

**Estudo de Caso: Análise econômica da utilização do gás natural  
em sistemas de cogeração aplicados a instalações prediais  
comerciais e residenciais Via Dinâmica de Sistemas**

**MARCIA FERREIRA CRISTALDO CANTEIRO**

**Campo Grande  
2008**

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE MATO GROSSO DO SUL  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Estudo de Caso: Análise econômica da utilização do gás natural  
em sistemas de cogeração aplicados a instalações prediais  
comerciais e residenciais Via Dinâmica de Sistemas**

**Dissertação submetida À Universidade Federal  
de Mato Grosso do Sul como parte dos  
requisitos para a obtenção do grau de Mestre  
em Engenharia Elétrica**

**MARCIA FERREIRA CRISTALDO CANTEIRO**

**Campo Grande  
2008**

**Estudo de Caso: Análise econômica da utilização do gás natural  
em sistemas de cogeração aplicados a instalações prediais  
comerciais e residenciais Via Dinâmica de Sistemas**

Marcia Ferreira Cristaldo Canteiro

'Esta Dissertação foi julgada adequada para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Planejamento de Sistemas Elétricos e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Mato Grosso do Sul.'

---

Prof. Jéferson Meneguim Ortega, D. Eng.  
Orientador

---

Prof<sup>a</sup>. Luciana Cambraia Leite Dra. Eng.  
Coordenadora do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:

---

Prof. Jéferson Meneguim Ortega, D. Eng.  
Presidente

---

Prof. Félix Abrão Neto, D. Eng.

---

Prof. Paulo Irineu Koltermann, D. Eng.

‘Espera no Senhor e sê forte! Fortifique-se o teu coração e espera no Senhor!’

Salmo 26.

Ao meus pais, Maximo e Ercilia, e também as  
minhas irmãs Elisangela e Rosiley, e ao meu marido Angel.

## **AGRADECIMENTOS**

À Deus sobre todas as coisas! Agradeço a Ti Senhor pela minha vida, pela minha saúde e pelo meu esforço. Obrigada por estar sempre presente nos momentos mais difíceis.

Ao meu orientador Prof. Jéferson, pela força, incentivo e paciência! Obrigada por estar sempre disposto a me ajudar. Obrigada por tudo o que me ensinou, pela paciência! Que Deus ilumine sempre os seus caminhos!

À minha mãe, que abriu mão de muitos dos seus sonhos para dedicar-se à minha criação e formação e de minhas irmãs.

Ao meu pai, exemplo de humildade e perseverança! Trabalho honesto e dedicado, sempre disposto a ajudar os mais necessitados! Sou muito orgulhosa de ser sua filha!

Às minhas irmãs Elisangela e Rosiley, muito especiais na minha vida!

Ao meu marido Angel, pela paciência e incentivo para alcançar mais um objetivo!

Aos meu sogros João André e Darci!

À todos meus amigos do Programa de Pós-Graduação da Engenharia Elétrica, em especial a Daniela, Kelly, Susana, Cassima, Edvaldo, Rafael, Herbert e Nelcy.

As minhas amigas Aleylce e Elaine pelo incentivo.

Ao meu afilhado João Gabriel!

A todos os professores e funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica (DEL), que direta ou indiretamente contribuíram para concretização deste trabalho.

Resumo da Dissertação apresentada a UFMS como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica

**Estudo de Caso: Análise econômica da utilização do gás natural em sistemas de cogeração aplicados a instalações prediais comerciais e residenciais Via Dinâmica de Sistemas**

Marcia Ferreira Cristaldo Canteiro

Outubro/2008

Orientador: Jéferson Meneguín Ortega, Dr.

Área de Concentração: Planejamento de Sistemas Elétricos

Palavra Chave: gás natural, instalações prediais residenciais e comerciais, dinâmica de sistemas, sistema de cogeração.

Número de Páginas: 106

Sistemas de cogeração podem ampliar a capacidade instalada para geração de energia no Brasil. Podem também aumentar a confiabilidade do sistema de transmissão, diversificando a matriz energética e ampliando as oportunidades de negócio para o capital privado no mercado brasileiro. O Brasil apresenta expressivo potencial para a implantação de pequenas plantas de cogeração, sobretudo no setor de serviços (terciário), onde se concentra um número considerável de pequenos estabelecimentos comerciais com necessidades de energia elétrica, vapor, água quente e/ou água gelada (para refrigeração). Neste trabalho é apresentada uma metodologia de apoio aos novos usuários desse setor, a qual permite a análise da viabilidade econômico-financeira da utilização do gás natural em sistemas de cogeração como alternativa à eletricidade. Esta metodologia é baseada na técnica de dinâmica de sistemas, que permite tanto a representação do comportamento dinâmico das variáveis envolvidas, como a análise dos efeitos da competição dessas duas fontes de energia (gás natural e energia elétrica) junto ao mercado consumidores.

Abstract of Dissertation presented to UFMS as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master in Electrical Engineering.

**Case Study: Economic analysis for natural gas operation of cogeneration system in buildings and facilities commercial and dwelling approach through system dynamics**

Marcia Ferreira Cristaldo Canteiro

October/2008

Advisor: Jéferson Meneguín Ortega, Dr.

Area of Concentration: Planning of Electrical Systems

Keywords: natural gas, installations for residential and commercial building, systems dynamic, cogeneration systems.

Number of Pages: 106

Cogeneration systems must increase the installed Brazilian power generation capacity. It can also improve the reliability of the transmission system, using different energy sources in new power plants and enlarging the business opportunities for private capital in the Brazilian market. Brazil presents expressive potential for distributed generation plants of small capacities, most of them in services sector (tertiary), where there is a considerable number of small companies needing electricity, steam, hot water and/or cold water (for refrigeration). In this work it is presented a methodology to support new users in that sector, which allows to analyze the economic-financial viability in the use of the natural gas as an alternative to electricity by using cogeneration systems. That methodology is based on the technique of systems dynamics, therefore in such a way allows the dynamic behavior representation of the involved variables, as it analyzes the effects due to the competition of natural gas and electric energy in the consumers market.

## SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO .....	1
1.2 Motivação.....	1
1.3 Objetivos do Trabalho.....	2
1.3.1 Objetivo Geral.....	2
1.3.2 Objetivos Específicos.....	2
1.4 Revisão Bibliográfica.....	2
1.4.1 Sistemas de Cogeração.....	2
1.4.2 Setores de Energia Elétrica e Gás Natural.....	4
1.5 Estrutura do Trabalho.....	6
CAPÍTULO 2 – SISTEMA DE COGERAÇÃO.....	8
2.1 Introdução.....	8
2.2 Microturbina .....	8
2.3 Cogeração em microturbinas a gás .....	10
2.3.1 Critérios de Seleção.....	11
2.3.2 Operação de Sistema de Cogeração .....	13
2.3.3 Desempenho de Sistemas de Cogeração .....	17
2.4 Considerações Finais.....	18
CAPÍTULO 3 - MODELAGEM ECONÔMICA PROPOSTA .....	20
3.1 Introdução.....	20
3.2 Estruturação do Modelo Proposto.....	20
3.3 Aspectos de Implementação .....	21
3.3.1 Considerações sobre Dinâmica de Sistemas.....	21
3.3.2 Diagrama de Laço Causal.....	25
3.3.3 Diagrama de Estoque e Fluxo.....	28
3.4 Módulos Proposto .....	31
3.4.1 Módulo Técnico .....	31
3.4.2 Módulo Econômico.....	37
3.4.3 Módulo Tomada de Decisão.....	43
3.4.4 Métodos para Avaliação Econômica.....	44
3.5 <i>Interface</i> do Modelo Proposto .....	47
3.6 Considerações Finais.....	48
CAPÍTULO 4 – METODOLOGIA E RESULTADOS DO ESTUDO DE CASO.....	49
4.1 Introdução.....	49
4.2 Metodologia.....	49
4.3 Configuração do Caso Base.....	50
4.4 Construção dos Cenários .....	51
4.4.1 Simulação de Referência .....	51
4.4.1.1 Análise de Sensibilidade.....	53
4.4.2 Evolução Tarifária.....	54
4.5 Considerações Finais.....	62
CAPÍTULO 5 – CONTRIBUIÇÕES E RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	63
5.1 Introdução.....	63
5.2 Contribuições.....	63
5.3 Recomendações para Trabalhos Futuros.....	65
ANEXO 1 – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL) RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Número 624.....	66

ANEXO 2 – PORTARIA Número 58, DE 28 DE ABRIL DE 2008 .....	72
ANEXO 3– RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Número 624, DE 7 DE ABRIL DE 2008	74
ANEXO 4 – CONTA DO EDIFÍCIO UTILIZADO NO ESTUDO DE CASO .....	84
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	85

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 - Gráfico da matriz energética brasileira.....	04
Figura 2.1 - Diagrama esquemático de uma microturbina a gás.....	09
Figura 2.2 - Esquema de uma microturbina.....	10
Figura 2.3 - Fatores principais a serem considerados em um projeto de sistemas de cogeração.....	13
Figura 2.4 - Método da Convolução para análise da operação sistemas de cogeração.....	17
Figura 3.1 - Modelo para análise econômico-financeira da utilização da cogeração em alternativa à energia elétrica... ..	20
Figura 3.2 - Laço Causal do uso do gás natural em prédios residenciais e comerciais.....	26
Figura 3.2 (a) - Mecanismo de Realimentação via Demanda de Energia Elétrica para uso do gás natural.....	27
Figura 3.2 (b) - Mecanismo de Realimentação via Demanda de Energia Elétrica para uso da energia elétrica.....	27
Figura 3.3 - Estoque e Fluxo (com nuvens).....	29
Figura 3.4 - Estoque e Fluxo (sem nuvens).....	29
Figura 3.5 - Diagrama de Estoque e Fluxo para avaliação do consumo do gás natural no conjunto MT e chiller....	32
Figura 3.6 - DEF representativo da obtenção do consumo mensal de gás natural, em Nm <sup>3</sup> , na utilização do <i>chiller</i> .....	36
Figura 3.7 - Representa a despesa mensal total, em R\$/mês, de energia elétrica.....	39
Figura 3.8 - Despesa do GN.....	40
Figura 3.9 - DEF da análise econômico-financeira .....	42
Figura 3.10 - Representação das variáveis de influência da tarifa de energia elétrica e tarifa de gás natura.....	44
Figura 3.11 - Interface do Modelo Proposto.. ..	48
Figura 4.1 - Simulação para um horizonte de 2 anos e 9 meses sem a venda de EE.....	52
Figura 4.2 - Simulação para um horizonte de 10 anos sem a venda de EE.....	52
Figura 4.3 - Análise de sensibilidade da simulação de referência com venda de EE .....	54
Figura 4.4 - Simulação utilizando o reajuste tarifário de GN e EE, sem a venda de EE.....	55
Figura 4.5 - Simulação utilizando o reajuste tarifário de GN em 5% com venda de EE.....	56
Figura 4.6 - Simulação utilizando o reajuste tarifário de GN em 10% com venda de EE.....	57

Figura 4.7 - Simulação utilizando o reajuste tarifário de EE em 10% com venda de EE .....	57
Figura 4.8 - Simulação utilizando o reajuste tarifário de EE de até 20%.....	58
Figura 4.9 - Cenário 1 com a opção de venda de EE .....	59
Figura 4.10 - Cenário 2 com a opção de venda de EE.....	60
Figura 4.11 - Cenário 3 com a opção de venda de EE.....	61
Figura 4.12 - Simulação com o menor preço de venda de EE juntamente com a análise de sensibilidade utilizando o método do valor presente líquido.....	61

## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2.1 - Consumo de gás natural da Microturbina Elliott TA 100RGCHP.....	09
Tabela 2.2 - Valores médios de $\beta$ para alguns setores industriais.....	14
Tabela 2.3 - Faixas usuais de valores de $\beta$ para sistemas de cogeração.....	15
Tabela 3.1 - Diferenças entre as modelagens soft e hard.....	24
Tabela 3.2 - Simbologia para a representação dos diagramas de estoque e fluxo.....	30
Tabela 3.3 - Variáveis do DEF para avaliação do consumo mensal de gás natural, em Nm <sup>3</sup> , na utilização da microturbina para geração de EE.....	33
Tabela 3.4 - Variáveis do DEF para avaliação do consumo mensal de gás natural, em Nm <sup>3</sup> , na utilização do equipamento Chiller.....	36
Tabela 3.5 - Variáveis do DEF responsáveis pela obtenção da despesa total mensal, em R\$/mês, de energia elétrica. ....	39
Tabela 3.6 - Variáveis do DEF responsáveis pela obtenção da despesa total mensal, em R\$/mês, de gás natural....	41
Tabela 3.7 - Variáveis do DEF responsáveis pela análise econômico-financeira na utilização da cogeração em prédios residenciais comerciais.....	43
Tabela 3.8 - Variáveis responsáveis pela influência do custo no consumo de energia elétrica e de gás natural... ..	44
Tabela 4.1 - Resultados obtidos a partir dos métodos de análise econômico-financeira.....	53
Tabela 4.2 - Cenários para análise de comportamento.....	55
Tabela 4.3 - Cenários para análise de comportamento.....	56
Tabela 4.4 - Cenários com dados reais para um horizonte de 2 anos e 9 meses.....	59

## LISTA DE SIGLAS

ANEEL	agência nacional de energia elétrica
a.a	ao ano
BEN	Balanco energético nacional
BTU	british thermal unit
CESPE	Centrais elétricas de São Paulo
CH <sub>4</sub>	Metano
CO <sub>2</sub>	gás carbônico
CHP	calor combinado e sistema de força
DLC	diagrama de laço causal
DEF	diagrama de estoque e fluxo
DS	dinâmica de sistemas
EE	Energia elétrica
ELETOBRÁS	Centrais elétricas brasileiras AS
G	Gramma
GLP	gás liquefeito de petróleo
GN	gás natural
GNV	gás natural veicular
GW	Gigawatt
H	hora (unidade de tempo)
kWh	kilowatt hora
Min	minuto (unidade de medida de tempo)
M <sup>2</sup>	metro quadrado (unidade de medida)
M <sup>3</sup>	metro cúbico (unidade de medida de volume)
MME	ministério de minas e energia
MMm <sup>3</sup>	milhões de metros cúbicos
MS	Mato Grosso do Sul
MSGÁS	companhia de gás do Estado de Mato Grosso do Sul
Mo	Mês
MIT	Massachusetts Institute of Technology
Min	Minutos
MWh	Megawatt hora
Nm <sup>3</sup>	normal metro cúbico

No <sub>x</sub>	Óxido de Nítrico
PETROBRAS	Petróleo brasileiro AS
PPT	programa prioritário de termelétricidade
R\$	real (moeda brasileira)
ROA	<i>return on assets</i> ou retorno sobre o ativo
ROE	<i>return on equity</i> ou retorno sobre o patrimônio líquido
TR	Tonelada de refrigeração
TIR	taxa interna de retorno
TMA	taxa mínima de atratividade
TUSD	tarifa de uso de distribuição
\$	dólar (moeda americana)
VPL	valor presente líquido
W	watt (unidade para potência)

# CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO

A cenarização da evolução da demanda e da oferta de energia é uma tarefa que vem desafiando o setor de planejamento das empresas energéticas e dos órgãos governamentais nas últimas décadas no Brasil e no mundo. Esta atividade ganha nova relevância com as transformações pelos quais vem passando o setor energético brasileiro.

Neste contexto, o GN vem aumentando e diversificando a sua utilização. Este crescimento se dá em função das suas inúmeras vantagens, evidentes tanto no uso residencial, comercial e sobretudo industrial.

O Brasil encontra-se com a economia em plena fase de crescimento, ancorado pela industrialização e a conseqüente exploração de seus recursos energéticos.

É justamente neste ponto que a indústria pode melhorar sua competitividade utilizando a cogeração. Nos países desenvolvidos, principalmente na Europa e Estados Unidos, a cogeração está presente em todos os segmentos da sociedade (indústria, comércio e serviços), fato provocado por políticas setoriais e consolidado pelo próprio mercado da racionalidade econômica deste processo.

O Brasil apresenta expressivo potencial para a implantação de pequenas plantas de cogeração, sobretudo no setor terciário, onde se concentra um número considerável de pequenos estabelecimentos comerciais com necessidades de energia elétrica, vapor, água quente e/ou água gelada para refrigeração.

Neste contexto, este trabalho propõe uma metodologia de apoio aos novos usuários do setor predial residencial e comercial, que permita analisar a viabilidade econômica da utilização do gás natural em alternativa à energia elétrica através do uso de sistemas de cogeração.

## 1.2 Motivação

O desenvolvimento deste trabalho foi motivado pelos seguintes fatores:

- a necessidade de uma ferramenta que propicie à tomada de decisão dos novos consumidores prediais residenciais e comerciais, na utilização da cogeração a uma nova alternativa para geração de energia elétrica com menor custo;
- a utilização de combustíveis menos poluentes e com menor impacto ambiental;

- Os crescentes aumentos tarifários no setor de EE do Estado de MS;
- Geração distribuída, apagões, horário de ponta, etc.

### **1.3 Objetivos do Trabalho**

#### **1.3.1 Objetivo Geral**

O objetivo geral deste trabalho é desenvolver uma ferramenta de apoio a tomada de decisão que auxilie os novos consumidores na utilização da cogeração a gás natural em alternativa à energia elétrica.

#### **1.3.2 Objetivos Específicos**

Para atender aos seus objetivos, este trabalho apresenta uma ferramenta de simulação dinâmica, baseada na técnica de DS, adequada aos setores de energia elétrica e de gás natural [69], com o estabelecimento dos seguintes objetivos específicos:

- Permitir aos novos clientes uma avaliação qualitativa e quantitativa do uso do gás natural como energético primário;
- Estabelecer os parâmetros de relações de causa e efeito entre os principais elementos integrantes do sistema;
- Construir um modelo de simulação que permita avaliar o comportamento do sistema representado;
- Realizar análises com o objetivo de verificar a sensibilidade dos cenários do setor elétrico e de gás natural com respeito a variações no preço e, como podem interferir no ambiente para a tomada de decisão.

### **1.4 Revisão Bibliográfica**

Para realização deste projeto de dissertação foi feita uma revisão bibliográfica enfocando o gás natural e cogeração em diversos aspectos como por exemplo: histórico, conceitos, aplicações, vantagens na utilização, reservas disponíveis em relação ao gás natural, viabilidade, etc.

#### **1.4.1 Sistemas de Cogeração**

Sistemas de cogeração apresentam uma alta eficiência energética global, geralmente acima de 70% [64]. Entende-se por cogeração a geração simultânea de energia elétrica e térmica útil a partir de uma mesma fonte de energia primária. Esta produção combinada de

energia elétrica e térmica implica em uma utilização mais eficiente da fonte de energia primária, resultando na redução de consumo de combustível quando comparado a sistemas onde a produção de energia elétrica e térmica ocorre de forma independente. Portanto, sistemas de cogeração geralmente apresentam um menor custo de operação quando comparados a sistemas que produzem apenas energia elétrica ou energia térmica. Os sistemas de cogeração também são menos prejudiciais ao meio ambiente por apresentarem uma eficiência mais elevada, portanto menos combustível é consumido, resultando em níveis mais baixos de emissão de substâncias nocivas [64].

Geralmente as centrais de cogeração são projetadas para atender apenas indústrias de grande porte. O Brasil apresenta expressivo potencial para a implantação de pequenas plantas de cogeração, sobretudo no setor terciário, onde se concentra um número considerável de pequenos estabelecimentos comerciais com necessidades de energia elétrica, vapor, água quente e/ou água gelada. A falta de investimentos em novas usinas, associado ao crescimento significativo no consumo de energia elétrica, abre caminho para a instalação de centrais de cogeração que atendam necessidades elétricas e térmicas de empresas.

Na maioria das vezes são utilizados motores de combustão interna e turbinas a gás como motores primários (*prime movers*). Sistemas de cogeração adaptados com motores de combustão interna automotivos apresentam uma boa relação custo/benefício. Motores e turbinas a gás natural são disponíveis no mercado internacional, a custos ainda relativamente altos, mas apresentam bom potencial para aplicação em sistemas de cogeração. Importa ressaltar que atualmente as microturbinas apresentam um desempenho de geração de energia elétrica inferior às turbinas convencionais e aos motores de combustão interna. Existe um contingente significativo de pesquisadores e empresas envolvidas no assunto, na expectativa de melhorar sua tecnologia e viabilizar sua aplicação no mercado. Uma série de técnicas de otimização foi desenvolvida com o objetivo de aumentar o desempenho dos sistemas de cogeração [29].

Unidades compactas de cogeração representam um produto novo no mercado nacional e sua produção em escala comercial poderá atender à demanda de escolas, hotéis e pequenos estabelecimentos industriais e comerciais. O uso da cogeração no Brasil tem progredido lentamente, limitando-se a poucas unidades industriais, concentrando-se basicamente nos setores de papel e celulose, sucro-alcooleiro, petroquímico, alimentos e *shoppings*.

### 1.4.2 Setores de Energia Elétrica e Gás Natural

Observa-se a importância crescente do gás natural na maioria das matrizes energéticas dos países, sejam eles desenvolvidos ou em desenvolvimento. As principais motivações que justificam esta tendência podem ser sintetizadas pelo maior volume e dispersão das reservas existentes no mundo, quando comparadas ao petróleo, bem como a crescente pressão de grupos ambientais favoráveis à utilização de uma fonte energética mais limpa e polivalente que pudesse substituir a eletricidade nas residências e estabelecimentos comerciais, o óleo combustível no setor industrial, a gasolina e o diesel no setor de transportes e o carvão para geração termelétrica, com elevada eficiência e menores impactos [20].

No Brasil, com a privatização do setor elétrico iniciada em meados da década passada e a conseqüente crise de energia elétrica deflagrada, o governo brasileiro pode incrementar a expansão da potência instalada através de usinas termelétricas alimentadas por gás natural.

A importância do gás natural hoje para a economia brasileira em seus vários setores decorre pelo seu consumo no segmento industrial, que responde por 62% do consumo nacional, registrando expansão de 2,14% nos primeiros quatro meses do ano de 2007, quando foram comercializados 24,2 milhões de metros cúbicos diários. Os segmentos comercial e residencial apresentaram crescimento de 3,23% e 2,04%, respectivamente [32].

E houve um aumento da autoprodução de energia elétrica, principalmente em razão da cogeração no setor industrial, indicativo de aumento da eficiência global no uso da energia [65].

Na Figura 1.1 tem-se um gráfico mostrando a previsão do crescimento anual do gás natural na matriz energética brasileira.

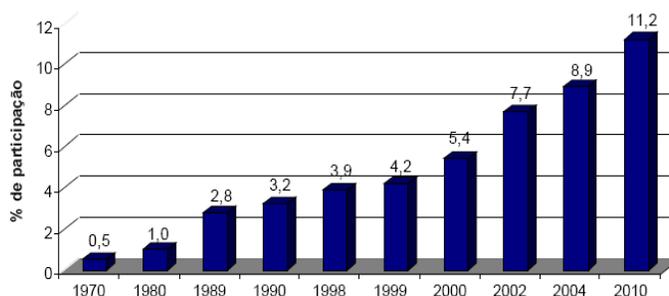


Figura 1.1 – Gráfico da matriz energética brasileira

Fonte: ABEGÁS. Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado

Uma barreira a utilização do gás natural está associado com a incerteza da evolução dos preços devido à instabilidade política de países vizinhos como a Bolívia, o qual tem uma participação significativa no fornecimento de gás natural ao mercado brasileiro [65].

Portanto, mesmo com algumas incertezas o gás natural tem um grande mercado possibilitando soluções energéticas, uma delas a cogeração. A cogeração consiste na produção simultânea de energia térmica e energia elétrica a partir do uso de um combustível convencional (gás natural, óleo combustível, diesel e carvão) ou algum tipo de resíduo industrial (madeira, bagaço de cana, casca de arroz, etc.). Na cogeração pode-se alcançar um aproveitamento de até 80% de energia contida no combustível. Esta energia pode ser transformada em vapor, eletricidade, força motriz e frio, sendo ainda possível a produção de gás carbônico (CO<sub>2</sub>) a partir da descarga dos gases de combustão [64].

A cogeração para que seja um dispositivo vantajoso, do ponto de vista econômico, é preciso que se preencham os seguintes pré-requisitos: a) aumento real do gás natural menor do que o aumento real da energia elétrica; b) preço diferenciado do gás natural para cogeração, obteve-se os resultados utilizando a técnica do Método das Receitas Requeridas [47]. E através da cogeração utilizando o GN como combustível, se torna vantajoso através de um maior consumo do GN, portanto, quanto maior o consumo do GN menor será o preço do combustível para o investidor, os resultados foram visualizados através da técnica dinâmica de sistemas, que permite uma previsão futura, alterando o modelo a qualquer tempo de simulação [69].

Conforme se pode observar, o problema de decisão na utilização do gás natural em alternativa à energia elétrica leva o cliente a uma avaliação onde fatores tecnológicos, operacionais, econômicos e financeiros devam ser considerados de forma conjunta e iterativa.

Neste contexto, o uso da técnica de DS se mostra adequado para avaliação e modelagem deste problema, permitindo, conforme descrito por Forrester [18], estruturar e analisar o comportamento do sistema, sendo este resultado de contribuições cruzadas de idéias a partir de gerência tradicional, cibernética, e simulação computacional.

Através da técnica de DS, adquire-se um alto grau de conhecimento dos elementos que compõem o sistema estudado. Este conhecimento, somado a capacidade de análise proporcionada pelo modelo de simulação construído, certamente contribuem favoravelmente para a tomada de decisão, propiciando uma maior probabilidade de se obter escolhas eficazes, orientando atitudes convergentes para o futuro desejado. A construção de um modelo de simulação é um processo interativo de erros e acertos.

O modelo é usualmente construído em etapas com grau crescente de complexidade, até que ele seja capaz de reproduzir o comportamento esperado do sistema que representa [48]. Ademais, para a análise do comportamento dinâmico das variáveis de um determinado sistema, Batista [46] ressalta que na área de engenharia de projetos, é necessária uma ferramenta que auxilie no gerenciamento das informações. A partir da técnica de Dinâmica de Sistemas, gestores poderão analisar as principais variáveis de um processo sob diversos parâmetros e critérios.

Assim, o gás natural tornou-se, ao longo dos anos, uma excelente alternativa para uso em residências em função das inúmeras vantagens que apresenta em relação ao GLP e a energia elétrica, obteve-se resultados através do emprego da DS, que teve como objetivo a elaboração de uma ferramenta de análise da viabilidade econômico-financeira da utilização do gás natural em alternativa à energia elétrica, no aquecimento de água em instalações residenciais. Esta problemática é decorrente da necessidade de análise dos efeitos de competição entre estes dois energéticos (GN e EE) junto aos consumidores finais. [66].

E utilizando uma abordagem através da DS obteve-se o planejamento da demanda de distribuidora, a consideração das relações entre os aspectos técnicos, regulatórios e comportamentais dos agentes em um único modelo computacional, esse modelo comprovou a importância de uma ferramenta como a DS na aprendizagem nos processos estratégicos de uma distribuidora [67].

Assim, o papel dos modelos em DS é o de capturar conhecimentos e apoiar a aprendizagem, auxiliando na tomada de decisão [16]. Modelos, ao invés de serem utilizados para fazer previsões sobre o futuro, devem servir como instrumentos de apoio para que os próprios administradores aprendam as conseqüências do seu modo de enxergar a realidade [68]. Nesta nova visão, muda também o lugar do especialista. Este passa a ter o papel de facilitador de aprendizagem em equipes, ao invés de projetistas de modelos, que desconsidera o ponto de vista dos atores que influenciam a dinâmica da organização.

Neste contexto, a revisão bibliográfica vai se estender na descrição deste projeto de dissertação, conforme descreve a estrutura do trabalho a seguir.

## **1.5 Estrutura do Trabalho**

A proposta da dissertação apresentada neste documento apresenta a seguinte estrutura:

No Capítulo 2 apresenta uma descrição do problema, o funcionamento de uma microturbina e descrição do sistema de refrigeração por absorção.

No Capítulo 3 traz a descrição na modelagem econômico-financeira proposta através da técnica Dinâmica de Sistemas, delineando como o problema está estruturado e como será implementado. Além disso, é detalhada a modelagem matemática, que deu origem a construção dos módulos do modelo de análise econômico-financeira da utilização da cogeração em prédios residenciais e comerciais.

No Capítulo 4 é feito um estudo de caso baseado na metodologia proposta, com o objetivo de avaliar vários cenários, permitindo a tomada de decisão do investimento para a cogeração para gerar EE e com a possibilidade de venda de EE .

E no Capítulo 5 são apresentadas as principais conclusões e considerações, juntamente com as propostas de futuros trabalhos.

## CAPÍTULO 2 – SISTEMA DE COGERAÇÃO

### 2.1 Introdução

Nesse capítulo é apresentado o esquema, operação e desempenho de cogeração, critérios de seleção, funcionamento da microturbina.

Logo, a cogeração tem sido considerada uma alternativa importante na diversificação de fontes de geração de energia elétrica no Brasil. Apesar do potencial desta fonte alternativa de energia, o mercado para a energia elétrica cogorada está ainda, sujeito a um ambiente de risco e incerteza.

Assim, sua aplicação é tradicionalmente projetada para atender apenas instalações industriais ou comerciais de médio e grande porte, da ordem de centenas de kilowatts até dezenas de megawatts. No entanto, alguns cenários futuros apontam para a utilização de sistemas de cogeração de pequena escala, da ordem de dezenas de kilowatts. Assim, aplicação de sistemas compactos de cogeração assume papel cada vez mais determinante nos projetos modernos de engenharia, verificando-se um nicho de mercado com grande potencial de desenvolvimento, como mostra neste capítulo que utilizou em prédios residenciais e comerciais.

### 2.2 Microturbina

A Microturbina a ser utilizada na simulação é uma Microturbina Elliott - Ebara Group, Modelo TA-100RGCHP 100 kW, alimentada a gás natural, com ciclo de calor combinado e sistema de força (CHP), incluindo uma unidade de recuperação do calor. O TA 100RGCHP gera 587.000 BTU/hora de energia térmica (correspondente a 172kW/h), e o nível de pressão ao ar livre é menor que 75 DBA, medidos em uma distância de 1m, desde que as entradas do duto de ar estejam conectadas corretamente.

As características gerais do TA 100RGCHP são as seguintes:

- altura: 2,11 m;
- largura: 0,84 m;
- comprimento: 3,00 m; peso seco da unidade geradora: 1.814 kg;
- tipo de combustível: gás natural;
- velocidade nominal: 68.000 rpm;
- consumo nominal: 39 Nm<sup>3</sup>/h;
- consumo transitório: 76 Nm<sup>3</sup>/h.

A Tabela 2.1 apresenta os consumos de gás natural para a microturbina Elliott TA-100RGCHP, para as duas simulações realizadas.

Tabela 2.1 – Consumo de gás natural da Microturbina Elliott TA 100RGCHP

Fonte: Curso Técnico de Otimização Energética

Condição de Operação	Consumo horário de gás - Nm <sup>3</sup>	Consumo diário de gás - Nm <sup>3</sup>	Consumo mensal de gás - Nm <sup>3</sup>
Contínua	39	850	25.500
Horário da ponta	39	117	2.574

Em uma microturbina a gás, o combustível é queimado em uma câmara de combustão, e os gases daí provenientes são encaminhados para dentro da turbina, onde a sua energia é convertida em energia mecânica, que pode ser aproveitada tanto na produção de energia elétrica com um alternador, como para pôr em funcionamento bombas, compressores, etc.

A energia residual produzida sob a forma de um fluxo elevado de gases quentes pode ser usada para satisfazer, as exigências térmicas do processo, sendo total ou parcial, quer elas sejam em forma de calor e/ou frio, isso é normalmente conseguido através de uma caldeira que vai aquecer água e/ou produzir vapor, conforme as necessidades do sistema, utilizando ou não um ‘chiller’ que vai produzir frio.

Neste contexto a descrição da operação de uma microturbina a gás simples de ciclo aberto, é representa no diagrama esquemático na figura 2.1.

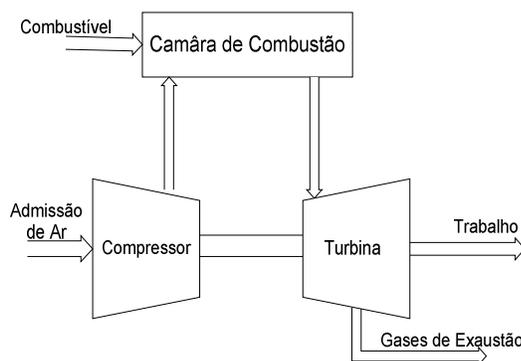


Figura 2.1 - Diagrama esquemático de uma microturbina a gás

Logo na figura 2.2, mostra o esquema do funcionamento de uma microturbina bem como seus principais componentes.

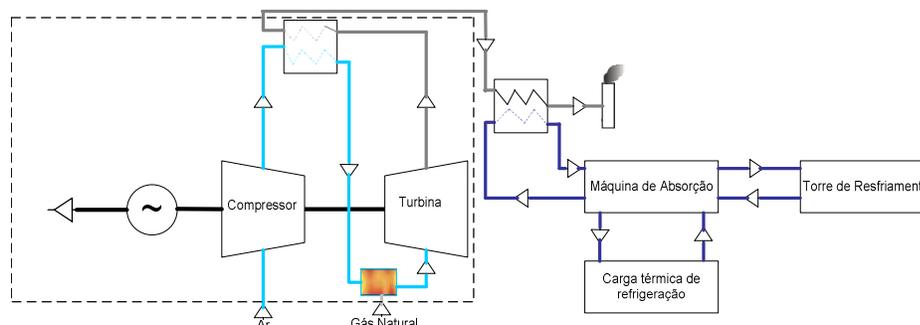


Figura 2.2 - Esquema de uma microturbina

Sendo assim, a utilização de cogeração com microturbinas a gás tem aumentado, sendo utilizada em sistemas de grandes, médias e pequenas dimensões.

Essa microturbina de 100 kW foi escolhida para simulação devido ao dimensionamento de consumo de EE e refrigeração do setor predial residencial e comercial, atendendo a carga térmica da área comercial e de energia elétrica para o condomínio.

### 2.3 Cogeração em microturbinas a gás

Como foi dito durante este trabalho de dissertação os elementos principais que constituem uma microturbina a gás são o compressor, a câmara de combustão e a turbina. O funcionamento da microturbina é da seguinte forma, o ar é aspirado da atmosfera e comprimido, passando para a câmara de combustão, onde se mistura com o combustível. Nesta câmara ocorre a combustão, produzindo gases quente, que escoam através da microturbina, onde se expandem, movendo rodas com palhetas e produzindo potência mecânica para acionar o eixo do compressor e da carga, frequentemente um gerador elétrico. Lembrando que os combustíveis utilizados devem ser de qualidade, como é o caso do gás natural.

Tendo um cenário que com duas microturbinas a gás operando sem recuperação de calor de exaustão e outra operando com recuperação, em um sistema de cogeração. Assim, sem a recuperação de calor para uma quantidade de combustível fornecido, o sistema consegue uma eficiência elétrica de 20%, o que resulta num total de perdas de 80%. E utilizando a recuperação de calor, a eficiência elétrica de mantêm a mesma, enquanto que as perdas se reduzem a 20%, ou seja, aumento sua eficiência em 80%.

As microturbinas podem aproveitar os gases de escape diretamente para processos térmicos, ou de modo indireto na produção de vapor ou água quente, utilizando uma caldeira de recuperação, ou utilizando os gases como comburentes nos queimadores de caldeiras convencionais. As aplicação que podem ser de uso direto dos gases de escape de uma turbina

a gás são secadores com atomização (argilas, leite, produtos químicos), secadores em estufas (placas de madeira, placas de gesso, produtos agrícolas e alimentícios) e em fornos metalúrgicos de alívio de tensões e reaquecimento.

Um vetor energético de amplo uso na indústria é o calor de escape frequentemente utilizado para produção de vapor. Para sua produção podem ser empregadas caldeiras de recuperação ou podem modificar-se caldeiras convencionais. Entretanto, neste último caso, pode ocorrer uma sensível diminuição no rendimento global da instalação. Nas caldeiras de recuperação, ao contrário das caldeiras convencionais, a transmissão de calor ocorre essencialmente por convecção, podendo ser construídas com 1, 2 ou 3 níveis de pressão. Geralmente, a adoção de um número mais alto de níveis de pressão está associada a ganhos de desempenho, quando o uso posterior do vapor ocorre em ciclos com turbinas a vapor [3].

### **2.3.1 Critérios de Seleção**

E quando se propõe em uma indústria a realização de uma instalação de cogeração uma primeira dúvida é qual tipo de ciclo adotar. Como critérios iniciais deve-se considerar a capacidade instalada de geração elétrica e o nível de temperatura de processo. Potências inferiores a 1000 kW e requerimentos de calor a temperaturas próximas de 100 °C indicam o campo dos motores alternativos. As demais situações configuram a possibilidade de empregar-se ciclos com turbinas.

Deve-se ter em conta que os sistemas de cogeração tem tarefas para a instalação como a seleção, especificação, avaliação, com essas tarefas é possível ter um conhecimento detalhado das demandas de calor e eletricidade e seus respectivos custos. É possível que cada instalação tenha uma solução, exigindo estudos dos aspectos técnicos e econômicos para que a melhor dentre elas seja selecionada. Tendo em conta que os sistemas de cogeração sempre deverão ser projetados de acordo com as condições da planta ou consumidor associado, em um processo de seleção caso a caso. Algumas características que orientam esta seleção são:

- Tarifas de eletricidade da concessionária;
- Preço do calor (caso adquirido);
- Combustíveis empregados – preço e disponibilidade;
- Investimentos necessários (implantação, operação e manutenção);
- Eficiência na geração de eletricidade;
- Produção de calor útil, por unidade de energia elétrica produzida;
- Impactos ambientais;

- Incentivos fiscais;
- Nível esperado de retorno financeiro.

A não ser por razões estratégicas, como, por exemplo, em locais onde o suprimento de energia elétrica não é confiável, a opção pela cogeração via de regra é definida por condicionantes estritamente econômicos e, somente quando evidenciam reduções substanciais nos custos de energia, são adotadas. Um aspecto importante a ser considerado no cálculo do custo da energia elétrica é o impacto que pode haver sobre os mesmos da importação ou exportação para a rede local de pequenas quantidades de energia. É também necessário levar em conta os custos da energia de reserva ou *back-up*, para atender as paradas das instalações onde não há capacidade própria de reserva instalada. Não é possível, também, que, com a ameaça de perda de receita, a concessionária reduza seus preços, diminuindo as vantagens do empreendimento. Mas, mesmo nestes casos, pode-se entender que a consideração da utilização da cogeração como alternativa foi válida, por ter-se atingido o objeto maior que é o da redução dos custos com energia. [3]

Na Figura 2.3 têm-se os principais fatores que devem ser considerados em um método que auxilie o projeto e a configuração das centrais de cogeração.

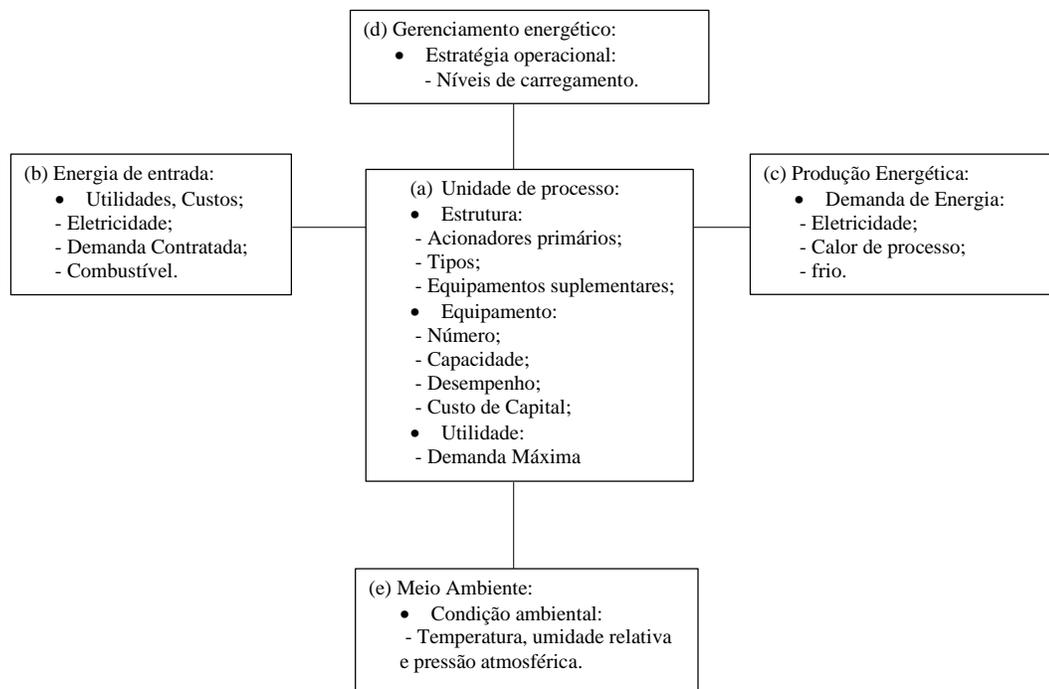


Figura 2.3 - Fatores principais a serem considerados em um projeto de sistemas de cogeração  
Fonte: Curso Técnico de Otimização Energética

Observando na Figura 2.3 a capacidade dos equipamentos e as demandas máximas de utilidades (eletricidade, vapor, gases quentes) devem ser determinadas junto com a

estratégia operacional da central da cogeração para uma determinada estrutura da unidade de processo, tarifas de utilidades, demandas energéticas e condições ambientais. Tendo também como fatores técnicos considerados na seleção da tecnologia de cogeração estão os requerimentos de temperatura, volume e qualidade da energia térmica a ser fornecida, a confiabilidade do sistema, a possibilidade de interconexão elétrica com a concessionária, os requerimentos de pessoal para operação e manutenção e a tradição operacional.

### **2.3.2 Operação de Sistema de Cogeração**

É um equívoco comum pensar que a cogeração pressupõe, necessariamente, a operação interligada entre o autoprodutor e a concessionária de eletricidade. Na verdade, como a produção combinada de calor útil e potência é uma forma de produção termoelétrica, pode ou não estar em paralelo com outros geradores. É preciso observar, entretanto, que é justamente quando em operação interligada que se verificam as melhores condições de economicidade, devido à elevação dos fatores de capacidade. Um sistema operando em paralelo pode melhor utilizar sua capacidade instalada e permite uma recuperação mais rápida do investimento. Por outro lado, quando à interconexão, os sistemas de cogeração devem ser classificados em três categorias: aqueles que necessitam de energia elétrica, aqueles em que estes aportes são eventuais e que podem do mesmo modo gerar excedentes eventuais, e finalmente os sistemas que geram permanentemente excedentes de energia. Naturalmente que cada grupo possui características distintas e não parece correto impor o mesmo tratamento contratual e tarifário para todos os casos [64].

Em geral, as boas oportunidades para os sistemas de produção combinada de potência e calor útil ocorrem em indústrias de médio e grande porte, e que demandam energia elétrica e térmica em proporções tais que os equipamentos de cogeração consigam atender sem grande complementação externa a demanda associada. Esta complementação se faz normalmente com eletricidade, já que não se dispõe usualmente de rede de fornecimento de energia térmica que possam compensar desbalanceamentos entre oferta e demanda de calor. Neste caso, se diz que o sistema opera em paridade térmica, ou seja, a energia elétrica é produzida como uma consequência do fornecimento de calor. Uma situação contrária se verifica nas centrais elétricas do serviço público, onde a produção de calor não é prioritária, existindo a paridade elétrica.

Para estudar as condições de operação dos sistemas de cogeração quanto ao atendimento das demandas de calor e potência elétrica, podem ser efetuadas análises utilizando valores de demanda médios ou em função do tempo. No primeiro caso, se comparam as

relações entre energia elétrica e energia térmica a nível de produção, pelo sistema de cogeração, e consumo. Assim, podem-se definir os parâmetros  $a$  e  $b$ , dados por [64]:

$$a = \frac{\text{Energia Elétrica Consumida}}{\text{Calor Util Consumido}} = \frac{E_C}{Q_C} \quad (2.0)$$

$$b = \frac{\text{Energia Elétrica Produzida}}{\text{Calor Util Produzido}} = \frac{E_P}{Q_U} \quad (2.1)$$

Tabela 2.2 – Valores médios de  $a$  para alguns setores industriais  
Fonte: Curso Técnico de Otimização Energética

<b>Tipo de Indústria</b>	<b><math>a</math></b>
Açúcar e álcool	0,091
Papel e Celulose	0,213
Têxtil	0,425
Petroquímica	0,234
<i>Alimentos e Bebidas</i>	0,070

Os valores de  $a$  dependem exclusivamente do consumidor, sendo mais elevados quanto mais energia elétrica se requeira por unidade de energia térmica. Apenas como referência, a Tabela 2.2 apresenta valores deste parâmetro para alguns setores industriais do Brasil, determinados a partir de suas demandas globais de vetores. Uma maneira para determinação de  $a$  é através dos dados de consumo específico de utilidades, convertidos para uma mesma base energética.

Sendo uma função somente do sistema de cogeração, e medindo sua produção de energia elétrica por unidade de calor útil produzido, o parâmetro  $b$  depende da tecnologia e do rendimento do equipamento empregado para produção combinada de calor e potência, sem outra dependência do processo do consumidor senão as condições de temperatura do calor rejeitado. Apresentam-se na Tabela 2.3 valores de referência para os principais tipos de acionadores primários utilizados em cogeração: turbinas a vapor de contrapessão, turbinas a gás com caldeiras de recuperação e motores diesel, sempre em função da temperatura requerida no processo demandante de calor. Na medida em que se pode definir melhor a configuração do sistema de cogeração a ser empregado melhor também pode ser definido o valor de  $b$  [64].

Tabela 2.3 – Faixas usuais de valores de  $b$  para sistemas de cogeração

Fonte: Curso Técnico de Otimização Energética

<b>Tipo de ciclo</b>	<b><i>b</i></b>
Turbinas a vapor	0,10 a 0,45
Turbina a gás	0,45 a 2,00
Ciclos combinados	0,70 a 2,50
<i>Motores diesel</i>	1,00 a 2,50

Vale observar que  $b$  está associado ao calor recuperável para utilização, e não ao total de calor rejeitado necessariamente por um ciclo térmico de potência. Adotando um coeficiente de perdas térmicas (calor não utilizado) igual a  $Z$ , por unidade de calor de combustível fornecido, pode mostrar que  $b$  é dado pela expressão a seguir, válida para ciclos topping de rendimento conhecido  $h_{ciclo}$  [64].

$$b = \frac{1 + Z}{1 + h_{ciclo}} \quad (2.2)$$

Conhecidos os valores de  $a$  e  $b$ , é possível determinar as condições de operação médias de um sistema de cogeração em paridade térmica, ou seja quando a produção de calor é ajustada a demanda ( $Q_p = Q_U$ ), como costuma ocorrer na maioria dos casos. Assim, quando  $b > a$ , a disponibilidade de energia elétrica é superior a demanda e há excedentes que poderão ser entregues à rede da concessionária. Se  $b < a$ , as necessidades de energia elétrica estão acima das disponibilidades do sistema de cogeração, e portanto haverá necessidade de complementação com energia da concessionária. A expressão abaixo indica como, a partir da demanda térmica anual  $Q_{anual}$ , se pode estimar a energia que se deve transacionar com a concessionária durante o mesmo período [64].

$$E_{exced} = Q_{anual}(b - a) \quad (2.3)$$

Conhecida a energia cogenerada anual, pode-se estimar a capacidade, adotando para cada caso o fator de capacidade, FC, correspondente [64].

$$E_{exced} = \frac{E_{exced}}{8760 \times FC} \quad (2.4)$$

A análise da operação dos sistemas de cogeração em dependência do tempo pode empregar valores instantâneos ou curvas de duração (monótonas de carga) das demandas e disponibilidades de energia térmica e elétrica. São procedimentos mais complexos, porém permitem melhor conhecimento dos fluxos de energia entre sistema de autoprodução, o

consumidor e, eventualmente, a concessionária elétrica. Para uma idéia do interesse que apresente este tipo de análise, seja uma planta industrial com uma demanda média de eletricidade de 5 MW, na qual se propõe instalar um equipamento de cogeração. Como as demandas são variáveis no tempo, em maior ou menor grau de acordo com as características do consumidor, pode ser que mesmo instalando-se uma capacidade de autoprodução de 8 MW seja necessário, em alguns momentos, fazer uma complementação com energia da concessionária. Analogamente, pode ocorrer que, ainda que se instale uma capacidade de 4 MW neste sistema de cogeração, existam excedentes em alguns períodos de operação, por exemplo nos períodos de menor utilização da capacidade de produção da planta. Para desenvolver uma análise da operação detalhada, os requerimentos de dados naturalmente são superiores, justificando-se somente nos casos em que a viabilidade econômica for promissora, o que pode ser preliminarmente efetuado pelo método anterior.

Conhecendo-se a cada instante a produção de energia elétrica e a demanda respectiva, é avaliar as despesas e os excedentes ao longo do tempo, diretamente. Entretanto, ainda que seja mais direta e evidente a análise com base no valores instantâneos, eles são raramente disponíveis. Por outro lado, as curvas de duração ou monótonas de carga são mais fáceis de estimar-se ou mesmo avaliar-se em campo, e permitem determinar, empregando-se o Método da Convolução, a curva de duração dos excedentes. Por este método, baseado na curva de duração da demanda térmica, chega-se a curva de duração de energia elétrica produzida, que combinada com a curva de duração da demanda elétrica, por meio de operação matemática denominada convolução, permite obter-se a curva de duração dos excedentes. Determinada a curva de duração dos excedentes, diretamente se pode conhecer a energia a comprar e a vender para a concessionária, bem como as máximas potências em cada caso. É possível ainda determinar se a energia a ser vendida é firme ou em qual porcentagem do tempo esta disponível.

O método da convolução pode ser implementado computacionalmente e está esquematizado na Figura 2.4. Observe-se que sua aplicação, seja em ciclo de vapor ou em gás, se restringe às situações de paridade térmica, ou seja, quando a energia elétrica é um subproduto do fornecimento de calor útil, mesmo nas situações em que existe complementação térmica, como a combustão suplementar nas caldeiras de recuperação. Neste caso a curva de carga de demanda térmica a ser atendida pelo sistema de cogeração é geralmente a base da curva total, já que o fornecimento de calor suplementar deve ocorrer na ponta.

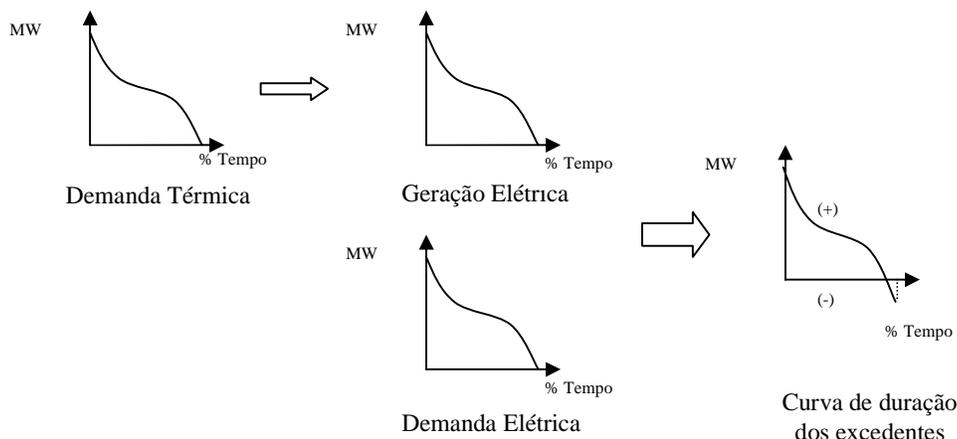


Figura 2.4 - Método da Convolução para análise da operação sistemas de cogeração  
 Fonte: Curso Técnico de Otimização Energética

De um modo geral, compreender a operação de sistema de cogeração, seja em plantas em fase de concepção, seja em sistemas já operacionais, é fundamental para lograr as condições de maior economicidade e segurança. Os métodos apresentados neste tópico devem constituir pontos de partida para estudos mais detalhados e fundamentados, em um processo de aproximação sucessivas de configuração ótima. Para sistemas operando interligados, onde existe efetiva possibilidade de gerar na base ou na ponta, ao longo de todo o tempo ou apenas em períodos tarifários selecionados, comprando ou cedendo excedentes de energia, são bastante variadas as alternativas a serem consideradas e analisadas. Neste sentido, programas computacionais de simulação podem ser de grande valia, sobretudo quando acoplados à base de dados de equipamentos, informações tarifárias e utilizando de métodos de otimização.

### 2.3.3 Desempenho de Sistemas de Cogeração

Uma questão aparentemente trivial refere-se a desempenho dos sistemas de cogeração. Na verdade, este é um tema controvertido, pois existem distintas maneiras de se contabilizar os fluxos que entram e saem de um equipamento de cogeração, e assim existem diversas definições de eficiência. A seguir são apresentadas algumas destas definições [64].

Eficiência Energética: trata-se do critério convencional, que atribui idêntico valor a energia eletromecânica e a energia térmica, não considerando a proporção entre elas. Tal critério é pouco convencional como um indicador de aperfeiçoamento de um sistema de cogeração, pois mesmo nas situações de muita baixa eficiência na produção de eletricidade, a utilização das perdas de calor resulta em um valor para este indicador, cuja expressão usual é:

$$h_{en} = \frac{E_P + Q_U}{Q_F} \quad (2.5)$$

onde  $E_P$  e  $Q_U$  correspondem respectivamente a potência eletromecânica e ao calor útil produzidos, e  $Q_F$  a energia térmica fornecida pelo combustível. Em geral, os sistemas de cogeração bem projetados e bem operados apresentam eficiências energéticas superiores a 80% [64].

Eficiência Energética ponderada por preços: é uma tentativa de correção do critério anterior, ajustando-se os fluxos energéticos de acordo com seu preço, como se apresenta na seguinte expressão:

$$h_{en} = \frac{Y_E E_P + Y_C Q_U}{Y_C Q_F} \quad (2.6)$$

onde os valores  $Y_E$  e  $Y_C$  referem-se respectivamente aos preços, de mercado ou de oportunidade, para a energia elétrica e do calor útil. A principal falha deste critério é priorizar os preços, independentemente de alterações de carácter tecnológico [64].

Eficiência Térmica Artificial: neste critério se supõe que o combustível que a planta de cogeração utiliza para gerar energia elétrica é dado pela diferença entre sua demanda total e a parcela que seria utilizada para gerar calor em um sistema convencional, por exemplo com caldeiras, como mostra a expressão abaixo:

$$h_a = \frac{E_P}{Q_c - Q_U / e_b} \quad (2.7)$$

em que  $e_b$  refere-se ao rendimento dos sistema convencional de fornecimento de calor, sem cogeração. Em sistemas típicos de cogeração esta eficiência ao redor de 75%, e se associa a um consumo térmico marginal (“*incremental heat rate*”) para a geração de energia elétrica. Este critério é adequado para sistemas industriais, sendo possível estabelecer um critério análogo para instalações de serviço público, onde o consumo térmico marginal destina-se ao atendimento dos consumidores de calor [64].

## 2.4 Considerações Finais

A cogeração é justificada energeticamente pela economia de combustível que o processo traz frente à produção convencional de energia térmica e eletromecânica em separado, o que deste ponto de vista leva a se buscar a tecnologia mais adequada às utilidades de modo a prover a maior eficiência energética possível. Entretanto, a estratégia de

investimento deve contemplar outros fatores, o primeiro relacionado à eficiência econômica ou o retorno econômico do empreendimento, até mais importante que a eficiência energética, diz respeito ao fluxo de caixa de forma a gerar maior benefício econômico possível. Em seguida, vem a estratégia de mercado, considerando o cenário regulatório do setor elétrico, a qual deve ser bem traçada de forma a não comprometer as premissas anteriores

A participação da cogeração na matriz energética brasileira ainda é singela quando comparado a outros países industrializados no resto do mundo. Este atraso não é justificável, diante do benefício que a cogeração tem a oferecer, aumentando a oferta de eletricidade de forma racional, relativamente sem aumentar o custo com combustíveis.

## CAPÍTULO 3 - MODELAGEM ECONÔMICA PROPOSTA

### 3.1 Introdução

Neste capítulo é apresentado o modelo para análise dos aspectos operacionais da utilização de cogeração para geração de eletricidade e refrigeração no setor predial.

Logo, o modelo para análise econômico-financeira, visa auxiliar o cliente no processo de tomada de decisão a respeito de um dado investimento.

A análise das alternativas de investimento corresponde, somente, a uma parte do processo de solução do problema, tendo em vista que o emprego de técnicas adequadas de modelagem é essencial para que haja resultados confiáveis e representativos.

Deste modo, a modelagem proposta baseou-se na técnica de Dinâmica de Sistemas (DS), que permite a simulação, análise e discussão de problemas complexos (problemas de difícil formulação matemática ou com grande espaço de busca) e não lineares, fomando uma via importante para enfocar e tomar decisões concernentes ao problema.

### 3.2 Estruturação do Modelo Proposto

Delineando o problema de análise da viabilidade econômico-financeira do uso do sistema de cogeração, utilizando como combustível o do gás natural (GN) em alternativa à energia elétrica (EE) em instalações prediais residenciais e comerciais, este trabalho propõe um modelo que permite a análise dos aspectos relacionados com seu equilíbrio econômico e financeira. Para isso, o modelo foi estruturado em três módulos principais (Módulo Técnico, Módulo Econômico e Módulo Tomada de Decisão), como ilustrado na Figura 3.1 e analisado a seguir.

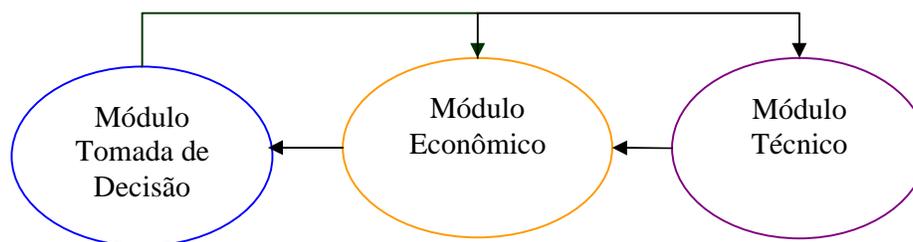


Figura 3.1 - Modelo para análise econômico-financeira da utilização da cogeração em alternativa à energia elétrica.

O módulo técnico tem por objetivo modelar os aspectos técnicos associados a cogeração e, conseqüentemente, determinar a demanda de GN necessária para suprir a demanda do prédio. Ou seja, modelar as variáveis que afetam os respectivos consumos de GN e EE, levando em consideração a interface e as restrições em cada um deles.

O módulo econômico utiliza os resultados fornecidos pelo módulo técnico (consumo de GN e EE) para determinar o resultado econômico (taxas, fluxo de caixa, valor presente líquido, taxa interna de retorno, etc.) das alternativas utilizadas.

O módulo de tomada de decisão, por sua vez, com base nas informações fornecidas pelo módulo econômico, avalia as estratégias propostas e permite a implementação/modificação de fatores que podem afetar os módulos econômico e/ou técnico.

### **3.3 Aspectos de Implementação**

É importante observar que o ambiente competitivo, conseqüência do processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro, exige o uso combinado de métodos qualitativos e quantitativos que permita a modelagem de aspectos estratégicos e técnicos operacionais respectivamente. Neste contexto, Pidd [28] apresenta duas abordagens distintas, mas que atuam em conjunto, são elas: a abordagem *hard*, a qual procura a resolução de problemas através de uma maneira sistematizada, e a abordagem *soft*, a qual procura enriquecer a compreensão de uma determinada situação sem se preocupar diretamente com a resolução de um suposto problema. A abordagem *Hard* comporta três técnicas de modelagem: Programação Linear (ou Programação Matemática, no caso geral), Simulação Computacional e Métodos Heurísticos. A abordagem *Soft* abrange quatro técnicas: Dinâmica de Sistemas, Metodologia de Sistemas, Metodologia de Sistemas *Soft* (*Soft System Methodology*), mapeamento cognitivo e SODA (*Strategic Options Development and Analysis*).

Nessas condições, o modelo proposto foi implementado através da técnica Dinâmica de Sistemas (DS), que permite lidar com as duas abordagens, pois utiliza principalmente dois tipos de notação: Diagramas de Laço Causal (comuns à modelagem *soft*) e Diagramas de Estoque e Fluxo (característicos da modelagem *hard*).

#### **3.3.1 Considerações sobre Dinâmica de Sistemas**

Jay Wright Forrester, em 1940, se tornou assistente de pesquisa do Laboratório de Sistemas Servomecânicos do MIT (Massachusetts Institute of Technology), onde era

orientado pelo próprio fundador do laboratório, Gordon S. Brown, um pioneiro em sistemas de controle e de feedback [18] e [37]. Durante a segunda Guerra Mundial trabalhou um mecanismos de direcionamento e suporte de arma e antenas de radar [18]. Com o término da guerra, Forrester dirigiu sua atenção para o desenvolvimento de simuladores de vôo para as Forças Armadas dos EUA [37]. Durante todo este período, estudou e aplicou intensivamente teorias matemáticas de controle e conceitos de feedback e equilíbrio em situações práticas e projetos reais de engenharia [41].

Após conduzir importantes projetos de pesquisa dos laboratórios do MIT, patrocinados pelo governo norte americano, Forrester se incomodou com as dificuldades normalmente enfrentadas pelos gestores no exercício de suas funções. Concluiu que as maiores barreiras para o sucesso das organizações provinham, não de questões da gestão e administração, mas dos sistemas humanos e sociais que são muito mais complexos e difíceis de compreender do que os sistemas físicos [37].

Em uma oportunidade, quando fazia uma palestra para funcionários da General Electric (GE), foi desafiado a explicar o que teria levado à demissão de metade dos empregados da companhia após um período de bons resultados operacionais. Os gestores da GE estavam perplexos porque o nível de emprego em suas fábricas de eletrodomésticos em Kentucky nos Estados Unidos exibia um claro ciclo de três anos. Já haviam percebido que este ciclo de nível de emprego não se relacionava (pelo menos as evidências não permitiam estabelecer a relação) com o ciclo de negócio do produto. A dúvida era: quais as causas das recorrentes oscilações no quadro de funcionários, e por que os gestores eram incapazes de evitá-las [18].

Assim, Forrester começou a fazer simulações, cruzando dados sobre produção e volume de mão-de-obra com as estratégias que estavam sendo seguidas, tentando prever como oscilaria o quadro de funcionários nos períodos seguintes. Conseguiu demonstrar que a instabilidade no nível de empregos da GE se devia à estrutura interna da organização e não as variáveis exógenas como, por exemplo, o ciclo de negócio. Era o primeiro modelo de Dinâmica de sistemas [18].

Posteriormente, as pesquisas de Forrester embasaram os trabalhos de Aprendizagem Organizacional, cujo pesquisador mais conhecido é Peter Senge, também do MIT. Senge, engenheiro formado por Stanford, foi orientado por Forrester e introduziu a prática do pensamento sistêmico no seio das grandes organizações. Seu trabalho o qual está se consolidando como uma metodologia de gestão de empresas;

tendo base na Dinâmica de Sistemas, sendo conhecido como Organizações que Aprendem [44].

Conceito - A Dinâmica de Sistemas é uma metodologia que busca mapear estruturas de sistemas organizacionais ou sociais, procurando examinar a inter-relação de suas forças, vendo-as num contexto amplo e entendendo-as como parte de um processo comum. Por intermédio da simulação, quer compreender como o sistema em foco evolui no tempo e como as mudanças em suas partes afetam todo o seu comportamento [1], [27], [45] e [16].

A DS procura esclarecer comportamentos gerais dos sistemas, permitindo ao pesquisador testar diferentes políticas e soluções para operação do sistema, avaliando o impacto de decisões. Proporciona, por fim, um conjunto de instrumentos para compreensão e comunicação sobre os modelos da realidade [1], [27], [45] e [16].

Esta técnica de modelagem analisa uma situação que pode ser empreendida de um ponto de vista externo, da mesma estrutura e os processos dinâmicos do mundo real podem ser recriados em diagramas com simbologia específica e modelos matemáticos [45].

De forma mais individual, procura a compreensão da estrutura e do comportamento dos sistemas compostos por enlaces de *feedback* interagentes. Para esta compreensão, utiliza principalmente dois tipos de notação: Diagramas de Enlace Causal (comuns à modelagem "*soft*") e Diagramas de Estoque e Fluxo (característicos da modelagem "*hard*") [1].

As diferenças entre as modelagens *SOFT* e *HARD* estão sumarizadas na Tabela 3.1 [25].

Tabela 3.1 – Diferenças entre as modelagens *soft e hard*  
 Fonte: Adaptado de MAANI E CAVANA, 2000 [25]

	<i>HARD</i>	<i>SOFT</i>
<b>Definição do Modelo</b>	Uma representação da realidade.	Um método para gerar debates e insights sobre a realidade.
<b>Definição do Problema</b>	Uma única e bem definida dimensão (objetivo específico).	Múltiplas dimensões (objetivos diversos) .
<b>Agentes/Organizações</b>	Não são levados em conta.	Partes integrantes dos modelos.
<b>Dados/Informações</b>	Quantitativos.	Qualitativos.
<b>Objetivos</b>	Soluções e Otimizações.	Insights e aprendizagem
<b>Resultados</b>	Produtos ou recomendações.	Aprendizado em grupo ou autodesenvolvimento.

A DS lida com as duas abordagens, sendo que a proposta da Aprendizagem Organizacional, como definida por SENGE (2002), tende a recorrer à abordagem *soft*. Já, as simulações próxima à linha de estudo de Forrester têm maior afinidade com o conceito *hard* de modelagem [25].

O emprego de DS ajuda na construção de um modelo da realidade, com suas variáveis essenciais visíveis, e o resultado de suas inter-relações podendo ser acompanhado graficamente, ao longo do tempo, por simulação [45]. Isso torna possível a experimentação de alternativas e seu acompanhamento através da visualização do comportamento das variáveis [45]. A partir dos modelos criados podem ser avaliados diferentes cenários baseados na dinâmica das variáveis-chave, resultando no aprendizado aos diferentes comportamentos do sistema [27].

Para a Dinâmica de Sistemas, o termo "estrutura" tem um significado particular. Ele se refere à inter-relação dos recursos tanto tangíveis como intangíveis do sistema. Por sua visão, o comportamento do sistema é uma consequência de sua "estrutura", pois é ela que rege as interações entre seus elementos [16].

Os quatro campos de origem da Dinâmica de Sistemas, como descritos por Forrester, são [38]:

- a) a tecnologia computacional;
- b) a modelagem e simulação por computadores;
- c) a análise de decisão estratégica;
- d) as Teorias de Feedback e Controle.

Por conseguinte, [6] apresenta algumas das principais vantagens desta técnica de modelagem, como: habilidade de tratar problemas tanto de longo prazo quanto de curto prazo, em sistemas reais; simplicidade com que relações complexas e não lineares podem ser modeladas; habilidade para modelar variáveis sociais; facilidade com que os efeitos das alternativas políticas podem ser testados; entre outras.

No entanto, o primeiro passo ao se utilizar a DS, é entender os mecanismos de *feedback* (realimentação) que fazem parte do sistema em estudo. Tais mecanismos podem ser representados através de Diagramas de Laço Causal (também chamados de Diagramas de Influência, Diagramas de *Feedback* ou Diagramas de *Loop*).

### 3.3.2 Diagrama de Laço Causal

Os diagramas de laço causal (DLC), de natureza qualitativa, são estruturas em forma de grafos, utilizados para a visualização de qualquer sistema, através da identificação de suas características estruturais, das relações de causa e efeito e dos tempos de espera (*delays* ou atrasos) presentes no comportamento do sistema.

Assim, foi realizado um levantamento dos fatores determinantes para a elaboração do modelo de apoio aos novos consumidores residencial e comercial, apresentando a partir de Dinâmica de Sistemas o diagrama de laço causal (DLC) aonde são identificadas as variáveis de influência.

Após a identificação das variáveis de interesse, é possível apresentar uma proposta de modelagem baseada na técnica de Dinâmica de Sistemas (DS), permitindo a simulação, análise e discussão de problemas complexos (problemas de difícil formulação matemática ou com grande espaço de busca) e não lineares, formando uma via importante para enfocar e tomar decisões concernentes ao problema.

A análise de viabilidade econômico-financeira se baseia na comparação dos custos de investimentos da utilização do gás natural, comparado ao uso da energia elétrica em prédios residenciais e comerciais, analisando os efeitos da competição desses energéticos junto aos usuários finais.

Foram levantados os fatores determinantes para a elaboração da ferramenta de apoio aos novos consumidores residenciais e comerciais, permitindo assim, a elaboração do diagrama de laço causal (DLC), ilustrado na Figura 3.2.

Na seleção dos modelos de cogeração mais adequados nos setores considerados, optou-se por realizar estudos de viabilidade técnica e econômica em um edifício, escolhida de forma que suas características fossem representativas do setor em

questão. Um critério importante para a seleção do edifício foi a existência de demanda por vapor, de forma que, por exemplo, um setor predial sem ar condicionado não poderia ser considerada. Também é importante que a parte produtiva do edifício trabalhe o mais próximo possível de um regime de operação contínuo, pois isto melhora o desempenho econômico da planta de cogeração.

Na Figura 3.2 tem-se o diagrama utilizado que apresenta as relações de causa e efeito para as variáveis consideradas inicialmente, como determinantes no uso do gás natural em instalações prediais residenciais e comerciais. Tais relações de causa e efeito, servem de base para a criação de um ambiente de simulação que permita ao usuário a tomada de decisão, considerando a influência de múltiplos critérios qualitativos e quantitativos.

Neste contexto, são explícitos no DLC os laços de *feedback* como o aumento da demanda de EE e a versão do consumidor ao aumento das despesas de GN e EE pode influenciar na tomada de decisão.

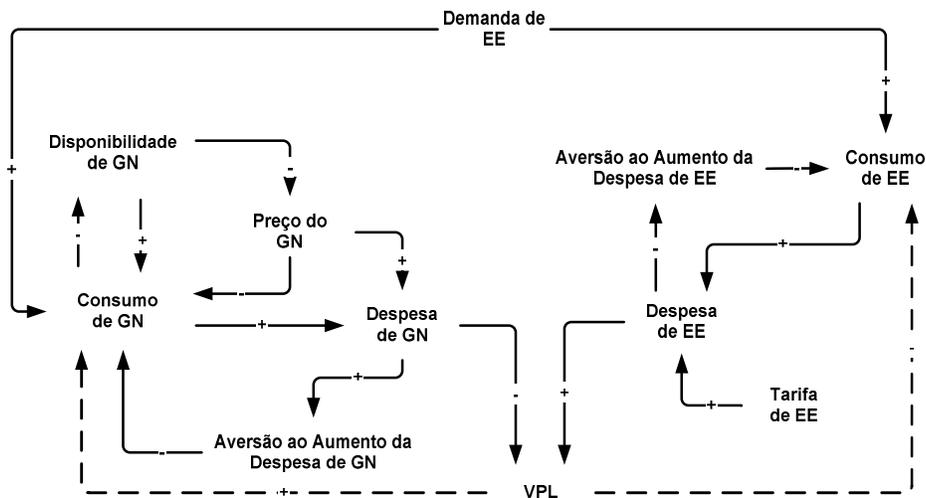


Figura 3.2 - Laço Causal do uso do gás natural em prédios residenciais e comerciais

Para melhor entender os laços de realimentação e a própria dinâmica do sistema, os laços de realimentação são analisados individualmente na Figura 3.2 (a) e (b).



### 3.3.3 Diagrama de Estoque e Fluxo

Na modelagem em DS, a construção dos DEF envolve variáveis de Estoque (Stocks) ou Nível, Fluxos e Taxas conforme descrito a seguir:

Estoque (Stocks) ou Nível - Todas as ações, ou seja, tudo se acumula ou se amontoa à nossa volta todo o tempo. A estes acúmulos, a Dinâmica de Sistemas chama Estoques (ou Níveis) [22]. Assim, Estoque é uma simbologia genérica para tudo o que acumula ou se esgota. Por exemplo, a água se acumula em uma banheira, e a qualquer instante, a quantidade de água reflete o acumulado da quantidade que fluiu da torneira menos o que escoou pelo ralo. A quantidade de água na banheira é o Estoque de água. Mesmo se o tempo for interrompido, os Estoques permanecem estáticos e podem então ser observados e medidos. Podem ser entendidos como os "substantivos" do sistema [22].

Fluxos (Flows) e Taxas - São as mudanças que ocorrem nos Estoques durante um período de tempo, como o fluxo de receitas acolhidas ao longo do mês, o crescimento das árvores em uma área de reflorestamento ao longo do ano, o rendimento sobre o capital aplicado no banco durante o trimestre. Os fluxos em um sistema são normalmente, os resultados das decisões por parte da gestão ou de forças externas fora do controle dos gestores. Não podem ser observados num único instante de tempo, exceto acumuladamente ou na média [25].

Se os Estoques são os "substantivos", os Fluxos são os "verbos". São as ações de variação que gera dinâmica quando se acumulam nos Estoques. A dinâmica em um sistema complexo não é criada a partir de padrões de *feedback* (relações de causa-efeito-causa), por mais natural que isto possa parecer. Padrões dinâmicos podem ocorrer com absolutamente nenhum *feedback* presente, porque são simplesmente o resultado do acúmulo dos Fluxos nos Estoques. Sem Fluxos, os Estoques nunca mudariam e não existiria qualquer dinâmica em todo o sistema. Sendo assim, os Fluxos representam a atividade do sistema e para isto dependem das quantidades e valores presentes nos Estoques. Em razão de os Estoques crescerem ou reduzirem somente por meio da atividade dos Fluxos, e de os Fluxos dependerem das quantidades existentes nos Estoques, uma alternância entre Estoques e Fluxos deve estar presente em qualquer estrutura sistêmica [22].

A flecha na extremidade do Fluxo indica seu sentido e o círculo com a válvula, no centro, é o regulador do Fluxo, chamado de Taxa. Este regulador conterá a "lógica",

ou a "regra de decisão", que ajusta o volume do Fluxo. Algumas vezes, o Fluxo se inicia ou se encerra em uma nuvem, que representa um ponto limite do modelo. Estas nuvens nas extremidades de alguns Fluxos são fonte ou escape da estrutura, significam o infinito e definem as fronteiras, os limites do modelo [22].

Na estrutura ilustrada na Figura 3.3, o Estoque é a "Força de Trabalho", medida em quantidade de pessoas, que aumenta por meio do Fluxo de "contratações" e se reduz através do Fluxo de "demissões". As nuvens nos dizem que não estamos interessados em saber de onde vêm ou para onde irão as pessoas que passam pela estrutura. Estas informações estão para além das fronteiras do modelo.

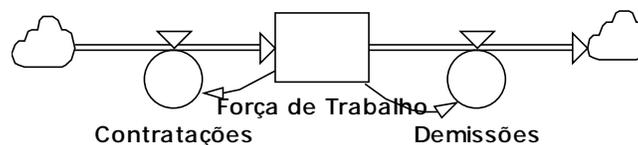


Figura 3.3 - Estoque e Fluxo (com nuvens)  
Fonte: O Autor

Se estivermos interessados em incluir tais informações no modelo, devemos adicionar Estoques ao modelo na posição em que se encontram as nuvens, como na Figura 3.4. [22].

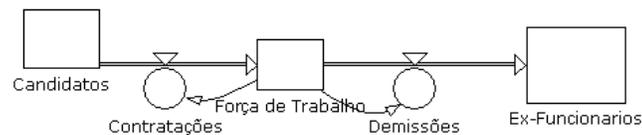


Figura 3.4 - Estoque e Fluxo (sem nuvens)  
Fonte: O Autor

A unidade de medida do Fluxo é a mesma usada para Estoque em que está conectado, com a diferença que para o Fluxo, a unidade analisada por tempo, e para que o Estoque seja uma simples e estática. Por exemplo, se tratamos com receita diária em reais (R\$), o Fluxo será medido por "R\$/dia", enquanto o Estoque será, simplesmente, "R\$", denotando o acumulado do Fluxo.

Ainda, na representação dos diagramas de estoque e fluxo existem as linhas de fluxo, que representam: um fluxo físico (representam quantidades conservativas, que podem ser movidas de um lugar para outro no sistema); um fluxo de informação

(desempenham papel de interconexão entre fluxos físicos, isto é, auxiliam na tomada de decisão); e um fluxo de inicialização de variáveis de nível.

No presente trabalho, o *software* empregado *Powersim*<sup>®</sup> 2003 [22], utiliza a simbologia ilustrada pela Tabela 3.2, na representação do diagrama de estoque e fluxo.

Tabela 3.2 – Simbologia para a representação dos diagramas de estoque e fluxo

Símbolo	Representação
	Variável de Nível
	Variável de Nível com mais de uma dimensão
	Variável de Taxa
	Variável de Taxa com mais de uma dimensão
	Variável Auxiliar
	Variável Auxiliar com mais de uma dimensão
	Constante
	Constante com mais de uma dimensão
	Fonte ou Sumidouro
	Fluxo Físico
	Fluxo de Informação
	Fluxo de Inicialização
	Direção na Transferência da conexão da variável: entrada ( <i>in</i> )
	Direção na Transferência da conexão da variável: saída ( <i>out</i> )

Tem-se então que, na Dinâmica de Sistemas o comportamento dinâmico de um sistema se baseia no princípio da acumulação, ou seja, tal comportamento surge quando algo flui por algum meio, se acumulando (ou esgotando) de alguma forma.

É importante ressaltar que, segundo Cardozo [8] a abordagem de um problema a partir da perspectiva de Dinâmica de Sistemas, compreende um conjunto de oito etapas: aquisição de conhecimentos sobre o sistema, identificando as variáveis mais importantes do modelo; especificação do comportamento dinâmico; construção do

diagrama de laço causal representando os "mapas mentais" dos analistas e tomadores de decisão, os quais visam o entendimento explícito de um problema e a busca das relações entre os componentes da estrutura; construção do diagrama de estoque e fluxo; estimativa de valores dos parâmetros; verificação da consistência ou simulação do modelo; análise de sensibilidade e aplicação de testes de políticas. Conseqüentemente, o modelo de simulação proposto foi desenvolvido conforme descrito a seguir.

### 3.4 Módulos Proposto

Sob a ótica da DS, o modelo proposto, que permite a análise dos aspectos relacionados com seu equilíbrio econômico e financeiro, foi estruturado em três módulos principais (módulo técnico, módulo econômico e módulo tomada de decisão), conforme ilustrado pela Figura 3.1, e descrito a seguir.

#### 3.4.1 Módulo Técnico

O módulo técnico tem por objetivo, baseado na demanda de EE, determinar a carga de refrigeração, a energia gerada e o consumo de gás natural de um sistema de cogeração utilizando uma microturbina e *chiller*, em prédios residenciais e comerciais, ou seja, modelar as variáveis que afetam os respectivos consumos, levando em consideração a interface e as restrições em cada um deles.

Neste contexto, o consumo total de GN pode ser expresso:

$$C_{GN}^k = (C_{GN1}^k + C_{GN2}^k) \quad (3.1)$$

Onde:

$C_{GN}^k$	consumo total de GN, em Nm <sup>3</sup> , no período "k"
$C_{GN1}^k$	consumo de GN do <i>chiller</i> , em Nm <sup>3</sup> , no período "k"
$C_{GN2}^k$	consumo de GN da microturbina, em Nm <sup>3</sup> , no período "k"

Acrescenta-se que o consumo de gás natural da microturbina ( $C_{GN2}^k$ ) é definido da seguinte forma:

$$C_{GN2}^k = (EE_{GER} \times Tx_{GN}) \quad (3.2)$$

Onde:

$EE_{GER}$	energia elétrica gerada fornecida pela microturbina na sua capacidade total, em kWh
$Tx_{GN}$	taxa de geração de GN da microturbina, em Nm <sup>3</sup> /kWh, no período "k"

Onde:

$$Tx_{GN} = \frac{(HR.Conv)}{PCI} \quad (3.3)$$

Onde:

$Tx_{GN}$	taxa de geração de GN da microturbina, em Nm <sup>3</sup> /kWh
HR	heat rate, em BTU/kWh
Conv	conversão da unidade BTU para kcal, em kcal/BTU
PCI	poder calorífico inferior, em kcal/Nm <sup>3</sup>

No modelo apresentado na Figura 3.5 tem-se o DEF do consumo mensal de GN na utilização da microturbina para geração de EE, e a Tabela 3.3 apresenta a descrição das variáveis que compõem o DEF.

Na Figura 3.5 são modeladas o consumo de GN da microturbina e o consumo *chiller* mostrado, obtendo o volume total de GN .

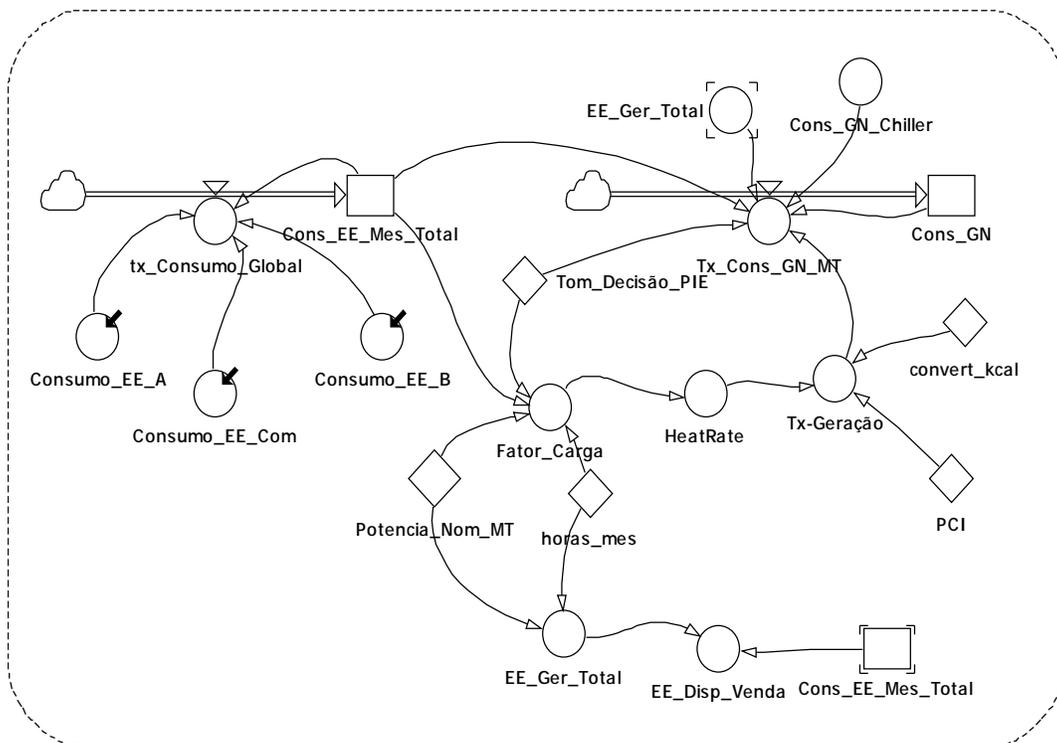


Figura 3.5 – Diagrama de Estoque e Fluxo para avaliação do consumo do gás natural no conjunto MT e *chiller*

Tabela 3.3 - Variáveis do DEF para avaliação do consumo mensal de gás natural, em  $\text{Nm}^3$ , na utilização da microturbina para geração de EE

Variável	Unidade	Descrição
Consumo_EE_A	kWh/mês	Consumo de energia elétrica – consumo relativo à utilização no Bloco A.
Consumo_EE_Com	kWh/mês	Consumo de energia elétrica – consumo relativo à utilização no Bloco B.
Consumo_EE_B	kWh/ mês	Consumo de energia elétrica – consumo relativo à utilização no Bloco Comercial.
tx_Consumo_Global	kWh/ mês	Taxa consumo de energia elétrica - taxa de entrada da variável consumo total de EE.
Cons_EE_Mes_Total	kWh	Consumo de energia elétrica – consumo total de EE (somatório do consumo do Bloco A, B e comercial).
Tom_Decisão_PIE	-	Tomada de Decisão PIE (Produtor Interno de Energia) Se <b>0</b> - não vende EE para rede; Se <b>1</b> - Vendo EE para rede (PIE).
Fator_Carga	%	Fator de Carga - sua denominação é a relação entre a demanda média utilizada por um consumidor num determinado período de tempo e a demanda máxima ocorrida neste mesmo período.
Potencia_Nom_MT	kW	Potência Nominal da microturbina – a potência utilizada para gerar EE e vapor para o edifício é de 100 kW.
horas_mes	H	Hora total de um mês seu valor é de 720 h.
EE_Ger_Total	kWh	Energia Gerada Total – EE fornecida pela microturbina na sua capacidade total.
EE_Disp_Venda	kWh	Energia Elétrica Disponível para Venda.
HeatRate	BTU/kWh	Heat Rate - Medida da eficiência da usina obtida por meio da relação da quantidade de energia proveniente do combustível e a energia líquida em kilowatt-hora gerada. Pode ser determinado com base no PCI e PCS.
Tx-Geração	$\text{Nm}^3/\text{kWh}$	Taxa de Geração do GN.
convert_kcal	kcal/BTU	Variável utilizada para fazer a conversão da unidade BTU para kcal.
PCI	kcal/ $\text{Nm}^3$	PCI - Poder Calorífico do Gas Natural.
Cons_GN_Chiller	$\text{Nm}^3$	Consumo de GN do <i>Chiller</i> .
Tx_Cons_GN_MT	$\text{Nm}^3/\text{mês}$	Taxa consumo de gás natural da microturbina - taxa de entrada da variável consumo total de GN.
Cons_GN	$\text{Nm}^3$	Consumo de gás natural - consumo total de GN (somatório do consumo do <i>chiller</i> e da microturbina).

Para obter o consumo equivalente do equipamento *chiller* a GN no fornecimento de vapor, ou seja, refrigeração para o edifício ( $C_{GN1}^k$ ), é descrito como:

$$C_{GN1}^k = \sum_{k=1}^N (CT_{GN1}^k \cdot FC_{GN1}^k) \quad (3.4)$$

Onde:

$CT_{GN1}^k$	carga térmica do <i>chiller</i> , em BTU/h, no período “k”
$FC_{GN1}^k$	fator de carga do <i>chiller</i> , em %, no período “k”
$N$	horizonte de planejamento ou de simulação, em meses

Cabe observar que para se obter a carga térmica do *chiller* ( $CT_{GN1}^k$ ), tem que se calcular anteriormente a carga térmica da microturbina ( $CT_{MT}^k$ ) e a carga térmica do edifício ( $CT_{ED}^k$ ).

$$CT_{MT}^k = \sum_{k=1}^N (H^k \cdot FC_{GN2}^k) \quad (3.5)$$

Onde:

$CT_{MT}^k$	carga térmica da microturbina, em BTU/h, no período “k”
$H^k$	horas de utilização do equipamento, em h, no período “k”
$FC_{GN2}^k$	fator de carga da microturbina, em %, no período “k”
$N$	horizonte de planejamento ou de simulação, em meses

O fator de carga ( $FC_{GN2}^k$ ) é definido como sendo a razão entre a demanda média e a demanda máxima da unidade consumidora, ocorridas no mesmo intervalo de tempo especificado.

Neste contexto, considerando um período em horas mensais de trabalho da microturbina ( $H^k$ ), a potência nominal da microturbina ( $P_{MT}$ ) e o consumo mensal total de EE ( $C_{EE}^k$ ) tem-se:

$$FC_{GN2}^k = \frac{C_{EE}^k}{P_{MT} \times H^k} \quad (3.6)$$

Onde:

$FC_{GN2}^k$	fator de carga da microturbina, em %, no período “k”
$C_{EE}^k$	consumo de EE total, em kWh, no período “k”
$P_{MT}$	potência nominal da microturbina, em kW, no período “k”

$H^k$  Horas de utilização do equipamento, em h, no período “k”

Para determinar a carga térmica do edifício ( $CT_{ED}^k$ ), pode-se verificar abaixo:

$$CT_{ED}^k = \sum_{k=1}^N (Area_{ED}^k \cdot CT^k) \quad (3.7)$$

Onde:

$CT_{ED}^k$  carga térmica necessária para o edifício, em BTU/h, no período “k”

$Area_{ED}^k$  área total do edifício, em m<sup>2</sup>, no período “k”

$CT^k$  carga térmica por metro quadrado, em BTU/m<sup>2</sup>, no período “k”

$N$  horizonte de planejamento ou de simulação, em meses

Assim, a carga térmica do *chiller* ( $CT_{GN1}^k$ ) é expressa por:

$$CT_{GN1}^k = CT_{ED}^k - CT_{MT}^k \quad (3.8)$$

Onde:

$CT_{GN1}^k$  carga térmica do *chiller*, em BTU/h, no período “k”

$CT_{ED}^k$  carga térmica necessária para o edifício, em BTU/h, no período “k”

$CT_{MT}^k$  carga térmica da microturbina, em BTU/h, no período “k”

Logo, o diagrama de estoque e fluxo que permite a obtenção do consumo de GN mensal, respectivamente, para geração de vapor utilizando um *chiller* é apresentado pela Figura 3.6 e a Tabela 3.4 apresenta a descrição das variáveis que compõem o DEF.

O modelo simula a carga térmica que o prédio necessita, a carga térmica da MT, a carga térmica do *chiller* e o consumo de GN do equipamento *chiller*.

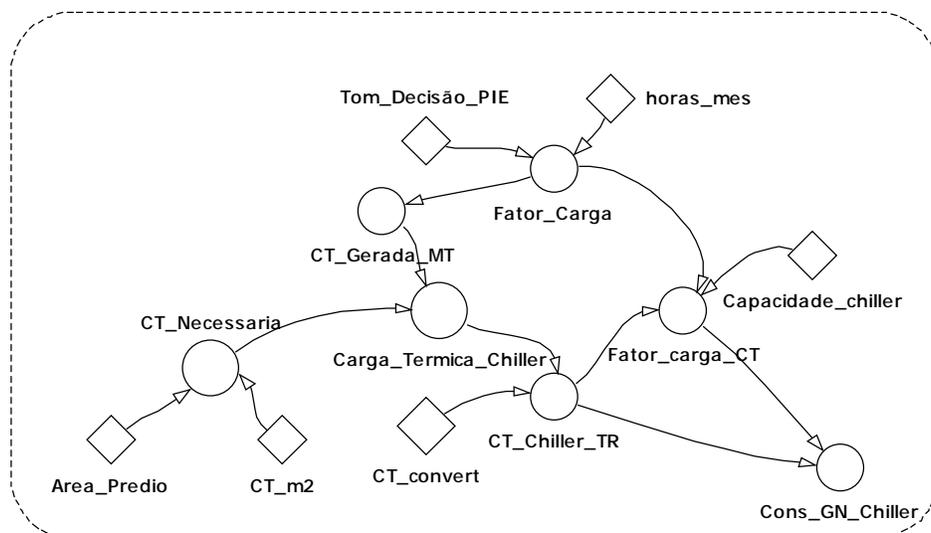


Figura 3.6 – DEF representativo da obtenção do consumo mensal de gás natural, em  $\text{Nm}^3$ , na utilização do *chiller*

Tabela 3.4 - Variáveis do DEF para avaliação do consumo mensal de gás natural, em  $\text{Nm}^3$ , na utilização do equipamento *Chiller*

Variável	Unidade	Descrição
Tom_Decisão_PIE	-	Tomada de Decisão PIE (Produtor Interno de Energia). Se <b>0</b> - não vende EE para rede; Se <b>1</b> - Vendo EE para rede.
CT_Gerada_MT	BTU/h	Carga Térmica Gerada pela Microturbina.
CT_Necessaria	TU/h	Carga Térmica Necessaria para o Edifício.
Area_Predio	$\text{m}^2$	Área total do Edifício é $1674 \text{ m}^2$ .
horas_mes	H	Hora total de um mês seu valor é de 720 h.
Fator_Carga	%	Fator de Carga - sua denominação é a relação entre a demanda média utilizada por um consumidor num determinado período de tempo e a demanda máxima ocorrida neste mesmo período.
Carga_Termica_Chiller	BTU/h	Cálculo da carga térmica do <i>chiller</i> .
CT_m2	$\text{BTU}/\text{m}^2$	Carga Térmica gerada por $\text{m}^2$ , seu valor fixo é $259,25 \text{ BTU}/\text{m}^2$ .
Capacidade_chiller	TR	O <i>chiller</i> necessário para atender a demanda térmica do edifício é de 36 TR (Tonelada de Refrigeração) dada pela variável Capacidade <i>chiller</i> .
Fator_carga_CT	%	Fator de Carga do <i>chiller</i> .
CT_convert	BTU/h	Variável utilizada para calcular a transformação para TR, seu valor é $12000 \text{ BTU}/\text{h}$ .
CT_Chiller_TR	TR	Cálculo da transformação de BTU para TR.
Cons_GN_Chiller	$\text{Nm}^3$	Consumo de GN do <i>Chiller</i> .

Para calcular o consumo de energia elétrica total ( $C_{EE}^K$ ) do prédio foi considerada a área comum do bloco residencial e do bloco comercial é:

$$C_{EE}^K = C_{EE\_RES}^K + C_{EE\_COM}^K \quad (3.9)$$

Onde:

$C_{EE}^K$	consumo de EE total, em kWh/mês, no período “k”
$C_{EE\_RES}^K$	consumo de energia elétrica da área comum do bloco residencial, em kWh/mês, no período “k”
$C_{EE\_COM}^K$	consumo de EE do bloco comercial, em kWh/mês, no período “k”

### 3.4.2 Módulo Econômico

O módulo econômico tem por objetivo avaliar o resultado econômico (fluxo de caixa, valor presente líquido, taxa interna de retorno, tempo de retorno do investimento, etc.) do modelo de simulação, sob determinados parâmetros de operação e investimento. O módulo econômico por sua vez faz parte de uma estratégia definida pelo módulo tomada de decisão. Este módulo visa, também, realizar a avaliação financeira do investimento (análise de riscos, competitividade da alternativa, etc.) para um determinado horizonte de simulação.

Neste trabalho, o fator principal para a avaliação financeira é o fluxo de caixa, sob a visão do supervisor que está gerenciando o programa, analisando se a alternativa poderá ou não ser implementada, visando a sua longevidade e a maximização dos fluxos de caixa gerados por suas operações.

Deste modo, o problema da análise de viabilidade do uso do GN, em prédios residenciais e comerciais, pode ser formulado como um problema de maximização do Valor Presente Líquido (VPL), como definido:

$$Max(VPL) = Max(S) - I \quad (3.10)$$

Onde:

$$S = D_{EE} - D_{GN} + a.(R_{VE} - D_{VE}) \quad (3.11)$$

$S$	Proporcional as despesas de energia, em R\$/ mês, no período “k”
$D_{EE}$	despesa operacional de EE, em R\$/ mês, no período “k”
$D_{GN}$	despesa de GN, em R\$/mês, no período “k”

$a$	Critério de decisão, $a = 0$ ou $a = 1$
$R_{VE}$	Receita de venda de EE, em R\$/ mês
$D_{VE}$	Despesa de venda de EE, em R\$/ mês

A maximização do VPL ocorre pela maximização das diferenças entre as despesas ao longo do horizonte de simulação, ou seja, a maximização de “S” é diretamente proporcional aos aumentos na tarifa de EE e inversamente proporcional aos aumentos no preço do GN e proporcional a opção de vender ou não EE.

A obtenção das despesas na utilização da EE ( $D_{EE}$ ), pode ser expressa como:

$$D_{EE} = \sum_{k=1}^N (b_k \cdot C_{EE}^k \cdot Tr_{EE}^k) \quad (3.12)$$

Onde:

$D_{EE}$	despesa operacional de EE, em R\$/ mês, no período “k”
$b_k$	reajuste da tarifa de EE, em %, no período “k”
$C_{EE}^k$	consumo de EE, em kWh, no período “k”
$Tr_{EE}^k$	tarifa de EE, em R\$/kWh, no período “k”
$N$	horizonte de planejamento ou cde simulação, em meses

Logo, através do levantamento dos parâmetros de consumo de energia elétrica pelos blocos residencial e comercial, é possível estimar a despesa total mensal das instalações. Deste modo, o modelo foi implementado utilizando o *software powersim*<sup>®</sup> 2003, apresentando através do diagrama de estoque e fluxo a obtenção das despesas, ilustrado através da Figura 3.7, e as variáveis utilizadas na elaboração do DEF são descritas conforme Tabela 3.5.

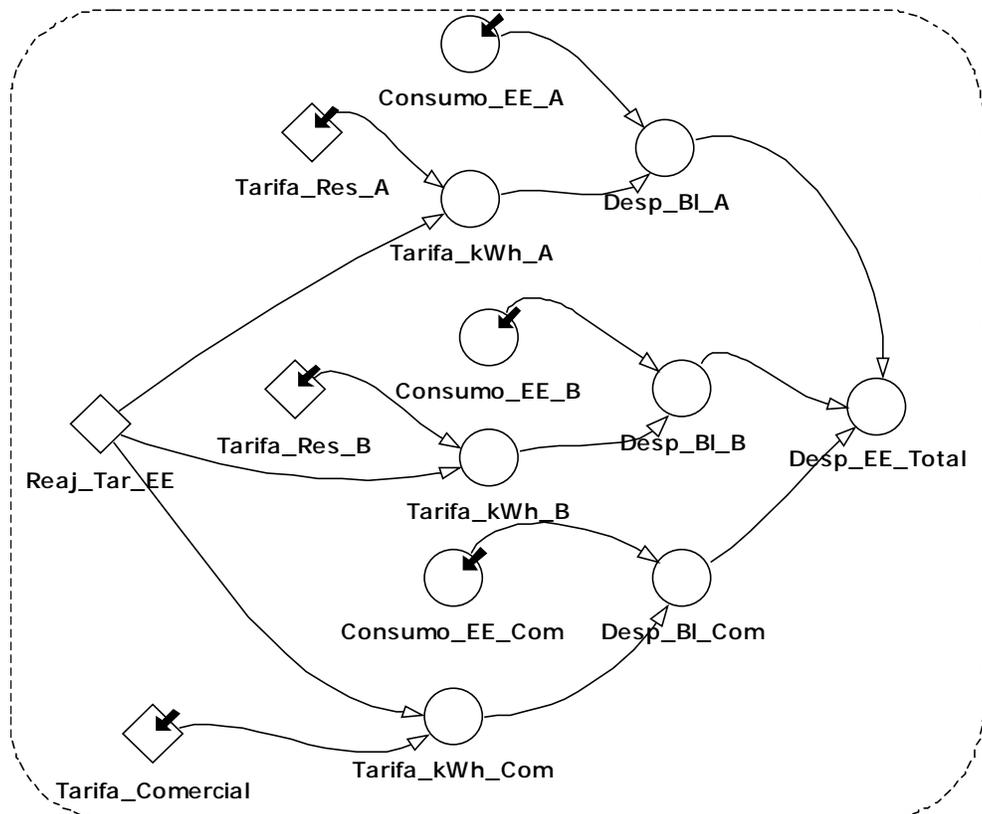


Figura 3.7 – Representa a despesa mensal total, em R\$/mês, de energia elétrica

Tabela 3.5 – Variáveis do DEF responsáveis pela obtenção da despesa total mensal, em R\$/mês, de energia elétrica

Variável	Unidade	Descrição
Consumo_EE_A	kWh/ mês	Consumo de energia elétrica – consumo relativo à utilização no Bloco A.
Consumo_EE_B	kWh/ mês	Consumo de energia elétrica – consumo relativo à utilização no Bloco B.
Consumo_EE_Com	kWh/ mês	Consumo de energia elétrica – consumo relativo à utilização no Bloco Comercial.
Tarifa_Res_A	R\$/kWh	Tarifa de energia elétrica - representa o valor da tarifa de EE praticada pela empresa distribuidora local, relacionada ao Bloco A.
Tarifa_Res_B	R\$/kWh	Tarifa de energia elétrica - representa o valor da tarifa de EE praticada pela empresa distribuidora local, relacionada ao Bloco B.
Tarifa_Comercial	R\$/kWh	Tarifa de energia elétrica - representa o valor da tarifa de EE praticada pela empresa distribuidora local, relacionada ao Bloco Comercial.
Reaj_Tar_EE	%	Reajuste na tarifa de energia elétrica
Tarifa_kWh_A	R\$/kWh	Cálculo da Tarifa fornecida pela empresa distribuidora local e o Reajuste da Tarifa de EE,

		estabelecendo a Tarifa do Bloco A.
Tarifa_kWh_B	R\$/kWh	Cálculo da Tarifa fornecida pela empresa distribuidora local e o Reajuste da Tarifa de EE, estabelecendo a Tarifa do Bloco B.
Tarifa_kWh_Com	R\$/kWh	Cálculo da Tarifa fornecida pela empresa distribuidora local e o Reajuste da Tarifa de EE, estabelecendo a Tarifa do Bloco Comercial.
Desp_Bl_A	R\$/mês	Despesa mensal de EE do Bloco A.
Desp_Bl_B	R\$/mês	Despesa mensal de EE do Bloco B.
Desp_Bl_Com	R\$/ mês	Despesa mensal de EE do Bloco Comercial.
Desp_EE_Total	R\$/ mês	Despesa mensal total de EE.

Assim, as despesas na utilização do gás natural ( $D_{GN}$ ) também foram modeladas matematicamente conforme descrita a seguir:

$$D_{GN} = \sum_{k=1}^N (b_k \cdot C_{GN}^k \cdot Pr_{GN}^k) \quad (3.13)$$

Onde:

$D_{GN}$	despesa de GN, em R\$/mês, no período “k”
$b_k$	taxa de reajuste da tarifa de GN, em %, no período “k”
$C_{GN}^k$	consumo de GN, em Nm <sup>3</sup> , no período “k”
$Pr_{GN}^k$	preço do GN, em R\$/Nm <sup>3</sup> no período “k”
$N$	horizonte de planejamento ou de simulação, em meses

Foi construído um diagrama de fluxo / estoque, apresentado na Figura 3.8, que permite avaliar a obtenção da despesa total mensal de GN, e na Tabela 3.6 são descritas as variáveis do DEF.

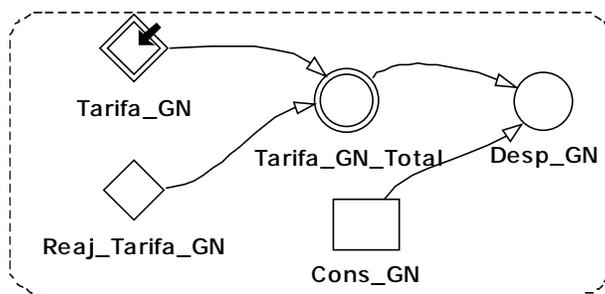


Figura 3.8 – Despesa do GN

Tabela 3.6 - Variáveis do DEF responsáveis pela obtenção das despesa total mensal, em R\$/mês, de gás natural

Variável	Unidade	Descrição
Tarifa_GN	R\$/Nm <sup>3</sup>	Tarifa de Gás Natural - representa o valor da tarifa de GN praticada pela empresa distribuidora local.
Reaj_Tarifa_GN	%	Reajuste da Tarifa de Gás Natural.
Tarifa_GN_Total	R\$/Nm <sup>3</sup>	Tarifa de gás natural total – representa o valor da tarifa de GN fornecida pela empresa distribuidora local e o reajuste da tarifa de GN.
Cons_GN	Nm <sup>3</sup>	Consumo de gás natural - consumo total de GN (somatório do consumo do <i>chiller</i> e da microturbina).
Desp_GN	R\$/ mês	Despesa mensal de gás natural.

Conforme a expressão 3.11, a variável de decisão ( $a$ ) que interfere no modelo, com opção de venda de EE e a opção de não vender EE, é explicada abaixo:

$$a \Rightarrow \left\{ \begin{array}{l} a=1; \text{Vende}_{EE} \\ a=0; \text{Não\_Vende}_{EE} \end{array} \right\} \quad (3.14)$$

Onde:

$a$                       Se  $a = 0$ , não vende EE para a concessionária  
                               Se  $a = 1$ , vende EE para a concessionária

Então, a maximização do VPL será influenciada ou não pela receita de venda de EE ( $R_{VE}$ ) e pelas despesas de venda de EE ( $D_{VE}$ ), dependendo do valor ( $a$ ).

Assim, a receita de venda de EE é dada pela expressão:

$$R_{VE} = Pr_{VE} \times E_{DISP} \quad (3.15)$$

Onde:

$R_{VE}$                       Receita de venda de EE, em R\$/ mês  
 $Pr_{VE}$                       Preço de venda de EE, em R\$/kWh mês  
 $E_{DISP}$                       EE disponível para venda, em kWh

Para obter as despesas de venda de energia elétrica, tem-se a seguinte expressão:

$$D_{VE} = \$D_{VE} + Desp_{VE} \quad (3.16)$$

Onde:

$D_{VE}$                       Despesa de venda de EE, em R\$/ mês

$\$D_{VE}$	Encargo de conexão, em R\$
$Desp_{VE}$	Despesas adicionais, em R\$

Sendo assim, os principais fatores que influenciam a avaliação econômico-financeira da alternativa proposta são apresentados pelo DEF, ilustrado na Figura 3.9, implementado no *software Powersim*<sup>®</sup> 2003 [22], representando o processo de obtenção do fluxo de caixa líquido mensal da operação, e as variáveis são descritas pela Tabela 3.7.

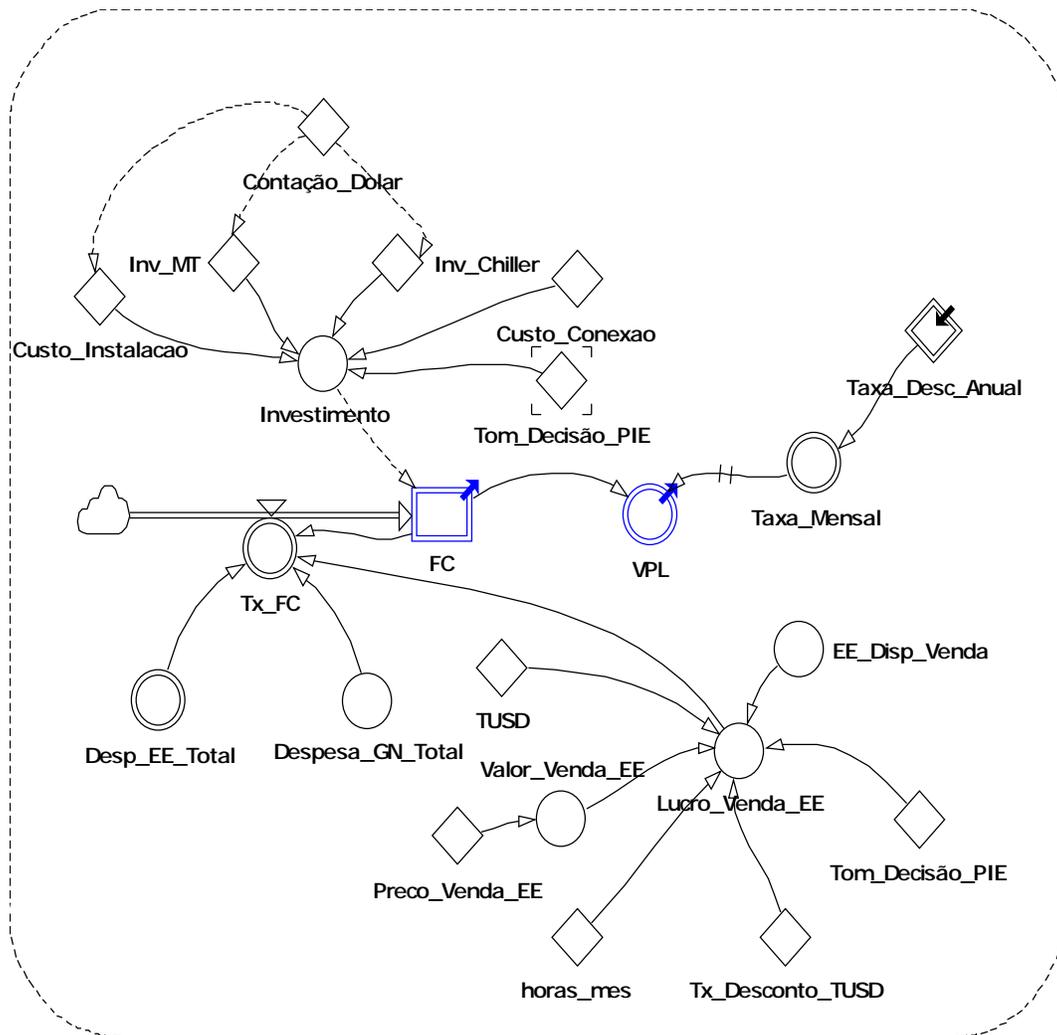


Figura 3.9 – DEF da análise econômico-financeira

Tabela 3.7 – Variáveis do DEF responsáveis pela análise econômico-financeira na utilização da cogeração em prédios residenciais comerciais

Variável	Unidade	Descrição
Inv_MT	'\$'	Investimento inicial na compra da Microturbina – custo na aquisição do equipamento.
Inv_Chiller	'\$'	Investimento inicial na compra da <i>Chiller</i> – custo na aquisição do equipamento.
Custo_Instalacao	'\$'	Custo inicial para instalação dos equipamentos.
Cotação Dolar	'R\$'	Realiza o cálculo da cotação do Dólar.
Custo_Conexao	'R\$'	Custo inicial com a conexão.
Tom_Decisão_PIE	-	Tomada de Decisão PIE (Produtor Interno de Energia) Se <b>0</b> - não vende EE para rede; Se <b>1</b> - Vendo EE para rede (PIE).
Investimento	'R\$'	Custo total de todos os investimentos iniciais.
FC	'R\$'	Fluxo de Caixa.
VPL	'R\$'	Valor Presente Líquido.
Taxa_Mensal	%	Taxa Mensal.
Taxa_Desc_Anual	%	Taxa de Desconto Anual.
Tx_FC	'R\$'/ mês	Taxa do Fluxo de Caixa.
Desp_EE_Total	'R\$'/ mês	Despesa mensal de energia elétrica.
Desp_GN_Total	'R\$'/ mês	Despesa mensal de gás natural.
Receita_Venda_EE	'R\$'/ mês	Receita de Venda da Energia Elétrica.
TUSD	'R\$'/(kW*mo)	Tarifa de uso de distribuição.
Valor_Venda_EE	'R\$'/(kWh*mo)	Valor de Venda de EE em kWh
Preco_Venda_EE	'R\$'/(MWh*mo)	Valor de Venda de EE em MWh
Tx_Desconto_TUSD	%	Taxa de Desconto da TUSD
horas_mes	H	Hora total de um mês seu valor é de 720 h.

### 3.4.3 Módulo Tomada de Decisão

No processo de tomada de decisão, a alternativa mais viável deve ser escolhida após a verificação do estudo de todas as variáveis, que compõem o sistema, sendo que o número e as características dessas alternativas podem variar dependendo do problema.

Sendo assim, devem-se conhecer métodos que permitam identificar alternativas de ação, pois neste processo não pode haver incertezas. Sendo assim, considerou-se dois métodos ou critérios tradicionais: o método do Valor Presente Líquido (VPL) e o método da Taxa Interna de Retorno (TIR) [73].

Além destes dois, o critério de *Payback* (PB) também é utilizado. O PB é um método não exato, no qual auxilia na decisão quando utilizado em conjunto com os métodos do VPL e TIR, indicando o tempo mínimo possível para o retorno do investimento [73].

A ferramenta de apoio aos novos clientes que pretendem utilizar a cogeração utilizando o combustível GN em alternativa à EE, para geração de EE e refrigeração dos prédios residenciais comerciais, conta com algumas flexibilizações permitindo ao investidor a tomada de decisão segundo o seu perfil.

A primeira flexibilização envolve duas variáveis (*Reaj\_Tar\_EE* e *Reaj\_Tar\_GN*), ilustradas pela Figura 3.10, e na Tabela 3.8 encontram-se as descrições das variáveis.



Figura 3.10 – Representação das variáveis de influência da tarifa de energia elétrica e tarifa de gás natural

Tabela 3.8 – Variáveis responsáveis pela influência do custo no consumo de energia elétrica e de gás natural

Variável	Unidade	Descrição
Reaj_Tar_EE	%	Reajuste da Tarifa de Energia Elétrica.
Reaj_GN	%	Reajuste da Tarifa de Gás Natural.

Estas duas variáveis possibilitam ao cliente a visualização da influência do reajuste da tarifa de energia elétrica ou de gás natural, no consumo de EE da área do prédio, quando utilizado a EE e pelo *chiller* e microturbina, quando utilizado o GN.

### 3.4.4 Métodos para Avaliação Econômica

Ao avaliar a lucratividade de um investimento, o investidor considera diferentes alternativas para aplicação do capital, e para medir o desempenho de um projeto em termos monetários é necessária a execução de uma análise de viabilidade econômico-financeira.

Inicialmente, devem ser analisados os aspectos econômicos do investimento. Através da aplicação de critérios econômicos, avalia-se a rentabilidade dos investimentos, selecionando-se aqueles que geram os maiores retornos. Entretanto, o conhecimento da rentabilidade do investimento torna-se inútil, caso não existam recursos próprios ou fontes de financiamento para execução do projeto. Deste modo, os

investimentos mais atrativos devem ser avaliados por critérios financeiros, que mostram os efeitos do projeto de investimento sobre a situação financeira do prédio.

A seguir são abordados alguns aspectos conceituais e os principais métodos para avaliação de projetos de investimento. Dentre os métodos tradicionais, serão apresentados os indicadores Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR), comumente utilizados na avaliação de projetos de investimento, embora também aplicáveis na avaliação de empresas. Entre os métodos empregados tradicionalmente para avaliação de empresas, destacam-se Retorno sobre o Patrimônio Líquido e Retorno Sobre o Ativo, eventualmente utilizados na avaliação de projetos, isoladamente considerados.

Métodos Tradicionais – O Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR) são os métodos mais utilizados para avaliação de projetos de investimentos. Estes métodos se baseiam na análise do fluxo de caixa do investimento, normalmente composto por fluxos monetários negativos (investimentos) no período inicial, seguido de fluxos monetários positivos (receitas). O VPL e a TIR pertencem à classe de métodos do Fluxo de Caixa Descontado (FCD) e representam uma medida de lucratividade dos projetos [74].

Os valores presentes dos fluxos monetários são calculados utilizando-se uma taxa de desconto  $k$ , que deve refletir o custo de oportunidade do capital (custo de capital ou taxa de juros de menor risco). O VPL pode ser interpretado como o valor descontado de todos os fluxos monetários que compõem o projeto de investimento. Já a TIR é a taxa de desconto que iguala o valor presente dos fluxos líquidos recebidos com o gasto (investimento) inicial, ou seja, aquela que torna o VPL nulo. As equações algébricas que definem os métodos descritos são apresentadas a seguir [74]:

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{S_t}{(1+k)^t} - I_0 \quad (3.17)$$

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{S_t}{(1+r)^t} - I_0 \quad (3.18)$$

Onde:

$I_0$	investimento inicial
$k$	taxa de desconto
$r$	taxa interna de retorno (TIR)

S	valor líquido recebido ao fim do período t
t	período em análise, t=1,n
n	horizonte de análise

A partir das equações anteriores, podem ser aplicadas as seguintes regras de decisão:

- Se o  $VPL > 0$  ( $TIR > k$ ), o que indica que o valor atualizado dos recebimentos é **maior** que o investimento inicial, deve-se aceitar o projeto;
- Se o  $VPL < 0$  ( $TIR < k$ ), o que indica que o valor atualizado dos recebimentos é **menor** que o investimento inicial, deve-se rejeitar o projeto;
- Se o  $VPL = 0$  ( $TIR = k$ ), o que indica que o valor atualizado dos recebimentos é **igual** ao investimento inicial, à escolha entre aceitar e rejeitar o projeto é indiferente.

Os indicadores mais usados para avaliação do desempenho para investidores são o Retorno sobre o Ativo (ROA - *Return On Assets*) e o Retorno sobre o Patrimônio Líquido (ROE - *Return on Equity*). O ROA reflete o maior retorno obtido caso o capital próprio seja substituído por capital de terceiros [71]:

$$ROA = \frac{\text{Lucro}_\text{Líquido}}{\text{Valor}_\text{Ativo}} \quad (3.19)$$

Outra medida de desempenho para investidor comumente utilizado é o retorno sobre o patrimônio líquido (ROE - *Return On Equity*) ou retorno sobre o capital próprio, que pode ser equacionado como segue [71]:

$$ROE = \frac{\text{Lucro}_\text{Líquido}}{\text{Valor}_\text{Patrimonio}_\text{Líquido}} \quad (3.20)$$

Enquanto o retorno sobre o ativo relaciona lucro líquido com total de ativos, o retorno sobre o patrimônio líquido emprega o patrimônio dos acionistas como denominador. O ROA é uma medida comumente utilizada a nível de unidade de negócio ou divisão, enquanto que o ROE é mais usado a nível corporativo. O principal fator que leva a utilizar o ROA em nível de unidade de negócio, ao invés do ROE, é a dificuldade de alocar capital de terceiros nas unidades individuais. O uso do ROE em nível corporativo é freqüentemente amparado pelo fato de ser uma medida de grande interesse aos investidores.

Limitações dos Métodos Tradicionais - Um dos problemas associado aos indicadores descritos é que não explicitam a criação de valor para o acionista, pois se baseiam unicamente no lucro contábil. Além disso, o ROE é sensível para obter

recursos para investimentos e realização financeira. Se as receitas decorrentes do financiamento de terceiros puderem ser reinvestidos a uma taxa de retorno superior à taxa de empréstimo, o ROE aumentará com uma maior taxa de alavancagem. Isto mostra que medidas baseadas no desempenho contábil podem conflitar com o critério da valoração da satisfação do acionista [71].

Pode-se afirmar, portanto, que as principais limitações dos indicadores tradicionais são sua alta sensibilidade à estrutura de capital e a mudanças na taxa de juros. Este comportamento deve-se ao numerador dos indicadores (lucro líquido), que dificulta a percepção de quanto o índice varia por razões operacionais ou financeiras, podendo tornar aceitável um projeto financiado através de capital próprio, e rejeitá-lo quando é financiado através de capital de terceiros [71].

A limitação associada ao VPL e à TIR é que estes indicadores pressupõem que fluxos de caixa intermediários são reinvestidos ou captados à mesma taxa de desconto  $k$ , nos diferentes períodos. A TIR, além desta limitação, não considera a escala do investimento sob análise [71].

Métodos do Payback - Payback quer dizer retorno do investimento, ou seja, quanto tempo será necessário para que o capital investido inicialmente seja recuperado.

Deste modo, o PB pode ser calculado conforme a expressão (3.16).

$$PB = \frac{Inv\_Inicial}{\sum FC_{ANO}} \quad (3.21)$$

Onde:

Inv_Inicial	custo do investimento inicial, em R\$;
FC	fluxo de caixa ao ano, em R\$;

Para o cliente que leva em consideração apenas o tempo mínimo possível na recuperação do capital, este é um ótimo método. No entanto, como dito anteriormente, o PB será utilizado juntamente com os métodos do VPL e TIR no processo de tomada de decisão, pois o método não leva em consideração o valor do dinheiro no tempo e nem os juros envolvidos, fatores bastante relevantes ao problema de modelagem proposto pelo trabalho.

### 3.5 Interface do Modelo Proposto

Conforme mencionado, a implementação do modelo proposto de análise de viabilidade econômico-financeira da cogeração em prédios residenciais e comerciais,

para geração de EE e refrigeração, foi realizada utilizando o *software Powersim*<sup>®</sup> 2003 [22], um ambiente voltado ao desenvolvimento de modelos baseados na técnica de Dinâmica de Sistemas.

Os dados de entrada são armazenados em uma planilha do *software Microsoft Excel*, que está conectado ao *software Powersim*<sup>®</sup> 2003 [22]. No entanto, a maioria destes dados pode ser alterada a qualquer momento durante a simulação, através dos controles disponíveis, facilitando a análise de sensibilidade a determinados parâmetros que compõem o modelo.

A Figura 3.11 ilustra o painel de controle da ferramenta proposta.

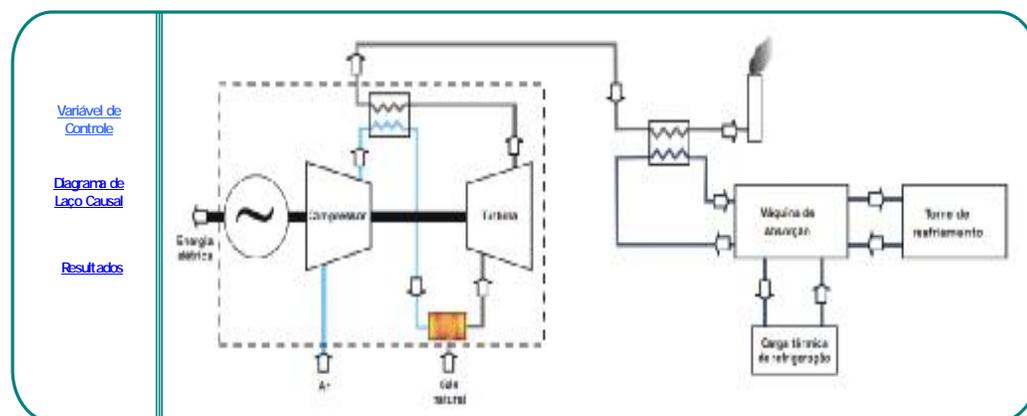


Figura 3.11 – Interface do Modelo Proposto

### 3.6 Considerações Finais

Neste capítulo foram apresentados os aspectos relevantes do desenvolvimento do modelo proposto, a partir da técnica de Dinâmica de Sistemas, de forma a ser aplicável na avaliação econômico-financeira proposta, servindo de base à aprendizagem a partir da representação e organização dos elementos do modelo como um todo.

Como visto, o modelo para análise econômico-financeira foi estruturado em módulos, dando origem a uma ferramenta de apoio aos empresários que desejam utilizar a cogeração em instalações prediais residenciais e comerciais.

O modelo desenvolvido avalia o comportamento do sistema levando em conta diversos cenários, descritos no próximo capítulo, permitindo avaliar a sensibilidade do investimento.

## CAPÍTULO 4 – METODOLOGIA E RESULTADOS DO ESTUDO DE CASO

### 4.1 Introdução

Neste capítulo será feita a apresentação do estudo de caso, objetivando avaliar a influência de diversos fatores no contexto da tomada de decisão da cogeração no setor predial residencial e comercial.

### 4.2 Metodologia

A metodologia do estudo de caso compreende as seguintes etapas.

- Inicialmente, adotou-se como base um edifício residencial e comercial, com uma área total de 1674 m<sup>2</sup> da área comercial, que foi de grande importância para calcular a quantidade de refrigeração necessária para o setor comercial, tendo uma demanda térmica de 434.000 BTU/h e no consumo de EE utilizou-se as contas de EE da área comum do setor residencial e comercial no Anexo 4, assim a demanda de EE é de 77,7 kWh;
- O investimento inicial para compra da microturbina foi de US\$ 50.000, do *chiller* de US\$ 29.100 e custo de conexão foi de R\$ 30.000;
- O sistema de cogeração consiste principalmente em uma microturbina com uma capacidade nominal de geração elétrica de 100 kW e uma máquina de refrigeração por absorção com uma capacidade de refrigeração de aproximadamente 36 TR. Outro componente relevante do sistema é o trocador de calor. O trocador de calor é usado para aproveitar a energia dos gases de exaustão da microturbina no aquecimento de um fluxo de água que abastecerá a máquina de refrigeração. Nesse sentido pode-se observar que esse *chiller* tem queima direta de gás natural, pois quando não estiver utilizando os gases de exaustão da microturbina ele poderá queimar o combustível para fornecer a refrigeração;
- A seguir foram levantadas as características relativas ao consumo, apresentada no módulo técnico do capítulo anterior e, também, os parâmetros que exercem influência na análise econômica, apresentados pelo módulo econômico, utilizando como energético a energia elétrica e gás natural;

- Na seqüência, após o levantamento dos fatores descritos acima, foram estudadas alternativas para avaliar a viabilidade do negócio.
  1. Considerando somente a simulação do tempo de 2 anos e 9 meses, objetivando a avaliação da viabilidade da cogeração, sem a venda de energia elétrica gerada pela microturbina.
  2. Considerando somente a simulação do tempo de 2 anos e 9 meses, objetivando a avaliação da viabilidade da cogeração, com a venda energia elétrica gerada pela microturbina.
  3. Considerando somente a simulação do tempo de 2 anos e 9 meses, objetivando a avaliação da viabilidade da cogeração, com a venda de energia elétrica gerada pela microturbina, realizando reajustes na tarifa de EE e GN.
  4. Considerando somente a simulação do tempo de 2 anos e 9 meses, objetivando a avaliação da viabilidade da cogeração, sem a venda de energia elétrica gerada pela microturbina, realizando reajustes na tarifa de EE e GN.
- Na análise econômico-financeira, foram utilizados os métodos Valor Presente Líquido, a Taxa Interna de Retorno e o *Payback*;
- Na análise de sensibilidade, foram analisados a sensibilidades objetivando a variação do preço de venda de EE de maneira a achar o valor mínimo.

### 4.3 Configuração do Caso Base

Foram analisados os fatores que influenciam no consumo, mas também aqueles que podem alterar o comportamento financeiro da alternativa analisada, como:

- Tarifa de energia elétrica: baseada na Resolução Homologatória nº 624, de 7 de abril de 2008 (Anexo 1), onde foi adotado o valor da tarifa convencional do subgrupo B1 Residencial;
- Preço do gás natural: baseado na Portaria nº 58, de 28 de abril de 2008 (Anexo 2). A tabela de preços para o GN ao estado de MS é regressiva, ou seja, quanto maior o consumo menor torna-se o preço do m<sup>3</sup> de gás;

## **4.4 Construção dos Cenários**

Frente a um processo de decisão sob incerteza, torna-se necessário analisar as alternativas de evolução da tarifa de energia elétrica e do preço do gás natural, para uma maior confiabilidade na tomada de decisão. Logo, foram criados quatro simulações de evolução do preço e da tarifa para os setores de gás natural e energia elétrica e com a opção de vender ou não energia elétrica.

### **4.4.1 Simulação de Referência**

Na primeira simulação, foi configurado um horizonte de simulação da situação real, ou seja, com os dados de 2 anos e 9 meses fornecidos pelo contabilista do prédio em questão, sendo que a tarifa de energia elétrica e o preço do gás natural não sofre elevações, ou seja, permanecerão constantes.

Considerando que o investimento inicial utiliza o valor do dólar de R\$ 1,77 (um real e setenta e sete centavos), sendo a taxa de desconto da TUSD de 50% e a opção de não vender EE, obtém-se assim um valor de retorno do investimento.

Sendo assim, a partir da análise econômico-financeira, com base na Taxa Interna de Retorno (TIR), conforme ilustra a Figura 4.1 apresenta um TIR inferior a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) fixada.

É importante ressaltar que a análise de investimento, a melhor alternativa do ponto de vista deste método, é a que apresentar a maior TIR e superior ao valor da TMA. Assim, somente deverá ser recusado o investimento se a TIR apresentar um valor negativo, o que representa que a alternativa não é viável dentro do horizonte considerado.

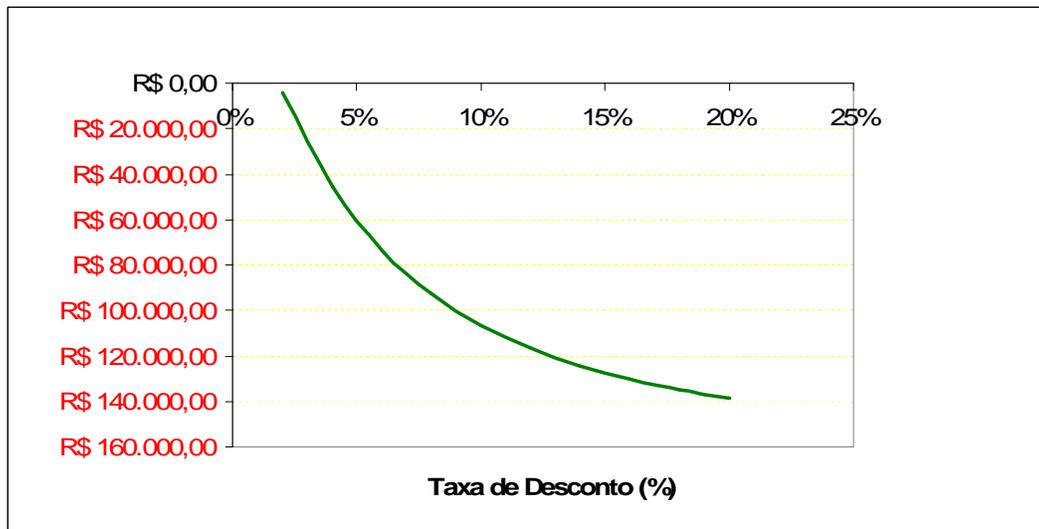


Figura 4.1- Simulação para um horizonte de 2 anos e 9 meses sem a venda de EE

Ademais, a Figura 4.1 mostra o Valor Presente Líquido (VPL). Da mesma forma, observa-se com base neste método do VPL, não houve atratividade.

Utilizando-se os resultados da análise econômico-financeira discutidos anteriormente, no qual o investimento deve ser recusado, não havendo possibilidade de retorno e que envolve um enorme risco de investimento.

Utilizando o mesmo cenário descrito acima, para um horizonte de 10 anos obteve-se os resultados da Tabela 4.1. Assim, para os dois cenários considerou-se constante a tarifa de energia elétrica, a taxa de desconto da TUSD e o preço do gás natural, desconsiderando reajuste tarifários, obtendo os resultados para os métodos do VPL, TIR e Payback, ilustrados pela Tabela 4.1.

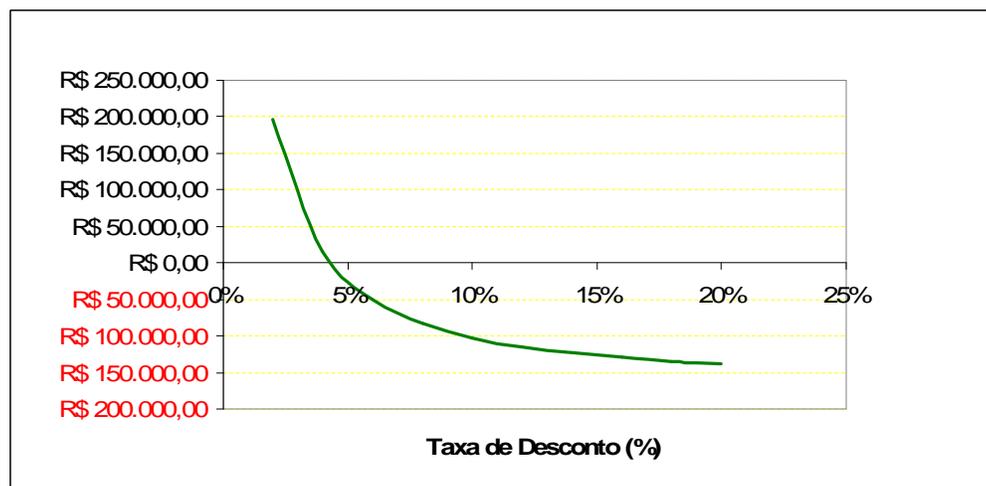


Figura 4.2 - Simulação para um horizonte de 10 anos sem a venda de EE

Tabela 4.1– Resultados obtidos a partir dos métodos de análise econômico-financeira

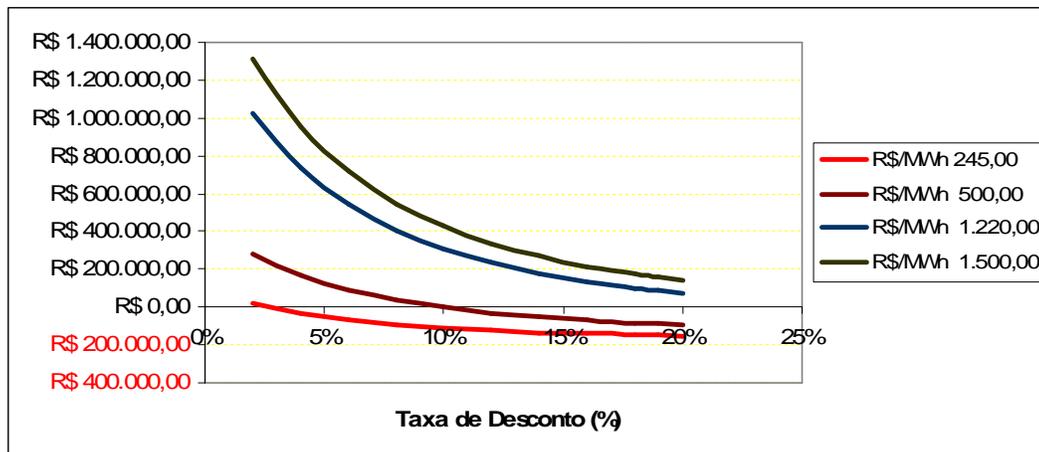
<b>TIR (%)</b>	<b>Payback (meses)</b>	<b>Horizonte de Simulação</b>
2	34	10 anos
4	81	10 anos
-	-	2 anos e 9 meses

Utilizando-se os resultados da análise econômico-financeira discutidos anteriormente, através da Tabela 4.1, mostra que a diferença no tempo de retorno de investimento (*Payback*), é muito significativo no horizonte de simulação de 10 anos, e para o horizonte de 2 anos e 9 meses não houve retorno financeiro.

#### **4.4.1.1 Análise de Sensibilidade**

Dentre os diversos fatores presentes na análise de viabilidade econômico-financeira, verificou-se a influência da venda de EE. Deste modo, pode-se verificar até que ponto o investimento ainda se mantém atrativo, mantendo o preço do dólar a R\$ 1,77, que influencia diretamente o investimento, e a taxa de desconto da TUSD de 50% e variando o preço de venda de EE utilizando o valor de referência dada pela empresa energética de Mato Grosso do Sul, assim variando os valores entre R\$ 245,00 por MWh mês, R\$ 500,00 por MWh mês, R\$ 1.220,00 por MWh mês e R\$ 1.500,00 por MWh mês. E o custo de conexão baseada na Resolução Homologatória N° 624, de 7 de Abril de 2008 (Anexo 3), adicionado no investimento, quando se faz a opção de venda de EE.

Na simulação o horizonte utilizado é de 2 anos e 9 meses, o efeito sobre o VPL evidenciou a atratividade do negócio, a partir da venda de energia elétrica pelo preço de R\$ 1.220,00 por MWh mês, conforme apresentado na Figura 4.3. O valor do VPL para o preço de R\$ 245,00 por MWh mês e R\$ 500,00 por MWh mês manteve-se na faixa abaixo de zero (negativo), demonstrando a inviabilidade da sua escolha.



A venda de energia elétrica ao preço de R\$ 245,00 por MWh mês, se aproximou da taxa de desconto de 2%, apresentando um *Payback* (PB) de 30 meses. Já vendendo pelo preço de R\$ 500,00 por MWh mês, obteve-se taxa de desconto de 8%, apresentando um PB de 13 meses, e pelo preço de R\$ 1.200,00 por MWh mês conseguiu-se uma TIR maior de 20% com PB de 8 meses e pelo preço de R\$ 1.500,00 por MWh mês também uma TIR maior de 20% obteve um PB de 6 meses.

A partir desses resultados, pode-se observar que acréscimos no parâmetro preço de venda de EE, podem diminuir o risco pela aplicação do capital e, conseqüentemente, aumentar a probabilidade de implementação pelo investidor.

#### 4.4.2 Evolução Tarifária

Tomando como base as simulações de referência, discutido no item 4.4.1, foram criados seis cenários, conforme descrito na Tabela 4.2, com a finalidade de se verificar o comportamento da viabilidade destes cenários, na hipótese de evolução do reajuste tarifa de energia elétrica e do preço do gás natural, mantendo o valor do dólar à R\$ 1,77 (um real e setenta e sete centavos) e mantendo a taxa de desconto da TUSD em 50%.

Todos os cenários consistem em avaliar a viabilidade econômico-financeira da utilização da cogeração em prédios residenciais comerciais, em alternativa à energia elétrica. Desta forma, no primeiro cenário procurou-se quantificar quais seriam os efeitos sobre a viabilidade caso o preço do gás natural sofresse um aumento de 5% ao ano. Ademais, com o mesmo objetivo, no segundo cenário a análise é feita com a hipótese de que o GN tenha um aumento de 10% ao ano, para o período de simulação considerado.

Tabela 4.2 – Cenários para análise de comportamento

Cenários	Condições
1	Aumento de 5% a.a. no valor do preço do gás natural.
2	Aumento de 10% a.a. no valor do preço do gás natural.
3	Decréscimo de 5% a.a. no valor do preço do gás natural.
4	Decréscimo de 10% a.a. no valor do preço do gás natural.
5	Aumento de 10% a.a. no valor da tarifa de energia elétrica.
6	Aumento de 20% a.a. no valor da tarifa de energia elétrica.

Através da terceira e quarta hipótese (cenários 3 e 4), serão analisados como decréscimos de 5% e 10% ao ano de reajuste tarifário no preço do gás natural, representariam ao fim do horizonte de simulação, mostrando que interferência da venda de energia elétrica nesse momento seria de grande importância, para a recuperação do capital investido e, conseqüentemente, a atratividade do investimento, mas lembrando que não existe nesse momento de simulação a venda de EE.

Para o término das simulações, considerou-se um aumento de 10% e 20% ao ano para a tarifa de energia elétrica, representando os cenários 5 e 6 respectivamente.

Para todos os cenários descritos na Tabela 4.2, será apresentada a análise de sensibilidade do parâmetro com a opção de não venda de EE e posteriormente com a opção de venda de EE, utilizando a variação dos reajustes de EE e GN.

Sendo assim, baseado inicialmente no método do Valor Presente Líquido (VPL), a Figura 4.4, apresentam os resultados obtidos a partir da simulação de reajustes tarifários de EE e GN para o seis cenários considerados sem venda de EE.

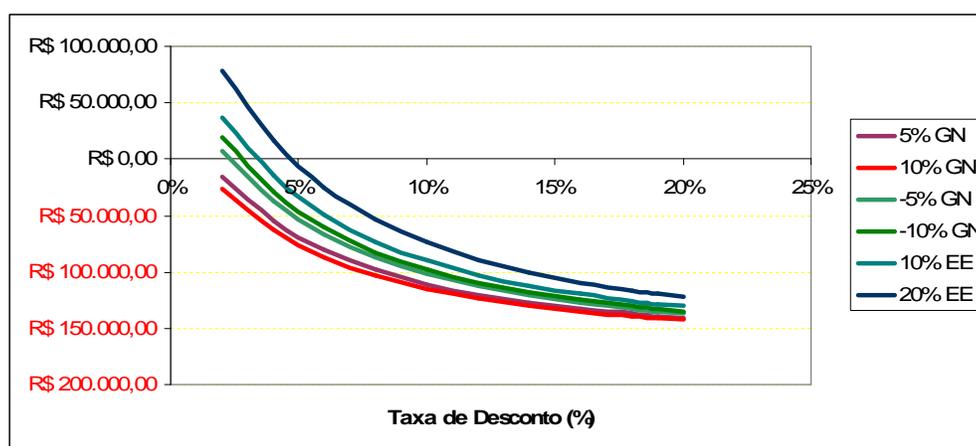


Figura 4.4 – Simulação utilizando o reajuste tarifário de GN e EE, sem a venda de EE

A análise dos resultados revela que, para os seis cenários quatro investimentos apresentam valores do VPL positivos, ou seja, o investimento nessa simulação são

atrativos para investimentos, porém sua taxa de desconto é muito pequeno, sendo a taxa de aumento de 20% EE tem uma TIR 4%, e de 10% de aumento na EE e decréscimos 10% e 5% no GN tendo uma TIR de 2%.

Na Tabela 4.3 mostram os cenários do comportamento dos reajustes com venda de EE, com o valor do dólar a R\$ 1,77, a taxa de desconto da TUSD em 50% e com horizonte de 2 anos e 9 meses, utilizando reajustes tarifários tanto do GN e EE.

Tabela 4.3 – Cenários para análise de comportamento

Cenários	Condições	Preço de Venda de EE (R\$/MWh)			
		245,00	500,00	1.220,00	1.500,00
1	Aumento de 5% a.a. no valor do preço do gás natural.	245,00	500,00	1.220,00	1.500,00
2	Aumento de 10% a.a. no valor do preço do gás natural.	245,00	500,00	1.220,00	1.500,00
3	Aumento de 10% a.a. no valor do preço da energia elétrica.	245,00	500,00	1.220,00	1.500,00
4	Aumento de 20% a.a. no valor de energia elétrica.	245,00	500,00	1.220,00	1.500,00

A Figura 4.5, apresentam os resultados obtidos a partir da simulação de reajustes tarifários de GN de 5% conforme cenário 1.

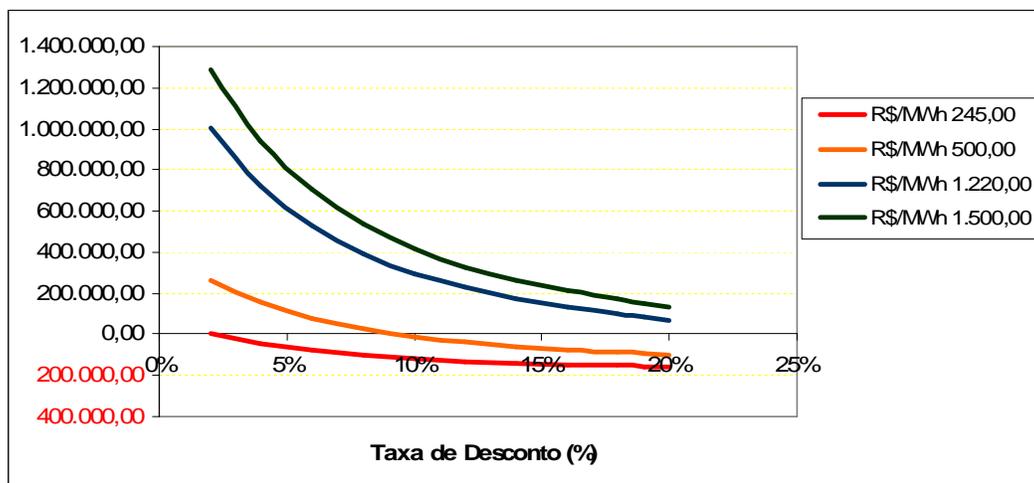


Figura 4.5 - Simulação utilizando o reajuste tarifário de GN em 5% com venda de EE

Em relação ao cenário 1, sendo 5% a.a de aumento no GN, o valor de R\$ 245,00 obteve uma TIR de 2% com um PB de 33 meses, o valor R\$ 500,00 por MWh mês tem um PB de 13 meses, chegando a ter uma TIR de 8%, o valor R\$ 1.220,00 por MWh mês tem um PB de 5 meses, com uma TIR maior de 20%, o valor R\$ 1.500,00 por MWh mês tem um PB de 4 meses, com uma TIR maior de 20%.

A Figura 4.6, apresentam os resultados obtidos a partir da simulação de reajustes tarifários de GN de 10% conforme cenário 2.

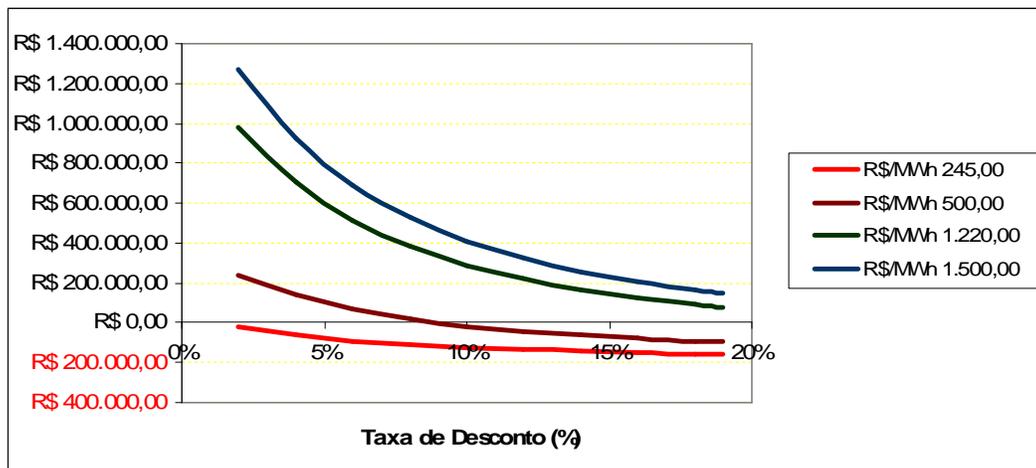


Figura 4.6 - Simulação utilizando o reajuste tarifário de GN em 10% com venda de EE

O valor R\$ 500,00 por MWh mês tem um PB de 14 meses, chegando a ter uma TIR de 8%, o valor R\$ 1.220,00 por MWh mês tem um PB de 5 meses, chegando a ter uma TIR maior de 20%, o valor R\$ 1.500,00 por MWh mês tem um PB de 4 meses, chegando a ter uma TIR maior de 20%.

Realizando a simulação para o reajuste de 10% para EE, conforme cenário 3.

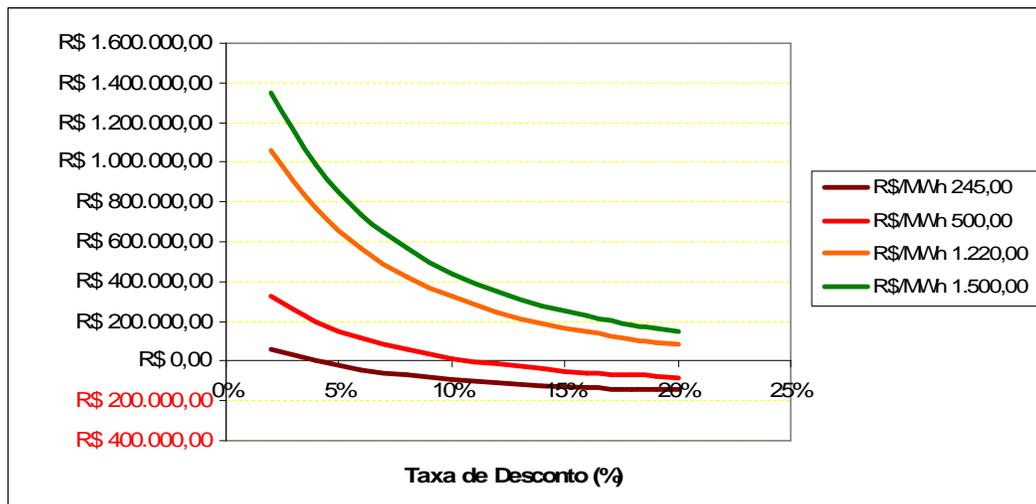


Figura 4.7 - Simulação utilizando o reajuste tarifário de EE em 10% com venda de EE

O valor R\$ 245,00 por MWh mês tem um PB de 24 meses, chegando a ter uma TIR de 2%, o valor R\$ 500,00 por MWh mês tem um PB de 12 meses, chegando a ter uma TIR de 10%, o valor R\$ 1.220,00 por MWh mês tem um PB de 5 meses, chegando

a ter uma TIR maior de 20%, o valor R\$ 1.500,00 por MWh mês tem um PB de 3 meses, chegando a ter uma TIR maior de 20%.

O cenário 4, de 20% a.a de aumento no EE, o valor R\$ 245,00 por MWh mês tem um PB de 21 meses, chegando a ter uma TIR de 5%, o valor R\$ 500,00 por MWh mês tem um PB de 11 meses, chegando a ter uma TIR de 11%, o valor R\$ 1.220,00 por MWh mês tem um PB de 5 meses, chegando a ter uma TIR maior de 20%, o valor R\$ 1.500,00 por MWh mês tem um PB de 4 meses, chegando a ter uma TIR maior de 20%.

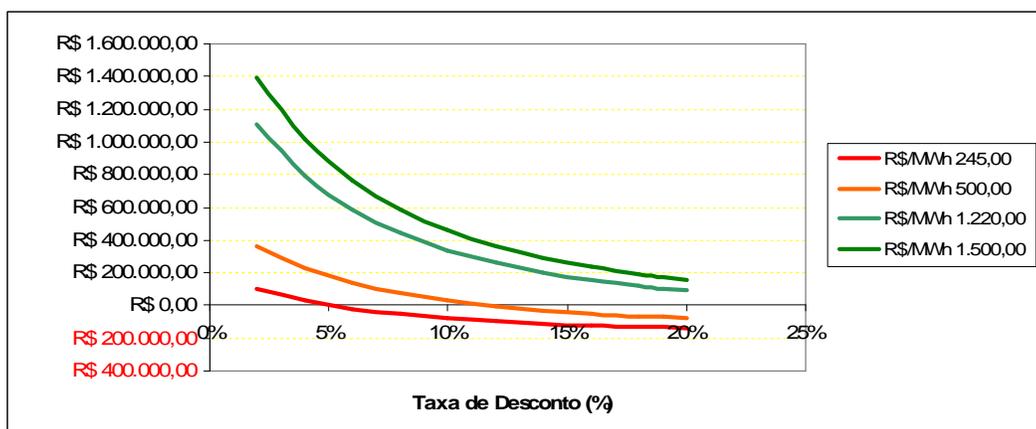


Figura 4.8 - Simulação utilizando o reajuste tarifário de EE de até 20%

A Tabela 4.4 apresenta cenários com análise de sensibilidade em relação a variação cambial, taxa do TUSD, para a uma situação real, utilizando um horizonte de simulação de 2 anos e 9 meses, com reajustes de tarifas de GN e EE para o ano de 2006, 2007 e 2008.

Assim, a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) autorizou o reajuste médio das tarifas da Empresa Energética do Mato Grosso do Sul – ENERSUL, em 16,75 % para o período entre abril/06 a março/07, englobando todas as classes de consumo (residencial, industrial, comercial, rural, etc) [62].

Para o período entre abril/07 a março/08 foi autorizado um reajuste médio das tarifas da ENERSUL em 8,05% para todas as classes de consumo. E para o período de 08 de abril de 2008 a 07 de abril de 2009 foi autorizado um reposicionamento das tarifas em -5,69% [62].

Na tarifa do GN houve um reajuste em 2006 de 6% do preço do GN a partir de 01 de julho de 2006. Em 2007 a Petrobrás Distribuidora S/A autorizou reajuste tarifário

decorrente do preço do gás em 3,16% a partir de 01 de julho de 2007. E no ano de 2008 houve um reajuste de 9% [63].

Na Tabela 4.4 são apresentadas os reajustes no horizontes de 2 anos e 9 meses (01/01/2006 a 01/09/2008), com o 4 (quatro) preços de venda de EE de R\$ 245,00 por MWh mês, R\$ 500,00 por MWh mês, R\$ 1.220,00 por MWh mês e R\$ 1.500,00 por MWh mês, variando o valor cambial e taxa do TUSD.

Tabela 4.4 – Cenários com dados reais para um horizonte de 2 anos e 9 meses

Cenários	(\$)	TUSD (%)	Reajuste de Simulação no preço da EE (%)			Reajuste de Simulação no preço da GN (%)		
			2006	2007	2008	2006	2007	2008
1	1,70	30	16,75	8,05	-5,69	6	3,16	9
2	1,84	50	16,75	8,05	-5,69	6	3,16	9
3	2,00	80	16,75	8,05	-5,69	6	3,16	9

Na Figura 4.9 estão as simulação do cenário 1 da Tabela 4.4. Assim, vendendo pelo valor R\$ 245,00 por MWh mês tem um PB de 26 meses, chegando a ter uma TIR de 2%, o valor R\$ 500,00 por MWh mês tem um PB de 12 meses, chegando a ter uma TIR de 10%, o valor R\$ 1.220,00 por MWh mês tem um PB de 5 meses, chegando a ter uma TIR maior de 20% e o valor R\$ 1.500,00 por MWh mês tem um PB de 4 meses, chegando a ter uma TIR maior de 20%.

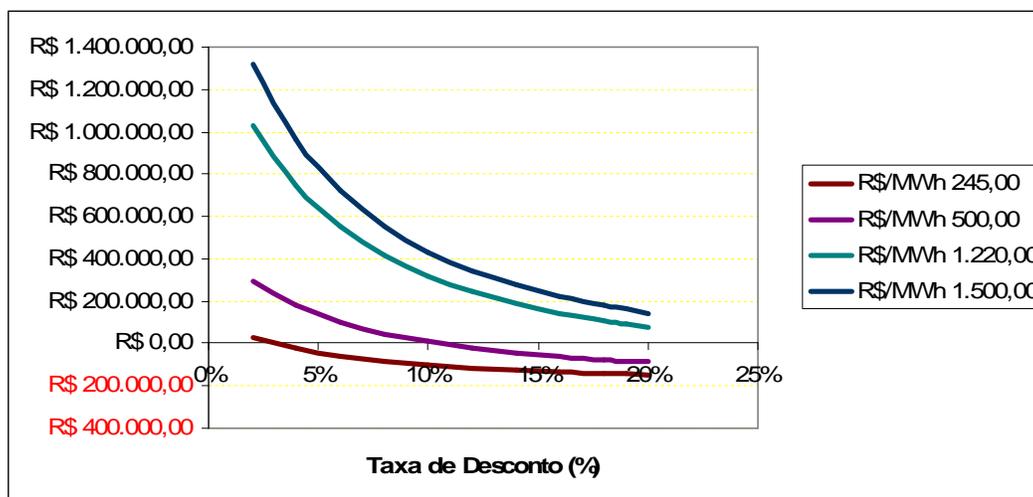


Figura 4.9 – Cenário 1 com a opção de venda de EE

Na Figura 4.10 estão as simulação do cenário 2. O valor de venda apartir de R\$ 245,00 por MWh mês tem um PB de 24 meses, chegando a ter uma TIR de 2%, o valor R\$ 500,00 por MWh mês tem um PB de 10 meses, chegando a ter uma TIR de 10%, o valor R\$ 1.220,00 por MWh mês tem um PB de 5 meses, chegando a ter uma TIR maior de 20% e o valor R\$ 1.500,00 por MWh mês tem um PB de 4 meses, chegando a ter uma TIR maior de 20%.

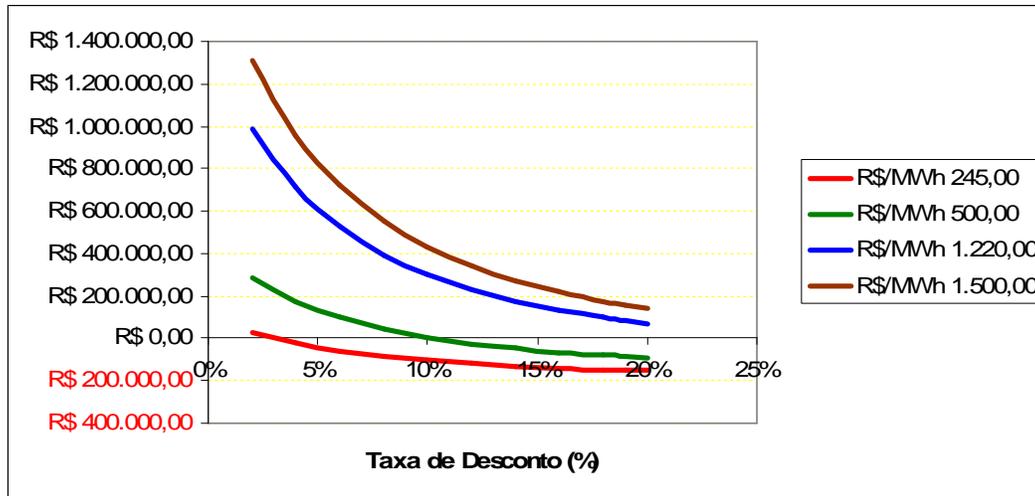


Figura 4.10 – Cenário 2 com a opção de venda de EE

Figura 4.11 estão as simulação do cenário 3 da Tabela 4.4. Com o valor do dólar à R\$ 2,00 obteve-se atratividade com o preço de venda de EE no valor R\$ 245,00 por MWh mês tem um PB de 32 meses, chegando a ter uma TIR de 8%, o valor R\$ 500,00 por MWh mês tem um PB de 13 meses, chegando a ter uma TIR de 8%, o valor R\$ 1.220,00 por MWh mês tem um PB de 5 meses, chegando a ter uma TIR maior de 20% e o valor R\$ 1.500,00 por MWh mês tem um PB de 4 meses, chegando a ter uma TIR de 20%.

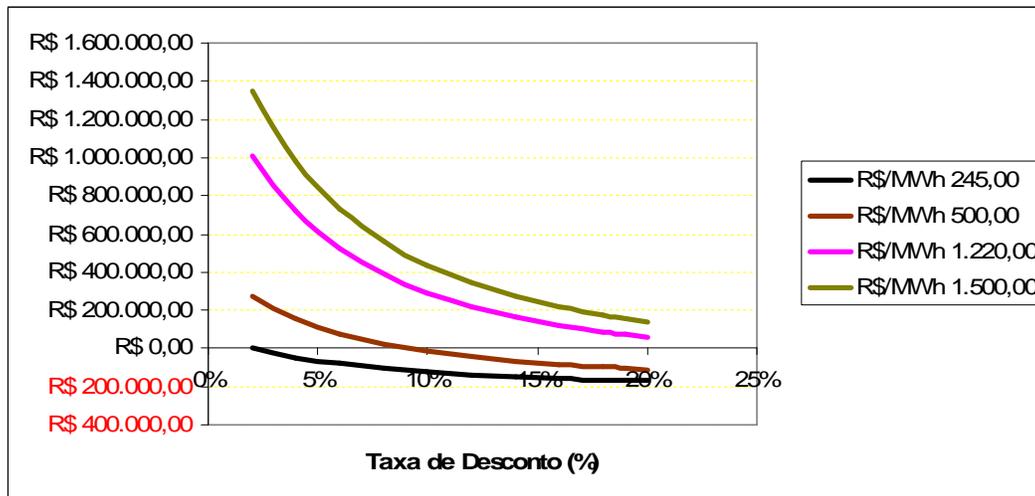
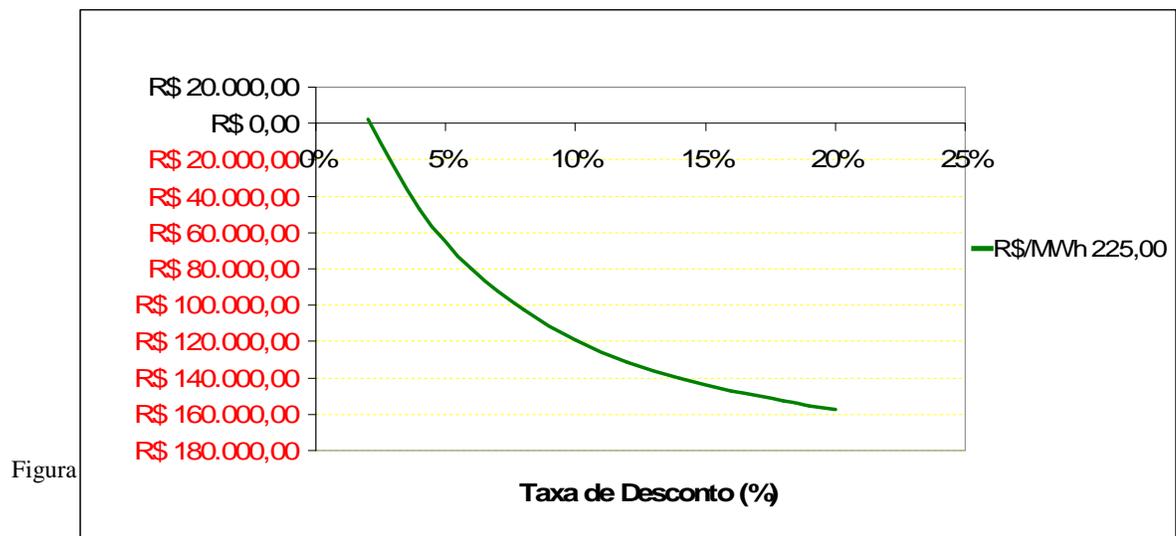


Figura 4.11 – Cenário 3 com a opção de venda de EE

Na Figura 4.12 realizou-se uma simulação para encontrar o menor valor de venda de EE, tendo como preço do dólar à R\$ 1,77, e a taxa de desconto da TUSD de 50% com um horizonte de simulação de 2 anos e 9 meses, e nenhum reajuste tarifário no preços de EE e GN.



A análise revela que a venda de EE pelo preço de R\$/MWh 225,00 será o menor preço de venda de EE gerada pela microturbina para um horizonte de 2 anos e 9 meses, aonde existe uma atratividade com um *Payback* de 33 meses. Considerando taxa e desconto da TUSD de 50% o preço do dólar R\$ 1,77 e sem reajuste tarifário, obtendo uma TIR de 2% e VPL de R\$ 1.859,61, assim sendo uma taxa de retorno baixa.

#### 4.5 Considerações Finais

Conforme proposto inicialmente neste capítulo, as avaliações das diversas simulações demonstram que, a análise econômico-financeira assume importância fundamental, constituindo-se em um instrumento de avaliação de desempenho e oferecendo indicadores das perspectivas econômico-financeiras das alternativas, indispensáveis na tomada de decisão de consumidores residenciais comerciais.

Das várias simulações em conjunto com a análise de sensibilidade, os resultados obtidos demonstraram que a influência de fatores como as variações na tarifa de energia elétrica, no preço do gás natural, taxa mínima de atratividade, cotação do dólar, reajuste do TUSD e principalmente na venda de EE contribuem de forma significativa no aumento ou redução do risco na implementação das alternativas, e conseqüentemente, na competitividade do gás natural frente à energia elétrica.

Cabe ressaltar que, a opção de não vender EE aumentou o risco pela escolha na utilização do energético, ficando assim o crescimento do uso do gás no setor residencial e comercial sujeito a questões de credibilidade e riscos associados ao negócio, ou seja, a necessidade da implementação de políticas que viabilizem a real introdução do energético, favorecendo assim os atuais clientes, bem como aqueles interessados em utilizá-lo. Tendo haver com a regulação vigente estruturada pela ANEEL, a qual ainda não enxerga as oportunidades de geração distribuída como uma eficaz alternativa à gestão do lado da demanda.

## **CAPÍTULO 5 – CONTRIBUIÇÕES E RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS**

### **5.1 Introdução**

Este capítulo tem como objetivo resumir as principais contribuições do trabalho, assim como sugerir recomendações para pesquisas futuras.

### **5.2 Contribuições**

No capítulo inicial, foi discutido o mercado de energia elétrica, gás natural e cogeração, enfatizando os marcos importantes que ocorreram ao longo de décadas.

Assim, existe a necessidade de priorizar o uso do GN como combustível através de alternativas que possibilitem eficiência energética, para a obtenção de seus reais benefícios. Dentre estas alternativas são destacadas a substituição da EE pelo GN nos diferentes processos térmicos presentes do setor predial residencial e comercial, um dos mercados em grande expansão no país

Por essas razões o presente trabalho teve por objetivo a elaboração de uma ferramenta de análise da viabilidade econômico-financeira da utilização da cogeração utilizando como combustível o gás natural, para gerar energia elétrica e refrigeração em instalações prediais residenciais e comerciais. Esta problemática é decorrente da necessidade de análise dos efeitos de competição entre estes dois energéticos (GN e EE) juntos aos consumidores finais.

A representação do comportamento dinâmico das variáveis envolvidas foi possível devido ao emprego da técnica de Dinâmica de Sistemas. Esta técnica de análise e modelagem possibilitou o uso combinado de métodos qualitativos e quantitativos na implementação, assim como, entre outros, de determinar os fatores que exercem maior influência sobre o comportamento do sistema.

Deste modo, a análise de parâmetros como: consumo mensal de energia elétrica e de gás natural, fluxo de caixa, taxa mínima de atratividade, venda de EE, preço do dólar, etc., no processo de tomada de decisão, foi avaliada em um horizonte de simulação de médio prazo e longo prazo, que permite representar a dinâmica associada a tais parâmetros.

Diante dos resultados obtidos, a partir das simulações de evoluções tarifárias, preço de venda de EE e das diversas análises de sensibilidade, observa-se que a

ferramenta proposta permite auxiliar no processo de tomada de decisão, dispondo de duas opções: manter o energético utilizado atualmente, ou seja, a energia elétrica da concessionária para área residencial e comercial; ou utilizar o gás natural, resultando em uma decisão sobre um investimento a ser realizado.

Ademais, a ferramenta desenvolvida pode ser útil na aquisição de conhecimentos sobre o sistema, ou seja, ser utilizada como uma ferramenta de aprendizagem do modelo implementado, buscando melhores formas na utilização dos energéticos avaliados (GN e EE).

Com relação aos métodos utilizados no processo de tomada de decisão, como o valor presente líquido, a taxa interna de retorno e o *payback*, estes se apresentaram consistentes nas análises, indicando na maioria das vezes os mesmos resultados (aceito ou rejeitado), nas situações em que se fez o uso das simulações e da análise de sensibilidade.

Convém ressaltar que, analisando a utilização do gás natural no problema proposto (cogeração), pode-se concluir que a viabilidade de seu uso é diretamente proporcional a relação entre a tarifa de EE e o preço do GN nestes patamares, ou seja, caso haja um maior aumento no preço do GN, para a tarifa de EE a tendência de evolução deve ser proporcional à diferença entre os dois.

Outro aspecto importante é a influência dos parâmetros como: preço do dólar, preço de venda de EE excedentes e as tarifas dos energéticos, de grande sensibilidade nos valores dos resultados finais. No modelo implementado, para a variação do preço de venda de EE de R\$ 245,00 por MWh mês, R\$ 500,00 por MWh mês e R\$ 1.220,00 por MWh mês a taxa e o tempo de retorno do capital investido, foi maior em relação ao preço de R\$ 1.500,00 por MWh mês, revelando que a inexistência da venda da EE influencia totalmente no retorno financeiro.

Neste caso, será necessário que haja incentivos por parte do governo federal na redução do preço do gás natural e na expansão das redes de distribuição para o acesso deste energético, tão bem como uma melhor definição de políticas e diretrizes para o setor de GN, setor este dependente da criação de um ambiente favorável para atrair investidores.

A cogeração no horizonte de simulações de 2 anos e 9 meses, sem a opção de venda de EE, não viabiliza o negócio. A viabilidade do uso do GN é diretamente proporcional a relação de preço de venda de EE. Assim, o projeto torna-se viável

através da venda de EE, com o menor preço de venda sendo de R\$/kWh 0,225 com uma TIR de 2%. E para uma TIR de 20% a viabilização seria de R\$/kWh 0,902.

### 5.3 Recomendações para Trabalhos Futuros

Este trabalho se propôs a criar um ambiente computacional para análise da viabilidade da cogeração utilizando como combustível o gás natural para fornecimento de energia elétrica e refrigeração para prédios residenciais e comerciais.

Em complementação ao trabalho aqui exposto, sugere-se a inclusão de outras análises descritas a seguir, também com base em Dinâmica de Sistemas, objetivando destacar a importância da cogeração utilizando o gás natural como combustível. No entanto, é de grande importância que a cogeração seja aplicada onde possa haver a máxima agregação de valor a ele.

Como recomendações a futuros trabalhos têm-se:

- estudo termodinâmico, exergético implementando no modelo econômico do sistema de cogeração ;
- estudo da integração da necessidade de refrigeração do setor analisado juntamente com a capacidade do *chiller* a ser utilizado no projeto, ou seja, sabendo a quantidade de refrigeração do setor o modelo já irá mostrar a capacidade do *chiller* que será utilizado, com as marcas e modelos mais utilizadas, assim o empreendedor ou cliente tendo a opção de escolher o mais viável.

Espera-se que as propostas apresentadas anteriormente, em conjunto com outras sugestões que possam ser feitas futuramente, sejam úteis na continuação desta pesquisa, contribuindo para a difusão do uso da cogeração nos diversos setores, principalmente pelo segmento predial residencial e comercial através da geração de energia elétrica e refrigeração, beneficiando o meio ambiente.

# ANEXO 1 – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL) RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Número 624

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL  
RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 624, DE 7 DE ABRIL DE 2008.

Homologa as tarifas de fornecimento de energia elétrica da Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S/A – ENERSUL, para o período de 08 de abril de 2008 a 07 de abril de 2009.

## Anexo I

### ENERSUL - SISTEMA INTERLIGADO

LEGENDA	TUSD + TUST + TE <=> (TARIFAS DE FORNECIMENTO)					
	QUADRO A					
TARIFA CONVENCIONAL	TUSD + TUST +TE		TUSD		TE	
SUBGRUPO	DEMANDA (R\$/kW)	ENERGIA (R\$/MWh)	DEMANDA (R\$/kW)	ENERGIA (R\$/MWh)	DEMANDA (R\$/kW)	ENERGIA (R\$/MWh)
<b>B1-RESIDENCIAL BAIXA RENDA</b>						
Consumo mensal até 30 kWh		123,12		85,16		37,96
Consumo mensal superior a 30 até 80 kWh		212,90		147,26		65,63
Consumo mensal superior a 80 até 100 kWh		214,42		148,79		65,63
Consumo mensal superior a 100 até 150 kWh		321,61		223,16		98,44
Consumo mensal superior ao limite regional de 150 kWh		357,32		247,94		109,37

## Anexo I-A

TARIFA CONVENCIONAL	(2,9%) QUADRO A					
	TUSD + TUST +TE		TUSD		TE	
SUBGRUPO	DEMANDA (R\$/kW)	ENERGIA (R\$/MWh)	DEMANDA (R\$/kW)	ENERGIA (R\$/MWh)	DEMANDA (R\$/kW)	ENERGIA (R\$/MWh)
A3a (30 kV a 44 kV)	36,12	142,63	36,12	30,09	0,00	112,54
A4 (2,3 kV a 25 kV)	39,66	143,68	39,66	31,14	0,00	112,54
AS (Subterrâneo)	58,40	150,37	58,40	32,59	0,00	117,78
B1 RESIDENCIAL		367,68		255,13		112,55
B2-RURAL		227,90		158,14		69,76
B2-COOPERATIVA DE		159,52		110,69		48,83

ELETRIFICAÇÃO  
RURAL

B2-SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO	209,55	145,41	64,14
---------------------------------	--------	--------	-------

B4-ILUMINAÇÃO  
PÚBLICA

B4a - Rede de Distribuição	187,29	129,96	57,33
----------------------------	--------	--------	-------

B4b - Bulbo da Lâmpada	205,58	142,65	62,93
------------------------	--------	--------	-------

(2,9%) QUADRO B

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	TUSD + TUST +TE		TUSD		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F.PONTA
A2 (88 a 138 kV)	21,88	4,73	21,88	4,73	0,00	0,00
A3 (69 kV)	32,81	8,33	32,81	8,33	0,00	0,00
A3a (30 a 44 kV)	39,76	12,16	39,76	12,16	0,00	0,00
A4 (2,3 a 25 kV)	43,15	13,26	43,15	13,26	0,00	0,00
AS (Subterrâneo)	45,13	20,37	78,93	15,75	-33,80	4,62

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL (2,9%) QUADRO C

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	TUSD + TUST +TE				TUSD				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
SUBGRUPO	Seca		Úmida		Seca		Úmida		Seca		Úmida	
	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A2 (88 a 138 kV)	212,51	192,19	132,50	120,72	21,93	21,92	21,92	21,93	190,58	170,27	110,58	98,79
A3 (69 kV)	212,51	192,19	132,50	120,72	21,93	21,92	21,92	21,93	190,58	170,27	110,58	98,79
A3a (30 a 44 kV)	212,51	192,19	132,50	120,72	21,93	21,92	21,92	21,93	190,58	170,27	110,58	98,79
A4 (2,3 a 25 kV)	212,51	192,19	132,50	120,72	21,93	21,92	21,92	21,93	190,58	170,27	110,58	98,79
AS (Subterrâneo)	222,41	201,11	138,63	126,29	21,93	21,93	21,92	21,93	200,48	179,18	116,71	104,36

(2,9%) QUADRO D

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM HORO-SAZONAL AZUL	TUSD + TUST +TE		TUSD		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F.PONTA
A2 (88 a 138 kV)	65,64	14,19	65,64	14,19	0,00	0,00
A3 (69 kV)	98,43	24,99	98,43	24,99	0,00	0,00
A3a (30 a 44 kV)	119,28	36,48	119,28	36,48	0,00	0,00

A4 (2,3 a 25 kV)	129,45	39,78	129,45	39,78	0,00	0,00
AS (Subterrâneo)	135,39	61,11	236,79	47,25	-101,40	13,86

(2,9%) QUADRO E

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	TUSD + TUST +TE	TUSD	TE
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/kW)	(R\$/kW)
A3a (30 a 44 kV)	12,16	12,16	0,00
A4 (2,3 a 25 kV)	13,26	13,26	0,00
AS (Subterrâneo)	20,37	15,75	4,62

(2,9%) QUADRO F

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	TUSD + TUST +TE				TUSD				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F.PONTA	
SUBGRUPO	Seca	Úmida	Seca	Úmida	Seca	Úmida	Seca	Úmida	Seca	Úmida	Seca	Úmida
A3a (30 a 44 kV)	1135,84	1115,52	132,50	120,72	945,26	945,26	21,92	21,93	190,58	170,26	110,58	98,79
A4 (2,3 a 25 kV)	1214,70	1194,38	132,50	120,72	1024,12	1024,11	21,92	21,93	190,58	170,27	110,58	98,79
AS (Subterrâneo)	1271,18	1249,93	138,65	126,29	1024,12	1024,12	21,92	21,92	247,06	225,81	116,73	104,37

(2,9%) QUADRO G

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM HORO-SAZONAL VERDE	TUSD + TUST +TE			TUSD	TE
SUBGRUPO	(R\$/kW)			(R\$/kW)	(R\$/kW)
A3a (30 a 44 kV)	36,48			36,48	0,00
A4 (2,3 a 25 kV)	39,78			39,78	0,00
AS (Subterrâneo)	61,11			47,25	13,86

#### TARIFA COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL CONVENCIONAL

SUBGRUPO	DEMANDA	CONSUMO
	(R\$/kW)	(R\$/MWh)
A3a (30 kV a 44 kV)	6,72	98,57
A4 (2,3 a 25 kV)	7,00	102,21

DESCONTOS PERCENTUAIS QUADRO J

UNIDADE CONSUMIDORA	DEMANDA	ENERGIA
RURAL - GRUPO A	10	10

**OBSERVAÇÃO:**

1. Cliente do **subgrupo "B2"**, conceder desconto de 67% na tarifa do respectivo subgrupo, para o consumo de energia elétrica que incidir exclusivamente na atividade de **irrigação ou aquíicultura** no período compreendido entre **21h30min e 6h**.
2. Cliente do **grupo "A"** classificados como rural, cooperativa de eletrificação rural ou sv.público de irrigação, conceder desconto de **80%** na tarifa original (sem desconto acumulado) de consumo de E.E. (kWh) que incidir exclusivamente na atividade de **irrigação ou aquíicultura** no período compreendido entre **21h30min e 6h**.
3. No caso de Cooperativas, o consumo sujeito ao desconto estabelecido acima, será aquele correspondente ao somatório dos consumos dos cooperados que utiliza energia exclusivamente na atividade de **irrigação ou aquíicultura**

**Anexo I-B**

TARIFA CONVENCIONAL	(7,9%) QUADRO A					
	TUSD + TUST +TE		TUSD		TE	
	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)
A3a (30 kV a 44 kV)	37,88	149,56	37,88	31,55	0,00	118,01
A4 (2,3 kV a 25 kV)	41,59	150,66	41,59	32,65	0,00	118,01
AS (Subterrâneo)	61,24	157,68	61,24	34,17	0,00	123,51
B3-DEMAIS CLASSES		381,28		264,57		116,71

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	(7,9%) QUADRO B					
	TUSD + TUST +TE		TUSD		TE	
	DEMANDA	DEMANDA	DEMANDA	DEMANDA	DEMANDA	DEMANDA
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/kW)	(R\$/kW)	(R\$/kW)	(R\$/kW)	(R\$/kW)
	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F.PONTA
A2 (88 a 138 kV)	22,94	4,96	22,94	4,96	0,00	0,00
A3 (69 kV)	34,40	8,73	34,40	8,73	0,00	0,00
A3a (30 a 44 kV)	41,69	12,76	41,69	12,76	0,00	0,00
A4 (2,3 a 25 kV)	45,25	13,90	45,25	13,90	0,00	0,00
AS (Subterrâneo)	47,33	21,36	82,77	16,51	-35,44	4,85

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	(7,9%) QUADRO C											
	TUSD + TUST +TE				TUSD				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)		ENERGIA (R\$/MWh)		ENERGIA (R\$/MWh)		ENERGIA (R\$/MWh)		ENERGIA (R\$/MWh)		ENERGIA (R\$/MWh)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F.PONTA	PONTA	F.PONTA						
	Seca	Úmida	Seca	Úmida	Seca	Úmida	Seca	Úmida	Seca	Úmida	Seca	Úmida
A2 (88 a 138 kV)	222,83	201,53	138,94	126,58	22,99	22,99	22,99	22,99	199,84	178,54	115,95	103,59
A3 (69 kV)	222,83	201,53	138,94	126,58	22,99	22,99	22,99	22,99	199,84	178,54	115,95	103,59
A3a (30 a 44 kV)	222,83	201,53	138,94	126,58	22,99	22,99	22,99	22,99	199,84	178,54	115,95	103,59

kV)													
A4 (2,3 a 25 kV)	222,83	201,53	138,94	126,58	22,99	22,99	22,99	22,99	199,84	178,54	115,95	103,59	
AS (Subterrâneo)	233,21	210,88	145,37	132,41	22,99	22,99	22,99	22,99	210,22	187,89	122,38	109,42	

## (7,9%) QUADRO D

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM HORO-SAZONAL AZUL	TUSD + TUST +TE		TUSD		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F.PONTA
A2 (88 a 138 kV)	68,82	14,88	68,82	14,88	0,00	0,00
A3 (69 kV)	103,20	26,19	103,20	26,19	0,00	0,00
A3a (30 a 44 kV)	125,07	38,28	125,07	38,28	0,00	0,00
A4 (2,3 a 25 kV)	135,75	41,70	135,75	41,70	0,00	0,00
AS (Subterrâneo)	141,99	64,08	248,31	49,53	-106,32	14,55

## (7,9%) QUADRO E

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	TUSD + TUST +TE	TUSD	TE
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/kW)	(R\$/kW)
A3a (30 a 44 kV)	12,76	12,76	0,00
A4 (2,3 a 25 kV)	13,90	13,90	0,00
AS (Subterrâneo)	21,36	16,51	4,85

## (7,9%) QUADRO F

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	TUSD + TUST +TE				TUSD				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
SUBGRUPO	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F.PONTA	
	Seca	Úmida	Seca	Úmida	Seca	Úmida	Seca	Úmida	Seca	Úmida	Seca	Úmida
A3a (30 a 44 kV)	1191,03	1169,73	138,94	126,58	991,19	991,19	22,99	22,99	199,84	178,54	115,95	103,59
A4 (2,3 a 25 kV)	1273,72	1252,42	138,94	126,58	1073,88	1073,88	22,99	22,99	199,84	178,54	115,95	103,59
AS (Subterrâneo)	1332,95	1310,67	145,39	132,42	1073,88	1073,88	22,99	22,98	259,06	236,79	122,40	109,44

## (7,9%) QUADRO G

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM HORO-SAZONAL VERDE	TUSD + TUST +TE	TUSD	TE
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/kW)	(R\$/kW)
A3a (30 a 44 kV)	38,28	38,28	0,00

A4 (2,3 a 25 kV)	41,70	41,70	0,00
AS (Subterrâneo)	64,08	49,53	14,55

## DESCONTOS PERCENTUAIS

## QUADRO J

ÁGUA, ESGOTO E SANEAMENTO - GRUPO A	15	15
ÁGUA, ESGOTO E SANEAMENTO - GRUPO B	-	15

## ANEXO 2 – PORTARIA Número 58, DE 28 DE ABRIL DE 2008

PORTARIA Nº 58, DE 28 DE ABRIL DE 2008.

Tabela de preços de fornecimento de gás natural no segmento residencial

Faixa Inicial	Faixa Final	R\$/M <sup>3</sup>
0	0,5	1,9308
0,5	15	1,8454
15	150	1,6482
150	300	1,5087
300	1000	1,2241
1000	7500	0,9965
7500	15000	0,9647
15000	50000	0,9268
50000	150000	0,9072
150000	250000	0,9016
250000	-	0,8808

ANEXO II – PORTARIA Nº 58, DE 28 DE ABRIL DE 2008.

Tabela de preços de fornecimento de gás natural no segmento comercial

Faixa Inicial	Faixa Final	R\$/M <sup>3</sup>
0	0,5	1,7403
0,5	15	1,6546
15	150	1,5210
150	300	1,3817
300	1000	1,0971
1000	7500	0,8693
7500	15000	0,8374
15000	50000	0,7997
50000	150000	0,7801
150000	250000	0,7746
250000	-	0,7537

ANEXO III – PORTARIA Nº 58, DE 28 DE ABRIL DE 2008.

Tabela de preços de fornecimento de gás natural no segmento industrial

Faixa Inicial	Faixa Final	R\$/M <sup>3</sup>
0	0,5	1,6767
0,5	15	1,5912
15	150	1,4574
150	300	1,3181
300	1000	1,0336
1000	7500	0,8057
7500	15000	0,7739
15000	50000	0,7363
50000	150000	0,7167

150000	250000	0,7109
250000	-	0,6902

ANEXO IV – PORTARIA Nº 58, DE 28 DE ABRIL DE 2008.  
Tabela de preços de fornecimento de gás natural - novos segmentos

PRODUTO	R\$/M <sup>3</sup>
Co-Geração	0,6866
GNC	0,6137

## **ANEXO 3– RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Número 624, DE 7 DE ABRIL DE 2008**

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 624, DE 7 DE ABRIL DE 2008.

Homologa o resultado provisório da segunda revisão tarifária periódica, estabelece a receita anual das instalações de conexão e fixa as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD e o valor da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE, referentes à Empresa Energética de Mato Grosso do Sul - ENERSUL.

(\*) Vide alterações e inclusões no final do texto

Nota Técnica

Relatório

Voto

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto na legislação vigente pertinente, o que consta do Processo nº 48500.004310/2006-30, e considerando que: as disposições sobre a revisão tarifária periódica constam da Sétima e Oitava Subcláusulas da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão de Distribuição nº 01/1997, celebrado entre a Empresa Energética de Mato Grosso do Sul - Enersul e a União, em 4 de dezembro de 1997, que compreende o reposicionamento das tarifas de fornecimento de energia elétrica em nível compatível com a preservação do equilíbrio econômico-financeiro do contrato e o estabelecimento do “Fator X”;

as metodologias utilizadas e os resultados obtidos na revisão tarifária periódica da Enersul estão detalhados na Resolução Normativa nº 234, de 31 de outubro de 2006, nas Notas Técnicas nº. 027/2008-SRE/ANEEL, de 23 de janeiro de 2008, e nº. 080/2008-SRE/ANEEL, de 03 de abril de 2008; e

as contribuições recebidas na Audiência Pública – AP no 009/2008, no período de 1º de fevereiro de a 10 de março de 2008, e na sessão presencial realizada em Campo Grande - MS, no dia 13 de março de 2008, permitiram o aperfeiçoamento deste ato, resolve:

Art. 1º Fixar o reposicionamento tarifário da Empresa Energética de Mato Grosso do Sul - Enersul em -5,69% (menos cinco vírgula sessenta e nove por cento), a ser aplicado sobre as tarifas de energia elétrica vigentes.

§ 1º O percentual de reposicionamento tarifário de que trata o “caput” é provisório, devendo o valor definitivo ser estabelecido nos termos da Resolução Normativa nº 234, de 31 de outubro de 2006.

§ 2º A eventual variação de receita da Parcela B, decorrente da diferença entre o percentual provisório e o definitivo, de que trata o § 1º, será corrigida no reajuste tarifário anual de 08 de abril de 2009.

Art. 2º Nos termos da Resolução Normativa nº 234, de 31 de outubro de 2006, fica

estabelecido o valor do componente Xe em 0,50% (zero vírgula cinquenta por cento), a ser aplicado como redutor, em termos reais, da “Parcela B”, nos reajustes tarifários subsequentes de 2009, 2010, 2011 e 2012.

Parágrafo único. O valor do componente Xe é provisório, devendo o percentual definitivo ser estabelecido quando da definição do valor definitivo do reposicionamento tarifário, segundo o disposto no § 1º do art. 1º desta Resolução.

Art. 3º O valor do componente Xa será calculado nos reajustes tarifários anuais de 2009, 2010, 2011 e 2012 de acordo com o disposto no Anexo VI da Resolução Normativa nº 234, de 2006.

Art. 4º As tarifas de energia elétrica da Enersul ficam reajustadas em -3,75% (menos três vírgula setenta e cinco por cento), sendo -5,69% (menos cinco vírgula sessenta e nove por cento) relativos ao reposicionamento tarifário e 1,94% (um vírgula noventa e quatro por cento) relativos aos componentes financeiros externos à revisão tarifária periódica.

“Art. 5º As tarifas constantes dos Anexos I, I-A, I-B, que contemplam o reposicionamento tarifário, os componentes financeiros devidos e a primeira parcela do ajuste financeiro decorrente do recálculo da revisão tarifária de 2003, estarão em vigor no período de 8 de abril de 2008 a 7 de abril de 2009, conforme as especificações a seguir:”

“I - as tarifas constantes do Anexo I contemplam o reposicionamento tarifário econômico, os componentes financeiros devidos e a primeira parcela do ajuste financeiro decorrente do recálculo da revisão tarifária de 2003; e”

II - as tarifas constantes dos Anexos I-A e I-B contemplam, além do mencionado no inciso anterior, a Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE, estabelecida pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

Art. 6º As tarifas constantes do Anexo II, que contemplam somente o reposicionamento

tarifário, estarão em vigor a partir de 08 de abril de 2009 e deverão constituir a base de cálculos tarifários subseqüentes, ressalvado o disposto no art. 1º, § 1º desta Resolução.

Art. 7º Fixar o valor de - R\$151.122.221,68 (menos cento e cinquenta e um milhões, cento e vinte e dois mil, duzentos e vinte e um reais e sessenta e oito centavos), base abril de 2008, a título de ajuste financeiro decorrente do recálculo da Revisão Tarifária de 2003, a ser utilizado pela ANEEL em parcelas anuais, nesta revisão tarifária e nos reajustes anuais subseqüentes, no sentido de atenuar eventuais aumentos tarifários.

§ 1º As tarifas do Anexo III contemplam a primeira parcela do ajuste financeiro de que trata o “caput”, no valor de -R\$ 18.450.387,51 (menos dezoito milhões, quatrocentos e cinquenta mil, trezentos e oitenta e sete reais e cinquenta e um centavos).

“§ 2º A título informativo, as faturas de energia elétrica deverão apresentar, em separado, o resultado da aplicação das tarifas de que tratam o § 1º sobre a energia e demanda faturadas, com menção de que se trata da primeira parcela do ajuste financeiro decorrente do recálculo da Revisão Tarifária de 2003.”

§ 3º O saldo não amortizado do ajuste financeiro será remunerado mensalmente pela taxa SELIC.

§ 4º Nos reajustes tarifários anuais será calculado o saldo a compensar em função do montante efetivamente considerado nas faturas de energia elétrica ter sido maior ou menor do que o considerado no processo tarifário imediatamente anterior.

Art. 8º Fixar as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD da Enersul, constantes dos Anexos II-A e II-B, conforme as especificações a seguir:

I – as tarifas constantes do Anexo II-A estarão em vigor no período de 08 de abril de 2008 a 07 de abril de 2009, contemplam o respectivo reposicionamento tarifário e os componentes financeiros externos ao reposicionamento; e

II – as tarifas constantes do Anexo II-B, que contemplam somente o respectivo reajuste tarifário anual, estarão em vigor a partir de 08 de abril de 2009 e deverão constituir a base de cálculos tarifários subseqüentes.

Parágrafo único. As TUSD de que trata o “caput” não se aplicam àquelas centrais geradoras listadas no Anexo VI da Resolução Homologatória nº 497, de 26 de junho de 2007.

Art. 9º Estabelecer a receita anual constante dos Anexos III-A e III-B referente às instalações de conexão das concessionárias de transmissão Companhia Paranaense de Energia – COPEL T, Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista – CTEEP, Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul - ELETROSUL e Porto Primavera Transmissora de Energia - PPTE, relativas às Demais Instalações de Transmissão – DIT dedicadas à Enersul, conforme as especificações a seguir:

I – a receita anual constante do Anexo III-A estará em vigor no período de 08 de abril de 2008 a 07 de abril de 2009 e incorpora o ajuste financeiro do PIS/PASEP e da COFINS relativo à conexão e a parcela de ajuste referente ao P&D; e

II – a receita anual constante do Anexo III-B, sem o efeito financeiro mencionado no inciso I, estará em vigor a partir de 08 de abril de 2009, devendo constituir a base de cálculos tarifários subseqüentes.

Art. 10. Fixar o valor anual da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE da Enersul, referente ao período de abril de 2008 a março de 2009, conforme o Anexo IV desta Resolução.

Art. 11. A Enersul, em até 30 (trinta) dias da publicação desta Resolução Homologatória, deverá comunicar aos consumidores afetados as alterações implementadas na estrutura tarifária da distribuidora, bem como as vantagens de cada modalidade tarifária pela qual o consumidor pode optar.

Parágrafo único. Em decorrência dessas alterações, a solicitação expressa do consumidor por mudança na modalidade tarifária contratada, a ser exercida em até 60 (sessenta) dias da notificação, deverá ser atendida desconsiderando a contagem do prazo de 12 (doze) ciclos de faturamento estipulado pelo art. 5º, §2º, inciso I, da Resolução nº 456, de 29 de novembro de 2000.

Art.12. Finalizado o recolhimento dos valores relativos à Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE, conforme legislação pertinente, deverão ser observadas as tarifas constantes do Anexo V desta Resolução.

Parágrafo único. Na ocorrência do disposto no “caput” as tarifas constantes do Anexo II permanecerão constituindo a base de cálculos tarifários subseqüentes.

Art. 13. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JERSON KELMAN

Este texto não substitui o publicado no D.O. de 08.04.2008, seção 1, p. 62, v. 145, n. 67.

(\*) Texto em negrito com redação alterada conforme retificação publicada no D.O. de 10.04.2008, seção 1, p. 48, v. 145, n. 69, referente aos arts. 5º e 7º e Anexos I, I-A, I-B, II-A e V.

## **Anexo I**

### **ENERSUL - SISTEMA INTERLIGADO**

LEGENDA TUSD + TUST + TE < => (TARIFAS DE FORNECIMENTO)

#### **QUADRO A**

<b>TARIFA CONVENCION AL</b>	<b>TUSD + TUST +TE</b>		<b>TUSD</b>		<b>TE</b>	
	<b>DEMAND</b>	<b>ENERGI</b>	<b>DEMAND</b>	<b>ENERGI</b>	<b>DEMAND</b>	<b>ENERGI</b>
<b>AL</b>	<b>A</b>	<b>A</b>	<b>A</b>	<b>A</b>	<b>A</b>	<b>A</b>
<b>SUBGRUPO</b>	<b>(R\$/kW)</b>	<b>(R\$/MW)</b>	<b>(R\$/kW)</b>	<b>(R\$/MW)</b>	<b>(R\$/kW)</b>	<b>(R\$/MW)</b>

	h)	h)	h)
<b>B1- RESIDENCIAL BAIXA RENDA</b>			
Consumo mensal até 30 kWh	123,12	85,16	37,96
Consumo mensal superior a 30 até 80 kWh	212,90	147,26	65,63
Consumo mensal superior a 80 até 100 kWh	214,42	148,79	65,63
Consumo mensal superior a 100 até 150 kWh	321,61	223,16	98,44
Consumo mensal superior ao limite regional de 150 kWh	357,32	247,94	109,37

#### Anexo I-A

TARIFA CONVENÇION AL	(2,9%) QUADRO A					
	TUSD + TUST +TE		TUSD		TE	
	DEMAND A	ENERGI A	DEMAND A	ENERGI A	DEMAND A	ENERGI A
SUB'GRUPO	(R\$/kW)	(R\$/MW h)	(R\$/kW)	(R\$/MW h)	(R\$/kW)	(R\$/MW h)
A3a (30 kV a 44 kV)	36,12	142,63	36,12	30,09	0,00	112,54
A4 (2,3 kV a 25 kV)	39,66	143,68	39,66	31,14	0,00	112,54
AS (Subterrâneo)	58,40	150,37	58,40	32,59	0,00	117,78
B1 RESIDENCIAL		367,68		255,13		112,55
B2-RURAL		227,90		158,14		69,76
B2- COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃ O RURAL		159,52		110,69		48,83
B2-SERVIÇO		209,55		145,41		64,14

PÚBLICO DE  
IRRIGAÇÃO

B4-  
ILUMINAÇÃO  
PÚBLICA

B4a - Rede de Distribuição	187,29	129,96	57,33
B4b - Bulbo da Lâmpada	205,58	142,65	62,93

(2,9%) QUADRO B

TARIFA HORO- SAZONAL AZUL	TUSD + TUST +TE		TUSD		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F.PONTA
A2 (88 a 138 kV)	21,88	4,73	21,88	4,73	0,00	0,00
A3 (69 kV)	32,81	8,33	32,81	8,33	0,00	0,00
A3a (30 a 44 kV)	39,76	12,16	39,76	12,16	0,00	0,00
A4 (2,3 a 25 kV)	43,15	13,26	43,15	13,26	0,00	0,00
AS (Subterrâneo)	45,13	20,37	78,93	15,75	-33,80	4,62

(2,9%) QUADRO C

TARIFA HORO- SAZONAL AZUL	TUSD + TUST +TE				TUSD				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F.PONTA	
SUBGRUPO	Seca	Úmida	Seca	Úmida	Seca	Úmida	Seca	Úmida	Seca	Úmida	Seca	Úmida
A2 (88 a 138 kV)	212,51	192,19	132,50	120,72	21,93	21,92	21,92	21,93	190,58	170,27	110,58	98,79
A3 (69 kV)	212,51	192,19	132,50	120,72	21,93	21,92	21,92	21,93	190,58	170,27	110,58	98,79
A3a (30 a 44 kV)	212,51	192,19	132,50	120,72	21,93	21,92	21,92	21,93	190,58	170,27	110,58	98,79
A4 (2,3 a 25 kV)	212,51	192,19	132,50	120,72	21,93	21,92	21,92	21,93	190,58	170,27	110,58	98,79
AS (Subterrâneo)	222,41	201,11	138,63	126,29	21,93	21,93	21,92	21,93	200,48	179,18	116,71	104,36

(2,9%) QUADRO D

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM HORO- SAZONAL AZUL	TUSD + TUST +TE		TUSD		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F.PONTA
A2 (88 a 138 kV)	65,64	14,19	65,64	14,19	0,00	0,00

A3 (69 kV)	98,43	24,99	98,43	24,99	0,00	0,00
A3a (30 a 44 kV)	119,28	36,48	119,28	36,48	0,00	0,00
A4 (2,3 a 25 kV)	129,45	39,78	129,45	39,78	0,00	0,00
AS (Subterrâneo)	135,39	61,11	236,79	47,25	-101,40	13,86

**(2,9%) QUADRO E**

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	TUSD + TUST +TE	TUSD	TE
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/kW)	(R\$/kW)
A3a (30 a 44 kV)	12,16	12,16	0,00
A4 (2,3 a 25 kV)	13,26	13,26	0,00
AS (Subterrâneo)	20,37	15,75	4,62

**(2,9%) QUADRO F**

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	TUSD + TUST +TE				TUSD				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA	
SUBGRUPO	Seca	Úmida	Seca	Úmida	Seca	Úmida	Seca	Úmida	Seca	Úmida	Seca	Úmida
A3a (30 a 44 kV)	1135,84	1115,52	132,50	120,72	945,26	945,26	21,92	21,93	190,58	170,26	110,58	98,79
A4 (2,3 a 25 kV)	1214,70	1194,38	132,50	120,72	1024,12	1024,11	21,92	21,93	190,58	170,27	110,58	98,79
AS (Subterrâneo)	1271,18	1249,93	138,65	126,29	1024,12	1024,12	21,92	21,92	247,06	225,81	116,73	104,37

**(2,9%) QUADRO G**

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM HORO-SAZONAL VERDE	TUSD + TUST +TE	TUSD	TE
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/kW)	(R\$/kW)
A3a (30 a 44 kV)	36,48	36,48	0,00
A4 (2,3 a 25 kV)	39,78	39,78	0,00
AS (Subterrâneo)	61,11	47,25	13,86

**TARIFA COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL CONVENCIONAL**

SUBGRUPO	DEMANDA	CONSUMO
	(R\$/kW)	(R\$/MWh)
A3a (30 kV a 44 kV)	6,72	98,57
A4 (2,3 a 25 kV)	7,00	102,21

**DESCONTOS PERCENTUAIS**

**QUADRO J**

UNIDADE CONSUMIDORA	DEMANDA	ENERGIA
RURAL - GRUPO A	10	10

**OBSERVAÇÃO:**

1. Cliente do **subgrupo "B2"**, conceder desconto de 67% na tarifa do respectivo subgrupo, para o consumo de energia elétrica que incidir exclusivamente na atividade de **irrigação ou aquicultura** no período compreendido entre **21h30min e 6h**.
2. Cliente do **grupo "A"** classificados como rural, cooperativa de eletrificação rural ou sv.público de irrigação, conceder desconto de **80%** na tarifa original (sem desconto acumulado) de consumo de E.E. (kWh) que incidir exclusivamente na atividade de **irrigação ou aquicultura** no período compreendido entre **21h30min e 6h**.
3. No caso de Cooperativas, o consumo sujeito ao desconto estabelecido acima, será aquele correspondente ao somatório dos consumos dos cooperados que utiliza energia exclusivamente na atividade de **irrigação ou aquicultura**

**Anexo I-B**

**(7,9%) QUADRO A**

TARIFA CONVENCIONAL	TUSD + TUST +TE		TUSD		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)	ENERGIA (R\$/MWh)	DEMANDA (R\$/kW)	ENERGIA (R\$/MWh)	DEMANDA (R\$/kW)	ENERGIA (R\$/MWh)
SUBGRUPO						
A3a (30 kV a 44 kV)	37,88	149,56	37,88	31,55	0,00	118,01
A4 (2,3 kV a 25 kV)	41,59	150,66	41,59	32,65	0,00	118,01
AS (Subterrâneo)	61,24	157,68	61,24	34,17	0,00	123,51
B3-DEMAIS CLASSES		381,28		264,57		116,71

**(7,9%) QUADRO B**

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	TUSD + TUST +TE		TUSD		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)	F. PONTA	DEMANDA (R\$/kW)	F. PONTA	DEMANDA (R\$/kW)	F.PONTA
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F.PONTA
A2 (88 a 138 kV)	22,94	4,96	22,94	4,96	0,00	0,00
A3 (69 kV)	34,40	8,73	34,40	8,73	0,00	0,00

A3a (30 a 44 kV)	41,69	12,76	41,69	12,76	0,00	0,00
A4 (2,3 a 25 kV)	45,25	13,90	45,25	13,90	0,00	0,00
AS (Subterrâneo)	47,33	21,36	82,77	16,51	-35,44	4,85

**(7,9%) QUADRO C**

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	TUSD + TUST +TE				TUSD				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F.PONTA	
SUBGRUPO	Seca	Úmida	Seca	Úmida	Seca	Úmida	Seca	Úmida	Seca	Úmida	Seca	Úmida
A2 (88 a 138 kV)	222,83	201,53	138,94	126,58	22,99	22,99	22,99	22,99	199,84	178,54	115,95	103,59
A3 (69 kV)	222,83	201,53	138,94	126,58	22,99	22,99	22,99	22,99	199,84	178,54	115,95	103,59
A3a (30 a 44 kV)	222,83	201,53	138,94	126,58	22,99	22,99	22,99	22,99	199,84	178,54	115,95	103,59
A4 (2,3 a 25 kV)	222,83	201,53	138,94	126,58	22,99	22,99	22,99	22,99	199,84	178,54	115,95	103,59
AS (Subterrâneo)	233,21	210,88	145,37	132,41	22,99	22,99	22,99	22,99	210,22	187,89	122,38	109,42

**(7,9%) QUADRO D**

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM HOROSAZONAL AZUL	TUSD + TUST +TE		TUSD		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F.PONTA
A2 (88 a 138 kV)	68,82	14,88	68,82	14,88	0,00	0,00
A3 (69 kV)	103,20	26,19	103,20	26,19	0,00	0,00
A3a (30 a 44 kV)	125,07	38,28	125,07	38,28	0,00	0,00
A4 (2,3 a 25 kV)	135,75	41,70	135,75	41,70	0,00	0,00
AS (Subterrâneo)	141,99	64,08	248,31	49,53	-106,32	14,55

**(7,9%) QUADRO E**

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	TUSD + TUST +TE	TUSD	TE
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/kW)	(R\$/kW)
A3a (30 a 44 kV)	12,76	12,76	0,00
A4 (2,3 a 25 kV)	13,90	13,90	0,00
AS (Subterrâneo)	21,36	16,51	4,85

**(7,9%) QUADRO F**

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	TUSD + TUST +TE				TUSD				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F.PONTA	
SUBGRUPO	Seca	Úmida	Seca	Úmida	Seca	Úmida	Seca	Úmida	Seca	Úmida	Seca	Úmida

A3a (30 a 44 kV)	1191,03	1169,73	138,94	126,58	991,19	991,19	22,99	22,99	199,84	178,54	115,95	103,59
A4 (2,3 a 25 kV)	1273,72	1252,42	138,94	126,58	1073,88	1073,88	22,99	22,99	199,84	178,54	115,95	103,59
AS (Subterrâneo)	1332,95	1310,67	145,39	132,42	1073,88	1073,88	22,99	22,98	259,06	236,79	122,40	109,44

<b>TARIFA DE ULTRAPASSAGEM HORO-SAZONAL VERDE</b>	<b>(7,9%) QUADRO G</b>		
	TUSD + TUST +TE	TUSD	TE
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/kW)	(R\$/kW)
A3a (30 a 44 kV)	38,28	38,28	0,00
A4 (2,3 a 25 kV)	41,70	41,70	0,00
AS (Subterrâneo)	64,08	49,53	14,55

<b>DESCONTOS PERCENTUAIS</b>	<b>QUADRO J</b>	
ÁGUA, ESGOTO E SANEAMENTO - GRUPO A	15	15
ÁGUA, ESGOTO E SANEAMENTO - GRUPO B	-	15

## ANEXO 4 – CONTA DO EDIFÍCIO UTILIZADO NO ESTUDO DE CASO



**Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A.**  
 AV. Gury Marques, 8.000  
 CEP 79072-900 - Campo Grande/MS  
 CNPJ 15.413.826/0001-50 - Inscrição Estadual 28.105.553-0  
 www.enersul.com.br

**Nota Fiscal**  
 Conta de Energia Elétrica  
 NF: 4.854.00

DADOS CADASTRAIS	CDC - CÓDIGO DO CLIENTE	DATA DO VENCIMENTO																																		
<b>CONDOMÍNIO EDIFÍCIO</b> AV AFONSO PENA, _____ 79.002-901 CAMPO GRANDE - MS CPF: _____ CLASSIFICAÇÃO: 01.01.03 RESIDENCIAL 01.102.09.132000 Cod. Fiscal de Operação: 5258	_____ _____ _____ _____ _____ _____	<b>14/10/2008</b>																																		
<b>CONTA DO MÊS</b>																																				
<b>Out/2008</b>																																				
Leitura Anterior 02/09/2008 Leitura Atual 02/10/2008	Emissão 06/10/2008 Apresentação 07/10/2008 Próxima Leitura 03/11/2008																																			
<b>MENSAGENS E AVISOS</b>																																				
<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-bottom: 10px; text-align: center;">             RESERVADO AO FISCO   <b>3a03.782f.89cf.144c.a454.872b.e3a6.4a3e</b> </div> <p style="text-align: center;"><b>NÃO CONSTAM EM NOSSOS REGISTROS DEBITOS ANTERIORES RELATIVOS AO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA DESSA UNIDADE CONSUMIDORA</b></p>																																				
<b>MEDIDORES</b>																																				
	<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th></th> <th style="text-align: center;">ATIVOREATIVO</th> </tr> <tr> <th></th> <th style="text-align: center;">Z20659 Z20659</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Leitura Atual (+)</td> <td style="text-align: center;">974</td> </tr> <tr> <td>Leitura Anterior (-)</td> <td style="text-align: center;">912</td> </tr> <tr> <td>Constante (X)</td> <td style="text-align: center;">60</td> </tr> <tr> <td>Consumo (=)</td> <td style="text-align: center;">3.720</td> </tr> </tbody> </table>			ATIVOREATIVO		Z20659 Z20659	Leitura Atual (+)	974	Leitura Anterior (-)	912	Constante (X)	60	Consumo (=)	3.720																						
	ATIVOREATIVO																																			
	Z20659 Z20659																																			
Leitura Atual (+)	974																																			
Leitura Anterior (-)	912																																			
Constante (X)	60																																			
Consumo (=)	3.720																																			
<b>DESCRIÇÃO</b>																																				
<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: left;"></th> <th style="text-align: right;">Valor R\$</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td><b>Cobranças da ENERSUL</b></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Energia ( 3720 kWh X 0,522190)</td> <td style="text-align: right;">1.942,54</td> </tr> <tr> <td style="text-align: right;"><b>SUBTOTAL</b></td> <td style="text-align: right;"><b>1.942,54</b></td> </tr> <tr> <td colspan="2">FIS ( 1942,54 X 0,82 % = 15,92 )</td> </tr> <tr> <td colspan="2">COFINS ( 1942,54 X 3,77 % = 73,23 )</td> </tr> <tr> <td>AJUSTE DE CENTAVOS (-)</td> <td style="text-align: right;">0,22</td> </tr> <tr> <td>AJUSTE DE CENTAVOS (+)</td> <td style="text-align: right;">0,69</td> </tr> <tr> <td colspan="2" style="text-align: right;">Cálculo do ICMS incluso no SUBTOTAL</td> </tr> <tr> <td colspan="2">I.C.M.S. ( 1942,54 X 25 % = 485,63 )</td> </tr> <tr> <td colspan="2">FATOR DE POTENCIA MEDIO: 01,00</td> </tr> <tr> <td colspan="2"> </td> </tr> <tr> <td><b>Cobranças para Terceiros</b></td> <td style="text-align: right;"><b>Valor R\$</b></td> </tr> <tr> <td>CONTRIBUICAO P/ CUSTEIO E SERV ILUMINACAO PUBLICA</td> <td style="text-align: right;">38,99</td> </tr> <tr> <td colspan="2"><b>Parcelas do Faturamento de Consumo-kWh</b></td> </tr> <tr> <td>ENERGIA ELETRICA</td> <td style="text-align: right;">557,13</td> </tr> <tr> <td>SERVICO DA TRANSMISSAO</td> <td style="text-align: right;">84,37</td> </tr> </tbody> </table>				Valor R\$	<b>Cobranças da ENERSUL</b>		Energia ( 3720 kWh X 0,522190)	1.942,54	<b>SUBTOTAL</b>	<b>1.942,54</b>	FIS ( 1942,54 X 0,82 % = 15,92 )		COFINS ( 1942,54 X 3,77 % = 73,23 )		AJUSTE DE CENTAVOS (-)	0,22	AJUSTE DE CENTAVOS (+)	0,69	Cálculo do ICMS incluso no SUBTOTAL		I.C.M.S. ( 1942,54 X 25 % = 485,63 )		FATOR DE POTENCIA MEDIO: 01,00		 		<b>Cobranças para Terceiros</b>	<b>Valor R\$</b>	CONTRIBUICAO P/ CUSTEIO E SERV ILUMINACAO PUBLICA	38,99	<b>Parcelas do Faturamento de Consumo-kWh</b>		ENERGIA ELETRICA	557,13	SERVICO DA TRANSMISSAO	84,37
	Valor R\$																																			
<b>Cobranças da ENERSUL</b>																																				
Energia ( 3720 kWh X 0,522190)	1.942,54																																			
<b>SUBTOTAL</b>	<b>1.942,54</b>																																			
FIS ( 1942,54 X 0,82 % = 15,92 )																																				
COFINS ( 1942,54 X 3,77 % = 73,23 )																																				
AJUSTE DE CENTAVOS (-)	0,22																																			
AJUSTE DE CENTAVOS (+)	0,69																																			
Cálculo do ICMS incluso no SUBTOTAL																																				
I.C.M.S. ( 1942,54 X 25 % = 485,63 )																																				
FATOR DE POTENCIA MEDIO: 01,00																																				
<b>Cobranças para Terceiros</b>	<b>Valor R\$</b>																																			
CONTRIBUICAO P/ CUSTEIO E SERV ILUMINACAO PUBLICA	38,99																																			
<b>Parcelas do Faturamento de Consumo-kWh</b>																																				
ENERGIA ELETRICA	557,13																																			
SERVICO DA TRANSMISSAO	84,37																																			
CONTRIBUIÇÃO DE ILUMINAÇÃO PÚBLICA CONFORME EMENDA CONSTITUCIONAL NUM39 E LEI MUNICIPAL NUM 05815 /2003																																				

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] ANDRADE, A. L. Pensamento Sistêmico: Um roteiro básico para perceber as estruturas da realidade organizacional. PPGEP/UFRGS, Porto Alegre, RS, Brasil. READ - Revista Eletrônica de Administração. Edição 5, v.3, nº 1, Junho de 1997, ISSN 1413-2311. Disponível em: <<http://read.adm.ufrgs.br/read05/artigo/andrade.htm>>. Acessado em: 21/06/2007

[2] ANEEL - “Decreto de lei N. 3.371.” - Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/DEC20003371.PDF> - Data de acesso: 16 de Setembro de 2007.

[3] ANEEL - Relatório da ANEEL em 2006. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/biblioteca/Relatorio\\_Aneel\\_2006.pdf](http://www.aneel.gov.br/biblioteca/Relatorio_Aneel_2006.pdf)>. Data de acesso: 19 de Setembro de 2007.

[4] ANEEL - Relatório da ANEEL em 2007. Disponível em: <[http://www.ben.epe.gov.br/downloads/Resultados\\_Pre\\_BEN\\_2007.pdf](http://www.ben.epe.gov.br/downloads/Resultados_Pre_BEN_2007.pdf)>. Data de acesso: 19 de Setembro de 2007.

[5] BRASIL ENERGIA – Sobra Energia. Mais por Quanto Tempo? Editora Brasil Energia – Edição nº 272/2003 – Rio de Janeiro/RJ.

[6] MOHAPATRA, P.K.J., MANDAL, P. E., BORA M.C. *Introduction to System Dynamics Modeling*. Universities Press (India) Limited, 1994.

[7] BERMANN, C. - Energia no Brasil. Para quê? Para quem? Crise e alternativas para um país sustentável. Editora Livraria da Física 2ª ed. São Paulo/SP;

[8] CARDOZO, C. M. F. Operação de sistemas hidroelétricos em ambiente competitivo: uma abordagem da gestão empresarial via simulação estocástica e dinâmica de sistemas. Florianópolis, 2000. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Santa Catarina.

[9] COGEN EUROPE (2001). Educogen - An educational tool for cogeneration. 2ª ed. Brussels, Belgium: COGEN Europe.

- [10] Consumo de Aparelhos – Disponível em: [http://www.fiec.org.br/acoes/energia/informacoes/consumo\\_medio.htm](http://www.fiec.org.br/acoes/energia/informacoes/consumo_medio.htm) – Data de acesso: 19 de Setembro de 2007.
- [11] CORREA, E. L. - A Viabilidade Econômica do Gás Natural. Dissertação de Mestrado, defendida Programa de Pós- Graduação em Engenharia de Produção da Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2002
- [12] CTGÁS (Centro de Tecnologias do Gás) – Gás Natural Ganha 'Status' No Mercado Mundial – Disponível em: <[http://www.ctgas.com.br/template\\_02.asp?parametro=2766](http://www.ctgas.com.br/template_02.asp?parametro=2766)> - Data de acesso: 19 de Setembro de 2007.
- [13] CUNHA, F., 2000, Co-Geração e Ciclos Combinados. 1 ed. CEFET/RJ, Rio de Janeiro.
- [14] DIEESE (2007). In: Informações do Programa de Aceleração do Crescimento. Disponível em: <http://www.dieese.org.br/notatecnica/notatec43PAChidrocarbonetos.pdf>. Acesso em: 18 abril 2007.
- [15] Eficiência Energética – Disponível em: [http://www.eco.edp.pt/pt/eficiencia\\_energetica/perguntas\\_frequentes/climatazacao/lista.aspx](http://www.eco.edp.pt/pt/eficiencia_energetica/perguntas_frequentes/climatazacao/lista.aspx)>. Acesso 19 de Set. 2007.
- [16] FERNANDES, A. da C. Dinâmica de Sistemas e Business Dynamics: Tratando a Complexidade no Ambiente de Negócios. Anais do XXI ENEGEP - Encontro Nacional de Engenharia de Produção, Salvador, out. 2001. Disponível em <<http://www.gpi.ufrj.br/pdf/artigos/Fernandes - Business Dynamics - XXI ENEGEP - 2001.pdf>>. Acessado em: 26 Jun 2007.
- [17] FILHO, MAMEDE JOÃO. Instalações Elétricas Industriais. 4ª Ed.,p.X. Rio de Janeiro: Editora LTC – Livros Técnicos e Científicos Editora S.A, 1990.

[18] FORRESTER, J. W. The beginning of system dynamics. The McKinsey Quarterly, EUA: McKinsey, n. 4, p. 4-16, 1995. Disponível em: <[http://www.mckinseyquarterly.com/category\\_archive.asp?L2=21&L3=36](http://www.mckinseyquarterly.com/category_archive.asp?L2=21&L3=36)>. Acesso em: 21 jun. 2007.

[19] FORRESTER, J. W. Industrial Dynamics. Management Science, 14, No, 7; May 1968.

[20] GASBRASIL. Disponível em: <<http://www.gasbrasil.com.br>>. Acessado em: 05/09/2007.

[21] GASODUTO. Disponível em: <<http://www.tbg.com.br>>. Acessado em: 18/07/2007.

[22] HELP FOR POWERSIM ESTUDIO ENTERPRISE 2003. Powersim Studio Enterprise 2003 – Service Release 6.

[23] KINCAID, D. E., 1999, The Role of Distributed Generation in Competitive Energy Markets. In: GRI-99/0054, Distributed Generation Forum, GRI - Gas Research Institute, Chicago, Illinois.

[24] LORA, ELECTO EDUARDO SILVA, HADDAD, JAMIL. Geração Distribuída: Aspectos Tecnológicos, Ambientais e Institucionais Vol. 1, p.3. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.

[25] MAANI, K. E.; CAVANA, R. Y. System Thinking and Modelling: Understanding Change and Complexity. New Zealand: Pearson Education New Zealand Limited, 2000. 262 p.

[26] Magnavita, M.; Carvalho, D. Gás Natural ganha espaço no país. CTGÁS - Disponível em <http://www.ctgas.com.br/informacoes/news/business2608.asp> - Data de acesso: 18 de Setembro de 2007.

[27] MARTELANC, R. Posição e Avaliação de Política de Hierarquização de Fontes de Financiamento sob Restrições de Capital. 1998. 294f. Tese (doutorado em

Administração). Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade - USP, São Paulo.

[28] PIDD, M.; “Modelagem Empresarial – Ferramentas para Tomada de Decisão”, Bookman, Porto Alegre, 1998.

[29] BEJAN, A.; TSATSARONIS, G.; MORAN, M. Thermal Design and Optimization. New York: John Wiley & Sons, Inc., 1996. 542 p.

[30] MEILLER, J. L., 1945, Energia e Combustíveis – Nossa Situação Nossas Perspectivas, Comissão de Energia Térmica da Interventoria Federal no Estado de São Paulo, 11º Congresso e Engenharia e Indústria, São Paulo.

[31] Microsoft Excel 2003.

[32] MME (Ministério de Minas de Energia) - Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica. Disponível em: <[http://www.ben.epe.gov.br/downloads/BEN%2006%20-20Capítulo%206%20\(Recursos%20e%20Reservas%20Energéticas.xls#'6.2!A1](http://www.ben.epe.gov.br/downloads/BEN%2006%20-20Capítulo%206%20(Recursos%20e%20Reservas%20Energéticas.xls#'6.2!A1)>. Data de acesso: 19 de Setembro de 2007.

[33] MSGÁS (2007). In: Informações de Gás Natural. Disponível em: <http://www.msgas.com.br/imprensa.html>. Acesso em: 18 abril 2007.

[34] PBGÁS (PBGAS - Companhia Paraibana de Gás) - Tire suas dúvidas sobre o gás natural. Disponível em: [http://www.pbgas.pb.gov.br/informacoes\\_gas.shtml](http://www.pbgas.pb.gov.br/informacoes_gas.shtml) - Data de acesso: 20 de Setembro de 2007

[35] Petrobras – Cogeração – Disponível em: <<http://www.ferbrax.com.br>> - Data de acesso: 20 de Setembro de 2007.

[36] Por Ricardo Maranhão - GasBrasil - "A importância do Gás Natural" No Brasil, a perspectiva de sua utilização é excepcional – Disponível em:

<http://www.gasbrasil.com.br/tecnicas/artigos/artigo.asp?arCod=356> - Data de acesso: 20 de Setembro de 2007.

[37] RADZICKI, M. J. Introduction to System Dynamics: A Systems Approach to Understanding Complex Policy Issues (Version 1.0). EUA: Sustainable Solutions, Inc., 1997. Disponível em: <<http://www.systemdynamics.org/DL-IntroSysDyn/>>. Data de acesso: 21 Jun. 2007.

[38] RICHARDSON G. P. Foreword. In MAANI, K. E.; CAVANA, R. Y. System Thinking and Modelling: Understanding Change and Complexity. New Zealand: Pearson Education New Zealand Limited, 2.000. p. vii-viii.

[39] SANTOS. E. M. - Gás natural, Estratégias para uma Energia Nova no Brasil. Editora Annablume. 1<sup>a</sup> ed. Rio de Janeiro/RJ;

[40] STEPHANIE L. HAMILTON. Microturbine Generator Handbook. PennWell Corporation; 2003

[41] TANG, V.; VIJAY, S. SYSTEM DYNAMICS – Origins, Development, and Future Prospects of a Method. Outono 2001, Research Seminar in Engineering Systems.

[42] THURSTON, R. H. A History of the Growth of the Steam-Engine. New York: D. Appleton and Co., 1878. 490 p.

[43] TOLMASQUIM, M. T., SUGIYAMA, A., SZKLO, A. S., SOARES, J. B., CORREA, V. N., 1999, Avaliação dos Potenciais Técnico e Econômico e Identificação das Principais Barreiras à Implantação da Cogeração no Brasil em Setores Selecionados, In: Relatório Final, Convênio PROCEL/ELETRÓBRÁS – PPE/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.

[44] VILLELA, P. R. C. Curso a Distância de Dinâmica de Sistemas. Faculdade de Engenharia – UFJF (Universidade Federal de Juiz de Fora). Disponível em: <[http://www.agrosoft.com.br/ds/conteudo/sd\\_aula1.php](http://www.agrosoft.com.br/ds/conteudo/sd_aula1.php)>. Acessado em: 25/06/2007<sup>a</sup>.

- [45] ZAMBO, A. C. Análise de Fundo de Pensão: Uma Abordagem de System Dynamics. Rio de Janeiro: Funenseg, 2000a. 128 p. (Cadernos de seguro: teses, v. 5, n. 13).
- [46] BATISTA Filho, J. Simulação dinâmica de modelos operacionais com enfoque aplicado à engenharia de projetos. Florianópolis, 2001. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção), Universidade Federal de Santa Catarina.
- [47] LARA, S. G. Estudo da Viabilidade da Utilização de Microturbina a Gás Natural com Cogeração no Hospital Universitário da UFMS, através do Método das Receitas Requeridas. Campo Grande – MS, 2006. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Mato Grosso do Sul.
- [48] FORD, A. *Modeling the Environment*. Island Press, 1999.
- [49] DeLURGIO, S. A. (1998). *Forecasting principles and applications*. 1st Edition. Singapore: McGraw-Hill. 802p.
- [50] SANDERS, N. R.; (1995) *Managing the forecasting function*. Industrial Management & Data Systems, MCB University Press, v. 95, n. 4, p. 12-18.
- [51] BARBANCHO, A. G. (1970) *Fundamentos e Possibilidades da Econometria*. Rio de Janeiro: Forum Editora. p.18-32.
- [52] MORETTIN, P. A.; TOLOI, C. M. de C. (1981). *Modelos para Previsão de Séries Temporais*. In : 13º Colóquio Brasileiro de Matemática. Rio de Janeiro: [s.n.], 1981.
- [53] MARTINS, P. G.; LAUGENI, F. P. (1999) *Administração da produção*. São Paulo: Saraiva.
- [54] MOORE, J. H.; WEATHERFORD, L. R. (2005) *Tomada de decisões em administração com planilhas eletrônicas*. 6ª edição. Porto Alegre: Bookman. Capítulo 13, Previsão. 644p.

[55] SCHWITZKY, M. (2001). Acuracidade dos métodos de previsão e sua relação com o dimensionamento dos estoques de produtos acabados. Florianópolis. 137f.. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) – Universidade Federal de Santa Catarina.

[56] FABRIS, A. A. (2000). Estratégia para previsão e acompanhamento da demanda de carnes no mercado de frangos de corte. Florianópolis. 97f.. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) – Universidade Federal de Santa Catarina.

[57] ARMSTRONG, J. S.; COLLOPY, F. (1998). Integration of Statistical Methods and Judgment for Time Series Forecasting: Principles from Empirical Research. 33p.

[58] MUELLER, A. (1996). Uma aplicação de redes neurais artificiais na previsão do mercado acionário. Florianópolis. 90f.. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) – Centro tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina.

[59] WHEELWRIGHT, S. C.; MAKRIDAKIS, S. (1985). Forecasting Methods for Management. 4th edition. New York: John Wiley & Sons Inc.

[60] RAGSDALE, C. T. (2001). Spreadsheet modeling and decision analysis. 3 th Edition. Ohio: South-Western Publishing. 794p.

[61] MOREIRA, D. A. (1996) Administração da produção e operações. 2.ed. São Paulo: Pioneira.

[62] ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) – Reajustes Tarifários. Disponível em: [http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Cartilha\\_Enersul.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Cartilha_Enersul.pdf) - Data de acesso: 23 de Setembro de 2008.

[63] MSGAS (Companhia de Gás do Estado de Mato Grosso do Sul) – Reajustes Tarifários. Disponível em: <http://www.msgas.com.br> - Data de acesso: 23 de Setembro de 2008.

- [64] NOGUEIRA H. A. L., Apostila COENE - Curso Técnico de Otimização Energética. Universidade Federal de Santa Catarina.1997
- [65] MME (Ministério de Minas de Energia) - Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica. Disponível em: < [https://www.ben.epe.gov.br/downlads/Resultados\\_Pre\\_BEN\\_2008.pdf](https://www.ben.epe.gov.br/downlads/Resultados_Pre_BEN_2008.pdf)>.Data de acesso: 06 de Outubro de 2008.
- [66] ORTEGOSA, Z. C., Metodologia para Estudos da Viabilidade Econômico-Financeira no Uso do Gás Natural em Instalações Prediais Residenciais: Uma Abordagem via Dinâmica de Sistemas. Campo Grande – MS, 2006. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Mato Grosso do Sul.
- [67] OLIVEIRA, F. V. ; MUNIZ C. A ... [et al.]. Tópicos Emergentes e Desafios Metodológicos em Engenharia de Produção Casos, Experiências e Proposições. Rio de Janeiro: ABEPRO, 2008. Capítulo 2. 103p.
- [68] STERMAN, J. D., *Business Dynamics: System Thinking and Modeling for a Complex World*. USA: McGraw-Hill Higher Education, 2000.
- [69] OLIVEIRA, F. V. ; MUNIZ C. A ... [et al.]. Tópicos Emergentes e Desafios Metodológicos em Engenharia de Produção Casos, Experiências e Proposições. Rio de Janeiro: ABEPRO, 2008. Capítulo 2. 110p.
- [70] COPELAND, Tom; ANTIKAROV, Vladimir. Opções Reais. Um novo paradigma para reinventar a avaliação de investimentos. Rio de Janeiro: Editora Campus, 2002.
- [71] L.A.M. Fortunato, et. al., *Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica*, EDUFF, Eletrobrás, RJ, 1990.

[72] M. Morozowski, “*Planejamento Integrado de Sistemas Multiárea com Restrições de Energia e de Confiabilidade: Uma Abordagem via Programação Estocástica*”, Tese de Doutorado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Janeiro 1995.

[73] P. E. F. Almeida, P. C. T. Bechtluft, R. P. B. Batista, e A. J. Woitowicz, “Planejamento da Expansão de um Sistema Hidrotermoelétrico Considerando Restrições Financeiras versus Confiabilidade”, *VI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, GPL, Grupo VII, Balneário Camboriú, SC, 1981.

[74] N. M. Campodónico, J. P. Costa, B. G. Gorenstin, e M. V. F. Pereira, “*Expansão da Capacidade de Geração Atendendo a Restrições Financeiras - Uma Abordagem Simplificada*”, Eletrobrás, Relatório Técnico nº 302, 1989.