à modulação no horário de ponta. O custo do kWh é o mesmo para quem modula 8 ou 80%, isto é, aquele que modula muito tem o benefício da redução do valor absoluto a pagar, porém o custo médio do kWh é o mesmo daquele que modula (contribui) pouco.

→ No sistema THS (FC = 0,7) no HP paga-se cerca de 420 R$/MWh, no HFP o custo é próximo de 55 R$/MWh e em média por dia paga-se 88 R$/MWh. Estes serão os valores balizadores da decisão em investir em (co)geração, para os clientes tarifados em A4 (tensão < 23,1 kV).

→ Para o cliente do subgrupo B3, seu valor de referência é o da tarifa, 150 R$/MWh.

Os valores apresentados referem-se à energia firme e à atual (fev/2000) estrutura tarifária, porém as mudanças que vêm se verificando no setor elétrico indicam, para um futuro próximo, alterações no sistema de faturamento (tarifas e preços).

A expansão prevista da geração se fará, também, por meio de usinas térmicas. A operação dessas plantas juntamente com o sistema hidráulico tornará firme energias secundárias comercializadas atualmente com custos bastante inferiores aos apresentados nas tabelas, e devido a esse "mix", o custo médio total do cliente pode ser reduzido.

O aumento da competitividade na geração, a flexibilidade de acesso à rede de transmissão e distribuição, e a observação de modelos já implantados indicam para uma maior liberalização nas negociações de preços e tarifas.

Esses fatores de incerteza quanto ao futuro também afetarão a decisão do cliente em investir na (co)geração.

5- CUSTOS DE GERAÇÃO COMPETITIVOS

Do ponto de vista do cliente, a opção por uma alternativa de geração própria ou cogeração será uma questão financeira (custos) e estratégica (segurança no suprimento), que poderíamos reduzir em custo considerando uma taxa de risco para o aspecto segurança.

O cliente encontrará várias dificuldades para decidir pelo autosuprimento. O seu conhecimento e exploração são importantes para a Concessionária. A seguir listam-se as principais.

Investimento inicial elevado - o requisito de capital compete com investimentos na atividade fim da empresa.

Energia não é o seu negócio - o porte de uma planta exige pessoal e conhecimentos especializados. Caso haja excedentes, a empresa teria que atuar, também, em comercialização de energia. Em qualquer caso, a empresa estaria despendendo esforços fora de seu "core business".

Compatibilidade entre geração e consumo - adequar as necessidades de consumo e seu perfil de carga às possibilidades da planta de geração levam ou a um sobredimensionamento ou a manutenção da dependência do fornecedor externo (Concessionária).

Suprimento de reserva - plantas únicas necessitam manutenção ou podem falhar por acidente, logo o cliente terá que manter um suprimento de emergência com outro gerador ou distribuidor para evitar sobredimensionar sua geração.

Taxa de risco - a atuação fora de sua atividade fim implica em maior risco, que é traduzido nas maiores taxas de financiamentos ou de desconto que os proprietários irão requerer para entrar nesse negócio.

Outras dificuldades estão relacionadas à disponibilidade de espaço físico para a planta de (co)geração (adequação do "lay-out"); impacto ambiental da nova atividade que aumenta a emissão de gases e ruídos e requer licenciamento; incerteza quanto ao custo futuro dos combustíveis; etc.

Todas essas dificuldades podem ser traduzidas em custos que somados ao custo operacional resultarão no valor a ser comparado com os preços ou tarifas ofertados pela Concessionária.

No caso da cogeração, o calor útil aproveitado é valorado e deduzido dos custos totais que, no entanto, são acrescidos dos investimentos nos equipamentos de aproveitamento térmico.

As opções de geração que o cliente têm são:

→ Geração só no HP, e reserva de emergência para HFP (Fig. 1).

→ Geração no período integral com demanda de reserva da Concessionária (Fig. 2).

→ Geração no HP e complementar no HFP quando houver excedente de produção (caso da geração hidráulica) (Fig. 3).

→ Geração no HP e em sua ponta, caso não coincida com a do sistema, para reduzir a demanda no HFP (Fig. 4).

→ Geração parcial, operando como base, atendendo requisitos mínimos (Fig. 5).

→ Geração parcial, operando como complementação, atendendo requisitos variáveis (Fig. 6).

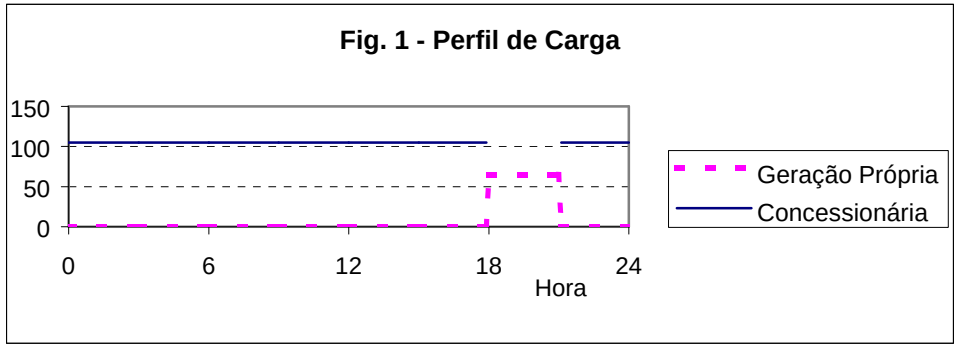
Fig. 1 - Perfil de Carga
150
100
50
0
0
6
12
18
24
Hora
Geração Própria
Concessionária

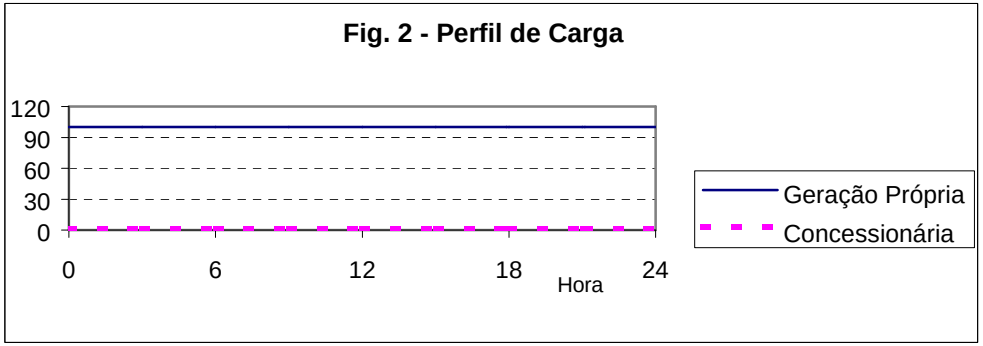
Fig. 2 - Perfil de Carga
120
90
60
30
0
0
6
12
18
24
Hora
Geração Própria
Concessionária

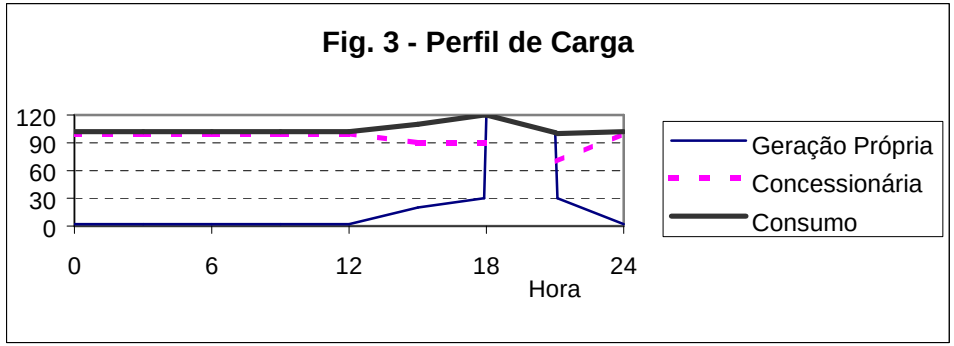
Fig. 3 - Perfil de Carga
120
90
60
30
0
0
6
12
18
24
Hora
Geração Própria
Concessionária
Consumo

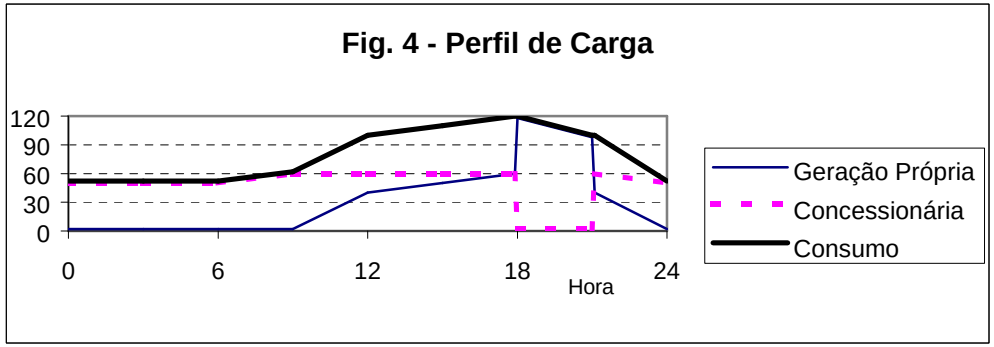
Fig. 4 - Perfil de Carga
120
90
60
30
0
0
6
12
18
24
Hora
Geração Própria
Concessionária
Consumo

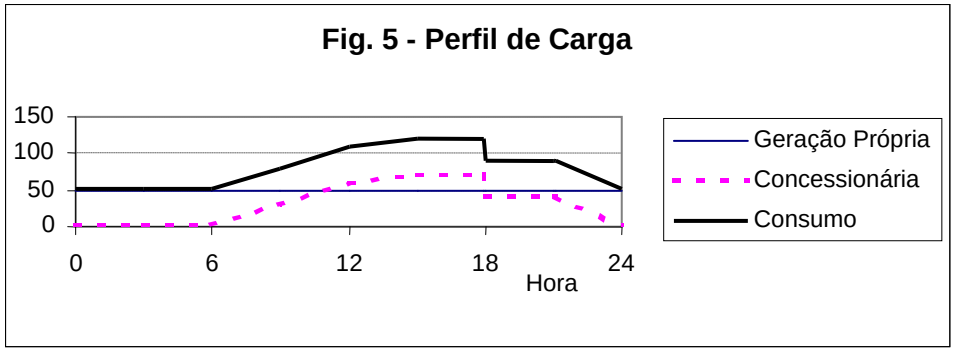
Fig. 5 - Perfil de Carga
150
100
50
0
0
6
12
18
24
Hora
Geração Própria
Concessionária
Consumo

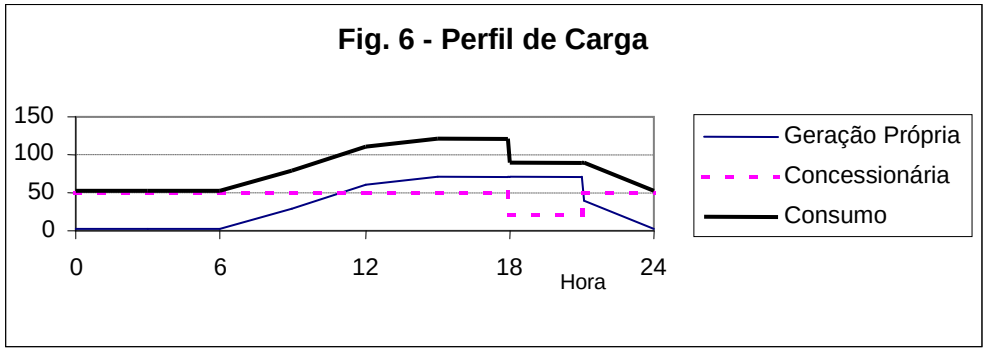
Fig. 6 - Perfil de Carga
150
100
50
0
0
6
12
18
24
Hora
Geração Própria
Concessionária
Consumo

A melhor opção irá depender do perfil de carga ótimo do cliente, da importância da eletricidade em seus custos e processos.

A geração poderá ser localizada próxima ao consumo conectada por rede própria, ou afastada do consumo com conexão pelo sistema de transmissão/distribuição. Ela pode exceder às necessidades e ser comercializada com outros consumidores, tornando o cliente um produtor independente de energia (PIE). O custo de conexão e uso da rede da Concessionária deve ser acrescido aos já mencionados para a geração própria.

Para a cogeração, as principais opções são:

→ Geração das necessidades totais de calor e compra ou venda da eletricidade necessária ou excedente.
→ Geração das necessidades totais de eletricidade e complementação ou disponibilização do calor.

A cogeração localiza-se junto ao centro de consumo evitando o custo de transporte. Seus custos devem ser comparados com os da tarifa de eletricidade mais o de geração de calor.

A tabela 2 apresenta os custos de transporte caso o cliente use a rede de distribuição da CEMIG. As tarifas utilizadas são da resolução n.º 286 de 1/10/99, e considera um desconto de 50% quando a energia provem de PCH's, e refere-se ao HP e HFP. Note-se que, novamente, a tarifa não contempla fatores de escala.

Caso o cliente torne-se um PIE e para que ele participe do sistema integrado, ele arcará com os custos de alguns encargos (CCC, RGR ou taxas da ANEEL).

Num estudo de opções de suprimento, o custo máximo para geração própria é o valor da melhor tarifa média para o perfil de carga do cliente. Ressalte-se o emprego do termo "melhor tarifa" e não de "tarifa atual", pois o cliente ainda tem uma opção de redução de custo caso ele esteja enquadrado numa tarifa não adequada.

Considerando um fator de carga médio de 0,7, o custo de geração própria deverá limitar-se a 88 R$ / MWh, para uso por 24 horas/dia, ou 420 R$ / MWh para geração só no HP.

O custo da geração própria inclui o custo de capital e o operacional. No caso de geração térmica, o custo dos combustíveis representa cerca de 90% do custo operacional.

A tabela 3 mostra a sensibilidade do custo do gás natural e Diesel usado na geração com relação ao preço do combustível e à eficiência de conversão. Observa-se que o Diesel só pode ser empregado no HP. Para ambos energéticos, este custo será reduzido se houver cogeração, pois parcela será rateada com o calor útil a ser aproveitado.

O custo de manutenção dependerá da tecnologia empregada. Como regra geral tem-se que motores a Diesel são menos complexos que turbinas mas exigem manutenções mais freqüentes e ciclos a vapor são mais simples que os ciclos com turbinas a gás. Estimativas indicam custos de 7 a 10 R$/MWh, outras apontam para 2% anuais sobre o investimento no equipamento.

Nos custos de capitais têm-se que incluir os custos dos equipamentos de geração, de todos os auxiliares, das obras civis, da montagem, da conexão à rede elétrica e suas proteções, seguros e fretes, projetos, contratos e outros.

Tabela 2 **- Custo do MWh transportado no A4**

R$/MWh

R$ / kW →	10,54	5,27	3,04	1,52		
FC ↓	HP	HP - PCH*	HFP	HP - PCH*	Total	total - PCH
0,10	144,4	72,2	41,6	20,8	186,0	93,0
0,20	72,2	36,1	20,8	10,4	93,0	46,5
0,30	48,1	24,1	13,9	6,9	62,0	31,0
0,35	41,3	20,6	11,9	5,9	53,2	26,6
0,40	36,1	18,0	10,4	5,2	46,5	23,3
0,45	32,1	16,0	9,3	4,6	41,3	20,7
0,50	28,9	14,4	8,3	4,2	37,2	18,6
0,55	26,3	13,1	7,6	3,8	33,8	16,9
0,60	24,1	12,0	6,9	3,5	31,0	15,5
0,65	22,2	11,1	6,4	3,2	28,6	14,3
0,70	20,6	10,3	5,9	3,0	26,6	13,3
0,75	19,3	9,6	5,6	2,8	24,8	12,4
0,80	18,0	9,0	5,2	2,6	23,3	11,6
0,85	17,0	8,5	4,9	2,4	21,9	10,9
0,90	16,0	8,0	4,6	2,3	20,7	10,3
0,95	15,2	7,6	4,4	2,2	19,6	9,8
1,00	14,4	7,2	4,2	2,1	18,6	9,3

* com 50% de desconto

Tabela 3 - Custo de combustíveis na Geração

	Gás Natural - GN			
	Preço do combustível			
R$/m3	0,123	0,154	0,184	0,246
US$/MMBTU	2,00	2,50	3,00	4,00
eficiência	R$ / MWh			
0,55	22	28	34	45
0,45	27	34	41	55
0,40	31	38	46	61
0,35	35	44	53	70
0,30	41	51	61	82

PCI = 8600 kcal/m3

Câmbio de 1,8 R$/US$

	Diesel			
	Preço do combustível			
R$/l	0,50	0,55	0,60	0,65
eficiência	R$ / MWh			
0,45	110	121	132	143
0,40	124	136	148	161
0,35	141	155	169	184
0,30	165	181	198	214
0,25	198	217	237	257

PCI = 8700 kcal/litro

Consumidores tarifados em A4 têm cargas abaixo de 10 MW, em geral. Para consumidores desse porte, os equipamentos recomendados são de porte de até 3 MW. A tabela 4 apresenta alguns custos para esses equipamentos.

Tabela 4 - **Custos de equipamentos e tecnologias**

Equipamento	Valor	Unidade
Motor de combustão	250 a 350	US$/kW
Geração a Diesel	300 a 700	US$/$kW_{ins}$
Turbina a vapor	215 a 350	US$/kW
Turbina a gás	350 a 700	US$/kW
Ciclo a gás	700 a 900	US$/$kW_{ins}$
Ciclo combinado	800 a 1000	US$/$kW_{ins}$
Caldeira pirotubular	20 a 45	US$/(kg/h)
Caldeira aquatubular	24 a 45	US$/(kg/h)
Gerador elétrico	200	US$/kW

O custo total do capital variará de acordo com os demais componentes de custos e da infra-estrutura e meios já disponíveis no cliente. Baseado nos custos do equipamento, estima-se um acréscimo de 30 a 100%. A bibliografia aponta para sistemas de cogeração custos de 800 a 1000 US$/kW.

Como exemplo tomaremos como referência custos de 300, 500 e 900 US$/kW. Com estes dados, a vida útil da planta, a taxa de desconto e o FC podemos converter os custos, de capacidade em de energia. Apesar da vida útil ser superior a 10 anos usaremos este valor, considerando que acima deste valor o equipamento, a planta ou o processo a que se destina tornar-se-ão obsoletos tecnologicamente. A tabela 5 apresenta o custo da energia variando com a taxa de desconto, para funcionamento por 24 h/dia e só no HP, usando um FC de 0,8.

Tabela 5 - Custo do Investimento

R$/MWh

Investimento* R$/kW		Taxa de desconto				
	Período	10%	15%	20%	25%	30%
540	HP	139	170	203	239	276
	HP e HFP	13	15	18	22	25
900	HP	231	283	339	398	459
	HP e HFP	21	26	31	36	42
1620	HP	416	509	610	716	827
	HP e HFP	38	46	55	65	75

*Cambio --> 1,8 R$/US$

Condições

prazo (vida útil)	10 anos	HP	792 Horas/ano
FC	0,8	HP e HFP	8760 Horas/ano

Além desses custos, o cliente conectado na rede da Concessionária terá que contratar uma suprimento de emergência, para isso ele terá que migrar para a tarifa verde e/ou contratar uma demanda suplementar de reserva (DSR) (o que for mais barato). Para a DSR, independente de usar a energia da Concessionária, o cliente terá um custo fixo, a parcela da demanda, e um variável, o consumo, por este ele pagará 208,51 R$/MWh; pela demanda, se usada para geração só no HP, em apenas um mês, o custo fixo fica em 178 R$/MWh (tarifa verde 9,37 R$/kW, FC=0,8), se no período integral 16 R$/MWh.

Para o cliente que for gerar apenas no HP, uma estratégia seria migrar para a tarifa verde, e caso fosse necessário usar a energia da Concessionária, ele pagaria apenas pelo consumo (440 R$/kWh).

Resumindo, o cliente que optar pela geração própria terá como alternativa à tarifa a soma dos seguintes custos: investimento; combustíveis; manutenção e operação; suprimento de emergência e transporte. A localização da planta junto ao consumo evitará o custo de transporte; plantas de geração térmica permitem essa economia. O custo final, para comparar com a tarifa, irá depender da tecnologia escolhida, do energético disponível, do modo de operação (HP ou integral), da expectativa de retorno do cliente, etc. A combinação dos dados das tabelas 1 a 5 fornecem várias possibilidades de custos.

ESTUDO DE CASOS

Para exemplificar, façamos o estudo de dois casos: um de geração só no HP com motor Diesel e outro com geração integral usando turbina a gás.

1° Caso - Geração a Diesel na ponta sem transporte

Condições:

FC = 0,8 Emergência = 15 dias/ano Tarifas A4 - Azul e Verde
Diesel = 0,60 R$/l Eficiência = 35% Investimento = 540 R$/kW
O&M = 10 R$/MWh Taxa de Desconto = 20%

1ª alternativa - Concessionária

Tarifa Azul = 0,380 R$/kWh Tarifa Verde = 0,440 R$/kWh

2ª alternativa - Diesel

Investimento = 0,203 R$/kWh Diesel = 0,169 R$/kWh O&M = 0,010 R$/kWh
DSR (azul) = 0,068 R$/kWh DSR (verde) = 0,024 R$/kWh
Emergência usando tarifa verde = 0,018 R$/kWh

Nesse caso, o menor custo se verificará se o cliente migrar para a tarifa verde. Seu custo final ficaria em 0,400 R$/ kWh. Essa alternativa seria INVIÁVEL. No caso do cliente já possuir o gerador Diesel para emergências, seu custo de investimento será bastante reduzido, porém algumas adaptações serão necessárias, supondo um custo de 0,067 R$/kWh (33% do total) ao invés de 0,203 R$/kWh, o custo final fica em 0,264 R$/kWh, significando um tempo de retorno superior a 3 anos e TIR de 39% num prazo de 10 anos. Caso não haja necessidade de investimentos, o retorno é imediato e a economia será de 0,197 R$/kWh.

2° Caso - Geração Integral com Turbinas a GN sem transporte

Condições:

FC = 0,8 (HP e HFP) Emergência = 30 dias/ano Tarifas A4 - Azul e Verde
GN = 0,154 R$/m^3 Eficiência = 35% Investimento = 900 R$/kW
O&M = 10 R$/MWh Taxa de Desconto = 20%

1ª alternativa - Concessionária

Tarifa Azul = 0,083 R$/kWh Tarifa Verde = 0,089 R$/kWh

2ª alternativa - Gás Natural

Investimento = 0,031 R$/kWh GN = 0,044 R$/kWh O&M = 0,010 R$/kWh
DSR (azul) = 0,023 R$/kWh DSR (verde) = 0,019 R$/kWh
Total (azul) = 0,108 R$/kWh Total (verde) = 0,104 R$/kWh

Para essas condições a alternativa seria INVIÀVEL.

Caso o cliente tivesse a opção de comprar de uma geradora térmica a ciclo combinado (η= 55%), com GN a 2 US$/MMBtu, com investimento a 900 R$/kW, ciclo de vida de 10 anos, taxa de desconto de 15%, e funcionando com um FC de 0,9, o menor custo, que essa energia chegaria até ele, seria de 84 R$ / MWh.

Desses exemplos, verificamos que o auto-suprimento, ou a compra de geração térmica é de difícil viabilização nas condições consideradas. A maneira para viabilizá-lo terá que ser a cogeração, onde os custos serão partilhados entre a eletricidade e o calor.

6- A OPÇÃO COGERAÇÃO

Cogeração é a produção simultânea de calor e trabalho a partir de uma única fonte de energia.

Os aspectos tecnológicos da geração térmica e cogeração não são objetos de estudo nesse trabalho, mas o acervo bibliográfico disponível contém material suficiente para aqueles que queiram se aprofundar no assunto.

Nesse capítulo interessa saber qual o custo do calor que viabilizaria a cogeração numa empresa.

Baseando-se nos casos estudados, façamos um cálculo de chegada, isto é, sabendo-se o custo da Concessionária, verifiquemos qual o máximo valor que o calor pode atingir.

Primeiramente, o cliente tem que ter emprego para o calor, seja para aquecimento direto, indireto ou para produção de frio através de ciclo de absorção. Consideraremos que nos casos estudados, os clientes podem fazer uso do calor gerado.

O cliente deve levantar suas necessidades de calor e de eletricidade ao longo do dia, semana, mês e ano. Após esse levantamento será possível dimensionar o sistema de cogeração adequado. Define-se um parâmetro α que representa a relação entre energia elétrica consumida e o calor útil consumido, e um parâmetro β que representa a relação entre energia elétrica produzida e o calor útil produzido. α depende do processo do cliente enquanto o β é função da tecnologia e rendimento do equipamento de cogeração. Ao cliente cabe selecionar a tecnologia de cogeração (β) que se adeqüe ao seu processo (α). Geralmente, e devido à dificuldade de compra, a produção de calor é ajustada à demanda. Assim, quando $\beta > \alpha$, haverá excedente de eletricidade que poderá ser comercializada com a concessionária, caso contrário o cliente necessitará de complementação da concessionária.

O usuário de calor que já tenha um sistema implantado terá que avaliar a possibilidade de adaptação de suas instalações para um sistema de cogeração.

As tabelas 6 e 7 apresentam valores médios ou usuais de α e β.

Tabela 6 - Valores médios de α

Indústria	α
Açúcar e Álcool	0,091
Papel e Celulose	0,213
Têxtil	0,425
Petroquímica	0,234
Alimentos e Bebidas	0,070

Fonte: FUPAI

Tabela 7 - Valores usuais de β

Tecnologia	β
Turbinas a vapor	0,10 a 0,45
Turbinas a gás	0,45 a 2,00
Ciclos combinados	0,70 a 2,50
Motores Diesel	1,00 a 2,50

Fonte: FUPAI

Nos casos estudados, por serem hipotéticos, não foi considerado a carga térmica. Para análise consideraremos o custo da Concessionária um limite, a diferença entre o custo total do projeto de cogeração e o da concessionária será o custo do calor.

No **primeiro caso**, de geração a Diesel na ponta, temos:

→ O menor custo foi de 380 R$/MWh. Supondo que o cliente só investirá se o custo da alternativa ficar no mínimo 5% mais barato, o limite de custo com a eletricidade será de 361 R$/MWh.

→ Considerando que o cliente já possua o equipamento gerador de calor, ele terá que investir apenas em adaptações para aproveitamento do calor do motor, será considerado um percentual de 10% do custo do investimento (20,3 R$/MWh).

→ Utilizando um β de 1,5, temos que para cada kWh gerado são aproveitados 0,67 kWh de calor (576 kcal), energia de 0,9 kg de vapor saturado a 8 kg/cm^2 ou suficiente para aquecer 19 litros de água de 20ºC para 50ºC.

→ O custo final ficaria em 420 reais para gerar 1 MWh e 576 Mcal de calor. Usando o limite de 361 R$/MWh, o custo do calor ficaria em 0,10 R$/Mcal, valor muito elevado se considerarmos um custo de referência de 0,03 R$/Mcal para o calor gerado em caldeiras a óleo combustível.

Os resultados mostram a inviabilidade da cogeração nas condições estudadas para esse caso.

No **segundo caso**, de geração Integral com turbinas a GN, temos:

→ O menor custo CEMIG é de 83 R$/MWh. Supondo que o cliente só investirá se o custo da alternativa ficar no mínimo 5% mais barato, o limite de custo com a eletricidade será de 79 R$/MWh.

→ Considerando que o cliente já possua o equipamento gerador de calor, ele terá que investir apenas em adaptações para aproveitamento do calor da turbina, será considerado um acréscimo de 10% no custo do investimento (3 R$/MWh).

→ Utilizando um β de 1, temos que para cada kWh gerado são aproveitados 1 kWh de calor (860 kcal), energia de 1,3 kg de vapor saturado a 8 kg/cm^2.

→ O custo final ficaria em 107 reais para gerar 1 MWh e 860 Mcal de calor. Usando o limite de 79 R$/MWh, o custo do calor ficaria em 0,03 R$/Mcal, valor adequado com o custo de referência de 0,03 R$/Mcal para o calor gerado em caldeiras a óleo combustível.

Nessas condições a cogeração começa a tornar-se um negócio atrativo, além disso o cliente terá a opção de reduzir seus custos através da negociação de melhores preços de DSR, menores taxas de financiamento e redução do custo com combustível.

Ressalte-se que nos casos estudados, foi considerado que o cliente faria uso de todo o calor e eletricidade disponibilizados, isto é, o cálculo é válido para processos com $\alpha <= 1$.

A maioria dos processos industriais apresentam $\alpha < 1$, caso fosse adquirido uma tecnologia com $\beta = \alpha$, teríamos o melhor aproveitamento do vapor e da eletricidade, sem necessidade de comercialização de excedentes.

Verifica-se, então, que a cogeração pode ser uma alternativa viável para o cliente do subgrupo A4, principalmente, para aqueles que já possuem o equipamento gerador de calor.

7- OPORTUNIDADES E ESTRATÉGIAS POSSÍVEIS PARA A CONCESSIONÁRIA

Constatada a viabilidade do auto suprimento para algumas condições específicas a Concessionária terá que estabelecer estratégias de atuação para tirar proveito de todas as oportunidades que apareçam.

Analisando o histórico de atuação das concessionárias podemos constatar uma predominância do fornecimento de energia elétrica por um sistema de distribuição radial suprido por geração hidráulica de grande porte. Basicamente essa é a cultura predominante na "casa", e sobre a qual dispomos de conhecimento, experiência e somos reconhecidos pelo mercado.

O cenário futuro indica e as novas regras do setor elétrico incentivam uma participação maior da (co)geração térmica, PCH's, a distribuição descentralizada com fluxos elétricos bidirecionais, o auto suprimento e outras novidades que a concessionária tem conhecimento porém lhe falta experiência.

À concessionária cabe aperfeiçoar-se em sua área de atuação gerando novos produtos e opções e simultaneamente adquirir experiência nas tecnologias citadas acima, caso queira manter ou ampliar sua participação no mercado de energia.

Do ponto de vista da Distribuidora/Comercializadora, ela terá que:

- Aprender a negociar seus preços de aquisição de geração. O conhecimento dos custos em cada ponto de conexão será essencial para incentivar a competitividade na geração e a redução do custo de aquisição.
- Estimar as energias a serem comercializadas por contrato bilateral e no mercado "spot" e seus respectivos preços.
- Realizar previsões: de mercado por classe e regionais; de encargos, preços e tarifas.
- Acompanhar o desenvolvimento das tecnologias de energia para ofertar a melhor solução energética para o cliente.
- Reduzir seus custos através do uso de tecnologia que propicie o melhor aproveitamento de seus ativos.
- Conhecer profundamente seus clientes e respectivos processos de modo a propiciar-lhes o mais adequado portfólio de produtos e serviços.
- Montar uma boa estrutura de planejamento tributário-financeiro e de gerenciamento de contratos.
- Associar-se a uma "ESCO" (energy service company).

A solução cogeração sendo ofertada pela comercializadora, em parceria com uma ESCO, permite a ela participar do processo do cliente, e estando junto a ele, é mais fácil identificar novas oportunidades, conseguir mais confiabilidade e, consequentemente, fidelizá-lo.

O conhecimento e atuação junto ao Cliente, também, permite acompanhar as tecnologias de interesse e o bloqueio da ação de novos competidores.

A concessionária como ofertante da opção cogeração minimiza o problema de compatibilização dos parâmetros α e β, visto que ela procurará a paridade térmica, isto é, produção de calor igual à demanda, e a energia elétrica excedente (no caso de $\beta > \alpha$) ela injetaria em seu sistema sem problema de DSR e de comercialização que um terceiro teria. No caso de $\beta < \alpha$, seu próprio sistema complementaria a eletricidade necessária e não haveria, também, problema de DSR ou comercialização. Os aspectos mencionados acima indicam que para a concessionária os custos da cogeração seriam menores que um terceiro teria, operando em sua área de concessão.

Além disso, a capacitação em cogeração possibilitaria a concessionária atuar em outras regiões, cativar novos ou futuros clientes, fomentar o mercado de sua ESCO, poderia utilizar-se da imagem de uma empresa preocupada com a eficiência energética e com o meio ambiente, habilitando-se a recursos financeiros em condições vantajosas oferecidos por organismos internacionais.

8 - CONCLUSÃO

O presente estudo objetiva o estudo da geração térmica e cogeração como opção de fornecimento de energia elétrica. Pode-se concluir que para o cliente interessa a melhor solução econômica, sendo que para algumas condições verificou-se a viabilidade da (co)geração.

Apesar da viabilidade econômica, a concessionária até que adquira experiência nessa tecnologia, deve explorar as alternativas pelas quais é reconhecida no mercado (tarifas e preços de energia elétrica suprida por fonte hidráulica).

Caso a concessionária queira manter e ampliar seu mercado de atuação, a tecnologia de (co)geração terá que ser explorada, considerando a sua viabilidade em alguns segmentos de mercado.

A cogeração sendo reconhecida como a solução de maior eficiência e portanto a mais ambientalmente correta, facilita o acesso a créditos internacionais, permite o requerimento de benefícios tributários e o posicionamento como uma empresa moderna e comprometida com a eficiência, o meio ambiente e a sociedade.

Sugere-se o desenvolvimento de um projeto piloto de cogeração de baixa potência como inicio da experiência da concessionária nesse campo.

9 – BIBLIOGRAFIA

Agência para aplicação de Energia. Manual de Administração de Energia. Cogeração vol. 3 São Paulo, AEE, 1998, 27p.

Brasil Energia. Artigos Diversos nº 218 jan 1999. Ed. Brasil Energia. Rio de Janeiro pag. 62-68.

Brasil Energia. Cogeração nº 224 jul 1999. Ed. Brasil Energia. Rio de Janeiro pag. 88-100

CEMIG – Departamento de Comercialização e Gerência da Demanda. Viabilidade da Geração Própria e Cogeração. Belo Horizonte, CEMIG 1999, 15p..

Energia. Diretório de Turbinas de Gás nº 3 mai/jun 1999. Espanha pag. 55-56

FUPAI. Curso de Economia do Setor Eletro-energético. Cogeração: Uma introdução. Itajubá. FUPAI, 1996. 69p.

INEE. Seminário Geração Distribuída, Cogeração, Geração com Resíduos. Palestras. Campinas, abri/1999.

INEE. Seminário Cogeração e Geração Distribuída. Palestras. Rio de Janeiro, mai/1998.