

## FICHA CATALOGRÁFICA

**Flores, Edson Marques**

**Modelo probabilístico de viabilidade de geração distribuída em ambiente competitivo / E.M. Flores. -- São Paulo, 2003. 151 p.**

**Tese (Doutorado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.**

**1.Geração distribuída 2.Ambiente competitivo (Viabilidade)  
I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.**

**EDSON MARQUES FLORES**

**MODELO PROBABILÍSTICO DE VIABILIDADE DE  
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM AMBIENTE COMPETITIVO**

Tese apresentada à Escola  
Politécnica da Universidade de  
São Paulo para obtenção do  
Título de Doutor em Engenharia.

São Paulo  
2003

**EDSON MARQUES FLORES**

**MODELO PROBABILÍSTICO DE VIABILIDADE DE GERAÇÃO  
DISTRIBUÍDA EM AMBIENTE COMPETITIVO**

Tese apresentada à Escola  
Politécnica da Universidade de  
São Paulo para obtenção do  
Título de Doutor em Engenharia.

Área de Concentração:  
Engenharia Elétrica

Orientador:  
Prof. Doutor  
Marcos Roberto Gouvea

São Paulo  
2003

In memoriam:

Ao meu pai, Joaquim Marques, 1922-2002, que sempre esteve comigo em todos os momentos.

## AGRADECIMENTOS

Ao amigo e orientador Professor Doutor Marcos Roberto Gouvea, pelo incentivo e confiança.

Ao amigo, Professor Carlos Tahan, pelas sugestões e apoio.

À minha filha, Laís Regina Flores , pela ilustrações.

Ao meu filho, Márcio Marques Flores, pela programação do software.

A todos os colegas que colaboraram comigo na execução deste trabalho.

## RESUMO

As alterações em curso no modelo do Setor Elétrico Brasileiro têm introduzido mecanismos de competição entre os agentes, quer do lado da demanda quer do lado da oferta. A livre negociação dos contratos entre distribuidoras e consumidores de energia tem motivado novas conceituações de modalidades de compra e venda de energia. Assim, um cliente que produz parte da demanda de energia que consome, pode comercializar excedentes, contratar uma certa quantidade de energia, que rotineiramente necessita ou, ainda, contratar uma reserva de energia para “backup”, para atendê-lo quando houver alguma contingência no seu próprio sistema de produção.

Nesse ambiente, o cálculo dos custos e dos benefícios de instalações de geração distribuída, que produzem insumos energéticos para os processos industriais e geram energia elétrica, se revestem de maior importância e complexidade, porquanto incluem uma parcela fortemente dependente do comportamento do mercado de energia, da demanda energética do processo industrial ao qual está inserido e, ainda, da disponibilidade de seus componentes que poderão, inclusive, serem despachados pelo Operador Nacional do Sistema. Este texto propõe um modelo para avaliação operacional, econômica e comercial de plantas de geração termelétrica distribuída, instaladas em consumidores, capaz de simular o comportamento esperado para diversas situações de operação, avaliando os riscos, os benefícios e os custos envolvidos. Trata-se, portanto, de um modelo de análise de negócios em geração distribuída, que abrange os módulos de geração de cenários, produção de energia e vapor, mercado setorial, política operacional, despesas, balanço e riscos.

Por outro lado o modelo simula, sob vários cenários, a disponibilidade global da planta, as necessidades de energia suplementar e de “backup” a ser contratada, o risco de necessidade de compra de energia no mercado, as receitas com as vendas de energia elétrica, vapor e gases quentes e a análise de viabilidade econômica e financeira com e sem financiamento.

## ABSTRACT

The recent changes undergone by the model of the Brazilian electric sector have introduced important competitive mechanisms between the players, both on the side of the demand, as well as on that of the offer. The free contract negotiation between energy distributors and consumers has brought about new ways of energy trading. Thus, those consumers, who produce part of the energy they use have the following options: sell the exceeding portion of the energy, buy a specific amount of energy they routinely need, or even, contract backup energy to be used, should their own production systems fail. A successful negotiation of these actions will determine the feasibility of the generation plant.

In this new environment, calculating the costs and benefits of the cogeneration facilities, which produce heat and electric energy for industrial processes, becomes extremely important and complex. This is because such costs and benefits are highly dependent on the following: the behavior of the energy market, the heat and electricity demands of the industrial process itself and the availability of the facilities involved, which may even be run by the National System Operator.

This text presents a model for the technical, economic and commercial assessment of thermal generation plants, owned by consumers. This model is able to simulate the expected behavior under different operational situations, by assessing the involved risks, benefits and costs. It is, therefore, a model for business analysis in the field of distributed generation, and it encompasses the areas of: building scenarios, production of energy and steam, market of the sector, operational policy, expenses, balance sheet and risks. The model is also prepared to simulate, in different scenarios, the following: a) total plant availability; b) the needs for supplementary and backup energy to be contracted; c) the risk of having to buy energy in the market; d) the revenues from the sale of electric energy, steam and hot gases; e) the economic and financial feasibility analysis with and without financing.

# SUMÁRIO

## RESUMO

## ABSTRACT

## LISTA DE FIGURAS

## LISTA DE TABELAS

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

## LISTA DE SÍMBOLOS

<b>1.</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
1.1.	MOTIVAÇÃO .....	1
1.2.	OBJETIVO E DESENVOLVIMENTO DA PESQUISA .....	1
1.3.	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO.....	3
<b>2.</b>	<b>AMBIENTE COMPETITIVO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO .....</b>	<b>5</b>
2.1.	ESTRUTURA E PREÇOS .....	5
2.2.	PROPOSTA PARA EVOLUÇÃO DO MODELO DO SETOR ELÉTRICO .....	9
2.2.1.	<i>Contratação de Energia.....</i>	<i>9</i>
2.2.2.	<i>Distribuidores .....</i>	<i>10</i>
2.2.3.	<i>Consumidores Livres.....</i>	<i>10</i>
2.2.4.	<i>Produtores Independentes.....</i>	<i>11</i>
2.3.	MERCADO COMPETITIVO .....	12
<b>3.</b>	<b>OPORTUNIDADES E BENEFÍCIOS EM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....</b>	<b>14</b>
3.1.	OPORTUNIDADES RELACIONADAS À QUALIDADE DO FORNECIMENTO.....	14
3.1.1.	<i>A Continuidade de Fornecimento e a Geração Distribuída.....</i>	<i>16</i>
3.1.2.	<i>Conformidade do Fornecimento e Geração Distribuída.....</i>	<i>19</i>
3.1.3.	<i>Qualidade Expressa pela Economicidade da Geração Distribuída..</i>	<i>21</i>
3.2.	OPORTUNIDADES RELACIONADAS AOS COMBUSTÍVEIS .....	24
3.3.	OPORTUNIDADES RELACIONADAS À RACIONALIZAÇÃO ENERGÉTICA .....	27
3.4.	RESUMO DOS BENEFÍCIOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA .....	29
<b>4.</b>	<b>GERAÇÃO TERMOELÉTRICA DISTRIBUÍDA.....</b>	<b>31</b>
4.1.	CONSTITUIÇÃO DOS SISTEMAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA .....	31
4.2.	CLASSIFICAÇÃO DE TERMOELÉTRICAS.....	33
4.3.	CONCEPÇÕES ALTERNATIVAS PARA PROJETOS .....	38
<b>5.</b>	<b>FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DE ANÁLISE DE NEGÓCIOS.....</b>	<b>40</b>
5.1.	VIABILIDADE .....	40
5.2.	MODELOS E SISTEMAS COMPUTACIONAIS P/ PROJETOS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA .....	43
<b>6.</b>	<b>CONSTITUIÇÃO DO MODELO PROPOSTO .....</b>	<b>48</b>
6.1.	ESTRUTURA E COMPOSIÇÃO DO MODELO .....	48
6.2.	MACROCENÁRIOS PARA ENERGIA.....	51
6.2.1.	<i>Hidrologia – Parque Gerador Hidrelétrico.....</i>	<i>52</i>
6.2.2.	<i>Ambiente de Negócios.....</i>	<i>53</i>
6.2.3.	<i>Risco Regulatório.....</i>	<i>53</i>
6.2.4.	<i>Preços do Gás e Óleo – Parque Termelétrico .....</i>	<i>57</i>
6.3.	MERCADO DE ENERGIA.....	58
6.4.	CENÁRIOS .....	62
6.5.	PRODUÇÃO DE ENERGIA E VAPOR .....	66

6.5.1.	<i>Características Técnicas do Sistema</i> .....	66
6.5.2.	<i>Disponibilidade de Sistemas de Geração Distribuída</i> .....	67
6.5.3.	<i>Modelagem da Disponibilidade do Sistema de Geração Distribuída</i> 72	
6.6.	POLÍTICA DE OPERAÇÃO TÉCNICA E COMERCIAL .....	93
6.7.	SUPRIMENTOS DE INSUMOS E ENCARGOS .....	97
6.8.	RECEITAS, DESPESAS, BALANÇO E RISCOS .....	99
6.8.1.	<i>Cálculo da Viabilidade Econômica</i> .....	99
6.8.2.	<i>Produtos</i> .....	101
6.9.	ESTUDO DE CASO E ANÁLISE DE SENSIBILIDADE .....	102
<b>7.</b>	<b>DESENVOLVIMENTO DO SOFTWARE E ESTUDO DE CASOS</b> .....	<b>106</b>
7.1.	INTRODUÇÃO .....	106
7.1.1.	<i>Entrada de Dados</i> .....	107
7.1.2.	<i>Processamentos</i> .....	110
7.1.3.	<i>Apresentação dos Resultados</i> .....	115
<b>8.</b>	<b>CONCLUSÕES</b> .....	<b>121</b>
	<b>ANEXO A - FLUXOGRAMA LÓGICO DO SOFTWARE</b>	
	<b>ANEXO B - ESTUDO DE CASO</b>	
	<b>ANEXO C – SIMULAÇÃO DE CENÁRIOS</b>	
	<b>ANEXO D – APLICAÇÃO DO SOFTWARE</b>	
	<b>LISTA DE REFERÊNCIAS</b>	

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1 – Cogeração Topping Cycle.....</b>	<b>34</b>
<b>Figura 2 – Cogeração Bottoming Cycle .....</b>	<b>35</b>
<b>Figura 3 – Sistema de Ciclo Combinado.....</b>	<b>35</b>
<b>Figura 4 - Classificação das termelétricas pela estrutura .....</b>	<b>37</b>
<b>Figura 5 – Relações entre Variáveis .....</b>	<b>43</b>
<b>Figura 6 – Estrutura do Modelo de Proposto.....</b>	<b>48</b>
<b>Figura 7 – Modelo de Viabilidade .....</b>	<b>50</b>
<b>Figura 8 – Macrocenários para Energia .....</b>	<b>51</b>
<b>Figura 9 – Mercado de Energia .....</b>	<b>58</b>
<b>Figura 10 – Produção de Energia e Vapor .....</b>	<b>66</b>
<b>Figura 11 – Exemplo de Configuração de Cogeração .....</b>	<b>70</b>
<b>Figura 12 - Sistema de Geração Distribuída .....</b>	<b>73</b>
<b>Figura 13 - Subsistemas de Geração Distribuída.....</b>	<b>74</b>
<b>Figura 14 - Alimentação de Água/Condensados .....</b>	<b>76</b>
<b>Figura 15 - Caldeira - Alimentação e Produtos.....</b>	<b>77</b>
<b>Figura 16 - Conexão à Rede Local e Externa .....</b>	<b>89</b>
<b>Figura 17 - Conexão Simplificada à Rede Externa.....</b>	<b>89</b>
<b>Figura 18 – Política Operacional .....</b>	<b>93</b>
<b>Figura 19 – Suprimentos de Insumos e Encargos .....</b>	<b>97</b>
<b>Figura 20 – Balanço e Riscos.....</b>	<b>99</b>

## LISTA DE TABELAS

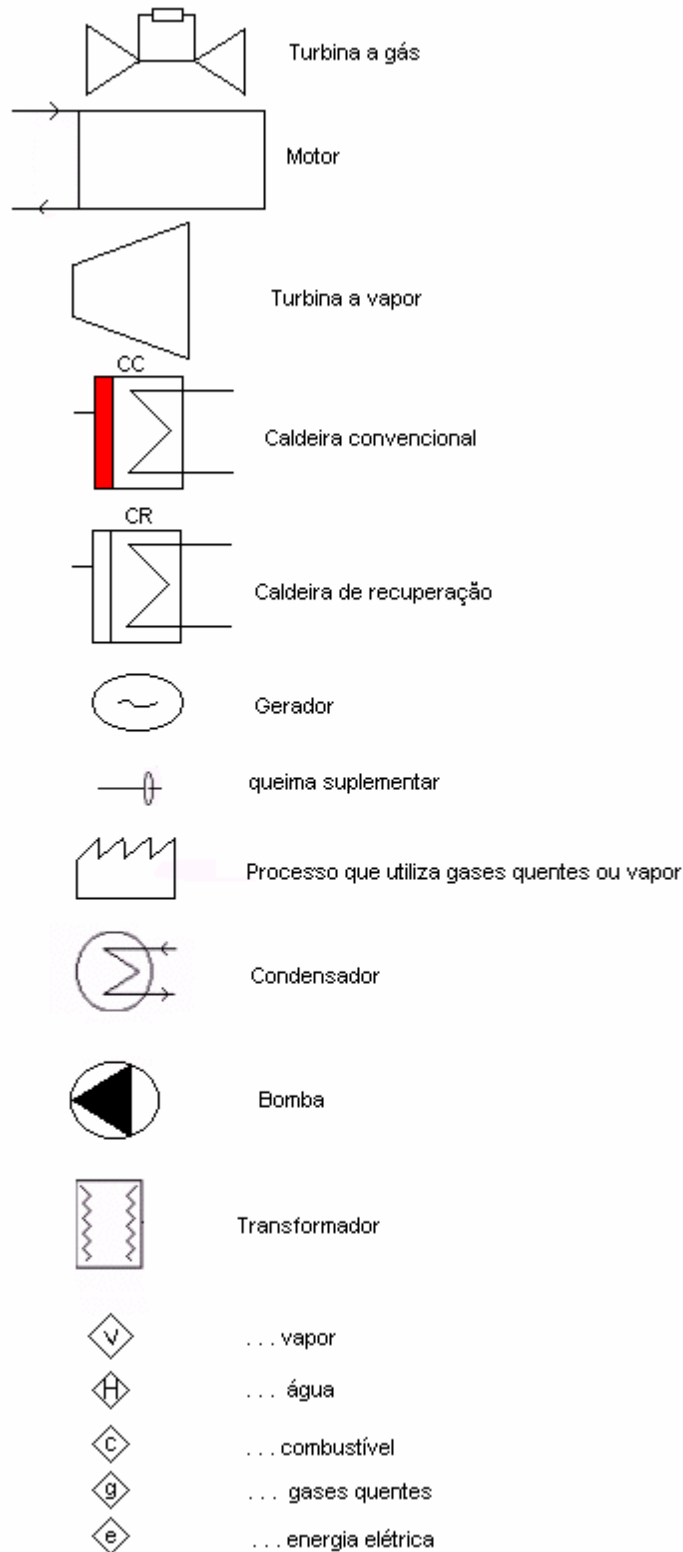
<b>Tabela I - Poder Calorífico das Biomassas .....</b>	<b>26</b>
<b>Tabela II - Propriedades dos Gases Siderúrgicos .....</b>	<b>26</b>
<b>Tabela III- Faixas de Parâmetros Técnicos e Econômicos.....</b>	<b>38</b>
<b>Tabela IV - Valores Relativos para os Preços de Venda de Energia.....</b>	<b>64</b>
<b>Tabela V- Valores Relativos para as Despesas com Geração .....</b>	<b>65</b>
<b>Tabela VI - Indicadores Financeiros .....</b>	<b>65</b>
<b>Tabela VII - Energia Gerada ( <math>MW_{\text{médio}}</math> p/ Gerador ) s/ Indisponibilidade .....</b>	<b>68</b>
<b>Tabela VIII- Disponibilidade do Vapor por Caldeira .....</b>	<b>69</b>
<b>Tabela IX- Disponibilidade da Energia Elétrica por Grupo Gerador .....</b>	<b>69</b>
<b>Tabela X - Geração Assegurada e Média.....</b>	<b>71</b>
<b>Tabela XI - Disponibilidades de Vapor de Cada Caldeira.....</b>	<b>77</b>
<b>Tabela XII - Disponibilidade de Gases Quentes de 2 Fontes .....</b>	<b>81</b>
<b>Tabela XIII - Disponibilidade de Gases Quentes de 3 Fontes.....</b>	<b>82</b>
<b>Tabela XIV - Exemplo de Disponibilidade de Gases Quentes de 3 Fontes.....</b>	<b>83</b>
<b>Tabela XV - Cálculo de Probabilidades Acumuladas – 3 Fontes .....</b>	<b>83</b>
<b>Tabela XVI - Cálculo do <math>MW_{\text{médio}}</math> p/ Cada Gerador sem Indisponibilidades... </b>	<b>85</b>
<b>Tabela XVII - Sistema com Seis Grupos Moto-Geradores .....</b>	<b>85</b>
<b>Tabela XVIII - Cálculo da Geração Assegurada e Média - 3 Fontes .....</b>	<b>86</b>
<b>Tabela XIX - Disponibilidade de Dispositivos e Equipamentos Elétricos .....</b>	<b>88</b>
<b>Tabela XX – Tributos e Encargos .....</b>	<b>97</b>
<b>Tabela XXI – Investimentos, Custos e Despesas .....</b>	<b>98</b>
<b>Tabela XXII - Modelo de Fluxo de Caixa .....</b>	<b>101</b>
<b>Tabela XXIII – Entrada de Dados do Projeto.....</b>	<b>102</b>
<b>Tabela XXIV - Exemplo de Fluxo de Caixa com Financiamento.....</b>	<b>104</b>
<b>Tabela XXV - Resultados com Financiamento com Acréscimo no Backup .....</b>	<b>105</b>
<b>Tabela XXVI - Resultados com Fin. com Redução da Disponibilidade.....</b>	<b>105</b>
<b>Tabela XXVII - Cálculo da Viabilidade Econômica e Financeira.....</b>	<b>119</b>
<b>Tabela XXVIII – Fluxo de Caixa.....</b>	<b>120</b>

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

A	- Disponibilidade
$\bar{A}$	- Indisponibilidade
ACEE	- Administrador dos Contratos de Energia Elétrica
ALC	- Ambiente de Livre Contratação
ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica
C	- Custo de Interrupções
$C_a$	- Custo Anualizado do Grupo Gerador
CC	- Caldeira Convencional
CCC	- Conta de Consumo de Combustíveis
CR	- Caldeira de Recuperação
COFINS	- Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CPMF	- Contribuição Provisória sobre Movimentação ou Transmissão de Valores e Créditos e Direitos de Natureza Financeira
CSLL	- Contribuição Social sobre o Lucro Líquido
CSPE	- Comissão de Serviços Públicos de Energia
$D_{com}$	- Despesas com Combustíveis
$D_{O\&M}$	- Despesas com Operação e Manutenção
EO	- Em Operação
EPC	- Engenharia, Projeto e Construção
FO	- Fora de Operação
GAF	- Gás de Alto Forno
GCO	- Gás de Coqueria
GD	- Geração Distribuída
GG	- Grupo Gerador
GLD	- Gás de Aciaria
ICMS	- Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IR	- Imposto de Renda
ISS	- Imposto sobre Serviços
kWh	- Unidade de Consumo de Energia Elétrica
MAE	- Mercado Atacadista de Energia Elétrica

MME	- Ministério das Minas e Energia
MW	- Unidade de Potência de Energia Elétrica
$\binom{n}{x}$	- Combinação de “n”, “x” a “x”
O&M	- Operação e Manutenção
ONS	- Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCI	- Poder Calorífico Inferior
PIE	- Produtor Independente de Energia
PIS	- Programa de Integração Social
PLD	- Preços para Liquidação de Diferenças Contratuais
PRICE	- Sistema de Amortização Variável
RGR	- Reserva Global de Reversão
SAC	- Sistema de Amortização Constante
SI	- Sistema Internacional de Medidas
SPC	- Special Purpose Company
TIR	- Taxa Interna de Retorno
UTE	- Usina Térmica
VPL	- Valor Presente Líquido

## LISTA DE SÍMBOLOS



## **1. INTRODUÇÃO**

### **1.1. Motivação**

As alterações no setor de energia elétrica no Brasil têm oferecido novas oportunidades de instalações de geração distribuída para auto-suprimento de indústrias e também têm introduzido novas variáveis e parâmetros nos estudos de viabilidade dessas instalações.

Isto tem motivado reflexões e pesquisas sobre modelos técnico-econômicos para avaliar as potencialidades e os riscos dessas instalações, considerando os correspondentes requisitos técnicos de desempenho, bem como a operação comercial dentro de um ambiente de mercado competitivo.

As ferramentas convencionais de avaliação de viabilidade, usualmente, oferecem uma visão do desempenho técnico e econômico das instalações de auto produção de energia elétrica, sem no entanto permitir a representação de aspectos probabilísticos inerentes do ambiente competitivo que atualmente existe no Brasil.

### **1.2. Objetivo e Desenvolvimento da Pesquisa**

O objetivo desta tese é a concepção e o desenvolvimento de um modelo que permita a análise de negócios em geração distribuída, considerando não só os parâmetros usualmente envolvidos, mas também aspectos de risco devido ao mercado do setor industrial ao qual a instalação pertence, a exigência de níveis de qualidade de energia, considerando a natureza probabilística da diversidade de cenários dos custos de insumos energéticos e preços de energia comercializada.

A aleatoriedade da oferta de energia oferecida pelo mercado e seus custos, decorrente da hidrologia e dos preços internacionais de gás e óleo, também deve ser contempladas no modelo.

Ao simular o modelo para vários cenários com as respectivas probabilidades de ocorrência associadas, resultam as estimativas de retorno do projeto permitindo, ainda, determinar o prejuízo esperado na ocorrência do pior cenário.

A demanda de energia suprida pela instalação deve ser determinada pelos valores requeridos durante o ciclo diário de carga, contingenciadas pela conjuntura da atividade econômica do setor produtivo a que pertence. Assim, devem ser consideradas as tendências de crescimento ou de retração da oferta e da demanda do mercado da produção industrial ao longo do projeto de geração de energia, além da ocorrência das variações diárias e sazonais.

Por sua vez, a geração de energia elétrica e de gases quentes, produzida pela instalação, deve ser representada por motores e por turbinas a gás, que recebem combustíveis do meio externo ou, diretamente, do próprio processo industrial. Os gases quentes podem aquecer caldeiras de recuperação ou serem utilizados diretamente pelo processo industrial. As taxas de indisponibilidades dos vários componentes devem ser representadas no modelo .

O desenvolvimento do trabalho inclui a pesquisa dos fundamentos conceituais da geração distribuída, a diversidade dos tipos, a seleção de variáveis de interesse, a análise das relações entre as variáveis, a estruturação do modelo e a realização de análises de sensibilidade e estudo de caso.

A seleção de variáveis envolve: a) componentes: motores, turbinas, geradores, caldeiras, bombas, e queimadores; b) produtos: energia elétrica, vapor, gases quentes; c) demanda: energia elétrica, gases quentes, vapor e frio; d) operação: disponibilidades, geração líquida, consumo de combustíveis, horas de paradas programadas e de operação; e) econômicas e financeiras: custos de insumos e O&M, demanda de energia, custos de energia de backup e uso da rede, preços de venda da energia, confiabilidade aceitável para energias geradas, condições de financiamento, vida útil, encargos, impostos e alíquotas, depreciação, taxas de desconto, patamares de carga e variações do preço da energia.

A proposta é contribuir para a criação de alternativas de soluções para plantas de geração distribuída de energia elétrica, considerando flexibilizações possíveis pelo lado do cliente e nas paradas forçadas e programadas da planta de geração, via simulações de estruturas e efeitos nas disponibilidades de energia, no backup e nos resultados econômicos e financeiros.

### **1.3. Organização do Trabalho**

O Capítulo 2 trata do ambiente competitivo do setor elétrico Brasileiro, com um breve histórico da sua reestruturação, com a criação do mercado livre de energia com preços livremente negociados, da desverticalização da indústria de energia elétrica e, da criação da Agência Nacional de Energia Elétrica, do Operador Nacional do Sistema Elétrico e do Mercado Atacadista de Energia Elétrica. O capítulo é complementado com considerações sobre a proposta do MME-Ministério das Minas e Energia para a evolução do modelo para o setor elétrico.

O Capítulo 3 mostra as vantagens da geração distribuída no fornecimento de energia elétrica, explorando as questões relacionadas à qualidade de fornecimento de energia elétrica, a continuidade do fornecimento, as contribuições para a conformidade do produto, a economicidade relacionada às estruturas de expansão do sistema, ao controle de tensão, à complementaridade hidrelétrica e à redução de custos de interrupção e perdas em geral. Trata, ainda, das oportunidades relacionadas aos combustíveis, racionalização energética e das aplicações e benefícios da geração distribuída.

O Capítulo 4 é dedicado às alternativas de composição de instalações de geração térmica distribuída e às diretrizes que orientam a viabilidade. São apresentados os seus componentes principais, caracterizando-os parâmetros técnicos e econômicos, bem como aspectos sobre concepções alternativas. Além disso, trata dos conceitos básicos a serem considerados na análise de viabilidade.

O Capítulo 5 apresenta a formulação do problema de análise de negócios em geração distribuída a partir do estado da arte presente nos modelos e softwares de estudo de

viabilidade de instalações de geração distribuída, dos resultados que decorrem dos mesmos e do estudo comparativo das suas potencialidades. Complementa o capítulo uma análise dos agentes atuantes, dos fatores influentes e dos riscos envolvidos, para concluir com uma proposta de solução para as deficiências dos modelos existentes.

O Capítulo 6 é o da constituição do modelo proposto, com o detalhamento dos 6 blocos que o compõem, quais sejam: geração de cenários, produção de energia e vapor, mercado setorial, política de operação técnica e comercial, despesas e receita/balanço/riscos.

O Capítulo 7 apresenta o desenvolvimento do software para a aplicação do modelo desenvolvido no capítulo anterior, com a modelagem para o cálculo das disponibilidades e a descrição das entradas, processamentos e resultados.

O Capítulo 8 apresenta as conclusões, os comentários finais, as contribuições do trabalho realizado e as sugestões para o prosseguimento da pesquisa.

Nos elementos pós-texto encontram-se o fluxograma lógico do software, o estudo de caso, a simulação de cenários, a aplicação do software e a lista de referências.

## **2. AMBIENTE COMPETITIVO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

### **2.1. Estrutura e Preços**

O Setor de Energia Elétrica Brasileiro começou a ser reestruturado a partir de 1993, mas somente dois anos mais tarde, com a aprovação da lei que trata da concessão dos serviços públicos, obteve as condições necessárias para se organizar de forma competitiva.

Em 1996, iniciou-se a fase de concepção do novo modelo, sob a coordenação da Secretaria Nacional de Energia do Ministério de Minas e Energia, que deveria ser caracterizado pelo financiamento através de recursos públicos, BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, e privados, concessionárias divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização, livre concorrência, competição na geração e comercialização, consumidores livres, preços livremente negociados.

Assim, foram concebidas:

- A ANEEL, autarquia vinculada ao Ministério das Minas e Energia, que tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, zelando pela qualidade dos serviços prestados, pela universalidade de atendimento aos consumidores e pelo estabelecimento das tarifas;
- O ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, para operar, supervisionar e controlar a geração e a transmissão de energia elétrica no Brasil, a fim de otimizar custos e garantir a confiabilidade do Sistema, sendo também, responsável pela administração operacional e financeira dos serviços de transmissão e das condições de acesso à rede;
- O Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE instituído através da assinatura de um contrato de adesão multilateral, o Acordo de Mercado, para

ser o ambiente onde se processam a contabilização e a liquidação centralizada no mercado de curto prazo.

O ONS foi criado em 1998, com a finalidade de operar o sistema interligado nacional e administrar a rede básica de transmissão de energia no Brasil. Cabe ao ONS a operação coordenada do sistema, criando condições para a justa competição entre os agentes do setor. Instituído pela lei 9.648/98 e pelo Decreto 2.655/98, o ONS teve seu funcionamento autorizado pela ANEEL, com a Resolução 351/98, e assumiu o controle da operação do Sistema em 1º de março de 1999. O ONS atua como sociedade civil de direito privado, sem fins lucrativos, e opera o Sistema por delegação dos agentes: empresas de geração, transmissão e distribuição de energia; seguindo regras, metodologias e critérios codificados nos procedimentos de rede, aprovados pelos próprios agentes e homologados pela ANEEL (ONS, 2003).

A atuação do ONS abrange: o planejamento e a programação da operação eletroenergética, a definição das ampliações e reforços da Rede Básica de Transmissão, que busca atender à necessidade de expansão da demanda e inclui a gestão de novas solicitações de acesso e conexão e o estabelecimento de padrões de desempenho; a gestão dos contratos; a contabilização e liquidação dos encargos de transmissão; os serviços ancilares; e a especificação dos requisitos técnicos contratuais exigidos nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão - CPST, dos Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão -CCT e dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão – CUST.

O MAE - Mercado Atacadista de Energia Elétrica, instituto de direito privado, submetido à regulamentação por parte da ANEEL é responsável por todas as atividades requeridas à administração do Mercado, inclusive financeiras, contábeis e operacionais, sendo as mesmas reguladas e fiscalizadas pela ANEEL e nele se processam as atividades comerciais de compra e venda de energia elétrica por meio de contratos bilaterais e de um mercado de curto prazo, restrito aos sistemas interligados Sul/Sudeste/Centro Oeste e Norte/Nordeste.

O MAE não compra ou vende energia e não tem fins lucrativos, apenas viabiliza as transações de compra e venda de energia elétrica entre os agentes de mercado, baseado em suporte legal e regras de funcionamento propostas pelos agentes, homologadas pela ANEEL e previstas na Convenção de Mercado. É no Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE que ocorre o processamento da contabilização da Energia Elétrica produzida e consumida no Brasil. Um mercado que conta com cerca de 500 milhões de MWh por ano. Basicamente, a contabilização do MAE leva em consideração toda a energia contratada por parte dos Agentes e toda a energia efetivamente verificada, consumida ou gerada.

As empresas geradoras, distribuidoras e comercializadoras de energia elétrica registram no MAE os montantes de energia contratada, assim como os dados de medição, para que desta forma se possa determinar quais as diferenças entre o que foi produzido ou consumido e o que foi contratado. Essa diferença é liquidada mensalmente no MAE, ao Preço MAE, por cada submercado e para cada patamar de carga: Leve, Média e Pesada. É o chamado mercado de curto prazo ou "spot".

A formação do preço da energia negociada no MAE se faz pela inter-relação dos dados utilizados pelo ONS para otimização da operação do Sistema e dos dados informados pelos Agentes. Os referidos dados são então processados através de modelos de otimização para obtenção do custo marginal de operação (CMO). São utilizados praticamente os mesmos modelos adotados pelo ONS para determinação da programação e despacho de geração do sistema, com as adaptações necessárias para refletir as condições de formação de preços no MAE. A responsabilidade pelo cálculo dos preços é do MAE e é determinado para cada um dos submercados. Estes caracterizados como regiões geoeletricas que não apresentam significativas restrições de transmissão, fazendo com que o preço seja único dentro de cada uma dessas regiões. Um dos principais resultados desse modelo são as funções de custo futuro, que traduzem para os modelos de outras etapas de mais curto prazo, o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios. Nesse modelo, faz-se a representação da carga em patamares, e a consideração dos limites de interligação entre os subsistemas.

O processo de contabilização do MAE considera valores horários agregados nos patamares de carga leve, média e pesada, conforme os dados disponibilizados mensalmente pelo ONS, para efeito de cálculo.

O preço do MAE é determinado em base semanal, considerando os três patamares de carga, para cada submercado do sistema elétrico brasileiro. A definição dos submercados é responsabilidade do ONS. O preço do MAE é calculado em base “ex-ante”, considerando informações previstas de disponibilidade e carga, para as semanas que se iniciam aos sábados e terminam na sexta-feira. O preço serve para a liquidação de toda a energia não contratada bilateralmente entre os agentes.

Os contratos bilaterais de compra e venda de energia negociados livremente entre duas partes são firmados entre os agentes sem a participação da ANEEL ou MAE. Podem ser de curto prazo, quando o prazo de validade for inferior a 2 anos ou de longo prazo, quando a validade for igual ou superior a 2 anos.

Os contratos bilaterais são registrados pelos agentes vendedores e validados pelos agentes compradores. Caso o agente cadastrado no MAE esteja comprando energia de um não participante do MAE, esta será cadastrada como geração, e caso esteja vendendo, esta será cadastrada como consumo.

Para efeito de liquidação de contratos, os preços MAE são estabelecidos de acordo com o perfil de demanda para os dias do tipo 1 e tipo 2 e de acordo com o patamar de carga horário.

Os dias do tipo 1 incluem os dias úteis e sábados e os dias do tipo 2 referem-se aos domingos e feriados.

Com relação aos horários do dia, são considerados três patamares de carga, segundo os dias do tipo 1 e tipo 2. Para os dias do tipo 1, os horários de 19:00; 20:00 e 21:00 horas e suas frações, correspondem ao patamar de carga pesada; os horários de 1:00 até 7:00 horas e suas frações, correspondem ao patamar de carga leve; e os demais horários ao patamar de carga média. Para os dias do tipo 2, os horários de 18:00;

19:00; 20:00; 21:00 e 22:00 horas e suas frações, correspondem ao patamar de carga média; os demais horários correspondem ao patamar de carga leve (MAE, 2003).

## **2.2. Proposta para Evolução do Modelo do Setor Elétrico**

Seguem-se as principais alterações presentes na proposta de modelo institucional do setor elétrico, versão de julho de 2003, que podem vir a alterar considerações contidas nesta tese.

### **2.2.1. Contratação de Energia**

No novo arranjo proposto para a contratação dos serviços de energia elétrica são reconhecidos todos os atuais organismos e instituições presentes no sistema elétrico brasileiro, à exceção do MAE.

Está prevista a criação de uma instituição com a função básica de administrar e controlar os contratos: o Administrador dos Contratos de Energia Elétrica - ACEE. Esse órgão sucederá ao MAE absorvendo, entre outras, sua função de contabilização e liquidação de contratos, incorporando todas as suas estruturas organizacionais e operacionais, relevantes para operacionalização do ACEE.

Nesta alternativa de modelo, dois ambientes de contratação irão coexistir:

- Ambiente de contratação administrada, denominado por simplicidade de ambiente “pool”, que terá tarifas de suprimento reguladas, do qual participam concessionários de serviço público de distribuição e geração e Produtores Independentes de Energia-PIEs que vendem energia por meio do ACEE.
- Ambiente de livre contratação - ALC, onde serão abrigados os consumidores livres, comercializadores e PIEs.

Os preços para liquidação de diferenças contratuais-PLD no ambiente externo ao pool serão determinados e publicados pelo ACEE. O PLD terá como base o Custo Marginal de Operação, limitado por preços piso e teto. O preço teto do PLD será igual ao custo variável da térmica mais cara participante do despacho centralizado (da ordem de R\$ 300,00 por MWh para UTE Diesel, em agosto de 2003).

No ambiente externo ao pool, as diferenças em relação aos valores contratados deverão ser liquidadas ao PLD. As trocas de energia do pool com o ambiente externo, ALC, deverão ser valoradas também pelo PLD definido anteriormente. A sistemática proposta para valorar as diferenças contratuais no ambiente do ALC é compatível com a otimização da operação de termelétricas pertencentes a Produtores Independentes fora do pool.

A energia consumida por um consumidor livre, acima do montante contratado, será valorada pelo maior valor entre PLD e o resultado do produto de um fator de majoração (P3) pela tarifa do ACEE, sendo que consumos inferiores ao contratado serão valorados no momento da liquidação de curto prazo pelo PLD.

### 2.2.2. Distribuidores

A atividade de distribuição passa a ser orientada para o serviço de rede e de venda de energia a consumidores cativos. Esses agentes não poderão exercer as atividades de geração e transmissão de energia elétrica e não poderão comercializar energia para consumidores livres.

### 2.2.3. Consumidores Livres

Consumidores atendidos em qualquer nível de tensão de fornecimento e em cuja unidade consumidora a demanda contratada seja igual ou superior a 3.000 kW poderão optar entre:

- Continuar sendo atendidos pelo distribuidor local;

- Comprar energia diretamente de um produtor independente ou de autoprodutores com excedentes; ou
- Comprar energia por meio de um comercializador.

O exercício das duas últimas opções caracteriza a condição de “consumidor livre”. Essa opção abrangerá toda a carga de uma unidade consumidora. No caso de expansão, o consumidor cativo poderá optar por enquadrar a carga adicional na condição de consumidor livre, devendo individualizar a medição. A opção por tornar-se consumidor livre ou de retornar à condição de cativo deverá ser feita com antecedência mínima de 5 anos, prazo esse compatível com o período de contratação a que estarão obrigados os distribuidores. Antecedência menor deverá ser objeto de negociação direta entre consumidor e distribuidor, garantida ao distribuidor a prerrogativa da decisão final sobre a migração.

Os montantes de energia contratados por consumidores livres deverão estar registrados junto ao ACEE. A opção pela condição de consumidor livre não desobrigará o consumidor dos encargos referentes à CCC do sistema isolado e de outros de caráter sistêmico (RGR, Taxa de Fiscalização da ANEEL, Reserva de Segurança, etc.). Os consumidores livres assim como os cativos arcarão com os encargos da reserva do sistema, uma vez que estarão operando sob o mesmo critério de garantia do sistema interligado nacional. Os encargos de reserva serão incorporados às tarifas de transporte de transmissão (TUST) e de distribuição (TUSD), devidamente discriminados e pagos por todo o universo de consumidores.

#### 2.2.4. Produtores Independentes

Empreendedores que vierem a atuar no segmento de geração por sua conta e risco, denominados de PIE's-Produtores Independentes de Energia, poderão vender energia para:

- Consumidores livres;

- Agente comercializador, para atendimento a consumidores livres;
- Conjunto de distribuidores, por meio do ACEE;
- Consumidores, integrantes de complexo industrial ou comercial, aos quais o produtor independente também forneça vapor oriundo de processo de cogeração. O PIE poderá ainda exportar total ou parcialmente sua energia assegurada. Estes contratos de exportação deverão ser registrados no ACEE.

O PIE poderá comercializar sua energia no “pool”, no todo ou em parte, integrando-se ao sistema de comercialização administrado pelo ACEE, firmando contrato de prestação de serviço de geração e de uso do sistema de geração, pelo qual receberá como contrapartida do serviço prestado, uma receita garantida pelo prazo dos contratos e contará com as garantias oferecidas pelos distribuidores. Em geral, esses contratos serão de longo prazo, salvo nos casos de contratação extraordinária.

### **2.3. Mercado Competitivo**

Os clientes do Grupo A, que são aqueles que recebem energia em média e alta tensão, respondem por cerca de 50% do mercado brasileiro e constituem o alvo da concorrência, que reúne supridoras, distribuidoras, produtores independentes de energia e comercializadores.

No ambiente competitivo, a geração distribuída é uma alternativa para atendimento das necessidades do cliente e, via de regra, é oferecida pelo produtor independente.

De um modo geral, o produtor independente irá procurar pelos clientes que: a) não tem modulação na ponta, ou seja, tem um custo médio de energia comprada da concessionária distribuidora mais alto; b) dispõe de um processo produtivo que gera gás, que pode ser aproveitado para a geração de vapor e energia elétrica, através de uma turbina a vapor; ou c) necessitam de energia com qualidade superior à oferecida pela concessionária distribuidora, entendendo-se como qualidade a continuidade de fornecimento e a regularidade da forma da onda de tensão.

É no contexto competitivo acima que se insere o presente trabalho, que busca um modelo de análise de negócios em geração distribuída que considere variáveis probabilísticas, tais como:

- Cenários macroeconômicos;
- Políticas de operação técnica e comercial;
- Mercado setorial dos clientes da energia produzida;
- Aperfeiçoamento do cálculo das disponibilidades da planta e do nível de confiabilidade necessário para o processo local que irá consumir os produtos resultantes da geração;
- Análise pormenorizada das necessidades de energia suplementar, tendo em vista a sazonalidade do processo, as possibilidades de programação das manutenções, os custos da energia importada e os preços de venda de energia excedente, segundo os vários patamares de carga e dias da semana.

A construção de um modelo probabilístico para o estudo de alternativas de estruturação e operação de plantas de geração distribuída se reveste de particular importância nos segmentos de maior competição, que são a geração e a comercialização, quando se observa a tendência de elevação do preço da energia motivada pela distância cada vez maior entre geração e consumo, de redução de subsídios para a indústria, de necessidade de complemento térmico da matriz energética brasileira, de custos ambientais crescentes e, finalmente, da ausência de investimentos compatíveis com as necessidades do País.

### **3. OPORTUNIDADES E BENEFÍCIOS EM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

#### **3.1. Oportunidades Relacionadas à Qualidade do Fornecimento**

A influência da geração distribuída na qualidade de fornecimento de energia envolve diversos fatores abordados, que apresentam benefícios de várias naturezas (Gouvea, 2001).

As questões referentes à qualidade versam preponderantemente sobre continuidade e conformidade, que juntamente com a economicidade, são fatores significativamente influenciados pela geração distribuída.

Do ponto de vista da continuidade, da conformidade e de alguns aspectos econômicos, a descentralização da geração traz benefícios que nem sempre são facilmente quantificáveis economicamente em estudos de viabilidade, não só pela dificuldade técnica de avaliação dos parâmetros envolvidos, como também pela multiplicidade de agentes afetados.

Aliás, a avaliação do intangível está frequentemente presente em estudos e análises que tratam da qualidade, que por sua própria natureza, integra conceitos e resultados cuja evidência do benefício situa-se, não raro, em segmentos de outros processos. Por exemplo, a interrupção de energia pode ocasionar vários tipos de transtornos, alguns dos quais de difícil avaliação.

Vale lembrar que em todas as soluções de engenharia, o binômio confiabilidade x custo se faz presente inequivocamente. Isto significa, que é previsível um risco de falha em todos os produtos de engenharia. Portanto, via de regra, processos com menos elementos operando em cadeia significa soluções com melhor desempenho e custo. Por este ângulo, o fornecimento de energia elétrica, que pressupõe estruturas de geração de transmissão e de distribuição em cadeia, certamente será favorecido pelo uso da geração distribuída.

As sociedades contemporâneas, pelo atual grau de conforto e avanço tecnológico, vêm se tornando cada vez mais dependentes da qualidade da energia elétrica.

A escolha por essa forma de energia decorre de vários fatores, dentre os quais certamente está a característica da fonte primária, que se encontra dentre as mais seguras, em muitos casos "limpas" e freqüentemente renováveis.

Também, a forma de transporte e distribuição da energia elétrica mostra-se adequada pela sua facilidade e praticidade, não obstante exija uma complexa rede de cabos e equipamentos.

A oferta da energia elétrica aos usuários é realizada através do exercício de um serviço público concedido para exploração, por entidade pública ou privada. Particularmente, consumidores podem gerar energia elétrica para seu próprio consumo.

Essa forma de energia é concretizada por uma tensão alternada, expressa por uma onda senoidal, com freqüência fixa e amplitude definida conforme seja a modalidade do atendimento, em baixa, média ou alta tensão.

O mérito da oferta de um produto, em particular da energia elétrica, pode ser medido pela disposição da fonte em fornecer permanentemente a quantidade e a qualidade que o cliente deseja.

Entretanto o conceito de qualidade de energia elétrica pode ser expresso de uma forma ampla englobando outras dimensões, quais sejam:

- Segurança;
- Custo e economicidade;
- Atendimento ao cliente;
- Impacto ambiental
- Eficiência Energética

Nota-se que as expressões da qualidade envolvem tanto aspectos que dizem respeito ao consumidor como ao fornecedor, caracterizando metas de melhoria para a sociedade como um todo. Com efeito, quando se diminuem as perdas de energia no transporte ou na distribuição, por exemplo, o primeiro beneficiado é o fornecedor, uma vez que a medição de consumo a ser faturado está na fronteira da rede elétrica do consumidor. Porém, uma análise mais cuidadosa indica que não só os custos que incidem no processo de transmissão e distribuição acabam por onerar o produto, mas também a margem que o concessionário teria se as perdas fossem menores, poderia ser revertida em poupança ou em novos investimentos, e assim, de alguma forma agregaria riqueza à sociedade, além de outros benefícios como os ambientais.

A continuidade, que expressa a ausência de interrupção, é tratada através da conceituação de indicadores que a quantificam e também pela forma que a geração distribuída pode influir positivamente nesse aspecto.

A conformidade, por sua vez, diz respeito à preservação da amplitude e da forma da onda senoidal que representa o "produto energia elétrica". Isto é analisado através dos fenômenos que causam distorções na forma de onda e dos efeitos benéficos da geração distribuída na mitigação desses problemas.

Finalmente, a economicidade decorrente da geração distribuída é abordada através do exame das vantagens de se ter fontes geradoras próximas dos centros consumidores, passando por questões como a diminuição das perdas de energia, a gestão da ponta de carga, a economia das estruturas de transporte e distribuição e, ainda, a racionalização e eficiência no uso de efluentes energéticos de processos industriais.

### 3.1.1. A Continuidade de Fornecimento e a Geração Distribuída

Uma das características marcantes da energia elétrica, diante de outras formas de energia, é a dificuldade de armazenamento, fazendo com que tenha que ser gerada no momento exato em que é requerida.

A primeira vista, isto pode parecer um aspecto pouco relevante diante de todas as vantagens que essa forma de energia oferece, entretanto as diferentes intensidades demandadas durante o transcorrer do dia, impõem que se disponha de estruturas capazes de transmitir e distribuir quantidade de energia determinada pelo nível máximo solicitado, resultando em ociosidade dessas instalações durante o período fora de ponta.

Por outro lado, as fontes primárias de energia que são transformadas em eletricidade, no Brasil, são preponderantemente de origem hidráulica, localizando-se portanto, em regiões quase sempre distantes dos centros consumidores. Com isto, são necessárias grandes extensões de linhas de transmissão e outras instalações para repartir e distribuir a energia nos centros de consumo. Vale lembrar que a natureza da energia elétrica inspirou desenvolvimentos tecnológicos que recomendam que a transmissão a longas distâncias se faça sob alta voltagem, muito superior à tensão de uso final, o que requer instalações de subestações para a transformação de tensão.

Assim o atendimento ao consumidor pode ser traduzido pela necessária existência de um sistema de transmissão de distribuição extenso e complexo, suportado por uma estrutura de instalações e equipamentos que, além de representar importantes investimentos e exigir ações permanentes de operação e manutenção, estão como qualquer produto tecnológico, sujeito a falhas.

Dentro desse quadro, situam-se positivamente as instalações de geração distribuída, pois operam como uma fonte de energia próxima do centro de carga, suprimindo o consumo independentemente das estruturas de transmissão e distribuição que trazem a energia de locais remotos de produção.

As gerações distribuídas atenuam os efeitos das interrupções nos dois aspectos em que são usualmente quantificados: a duração e a frequência.

Desde a década de setenta, as concessionárias brasileiras de distribuição de energia elétrica vem registrando indicadores de continuidade de serviço, que expressam a

duração, através do DEC - Duração Equivalente de Interrupção de Carga e a frequência, através do FEC - Frequência Equivalente de Interrupção de Carga.

O DEC é a duração média em um período das interrupções de energia ocorridas em uma determinada região, ponderada pela correspondente quantidade de consumidores afetados, em cada uma das interrupções. Assim por exemplo, no Estado de São Paulo existem dezenas de conjuntos de consumidores, cujo valor do DEC anual, na grande maioria, situa-se entre 5 horas/ano a 30 horas/ano (GOUVEA, 2001).

De forma análoga é definido o FEC, para a frequência de interrupção de energia.

A geração distribuída melhora substancialmente o DEC dos consumidores de sua área de influência, dado que contribui para a manutenção do serviço em situações de desligamentos da rede de transmissão ou mesmo de distribuição, quando da ocorrência de defeitos ou de desligamento para manutenção preventiva ou para a execução de obras de expansão.

Também, a frequência das interrupções, medida pelo FEC, é fortemente atenuada com a presença de gerações distribuídas. Muitas interrupções de caráter temporário, como aquelas causadas por interferências momentâneas como descargas atmosféricas no sistema de transmissão, têm efeitos praticamente neutralizados na medida que a geração distribuída é uma alternativa de suprimento que permanece operando durante a perturbação no sistema supridor.

A geração distribuída (GD) se reveste de particular importância em situações de colapso do sistema supridor. Estas situações, embora pouco frequentes, podem ocorrer por alguma falha que acarreta o desligamento de grande extensão do sistema. Fica, também, evidente o benefício de fontes distribuídas em períodos de condições climáticas adversas que possam trazer racionamento de energia elétrica. As gerações distribuídas atuam como reservas de contingência, operando independentemente das fontes remotas que abastecem o sistema, ou das estruturas de transmissão que o servem.

Uma modalidade de GD utilizada em hospitais, shopping centers, estações de bombeamento de água e diversas indústrias é a potência de reserva ou de emergência que serve para atender necessidades de vários tipos de segurança ou mesmo quando o custo da interrupção é inaceitavelmente alto.

Existem casos em que se faz um contrato entre a concessionária de energia e o consumidor que possui geradores de emergência instalados, para que os mesmos sejam utilizados para a geração de energia nos horários de pico, via incentivos oferecidos para a redução da demanda nesses horários. A geração de emergência pode ser utilizada como parte de uma estratégia que minimiza custos de demanda e maximiza a confiabilidade.

### 3.1.2. Conformidade do Fornecimento e Geração Distribuída

A geração de energia elétrica, em grandes blocos, se processa pela ação de máquinas rotativas denominadas alternadores, que acionadas mecanicamente por uma força motriz produzem, através de efeito de campos de indução eletromagnéticos, uma onda senoidal de tensão com frequência fixa (no Brasil 60Hz) e amplitude definida pela classe de tensão do gerador.

As unidades consumidoras conectadas ao sistema elétrico recebem o produto energia elétrica, que se constitui em uma onda de tensão de natureza senoidal, com amplitude ajustada pelas estações transformadoras, por exemplo, 127V ou 220V para uso residencial ou comercial de baixa tensão ou 13.800 V para consumidores de média tensão ou ainda 34.500 V, 69.000 V, 138.000 V, 230.000 V ou 500.000 V para transmissão e fornecimento a plantas industriais de grandes consumidores.

Durante a operação do sistema, ao atender os diversos níveis de demanda requeridos pelos consumidores, circulam correntes elétricas que produzem pequenas variações na amplitude da onda de tensão, porém, por força de regulamentação esta deve situar-se sempre dentro de uma faixa especificada, com a forma da onda e sua frequência inalteradas.

Entende-se por conformidade do produto energia elétrica a ausência de diferenças entre a onda de tensão entregue ao consumidor e aquela com amplitude dentro da faixa especificada, frequência 60Hz e forma perfeitamente senoidal. Observa-se, no entanto, prejuízos nessa conformidade, decorrente de defeitos, situações operativas críticas ou mesmo pela presença de cargas na rede elétrica que ocasionam perturbações.

Por exemplo, algumas dessas situações decorrem da operação de equipamentos do sistema sob condições inadequadas como, por exemplo, a saturação do núcleo magnético de transformadores que produzem frequências harmônicas que distorcem a onda senoidal de 60 Hz. Em outros casos, eventos como curtos circuitos, provocam afundamentos ou elevações momentâneas de tensão.

Porém, na maioria das vezes é o próprio consumidor que introduz distorções no produto energia elétrica, deformando a onda ou lhe impondo variações inadequadas, que perturbam outros consumidores vizinhos.

Analogia, freqüentemente citada, é aquela que estabelece uma associação entre a poluição do meio ambiente e a "poluição" do produto energia elétrica. Em ambos os casos, os usuários usufruem um meio comum que lhes traz benefícios, porém esse mesmo meio é susceptível a contaminação por ação dos próprios usuários, havendo nesse caso a degradação de suas propriedades.

Assim acontece freqüentemente na rede elétrica, há equipamentos que processam a eletricidade de forma a produzir efeitos danosos para a conformidade da energia elétrica, entre eles: os dispositivos para retificação de corrente, que estão presentes em uma grande variedade de produtos eletro-eletrônicos, as lâmpadas com descarga em gás que podem ser atenuados com o uso de filtros, fornos trifásicos industriais e acionadores de motores com frequência variável.

Todas as distorções na conformidade, tanto aquelas ocorrências causadas pelos equipamentos do sistema elétrico, como aquelas provocadas pela ação de usuários do

sistema, podem ser mitigadas, quando a instalação que impõe a conformidade do produto for suficientemente "forte" diante das tendências de distorções.

A geração distribuída contribui significativamente para a preservação da conformidade, porquanto representa um agente que produz energia elétrica atendendo aos padrões especificados, nas proximidades do consumo, “fortalecendo” a manutenção do produto sem distorção.

Ainda, no aspecto conformidade, é importante destacar o papel da geração distribuída na regulação da tensão, ou seja, da amplitude da onda de tensão durante a operação do sistema ao longo do dia, onde diferentes níveis de requisitos de carga são solicitados.

Com efeito, o perfil de tensão ao longo da rede elétrica depende do nível de carregamento que está operando e do tipo das cargas que está atendendo, principalmente do fator de potência. O controle dos níveis de tensão depende da Compensação de Reativos do Sistema.

A par de equipamentos que buscam o controle da tensão como reguladores constituídos por núcleos magnéticos e capacitores chaveáveis ou fixos, os alternadores das unidades de geração distribuídas são excelentes controladores de tensão, na medida que dinamicamente são capazes de "absorver ou produzir" reativos, contribuindo efetivamente para a manutenção de níveis de tensão adequados.

### 3.1.3. Qualidade Expressa pela Economicidade da Geração Distribuída

Fundamentalmente, os custos para a exploração dos serviços de eletricidade podem ser expressos sob duas rubricas: investimento em instalações e custeio para operação & manutenção.

Os investimentos envolvem a reposição das instalações com vida útil expirada e expansão para atendimento da demanda.

As vantagens da geração distribuída se manifestam em vários segmentos dos investimentos, dentre os quais se destacam:

- Economia nas estruturas de expansão do sistema de transmissão;
- Economia no controle de tensão;
- Economia na expansão da geração destinada à rede pública.

O constante crescimento do mercado de energia elétrica exige investimentos nas estruturas de transmissão da energia dos centros de geração remotos para os centros de consumo, e também nos sistemas de repartição e distribuição da energia em blocos, nas proximidades dos diversos núcleos de carga.

Evidentemente, a descentralização da geração poupa o incremento da capacidade de transmissão a medida que dispensa o transporte da energia produzida in loco. A economia pode atingir praticamente todo o valor do custo marginal de expansão da transmissão para a região servida pela geração local, salvo reservas de contingência que, em geral, são repartidas entre várias regiões representando assim, uma fração dos custos de expansão.

Outra modalidade de economia que se obtém é no controle de tensão. Como já mencionado no tópico sobre conformidade, a geração distribuída representa um importante recurso de controle de reativos para a região em que está inserida, economizando capacitores, reguladores e outras modalidades de equipamentos para o controle de tensão.

Não devem deixar de ser citadas também, as vantagens que a geração distribuída traz, para um sistema predominantemente hidroelétrico, porquanto flexibiliza a operação, permitindo um incremento na energia produzida. Com efeito, considerando que o nível de produção hidroelétrica apresenta uma grande componente estatística,

em função dos níveis de precipitação pluviométrica que podem ocorrer nas bacias hidrográficas, o planejamento da operação do sistema se baseia na operação adequada dos reservatórios das usinas, preservando as maiores reservas possíveis e minimizando assim o risco de déficit.

A existência de usinas em cascata em uma mesma bacia hidrográfica e a sazonalidade dos períodos úmidos e secos condicionam a operação do conjunto, não somente porque a água efluente em uma usina de cabeceira tem o potencial de gerar em todas as usinas a jusante, como também pelos volumes mínimos de reserva durante o ano e pelos fluxos mínimos de água obrigatórios para possibilitar outros usos, tais como irrigação, transporte e abastecimento de cidades que devem ser respeitados. A geração distribuída, pela diversidade de sua fonte primária, confere ao sistema um novo grau de liberdade para otimização, permitindo assim um incremento na geração marginal através do aumento da segurança que proporciona.

A geração distribuída confere economias relevantes nos aspectos relacionados a perdas joule na transmissão e distribuição e, em contrapartida, acarreta por vezes, custos adicionais de operação e manutenção pela multiplicidade de instalações com menor capacidade específica.

Na questão da diminuição das perdas é importante lembrar que a perda de energia elétrica é proporcional à distância entre o centro produtor e o consumidor e, também ao quadrado da corrente transportada. Disto decorre que, quanto mais próxima a produção estiver do consumo, menores serão as perdas situadas, normalmente, em valores de 3% a 6% da energia consumida.

Ainda na mitigação de desperdícios, pode-se citar as vantagens que favorecem também o consumidor, quando o calor residual produzido pelos turbo geradores são aproveitados em ciclos industriais ou quando a energia calorífica excedente de processos industriais é recuperada para geração de termoeletricidade.

Finalmente, a geração distribuída traz flexibilidades operativas que também se traduzem em economia, no que tange a gestão de ponta de carga. Como é sabido, o

sistema elétrico deve dispor da capacidade de geração e transporte da ponta de carga, que ocorre relativamente em curtos períodos, cerca de 3 horas por dia. Quanto maior for a diferença entre as demandas nos períodos de ponta de carga e fora de ponta, maior será a capacidade ociosa do sistema gerador e de transporte, pois este deverá ser dimensionado para a ponta e permanecerá parcialmente inoperante fora dela.

A geração distribuída pode ajudar a modular a demanda junto à carga, permitindo a racionalização do uso das instalações de geração remota e de transporte.

### **3.2. Oportunidades Relacionadas aos Combustíveis**

Além dos combustíveis fósseis tradicionais, como carvão, diesel e gás natural, já largamente conhecidos, destaca-se para a geração distribuída a oportunidade de aproveitamento de biomassas e resíduos diversos, conforme segue:

#### *a) Biomassa combustível*

O termo biomassa designa a matéria vegetal e seus derivados produzidos através da fotossíntese, tais como: resíduos florestais e agrícolas, resíduos animais e a matéria orgânica contida nos resíduos industriais e domésticos, entre outros. Estes materiais contêm energia química proveniente da transformação energética da radiação solar. Essa energia química pode ser liberada diretamente por combustão, ou convertida em outras fontes energéticas mais adequadas, como o álcool e o carvão vegetal.

Os recursos energéticos da biomassa podem ser associados a três grupos principais de biocombustíveis, conforme segue:

#### *Dendrocombustíveis ou biocombustíveis da madeira*

- *Combustíveis diretos da madeira:* madeira produzida para fins energéticos usada como combustível, direta ou indiretamente;

- *Combustíveis indiretos da madeira*: incluem biocombustíveis sólidos, líquidos ou gasosos, subprodutos das explorações florestais e resultantes do processamento industrial da madeira para fins não energéticos;
- *Combustíveis de madeira recuperada*: madeira usada, diretamente ou indiretamente, como combustível, derivada de atividades sócio-econômicas que empregam produtos de origem florestal.

#### *Agrocombustíveis ou biocombustíveis não florestais*

- *Combustíveis de plantações energéticas*: tipicamente combustíveis sólidos e líquidos produzidos a partir de plantações anuais, como é o caso do álcool da cana-de-açúcar;
- *Subprodutos agrícolas*: principalmente resíduos de colheitas e outros tipos de subprodutos de culturas, como palhas e folhas;
- *Subprodutos animais*: basicamente esterco de aves, bovinos e suínos;
- *Subprodutos agroindustriais*: basicamente subprodutos de agroindústrias, como o bagaço de cana, o licor negro e a casca de arroz.

#### *Resíduos urbanos*

- *Resíduos sólidos e líquidos gerados em cidades e vilas*

Quando se busca determinar a disponibilidade de biomassa energética em um país ou região, é importante considerar as restrições de ordem ecológica, econômica e tecnológica. Somente assim toda a biomassa potencialmente disponível (recurso) pode assumir o conceito de reserva, a partir da qual se determina o potencial anual de produção.

A tabela I apresenta o poder calorífico inferior de alguns tipos de biomassa.

**Tabela I - Poder Calorífico das Biomassas**

<b>BIOMASSA</b>	<b>PCI (MJ/kg)</b>
<b>LENHA VERDE</b>	8,2
<b>LENHA SECA AO AR</b>	13,8
<b>LENHA SECA EM ESTUFA</b>	16,8
<b>CARVÃO DE LENHA</b>	30,8
<b>CARVÃO DE RESÍDUOS</b>	25,7
<b>BAGAÇO</b>	8,4 a 12,6
<b>PALHA E CASCA DE ARROZ</b>	13,4
<b>PONTAS E CAULES</b>	13,8
<b>ESTERCO</b>	13,6
<b>LICOR NEGRO</b>	12,5
<b>RESÍDUOS SÓLIDOS URBANOS</b>	11,5 a 13,4

Fonte: (Nogueira et al., 1998)

*b) Combustíveis siderúrgicos residuais*

No processo siderúrgico são gerados gases residuais que podem ser reaproveitados como combustíveis para a geração de energia no local. Na tabela II são apresentadas as propriedades desses gases:

**Tabela II - Propriedades dos Gases Siderúrgicos**

<b>CARACTERÍSTICAS</b>	<b>GAF</b>	<b>GLD</b>	<b>GCO</b>
<b>TEMPERATURA MÉDIA °C</b>	30	30	30
<b>UMIDADE %</b>	Saturado	Saturado	80
<b>PARTICULADOS (mg/Nm<sup>3</sup>)</b>	5 a 15	30 a 100	20
<b>PCI (kcal/Nm<sup>3</sup>)</b>	800 a 850	1950 a 2200	4300 a 4400

- GCO-Gás de coqueria, formado na produção do coque a ser utilizado no alto forno;
- GAF-Gás de alto forno, formado no processo de produção do ferro gusa;
- GLD-Gás de aciaria, formado no processo de transformação do ferro gusa em aço.

### **3.3. Oportunidades Relacionadas à Racionalização Energética**

Uma central termoelétrica, mesmo adotando os melhores equipamentos, consegue converter em eletricidade no máximo a metade do calor produzido na queima do combustível, cuja maior parte é perdido. Em geral, estas perdas de calor são conduzidas para a água de resfriamento dos condensadores ou para a atmosfera, através das torres de resfriamento e não produzem qualquer efeito útil. A cogeração busca exatamente empregar este fluxo de calor em algum processo industrial ou rede de calefação para aquecimento de residências e edifícios, que utilize calor em níveis de temperatura não muito elevados.

O calor rejeitado nos ciclos de potência, também, pode ser empregado para a geração de frio, mediante os ciclos de absorção. Neste caso, as vantagens são evidentes, porém é preciso ter usuários de calor ou de frio próximos da planta térmica, o que nem sempre é verdade. Seu maior potencial apresenta-se nas centrais termelétricas localizadas em países frios, onde o calor é distribuído para os usuários mediante dutos de água quente ou vapor de baixa pressão. Tal concepção é conhecida como “District Heating” e caracteriza a cogeração em grandes blocos de potência, onde o calor é um subproduto da geração de eletricidade.

No contexto industrial, é freqüente a utilização de calor, em sua grande parte em níveis não muito altos de temperatura, ao redor de 150 a 200 °C. O calor é utilizado para alimentação de fornos, geração de vapor de baixa, média e alta pressão,

secagem de grãos e de produtos, aquecimento de óleos e fluídos industriais e sistemas de refrigeração por absorção nas indústrias química, petroquímica, papel e celulose, alimentação e bebidas, cervejarias, farmacêutica, têxtil e cerâmica, entre outras, com uso menos intensivo.

Nas instalações não industriais o calor é utilizado em hospitais, centros comerciais e edifícios de escritórios. Nestas unidades é comum o emprego de chiller de absorção para ar condicionado.

Para a produção desta energia térmica são geralmente empregados combustíveis, cujas chamas estão entre 800 e 1800 °C. Em outras palavras, o processo convencional de produção e utilização de calor em indústrias, parte de uma energia térmica de alta qualidade. As melhores caldeiras e fornos, ainda que alcancem altos rendimentos, dissipam irreversivelmente grande parte da energia. A cogeração, ao produzir trabalho e calor úteis, reduz as perdas de energia e permite abastecer as demandas elétrica e térmica com praticamente o mesmo consumo de combustível.

A produção combinada de energia elétrica e de calor útil pode, em princípio, ser realizada empregando qualquer ciclo térmico de potência, por exemplo: motores de combustão interna, turbinas a vapor ou a gás. Em todos existe, necessariamente, a dissipação de calor não convertido em potência de eixo, que pode então ser utilizado para atender uma demanda térmica em nível de temperatura compatível com as disponibilidades.

Entretanto, considerando as condições dos consumidores industriais, os ciclos com turbinas, a vapor ou a gás, tendem a ajustar-se melhor aos requisitos típicos de energia elétrica e calor de processo para cogeração e, portanto, são os mais adotados.

No caso dos consumidores do setor terciário, como hospitais, hotéis e supermercados, os motores de combustão interna, ciclos Diesel ou Otto também podem ser utilizados na cogeração.

Também é considerada cogeração, a utilização do calor residual de processos, como aquele disponível nas aciarias das indústrias siderúrgicas, que permite a geração de energia elétrica, através da utilização de uma turbina a vapor.

A eficiência energética global de um sistema de cogeração pode alcançar 80% ou mais, dependendo do caso, economizando cerca de até 40 % de energia primária, quando comparada com centrais convencionais. Isto representa vantagens indiscutíveis no campo da racionalização energética.

### **3.4. Resumo dos Benefícios da Geração Distribuída**

Em resumo, a utilização da geração distribuída oferece, dentre outros, os seguintes benefícios:

- Garantir confiabilidade no fornecimento, sendo essencial para aqueles setores, onde a interrupção do serviço é inaceitável;
- Fornecer qualidade de energia em muitas aplicações industriais sensíveis à amplitude, à frequência e à forma de onda de tensão;
- Oferecer ganhos de eficiência, pela proximidade com a unidade de consumo, evitando perdas na transmissão e possibilitando a utilização do calor residual para cogeração;
- Evitar os custos elevados da energia da rede nos horários de pico;
- Fornecer energia em áreas onde o atendimento através da rede de transmissão e distribuição é técnica ou economicamente inviável;
- Reduzir e adiar investimentos em obras de transmissão e distribuição, racionalizando o atendimento da ponta de demanda;

- Reduzir os níveis de emissões e de impacto ambiental, quando utilizadas fontes primárias adequadas;
- Aumentar a confiabilidade do sistema elétrico com várias unidades distribuídas e interligadas na rede;
- Oferecer custos relativamente reduzidos de investimentos que permitam a entrada no mercado de um número maior de agentes;
- Apresentar uma resposta rápida para o atendimento do aumento de demanda de energia, cumprindo com a regulamentação ambiental e fornecendo um serviço confiável, essencial para se manter num mercado competitivo;
- Aumentar a confiabilidade, a qualidade do fornecimento e os correspondentes ganhos econômicos e sociais;
- Promover atividades industriais e de serviços correlatos à geração distribuída, contribuindo para o desenvolvimento social e econômico.

## **4. GERAÇÃO TERMOELÉTRICA DISTRIBUÍDA PROJETO E VIABILIDADE**

### **4.1. Constituição dos Sistemas de Geração Distribuída**

Os sistemas de geração distribuída, objeto desta pesquisa, são basicamente constituídos por instalações supridas por fontes primárias de energia, que geram energia elétrica e podem produzir vapor através da recuperação do calor produzido no processo de transformação. As fontes primárias são, usualmente, combustíveis fósseis convencionais, como gasolina, diesel ou óleo combustível, gás natural, propano, metanol ou carvão gaseificado.

Os principais componentes que podem integrar estas instalações são:

#### *Turbinas a Gás*

São alimentadas pelo gás natural proveniente da rede de gasodutos ou gerados a partir de combustíveis fósseis. Fornecem a força motriz para os geradores e gases quentes de exaustão para as caldeiras de recuperação ou para utilização industrial direta em processos como aquecimento e secagem.

#### *Turbinas a Vapor*

São alimentadas com vapor proveniente das caldeiras convencionais ou de recuperação, fornecem a força motriz para os geradores de eletricidade, podendo fornecer vapor em vários níveis de pressão para utilização residencial, industrial e comercial ou vapor de baixa pressão para condensação e bombeamento para as caldeiras.

#### *Motores a combustão*

Fornecem força motriz para geradores de energia elétrica e podem ser alimentados por estoques locais de combustível ou continuamente por oleoduto ou, ainda, por combustível derivado diretamente do processo de produção local.

### *Gerador de Energia Elétrica*

Máquina elétrica rotativa síncrona para produção de energia elétrica que é acoplada axialmente à turbina ou motor e conectada à rede elétrica através de disjuntores. Sistemas de proteção e de controle são integrados ao gerador para garantir a manutenção da tensão e da frequência, bem como protegê-lo contra efeitos danosos de defeitos que possam ocorrer.

### *Caldeira*

Dos equipamentos termodinâmicos acoplados à máquina motriz, o principal deles é a caldeira, que pode ser convencional ou de recuperação. As caldeiras fornecem vapor para as turbinas a vapor e/ou diretamente para utilização em processos como aquecimento e secagem. Nas caldeiras convencionais a alimentação é feita diretamente com o combustível e nas caldeiras de recuperação com os gases quentes provenientes dos motores e turbinas a gás.

### *Instalações de Conexão Elétrica e Serviços Auxiliares*

A transferência de energia elétrica às instalações de consumo é realizada através de vários equipamentos, tais como: transformadores, barramentos, disjuntores, equipamentos de proteção elétrica e cabos, entre outros.

### *Chiller de Absorção*

Quando se deseja a produção de frio a partir da cogeração, deve ser acoplado ao sistema um chiller de absorção, que em lugar de um compressor para o trabalho necessário à geração de frio, utiliza a energia térmica como força motriz. O sistema de compressão de vapor possui quatro elementos básicos, que são: o evaporador, o condensador, o dispositivo de expansão e o compressor. No sistema de refrigeração por absorção o compressor é substituído pelo gerador e pelo absorvedor e bomba de solução.

### *Outros equipamentos e Instalações*

Silenciador, separador de óleo lubrificante, tanque de expansão para a água de resfriamento, unidade de suprimento de óleo pesado, filtro de ar de alimentação, bombas diversas, radiador, válvulas de segurança e de transferência, ponte rolante, sala de controle, disjuntores, oficinas, ventilação da sala de máquinas, canais de cabos e tubulações, tanques de combustíveis e resíduos, unidade separadora de óleo pesado e torres de resfriamento, compressores, trocadores de calor, chaminés de bypass, queimadores para queima suplementar, condensador, aquecedores, coluna de desaeração, tanque do desaerador, resfriadores de óleo de lubrificação, tanque de drenagem, aquecedores de ar.

#### **4.2. Classificação de Termoelétricas**

A geração distribuída através de termoelétricas pode ser classificada segundo os seguintes critérios:

a) Quanto ao aproveitamento da energia produzida

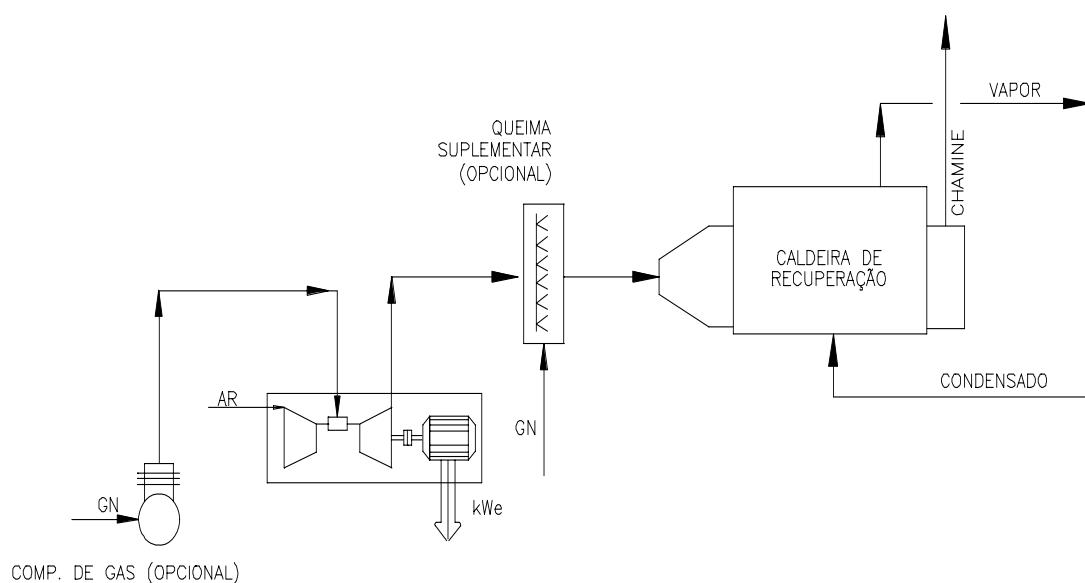
- *Termoelétrica de Geração*

Quando apenas a energia elétrica é aproveitada.

- *Termoelétrica de Cogeração*

Quando a energia elétrica e o calor produzido na transformação são aproveitados. A energia térmica pode ser utilizada na forma de gases quentes, na forma de vapor, água quente e até água fria se utilizado um chiller de absorção. As termoelétricas de cogeração podem utilizar os sistemas “Topping Cycle”, “Bottoming Cycle” ou “Ciclo Combinado” (Guimarães, 1998).

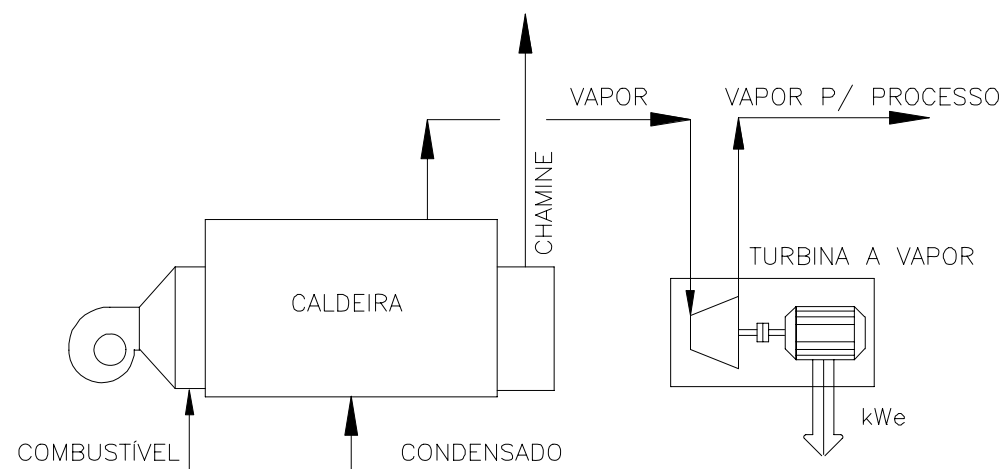
Nos sistemas tipo "topping cycle" o energético gás natural, por exemplo, é utilizado inicialmente na produção de energia elétrica ou mecânica em turbinas ou motores a gás e o calor rejeitado é recuperado para o sistema térmico, figura 1.



**Figura 1 – Cogeração Topping Cycle**

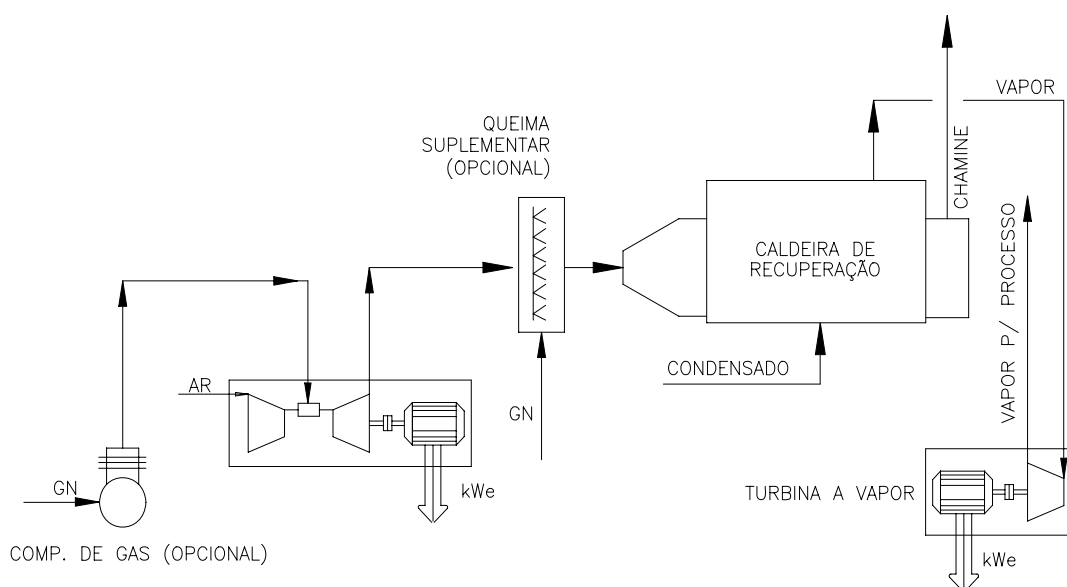
Nos sistemas "bottoming cycle" o energético produz primeiro o vapor, utilizado em seguida para a produção de energia elétrica em turbinas a vapor, figura 2. Estes sistemas são particularmente interessantes quando o uso do vapor for intermitente, de forma que na baixa demanda de vapor incrementa-se a produção de energia elétrica.

Nos sistemas de ciclo combinado, onde se produz exclusivamente energia elétrica, todo o vapor produzido por recuperação é empregado na turbina a vapor, retornando à caldeira por condensação, figura 3.



**Figura 2 – Cogeração Bottoming Cycle**

Nos sistemas de ciclo combinado, a produção de energia elétrica e/ou vapor ocorre em dois ciclos, sendo o primeiro baseado em turbinas ou motores a gás e o segundo baseado em turbinas a vapor, figura 3.



**Figura 3 – Sistema de Ciclo Combinado**

Nos sistemas de cogeração, o vapor gerado nas caldeiras de recuperação é parcialmente utilizado em turbinas a vapor, com extração do vapor de baixa pressão para o processo industrial ou aplicação comercial.

Nos sistemas de cogeração, o rendimento é normalmente em torno de 75%, enquanto que nos sistemas dedicados exclusivamente à geração de energia elétrica o rendimento é muito menor.

No caso específico dos ciclos combinados, mesmo sem nenhum aproveitamento de energia térmica para processo, o rendimento, alcança valores em torno de 55%.

b) Quanto à máquina propulsora

- *Termelétrica de turbina a gás operando em ciclo aberto*

A máquina utilizada é a turbina a gás e tem a energia elétrica como único produto utilizado. Caracteriza-se por uma partida muito rápida, motivo pelo qual pode ser utilizada para o suprimento de eletricidade nos períodos de pico. Diversas tecnologias de recuperação de calor são utilizadas nestes ciclos, através de regeneradores que pré-aquecem o ar antes de entrar na câmara de combustão.

- *Termelétrica de turbina a vapor*

A máquina térmica é uma turbina a vapor acionada pelo vapor gerado a partir de qualquer combustível em uma caldeira convencional.

Tem-se uma termelétrica de cogeração, quando energia elétrica e energia térmica geradas pela usina são utilizadas pelos consumidores. Se o único produto utilizado for a energia elétrica, então a melhor opção é por uma termelétrica de condensação, que pode contar com recursos de recuperação de calor, como o aquecimento regenerativo e o reaquecimento intermediário, para se obter maior rendimento da usina.

- *Termelétrica em ciclo combinado*

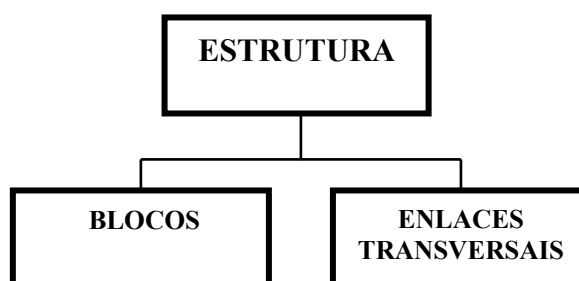
Utilizam um ciclo com turbina a gás sobreposto a um ciclo com turbina a vapor, constituindo sistemas modernos e eficientes. O combustível predominante é o gás natural, porém tem sido estudado o desenvolvimento de tecnologias de ciclos combinados para carvão.

- *Termelétricas com motores de combustão interna*

Utilizam motores de ciclo “Diesel” ou “Otto”. No Brasil são utilizados, principalmente, em regiões isoladas ou para geração na ponta de carga do sistema ou ainda como geração de emergência.

c) Quanto à estrutura do arranjo

Na figura 04 estão representadas as classificações das termelétricas quanto a estrutura do arranjo dos equipamentos principais, que são:



**Figura 4 - Classificação das termelétricas pela estrutura**

- Termelétrica estruturada em blocos

Composta por várias unidades em que, no caso das termelétricas a vapor, cada bloco é formado por uma caldeira e uma turbina. Nas Termelétricas de ciclo combinado uma ou várias turbinas a gás podem formar um bloco junto a uma caldeira recuperativa e uma turbina a vapor.

- Termelétrica com enlaces transversais

Várias caldeiras fornecem vapor a uma ou várias tubulações comuns que alimentam as turbinas. Este tipo de estrutura é típico de cogeração na indústria açucareira e em usinas de papel e celulose.

### 4.3. Concepções Alternativas para Projetos

A concepção de um projeto de geração distribuída parte do levantamento dos requisitos energéticos que a instalação deve produzir e das fontes primárias disponíveis.

**Tabela III- Faixas de Parâmetros Técnicos e Econômicos**

PARÂMETRO	UNID.	TURBINA A VAPOR	TURBINA A GÁS	CICLO COMBINADO	MOTORES DE COMBUSTÃO
POTÊNCIA <sup>(1)</sup> NOMINAL	MW	20 ~ 1200	20 ~ 400	20 ~ 1000	Até 100
CUSTO ESPECÍFICO	US\$/kW	600 ~ 1000	300 ~ 350	400 ~ 800	580 ~ 800
COMBUSTÍVEL UTILIZADO	-	Sólido, líquido ou gasoso	Diesel espec. ou gás natural	Diesel espec. ou gás natural	Diesel ou gás natural
RENDIMENTO	%	43	36	57	50
TEMPO DE VIDA	horas	100.000	100.000	100.000	-
TEMPO DE MONTAGEM	meses	40	10	20	10
CUSTO DE GERAÇÃO <sup>(2)</sup>	US\$/MWh	10~40	50 ~ 60	40 ~ 45	15 ~ 25
HEAT RATE	kJ/kWh	7800-8100	9730-10000	6000-7300	7580-7870

Fonte: ( Clerici e Loughi, 1998)

Obs: (1) As plantas de geração distribuída, normalmente, são de potência pequena ou média;

Várias alternativas tecnológicas podem ser propostas, considerando os seus principais parâmetros técnicos, como por exemplo, aqueles apresentados na tabela III.

A análise de viabilidade das alternativas consiste em estudos técnico-econômicos do atendimento aos requisitos de demanda e da análise do compromisso de custo/benefício econômico.

Os estudos de viabilidade econômica dos projetos de geração distribuída, considerando inclusive a cogeração, incluem a análise dos custos de implantação das diversas alternativas, bem como os custos de operação e manutenção, para atender a demanda de energia a ser suprida.

Como resultado, devem ser geradas alternativas que mereçam um estudo mais apurado do negócio, antes de se decidir pela concepção a ser adotada.

## 5. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DE ANÁLISE DE NEGÓCIOS

### 5.1. Viabilidade

O estudo para uma possível implantação de geração distribuída parte do levantamento das necessidades de energia elétrica e térmica, das disponibilidades dos combustíveis a serem utilizados como fonte primária e dos energéticos que poderão ser futuramente substituídos pela produção da instalação de geração distribuída.

De posse dessas informações são elaborados os balanços de massa e térmico e propostas configurações alternativas para a planta, que atendam aos requisitos de demanda especificados.

A proposição de alternativas pode ser elaborada, considerando orientações, como:

- Motores são mais utilizados quando o regime de operação apresenta maior sazonalidade, porém nestes casos pode se optar por uma turbina gerando na base, complementada pela geração de um motor;
- Os motores representam investimento inicial menor do que as turbinas;
- As turbinas apresentam menor custo de manutenção do que os motores;
- O consumo de combustível em turbina é, usualmente, maior do que nos motores, pois o seu rendimento é menor;
- Utilizar um número maior de máquinas, quando o custo da demanda de energia elétrica suprida pela concessionária para utilização durante a manutenção for muito alto ou houver dificuldades para a venda de excedentes;

- Selecionar a fonte primária considerando a oferta e o preço, em função da localização da unidade de geração distribuída;

Na análise econômica das alternativas de geração distribuída, são considerados fatores que compõem o custo do energético produzido e que caracterizam o ambiente econômico no qual a geração estará inserida. Dentre os quais estão:

- Custo de implantação da alternativa;
- Preço de venda da energia elétrica;
- Preço do Vapor/Frio;
- Preço de Venda de excedentes;
- Preço do combustível;
- Redução de custos com combustíveis diversos no local;
- Avaliação qualitativa de ganhos intangíveis;
- Custo de operação e manutenção.

Particular atenção deve ser dada aos aspectos regulatórios e aos tipos de contratos que o mercado oferece, para formalizar as obrigações nas várias atividades de compra, venda de insumos/produtos e prestações de serviços envolvidos entre o grupo controlador do empreendimento e os demais agentes. Dentre esses contratos estão:

- Compra de energia de backup;
- Venda de energia elétrica excedente;

- Compra de energia elétrica suplementar do distribuidor local;
- Fornecimento de Gás – entre SPC-Special Purpose Company e distribuidora de gás local;
- Disponibilização de Área para a Cogeração (Aluguel ou comodato de espaço útil no terreno do Cliente) – entre SPC e Cliente;
- Conexão à rede local – entre distribuidora local e SPC;
- Venda de Vapor/Calor/Frio – entre SPC e Cliente;
- Seguros diversos – contra riscos não gerenciáveis pelos empreendedores.

Esses aspectos que influem na análise de viabilidade do empreendimento são, por sua vez, resultantes de uma complexa interação de agentes de várias naturezas, motivando um tratamento estatístico que contemple o risco de haver conjunturas desfavoráveis que possam inviabilizar o projeto como um todo.

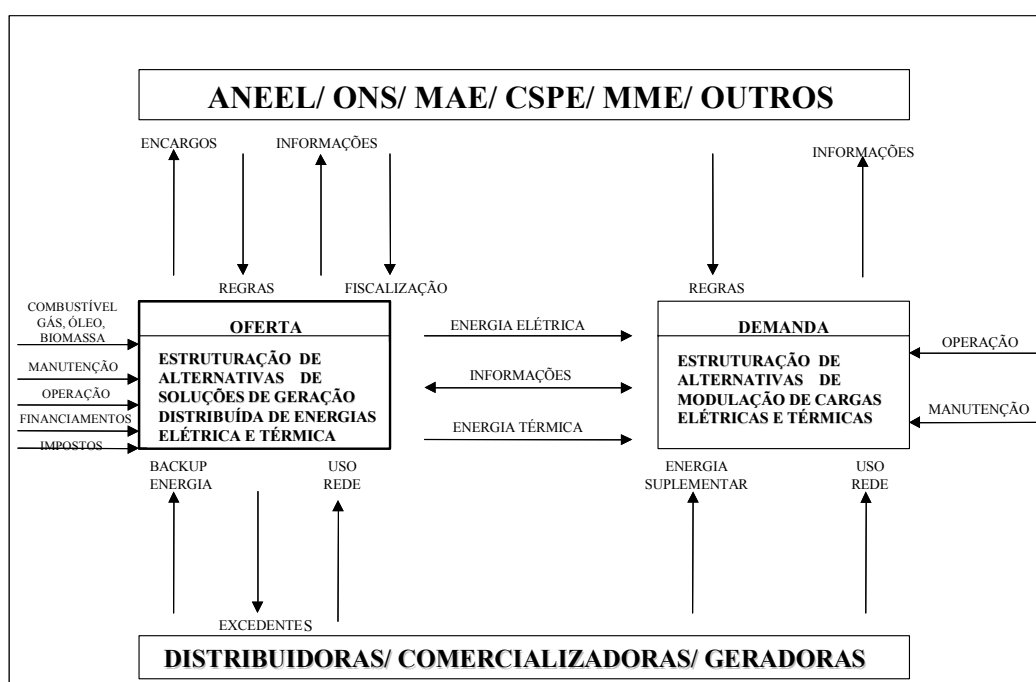
Os agentes atuantes no processo são de natureza endógena e exógena, caracterizando ações que nascem na própria instalação sob o controle do operador e outras que são função de aspectos conjunturais, portanto externos à instalação. Dentre as do primeiro tipo estão: a política de operação da instalação, incluindo a programação de despachos das máquinas e a manutenção programada e, nas do segundo tipo, mais numerosas, estão: os preços de mercado de energia do setor, a atuação do regulador, os preços de insumos energéticos primários e o nível de desenvolvimento do setor industrial suprido pela instalação, entre outros.

A figura 5 ilustra o ambiente onde se processa o estudo de viabilidade de uma geração distribuída, onde se destacam:

- A oferta de energéticos como sendo função das alternativas de soluções;

- A demanda energética resultante da modulação de carga;
- Os insumos primários para produção da oferta;
- Os agentes exógenos à instalação que influem no processo;
- O relacionamento entre os agentes.

**Figura 5 – Relações entre Variáveis**



## 5.2. Modelos e Sistemas Computacionais p/ Projetos de Geração Distribuída

Há vários sistemas computacionais no mercado que adotam metodologias para estudos de viabilidade, que foram objeto da análise de um estudo comparativo realizado pela Universidade de Munique na Alemanha e Universidade de Graz. A seguir são apresentadas as principais características desses softwares (Giglmair et alii, 2000):

- GT PRO e GT MASTER: realiza os balanços térmicos e de massa, calcula o desempenho do sistema, dimensiona os equipamentos, simula o desempenho de determinada planta sob diferentes condições de operação, tais como diferentes ambientes e cargas. Permite prever o consumo de combustível, a produção de eletricidade e o respectivo fluxo de caixa.

Contém as características de ampla variedade de turbinas a gás industriais e aeroderivativas, gera tabulações detalhadas dos sistemas com turbinas a gás e a vapor e dos seus componentes, incluindo instalações auxiliares. Fornece balanço térmico e fluxos de energia térmica;

- STEAM PRO e STEAM MASTER: São filosófica e funcionalmente equivalentes ao GT PRO e GT MASTER, porém aplicável somente a plantas convencionais que utilizam turbinas a vapor.
- THERMOFLEX: Programa modular com interface gráfica que permite compor um projeto com até cem componentes diferentes, em ciclos combinados, ciclos a vapor convencionais, e repotenciação. Atende as necessidades de usuários que necessitam de um produto simples e genérico, de menor preço do que um programa mais sofisticado.
- PROSIM: Programa que permite simulações de plantas de geração de energia, desde simples cogerações até ciclos combinados complexos, para diferentes níveis de cargas. São possíveis simulações com vários combustíveis e inclui módulo para motor diesel e a gás, acompanhado de uma biblioteca com os motores mais comuns para plantas de geração de energia.
- GATE CYCLE (Combined Cycle and Fossil Boiler): Desenvolvido para simulação estática de plantas de geração e aplicação em plantas de ciclo combinado, com caldeiras para combustível fóssil, sistemas de cogeração e outros. O número máximo de componentes é limitado a 120, disponibilizando uma biblioteca sobre turbinas a gás de diversos fabricantes com suas

características e curvas de operação. Apresenta, também, uma biblioteca de casos que podem ser tomados como base para modelagem. Os casos disponíveis incluem plantas de ciclo combinado com até três níveis de pressão, plantas de cogeração e modelos mais simples de plantas de ciclo simples;

- ASPEN PLUS (Simulador de Processos Químicos): De origem para indústria petroquímica, a simulação de algumas operações unitárias específicas de usinas termelétricas é mais trabalhosa. Os principais componentes que podem ser utilizados na modelagem são; reatores (estequiométrico, Gibbs, CSTR, PFR), colunas, separadores de sólidos, bomba, compressor, turbina a gás, turbina a vapor, separador bifásico e trifásico, caixa fria, cristalizador.
- IPSE (Integrated Process Simulator Environment): Possui aplicação específica para plantas de geração térmica. O número de componentes é ilimitado e a sua aplicação é específica para plantas de geração e trabalha com um número limitado de substâncias, sendo as misturas simplificadas como mistura de gases perfeitos.
- IPSE / MDK: A sua aplicação é específica para plantas de geração e trabalha com um número limitado de substâncias, sendo as misturas simplificadas como mistura de gases perfeitos. Apresenta 2 módulos: o IPSE e o MDK (Model Development Kit). Este último permite ao usuário a criação de rotinas para determinadas operações unitárias ou propriedades termodinâmicas em várias linguagens de programação, integrando-as ao programa;
- CYCLE: Com este programa, é possível a simulação de bombas de calor e máquinas de refrigeração por compressão. Permite a criação de operações especiais pelo usuário e o cálculo do balanço de exergia com base na segunda lei da termodinâmica. Possui operações unitárias específicas para os principais componentes que podem ser utilizados na modelagem: reatores

químicos, separadores, “scrubbers”, gaseificadores, saturadores, reformadores e células combustíveis (SOFC, MCFC, PAFC, SPFC, PEFC e AFC);

Além dos programas acima citados, pode-se listar outros, tais como: Ebsilom, KPRO, Proates, Wächere, ThExcel, Hysis e Soapp.

A análise desses programas enseja as seguintes considerações:

- Os programas GT PRO, STEAM PRO, Thermoflex, Gate Cycle e Prosim, destacam-se em função do seu desempenho para avaliação de plantas de geração em ciclos combinados e ciclo a vapor e, ainda, para as fases dos estudos do balanço térmico: planejamento preliminar, planejamento detalhado e simulação;
- Os programas dedicados à indústria de geração, tais como: GATE, IPSE/MDK, CYCLE, GT PRO e PROSIM apresentam maior facilidade para a simulação de ciclos de geração térmica, pois seus componentes são específicos da indústria termelétrica, por outro lado, não demonstram alta precisão no cálculo das propriedades termodinâmicas;
- Com relação às bibliotecas disponíveis de turbinas, o GATE é mais completo do que o IPSE/MSK, embora este último, pela sua maior versatilidade, permita a inclusão de qualquer dado adicional, o que não ocorre com o programa GATE;
- Os programas GATE CYCLE, GT PRO, STEAM PRO e PROSIM são os mais adequados para análise termodinâmica de plantas de geração termelétrica;

Os programas analisados nesta seção destinam-se a estudos termodinâmicos para análise de viabilidade, otimização ou desenvolvimento de plantas de geração termelétrica, inclusive plantas de cogeração. Os modelos adotados permitem fazer a avaliação técnica de plantas termelétricas e de cogeração existentes, otimizar

processos objetivando melhor eficiência energética, analisar possibilidades para repotencialização de plantas existentes, analisar propostas técnico-comerciais para novas plantas, elaborar estudos preliminares de viabilidade e desenvolver projetos conceituais de novas plantas.

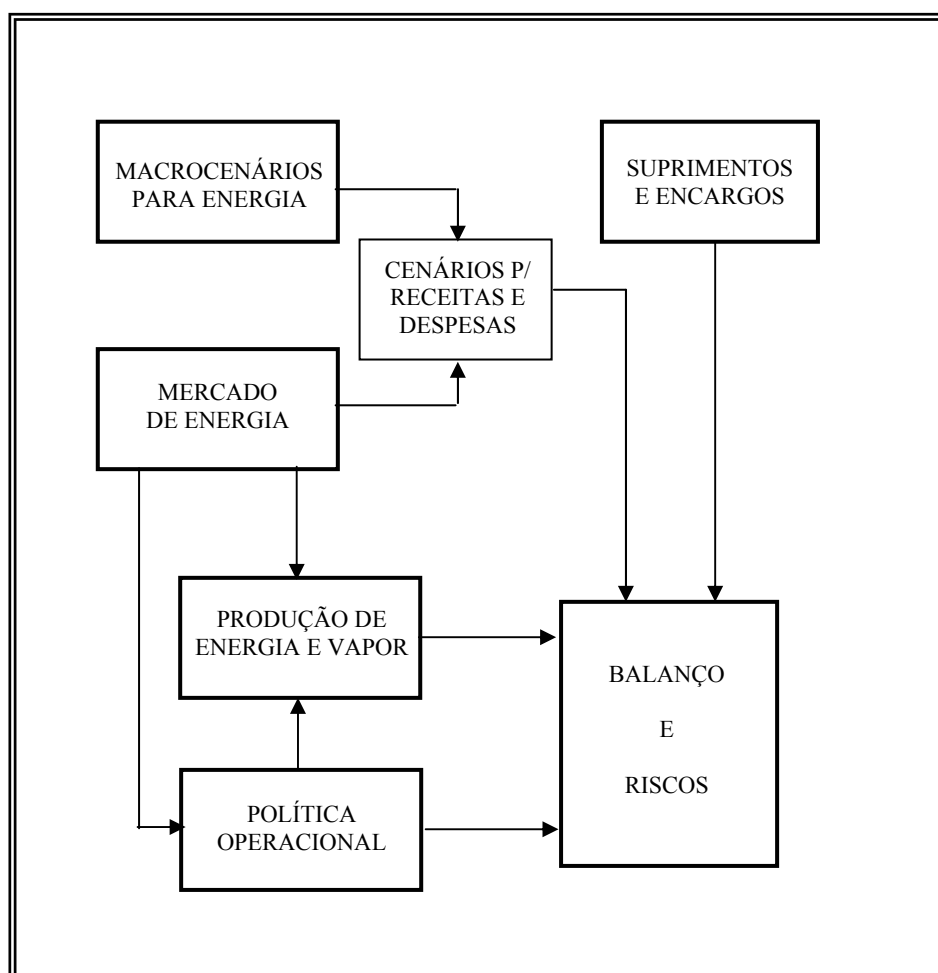
Com o objetivo de ampliar as fronteiras do conhecimento na área, a questão central desta pesquisa é estabelecer um modelo para análise estratégica de negócios relacionados à instalação de geração distribuída termoeétrica, que considere, além dos fatores táticos, os riscos envolvidos, tais como:

- Desenvolvimento do mercado setorial e políticas de modulação da demanda energética;
- Cenário Macroeconômico que determina os requisitos de energia;
- Preço da energia elétrica, resultante da oferta propiciada pela hidrologia e pelo preço internacional de outros fatores primários (gás, óleo,...etc);
- Ambiente regulatório;
- Política operacional decorrente dos contratos de compra de energia elétrica, venda de excedentes e energia de backup.

## 6. CONSTITUIÇÃO DO MODELO PROPOSTO

### 6.1. Estrutura e Composição do Modelo

O modelo proposto fundamenta-se na análise do retorno do investimento de uma instalação de geração distribuída, face aos valores possíveis do balanço entre as receitas e as despesas.



**Figura 6 – Estrutura do Modelo de Proposto**

A concepção do modelo, ilustrada na figura 6, foi realizada considerando que a viabilidade de uma instalação de produção de energia elétrica para uso em um

processo industrial é função de diversas variáveis inerentes à instalação propriamente dita e do ambiente ao qual está inserida.

As variáveis relacionadas com a instalação dizem respeito à sua própria configuração, às taxas de disponibilidade dos equipamentos e continuidade de fornecimento dos insumos primários. O ambiente é representado por parâmetros da conjuntura que regem a oferta e o preço da energia no mercado e pelos requisitos de energia do processo industrial.

O modelo representa a influência dessas variáveis em um ambiente de simulação que permite testar políticas operativas e comerciais para produção, consumo próprio e venda de energia. Os resultados são expressos pelo retorno esperado do investimento e pelos níveis de riscos envolvidos.

A proposta de solução é constituída por um sistema de avaliação de viabilidade do empreendimento composto por módulos que simulam o desempenho da instalação de geração distribuída, quando operando no ambiente sujeito às ações dos agentes que influenciam no processo.

O modelo proposto é composto de 7 módulos : macrocenários para energia, mercado de energia, cenários para receitas/despesas, produção de energia e vapor, política operacional, suprimentos e encargos, balanço econômico e risco.

Os dois primeiros módulos apresentados na figura 6: “Macrocenário de Energia” e “Mercado de Energia” estabelecem o ambiente de oferta e demanda no qual a instalação vai operar. Esse ambiente é função, fundamentalmente, de variáveis aleatórias relacionadas a hidrologia, aos preços do gás/óleo, ao ambiente de desenvolvimento de negócios e ao risco regulatório.

Os possíveis valores dessas variáveis que possam ocorrer, afetados de correspondentes “fatores de influência”, determinam as características e as

probabilidades de ocorrência dos cenários possíveis, com diferentes graduações de expectativa de otimismo/pessimismo.

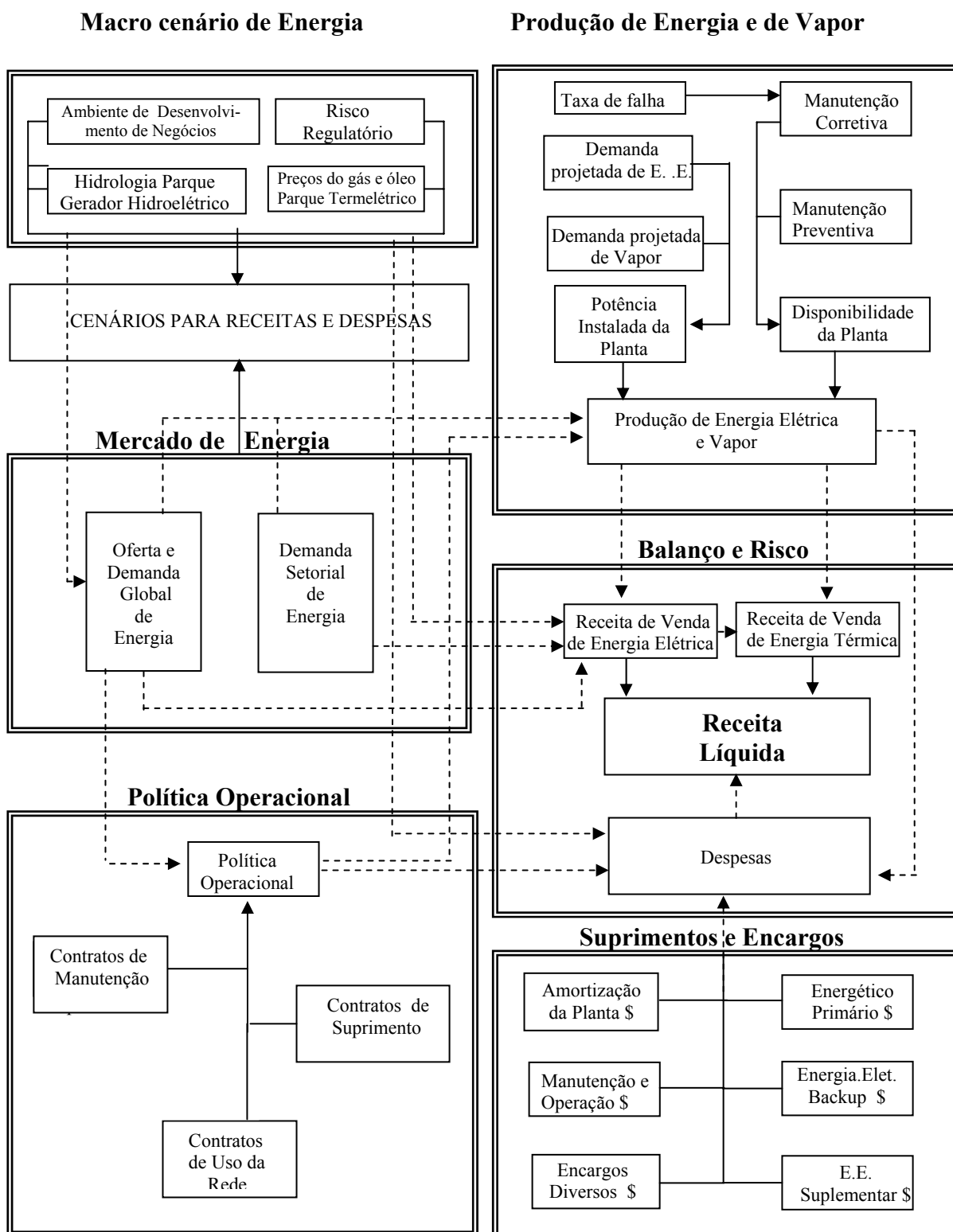


Figura 7 – Modelo de Viabilidade

Vale ressaltar que o estudo de cenários constitui uma área específica de pesquisa, que está fora do foco central deste trabalho. Sendo assim, a construção de cenários é tratada, na presente pesquisa, como uma ferramenta para aplicar o modelo proposto.

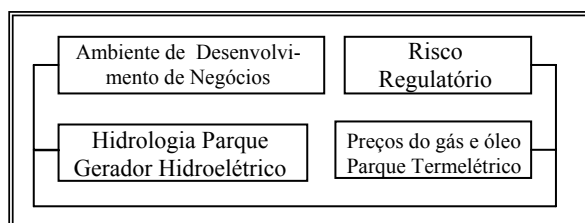
A análise é feita para vários cenários, cada qual com um nível de receitas e despesas que decorre dos macrocenários da conjuntura que afeta os negócios com energia e do próprio mercado de energia, ambos representados na figura 6 pelos correspondentes blocos “Macrocenários para Energia” e “Mercado de Energia”.

A concepção da própria instalação, com todos os seus componentes integrados de forma a produzir energia elétrica e vapor, é representada no bloco “Produção de Energia e Vapor” que opera conforme os parâmetros contidos no bloco “Política Operacional”.

Os custos de produção de energia e vapor pela instalação e os custos de operação, ambos afetados pelos parâmetros que definem o cenário composto anteriormente e, finalmente, os custos dos suprimentos e encargos, permitem a elaboração do “Balanço e Riscos”, resultando na expectativa de lucro ou prejuízo da instalação proposta.

A figura 07 ilustra o modelo proposto, a articulação dos módulos e a constituição de cada um deles, os quais serão detalhados a seguir.

## 6.2. Macrocenários para Energia



**Figura 8 – Macrocenários para Energia**

No módulo da figura 8 são representados, o cenário econômico que caracteriza o mercado de energia, a hidrologia do parque gerador de hidroeletricidade, determinante do preço de energia na base e as regras e riscos regulatórios que formam o macrocenário para oferta e demanda de energia.

O modelo admite várias séries de preços com as correspondentes probabilidades de ocorrência, que expressam expectativas pessimistas e otimistas. A composição de combinações de conjuntos de regras regulatórias com séries de preços de energia constitui diversos cenários aos quais podem ser associadas diferentes probabilidades de ocorrência.

#### 6.2.1. Hidrologia – Parque Gerador Hidrelétrico

Para a oferta de energia, o modelo prevê a consideração de séries esperadas de preços determinadas por softwares específicos externos ao modelo, como o Newwave (elaborado pelo CEPEL), em função das características atuais e previstas do parque gerador e, também, das expectativas de regime hidrológico e dos preços internacionais de insumos energéticos primários, como carvão, óleo e gás natural.

O parque gerador hidroelétrico apresenta riscos associados ao comportamento do nível dos reservatórios de água, que por sua vez dependem do regime hidrológico nas diversas bacias onde se localizam os reservatórios e do próprio consumo.

As afluições da água aos reservatórios são incertezas e devem ser tratadas como variáveis estocásticas, podendo-se conhecer o seu valor esperado e sua variância a partir da correspondente função de distribuição de probabilidades. Essas afluições podem ser vistas como séries temporais, descritas por processos estocásticos do tipo *random walk* ou processo generalizado de Wiener, que constitui um caso específico do processo estocástico de Markov.

Os preços no mercado spot decorrem da correlação entre preços a vista e a produção. Para modelar essa correlação, inicia-se com um conjunto de variáveis independentes

$n$  e, através da decomposição de Cholesky (Jorion, 1997; Faria, 2000), podem ser transformadas em um conjunto de variáveis correlacionadas.

### 6.2.2. Ambiente de Negócios

As forças demográficas, que incluem tamanho, distribuição e crescimento da população, as condições econômicas, a tecnologia e as forças sociais e culturais têm influência considerável sobre negócios de longo prazo, notadamente, no mercado alvo de projetos de geração distribuída.

O ambiente econômico é uma força significativa que afeta as atividades de quase todos os negócios. Dentre os fatores presentes no ambiente econômico estão o estágio do ciclo de negócios, a inflação e a taxa de juros.

Também, as forças culturais e sociais estão tornando-se cada vez mais importantes no cenário macroeconômico. A exigência da sociedade com relação à preservação do meio ambiente e compromissos com a comunidade é cada vez maior e implica em custos atuais e futuros, que anteriormente não eram considerados.

Ainda no ambiente de negócios, há que se considerar a incerteza da vida útil para um projeto de geração distribuída decorrente da evolução tecnológica. Horizontes da ordem de 20 anos eram perfeitamente aceitos anos atrás, no entanto, atualmente a definição desse parâmetro requer cuidado especial, haja vista que a renovação tecnológica é cada vez mais rápida e um equipamento poderá perder sua competitividade em curto período de tempo, mesmo operando em condições mecânicas adequadas.

### 6.2.3. Risco Regulatório

A viabilidade de um empreendimento de geração distribuída depende do ambiente regulatório do setor elétrico, que influe significativamente na oferta de energia.

O ambiente definido pelo Código Regulatório impõe restrições de operação e comercialização de energia e também é determinante na oferta de energia, uma vez que influi na formação dos preços praticados pelo mercado.

Desse modo, o modelo deve contemplar as incertezas do ambiente regulatório, através da representação das próprias regras regulatórias ou de seus resultados sobre os parâmetros modelados. Assim por exemplo, a consideração de diferentes níveis de preço do gás natural pode refletir objetivamente, diferentes políticas regulatórias. O modelo proposto privilegia esse enfoque, que expressa tendências ou expectativas regulatórias pelos seus efeitos nos parâmetros do modelo.

Tal como para os cenários de negócios, importa prever mudanças de curto, médio e longo prazo, para as quais deve-se contar com técnicas de construção de cenários.

Por outro lado, há que se considerar que as disposições legais e as políticas de governo têm tido influência crescente nas organizações. Como exemplos disso pode-se citar:

- *as políticas fiscal e monetária*: que afetam os projetos de geração distribuída de energia elétrica pelo nível de gasto público, pela oferta de crédito e pela legislação tributária;
- *as relações governamentais com as indústrias*: onde se encontram os diversos tipos de subsídios para a indústria, com as tarifas e as cotas de importação e revisão da regulamentação em diversos setores como energia e telecomunicações;
- *a legislação relacionada especificamente com o setor elétrico*: onde é imperioso o preciso e amplo conhecimento sobre as leis, decretos e resoluções que afetam o setor elétrico nos âmbitos federal, estadual e municipal, dado os custos que esse desconhecimento pode gerar para o projeto.

Particular atenção deve ser dispensada à *legislação sobre o meio ambiente*, que afeta os projetos através das exigências de proteção ao meio ambiente, como as leis antipoluição e as regulamentações estabelecidas para minimizar o impacto ambiental de modo geral. Essa Legislação baseia-se na identificação dos processos e agentes a serem regulados, bem como dos efeitos e dos riscos associados. Muitas vezes os aspectos legislativos, institucionais, regulatórios e financeiros do controle e da preservação ambiental têm servido como uma barreira ao cumprimento de metas de desenvolvimento econômico.

Essa regulamentação fornece regras para operação de instalações de geração de energia em geral. No entanto, apresenta leis específicas editadas para regular a operação de instalações de porte especificado ou que utilizam certo tipo de combustível ou, ainda, que são aplicadas em determinado processo industrial.

Em geral, o objeto da legislação ambiental refere-se a cinco pontos-chaves (Finon, 1990):

- A perfeita capacidade para medir os níveis de emissão e a busca da confiabilidade na determinação dos danos ambientais;
- Capacidade para avaliar a variação geográfica do dano ambiental;
- Base tecnológica capaz de atender as demandas da lei;
- Desenvolvimento de métodos e técnicas para avaliar o dano ambiental;
- Aceitação social em reduzir o consumo ou mesmo pagar pelo controle ambiental executado;

Assim, o papel da regulamentação ambiental é ser elemento moderador na análise de custo-benefício de projetos, através da fixação de parâmetros de emissão de poluentes e padrões de qualidade ambiental, a fim de harmonizar a proteção da vida e da saúde da sociedade, bem como prevenir acidentes ambientais e perdas materiais com o desenvolvimento da atividade econômica.

Na definição dos cenários de curto e médio prazo, a construção de novas instalações termoeletricas deverá ser influenciada pela legislação ambiental, no que diz respeito às seguintes restrições:

- Maior rigor na remoção de SO<sub>2</sub> (95% do total) tendo em vista o avanço tecnológico ocorrido e o completo domínio da tecnologia;
- Amplo programa de difusão de tecnologia de queimadores de baixa emissão de Nox;
- Definição de substâncias de resíduos perigosos com maior detalhamento, a partir de novos métodos de determinação de toxicidade e;
- Maior consideração de impactos secundários e introdução de novas restrições.

No médio e longo prazos, espera-se :

- Crescente importância das emissões de gases de efeito estufa e da questão das mudanças climáticas, podendo vir a influenciar o projeto das novas plantas na busca de eficiência energética e redução do coeficiente de emissão de CO<sub>2</sub> por unidade de energia gerada;
- Maior controle do impacto ambiental a partir de estudos dos efeitos sobre a saúde humana, considerando a revisão dos padrões de qualidade com vistas a melhoria das condições de vida;
- Prolongamento da vida útil das termoeletricas em funcionamento em detrimento da construção de novas, a partir de adaptações que atendam a evolução das restrições;
- No campo tecnológico, espera-se redução dos custos de instalação e operação de unidades de dissulfurização (FGD) de 20% a 40%, devido ao aumento de escala de aplicação desse tipo de equipamento.
- Utilização de sistemas combinados de controle, visando aumento de eficiência de remoção de poluentes;
- Desenvolvimento de novas tecnologias de combustão e pós-combustão;

- Melhoria dos processos de beneficiamento e limpeza do carvão mineral, minimizando teor de impurezas (pré-combustão);
- Utilização de sistemas de redução catalítica seletiva (Select Catalytic Reduction – SCR) com possibilidades de redução de 80% a 90% de NOx.

#### 6.2.4. Preços do Gás e Óleo – Parque Termelétrico

Os preços do gás e do óleo são fortemente correlacionados com a taxa de câmbio e também com a conjuntura internacional, embora haja vez por outra, mecanismos de proteção contra as variações.

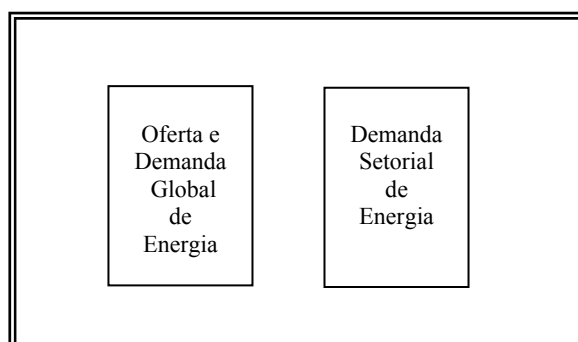
O preço do gás natural é muito afetado pela oferta do gás natural boliviano, uma vez que a produção nacional está aquém das necessidades de consumo interno. A atual fórmula de reajuste de preços, baseada em uma cesta internacional de óleos combustíveis, foi fundamentada em uma situação de demanda de gás basicamente industrial e não termelétrica. Além disso, a grande volatilidade observada nesse índice em passado recente, também demonstra sua inadequação para fins termelétricos, particularmente para um mercado não dolarizado, como o setor elétrico brasileiro.

As profundas mudanças em curso, tanto no campo da tecnologia como da preservação ambiental, associadas aos velhos problemas da dependência mundial do suprimento do petróleo, têm levado o gás natural a conquistar uma participação crescente no atendimento das necessidades energéticas de muitos países. No Brasil, embora o consumo venha se expandindo, por várias razões ainda há barreiras importantes para o aumento da participação do gás natural na matriz energética.

É importante ressaltar que a Constituição Federal estabelece em seu artigo 25, com o texto dado pela Emenda Constitucional nº 5, de 15/08/1995, que cabe aos Estados da Federação explorar os serviços locais de gás canalizado. Desta forma, a regulação na indústria brasileira de gás natural encontra-se sob responsabilidade tanto da esfera Federal quanto da Estadual.

O preço do óleo combustível, por sua vez, é por si só o resultado da interação de múltiplos agentes, alguns sujeitos a eventos de difícil previsão, como descoberta de novas reservas e de outros regidos pela relação dos grandes produtores e empresas petrolíferas multinacionais. Dessa forma, o modelo proposto prevê a representação desse importante insumo ao estudo de viabilidade de uma instalação de geração de eletricidade através de cenários que contém expectativas resultantes de projeções otimistas/pessimistas sem que, necessariamente, estejam representados pela profusão de detalhes e sim por tendências .

### 6.3. Mercado de Energia



**Figura 9 – Mercado de Energia**

A viabilidade do empreendimento de geração distribuída será suportada pela receita advinda da demanda de energia que é produzida pela instalação. Essa energia pode ser consumida pelo próprio processo industrial integrado às instalações de geração ou pelo mercado externo, através da venda de excedentes.

Nesse quadro, é muito importante que seja quantificado o requisito de energia do processo industrial a ser suprido pela produção da instalação em estudo.

É sabido que a maioria dos setores industriais apresenta ciclos de desenvolvimento e de expansão, sujeitos a retrações em função da conjuntura do mercado internacional. Assim sendo, o modelo prevê a análise das séries temporais da atividade econômica na qual está simulada a instalação da geração distribuída, com o intuito de se avaliar

as probabilidades de ocorrência de cenários de demanda e oferta de energia elétrica, que possam representar prejuízos, dependendo do tipo e do valor de contrato celebrado para a aquisição de combustível. Contratos do tipo *take or pay*, que estabelecem o pagamento periódico de um valor pré-estabelecido, podem levar a situações de elevado prejuízo se o mercado consumidor apresentar comportamento adverso ao esperado.

O modelo proposto permite através deste Módulo Mercado Setorial (figura 9), a representação de projeções de requisitos de energia baseadas em série históricas, resultantes de diferentes cenários de demanda esperada pelo setor. Isto possibilita a realização de simulações que avaliam os riscos de prejuízos durante a vida útil do projeto, em função das probabilidades de ocorrência de cenários críticos.

A base para a estruturação do projeto de produção de energia é o levantamento dos dados sobre:

- Consumo e demanda de calor e energia elétrica para o processo, com tendências futuras, variações sazonais e cíclicas durante a vida útil do projeto;
- Pico de demanda de energia elétrica e calor registrados ou previstos no mercado alvo da instalação;
- Potencial de demanda de calor de equipamentos auxiliares que possam contribuir para diminuir os requisitos de ponta de calor, como por exemplo a utilização de chiller de absorção, de aquecedores de água, de bombas de calor, etc.

Particular atenção deve ser dispensada à expectativa da evolução da demanda de energia requerida pelo setor de atividade que a instalação se propõe atender, assim é importante;

- a análise qualitativa prospectiva da indústria na qual está inserido o cliente da energia elétrica e da sua capacidade de adaptação a novos cenários ao longo da vida útil do projeto de geração distribuída, uma vez que as análises de

séries históricas de vendas e de demanda do mercado por si só são insuficientes para se avaliar os reais riscos futuros, haja vista o longo prazo para amortização dos investimentos dos projetos de geração distribuída. São os clientes da energia elétrica que garantem as receitas do projeto e, no caso de falência do mercado principal pode ocorrer o colapso do produtor de energia;

- a análise do ambiente concorrencial das indústrias; das mudanças tecnológicas, que pode variar de modo rápido ou lento; e das necessidades de capital, que podem variar de grandes a pequenas;

A análise da indústria e da competitividade utiliza um conjunto de ferramentas de conceitos e técnicas para estabelecer uma referência sobre as condições que se alteram na indústria e sobre a natureza e intensidade das forças competitivas. Este conjunto constitui uma maneira de refletir e tirar conclusões sobre a possibilidade de a indústria fazer ou não um investimento atrativo para o capital.

O objetivo da análise da indústria e da competitividade é obter respostas completas para as seguintes questões (PORTER, 1986):

- a) Quais as características econômicas dominantes da indústria?
- b) Qual é a intensidade de cada uma das forças competitivas?
- c) O que está provocando mudança na estrutura competitiva da indústria?
- d) Quais empresas estão na posição competitiva mais forte ou mais fraca?
- e) Provavelmente, qual é o competidor que procederá as próximas mudanças estratégicas?
- f) Quais são os fatores chave que determinarão o sucesso ou o insucesso competitivo?
- g) Qual é a atratividade da indústria em termos de sua perspectiva de lucratividade acima da média?

As respostas para estas perguntas promovem o entendimento do ambiente que circunda a empresa e, coletivamente, formam a base para avaliar qualitativamente o risco da implantação de um projeto de geração distribuída, que vai depender ao longo do tempo do desempenho de determinada indústria e cliente.

Como as indústrias podem ser significativamente diferentes em suas características básica e estrutural, a análise da indústria e da competitividade começa com uma revisão geral das suas características econômicas dominantes (Jorion, 1997), que causam importantes implicações sobre a conveniência e a viabilidade econômica de um projeto de geração distribuída.

Nas indústrias intensivas de capital, em que o investimento em uma única fábrica pode envolver várias centenas de milhões de dólares, a empresa pode buscar a máxima utilização dos ativos fixos, de modo a gerar maior receita por unidade de investimento, uma vez que, quanto maior os investimentos em ativos fixos de uma empresa, maior é o risco que ela corre de não suportar períodos críticos.

Nas indústrias caracterizadas por seguidos avanços do produto, as empresas devem consumir muitos recursos com P&D, de forma a manter a sua habilidade técnica e capacidade de inovação no mínimo no mesmo nível dos concorrentes.

Por exemplo, em setores industriais onde há forte efeito da experiência, a empresa que se antecipa no lançamento de um novo produto e desenvolve uma estratégia para conseguir a maior participação no mercado, pode adquirir um larga vantagem competitiva pelo seu baixo custo de produção.

Assim ocorre, por exemplo, na indústria de semicondutores onde o efeito da experiência na fabricação, usualmente promove quedas nos custos unitários, observando-se reduções de até 20% a cada vez que o volume cumulativo de produção dobra. Dessa forma, se o primeiro milhão de “chips” custa \$100 cada, com a produção de 2 milhões de unidades os custos unitários seriam de \$80, com as conseqüências na concorrência, que deve adequar seus custos, inclusive os de insumos energéticos, para manter-se no mercado.

Como resultado desta análise, podem ser geradas, por exemplo, 5 séries históricas para as vendas, cada uma com um valor médio esperado e probabilidade associada. Estas séries podem ter efeito muito favorável ao projeto, favorável, neutro, desfavorável ou muito desfavorável. Cada um desses cenários deverá ser analisado com as correspondentes probabilidades de ocorrência, determinando a expectativa de retorno do investimento em função da evolução do mercado de energia ao qual a instalação se dedicará.

#### **6.4. Cenários**

A viabilidade econômica da instalação de uma geração de energia elétrica e de vapor depende tanto das características intrínsecas da instalação, ou seja, do projeto e da eficiência das turbinas, das caldeiras e demais equipamentos, quanto do ambiente sócio-econômico no qual a instalação está inserida.

Enquanto que as características técnicas da instalação são definidas objetivamente através do projeto, o ambiente sócio-econômico é caracterizado por resultados de projeções, de tendências e mesmo por aspectos de difícil previsão.

As técnicas de cenários são utilizadas para construir as várias possibilidades de ambientes que influem na viabilidade da instalação e correspondentes probabilidades de ocorrência.

Vale lembrar que o modelo objeto deste trabalho utiliza técnicas de construção de cenários apenas como ferramenta para operacionalizar os conceitos propostos, uma vez que estudos sobre essas técnicas pertencem a área específica de pesquisa, que está fora do foco central deste trabalho.

Os descritores utilizados para caracterizar os cenários adotados no modelo proposto, podem ser classificados, quanto a previsibilidade, em 2 grupos,: aqueles que são produto de projeções realizadas a partir de ferramentas estatísticas e aqueles que decorrem de problemas não estruturados requerendo solução por métodos fundamentados na experiência de especialistas, como por exemplo o método Delphi.

Os descritores do primeiro grupo são determinados através de valores calculados por regressões realizadas sobre séries históricas, sendo definidas as correspondentes distribuições de probabilidades de ocorrência e parâmetros estatísticos correspondentes como média, desvio padrão, variância, limite de confiança, etc.

Os decritores do segundo grupo são obtidos através de predições ou por métodos do tipo Delphi, que consiste em técnicas de consulta a especialistas.

As predições por julgamento poderão ser melhoradas se o problema for decomposto em uma série de predições simples para então combiná-las na direção da predição desejada (Lilien, 1992). A solução do problema de consenso entre várias estimativas pode ser obtida através de discussões em grupo ou fundamentado na ponderação das predições (Winkler,1998) aplicando-se uma das quatro alternativas:

- atribuir peso igual para cada alternativa;
- atribuir peso proporcional a algum indicador de competência do especialista;
- atribuir pesos proporcionais a auto avaliação dos especialistas quanto à competência no assunto;
- atribuir pesos proporcionais a experiência passada dos especialistas no que concerne à acurácia das suas estimativas.

Por outro lado, o método Delphi foi desenvolvido para reduzir o efeito da interação entre os especialistas. Cada participante apresenta as suas estimativas individualmente através de entrevistas ou respostas a questionários específicos. Os resultados são agregados e devolvidos repetidas vezes aos especialistas para que revejam suas estimativas até que se chegue a um consenso.

No método Delphi, portanto, a interação se dá entre as estimativas e não entre os especialistas, evitando a influência da liderança ou omissão por inibição.

Qualquer que seja o método adotado, dispõe-se como resultado final das possibilidades de ocorrência dos diversos fatores que influem significativamente no cálculo das receitas e despesas e as correspondentes probabilidades associadas a cada cenário, como por exemplo o preço do combustível, a projeção de mercado, etc.

A quantidade de cenários é uma decisão arbitrária, porém no que se segue fixou-se essa quantidade em 5 cenários, por facilidade de expressão.

**Tabela IV - Valores Relativos para os Preços de Venda de Energia**

CENÁRIOS PARA RECEITAS E DESPESAS	PROBABILIDADES	VALORES RELATIVOS PARA OS PREÇOS DE VENDA DE ENERGIA			
		E. ELÉTRICA PARA O PROCESSO LOCAL	VAPOR	GASES QUENTES	E. ELÉTRICA EXCEDENTE
MUITO FAVORÁVEL	$p_1$	$X_{1,1}$	$X_{1,2}$	$X_{1,3}$	$X_{1,4}$
FAVORÁVEL	$p_2$	$X_{2,1}$	$X_{2,2}$	$X_{2,3}$	$X_{2,4}$
NEUTRO	$p_3$	$X_{3,1}=1$	$X_{3,2}=1$	$X_{3,3}=1$	$X_{3,4}=1$
DESFAVORÁVEL	$p_4$	$X_{4,1}$	$X_{4,2}$	$X_{4,3}$	$X_{4,4}$
MUITO DESFAVORÁVEL	$p_5$	$X_{5,1}$	$X_{5,2}$	$X_{5,3}$	$X_{5,4}$
Valores Esperados		$X_1$	$X_2$	$X_3$	$X_4$

Considerando o cenário neutro como referência para preços e despesas e sendo estabelecidos os valores correspondentes aos demais cenários, tabelas IV e V, são gerados os resultados econômicos e financeiros do projeto para todos os cenários. A soma das probabilidades de ocorrência dos cenários otimistas é a probabilidade de êxito do projeto e a soma referente aos cenários indesejáveis é o risco de insucesso.

A tabela VI apresenta os indicadores de: *pay back* -retorno de capital ; *vpl* – valor presente líquido e *tir* – taxa interna de retorno.

**Tabela V- Valores Relativos para as Despesas com Geração**

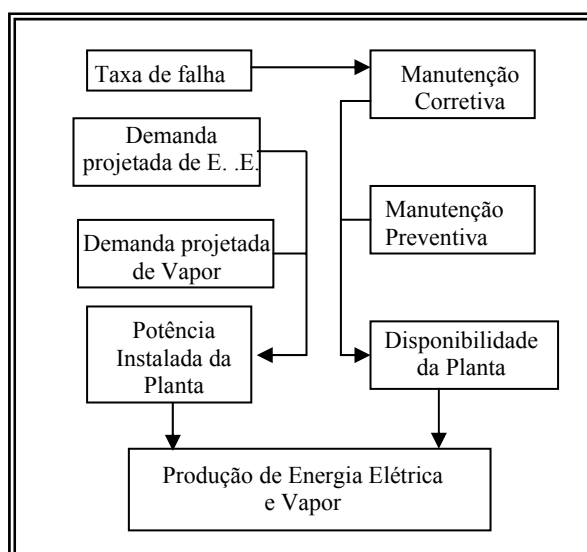
CENÁRIOS PARA RECEITAS E DESPESAS	VALORES RELATIVOS PARA AS DESPESAS COM GERAÇÃO				
	ENERGIA ELÉTRICA DE BACKUP	ENERGÉTICO PRIMÁRIO	ENERGIA ELÉTRICA SUPLEMENTAR	USO DA REDE	OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO
MUITO FAVORÁVEL	$y_{1,1}$	$y_{1,2}$	$y_{1,3}$	$y_{1,4}$	$y_{1,5}$
FAVORÁVEL	$y_{2,1}$	$y_{2,2}$	$y_{2,3}$	$y_{2,4}$	$y_{2,5}$
NEUTRO	$y_{3,1}=1$	$y_{3,2}=1$	$y_{3,3}=1$	$y_{3,4}=1$	$y_{3,5}=1$
DESFAVORÁVEL	$y_{4,1}$	$y_{4,2}$	$y_{4,3}$	$y_{4,4}$	$y_{4,5}$
MUITO DESFAVORÁVEL	$y_{5,1}$	$y_{5,2}$	$y_{5,3}$	$y_{5,4}$	$y_{5,5}$
<b>Valores Esperados</b>	$y_1$	$y_2$	$y_3$	$y_4$	$y_5$

**Tabela VI - Indicadores Financeiros**

CENÁRIOS PARA PREÇOS E DESPESAS	PROBABILIDADES	RESULTADOS		
		PAYBACK (anos)	VPL R\$ milhões	TIR %
MUITO FAVORÁVEL	$p_1$	$w_{1,1}$	$w_{1,2}$	$w_{1,3}$
FAVORÁVEL	$p_2$	$w_{2,1}$	$w_{2,2}$	$w_{2,3}$
NEUTRO	$p_3$	$w_{3,1}$	$w_{3,2}$	$w_{3,3}$
DESFAVORÁVEL	$p_4$	$w_{4,1}$	$w_{4,2}$	$w_{4,3}$
MUITO DESFAVORÁVEL	$p_5$	$w_{5,1}$	$w_{5,2}$	$w_{5,3}$
<b>VALORES ESPERADOS</b>		$w_1$	$w_3$	$w_2$

Taxa de desconto:  $x\%$

## 6.5. Produção de Energia e Vapor



**Figura 10 – Produção de Energia e Vapor**

### 6.5.1. Características Técnicas do Sistema

A questão central tratada neste Módulo, figura 10, é a representação do núcleo do modelo, constituído do sistema de produção de energia e vapor em função das disponibilidades de fontes primárias e dos equipamentos que o compõe. Esses componentes, embora presentes na instalação, permanecem fora de operação durante os períodos de manutenção preventiva ou corretiva.

O Módulo de Produção de Energia e Vapor é constituído pela representação do núcleo do sistema desenvolvido, que é alimentado por fontes primárias de energia, sendo composto em:

- geradores acionados por motores à combustão, turbinas a gás ou turbinas a vapor,
- caldeiras de recuperação e convencionais,
- processos industriais independentes que produzem vapor /gases quentes e;
- equipamentos auxiliares de resfriamento .

Dessa composição decorre a caracterização geral da instalação em estudo, incluindo os seguintes parâmetros:

- Potência Instalada – kW
- Disponibilidade da geração elétrica
- Fator de capacidade
- Tempo de construção - meses
- Vida útil - anos e depreciação - anos
- Período taxa (% a.m) e tempo de carência de financiamento
- Juros durante a construção
- Participação (%) de capital próprio
- Confiabilidade de cada componente da unidade;
- Energia (MWh) acrescentados ao sistema através da usina;
- Tempo necessário para projetar, construir e colocar em operação a unidade;
- Tempo de vida útil, considerando a tecnologia empregada;
- Níveis de dióxido de carbono por kWh emitido pela usina ;
- Gases ácidos produzidos pela usina, NO<sub>x</sub> e SO<sub>2</sub> por kWh produzido;
- Alternativas de localização;
- Tipo de tecnologia a ser empregada;

#### 6.5.2. Disponibilidade de Sistemas de Geração Distribuída

A produção de energia elétrica e de vapor ou gases quentes do sistema de geração, além de depender das características técnicas da instalação, também é função da disponibilidade dos componentes do sistema.

A modelagem proposta para análise da viabilidade econômica da instalação simula a operação do sistema considerando a indisponibilidade de seus componentes, permitindo calcular a expectativa de produção de energia elétrica, de vapor e gases quentes, bem como da energia assegurada, das necessidades de energia suplementar e de *backup* a serem contratadas, de onde resultam as receitas e as despesas.

As estimativas de retorno do investimento do projeto, que resultam do modelo de simulação para vários cenários, com as respectivas probabilidades de ocorrência associadas, permitem determinar o risco esperado do empreendimento.

Assim, cada sistema de geração distribuída tem uma configuração particular que resulta em uma disponibilidade de operação. Por exemplo, um sistema de geração distribuída simples pode ser composto por certo número de grupos motogeradores, sem nenhum aproveitamento da energia térmica. Nesse caso, importa saber as disponibilidades do combustível, do motor incluindo auxiliares, do gerador e do sistema elétrico pós-gerador, incluindo transformador, demais equipamentos de conexão e a própria rede elétrica local.

Outro exemplo, apresentado na figura 11, é composto de 2 caldeiras convencionais alimentando uma turbina a vapor e um ciclo combinado com uma turbina a gás e caldeira de recuperação alimentando uma turbina a vapor, ilustra a importância do cálculo detalhado e preciso da disponibilidade da instalação como insumo para decisão sobre a contratação de potência de reserva ou *backup*, potência suplementar àquela gerada pela unidade de geração distribuída e eventuais excedentes não absorvidos localmente.

**Tabela VII - Energia Gerada (  $MW_{\text{médio}}$  p/ Gerador ) s/ Indisponibilidade**

GERADOR	HORAS <sup>1</sup>	MW LÍQUIDO <sup>1</sup>	MWh	MW MÉDIO
<b>G<sub>1</sub></b>	<b>8.760</b>	<b>10</b>	<b>87.600</b>	<b>10</b>
	<b>G<sub>2</sub></b>			
	1.000	12	12.000	
	2.000	17	34.000	
	2.000	15	30.000	
	<u>3.760</u>	20	<u>75.200</u>	
	<b>8.760</b>		<b>151.200</b>	<b>17,260</b>
<b>G<sub>3</sub></b>	1.000	0	0	
	2.000	10	20.000	
	<u>5.760</u>	15	<u>86.400</u>	
	<b>8.760</b>		<b>106.400</b>	<b>12,146</b>
				<b>Σ = 39,406</b>

(1) Admitido que o gerador G<sub>1</sub> irá operar as 8760 horas do ano gerando 10 MW líquidos, que o G<sub>2</sub> irá operar 1000h gerando 12 MW líquidos, 2000h gerando 17 MW líquidos e, assim por diante.

Com efeito, a tabela VII apresenta a energia produzida por ano (em MWh e MW médio) em cada gerador, como resultado da soma dos produtos do período de operação pelos correspondentes níveis de potência líquido (em MW) despachados.

**Tabela VIII- Disponibilidade do Vapor por Caldeira**

CALDEIRAS	DISPONIBILIDADES			
	ÁGUA/ CONDENS.	GASES/ COMBUST.	EQUIPA- MENTO	VAPOR
1	0,99	0,9504	0,95	0,89385
2	0,99	0,99	0,95	0,9311
3	0,99	0,99	0,95	0,9311

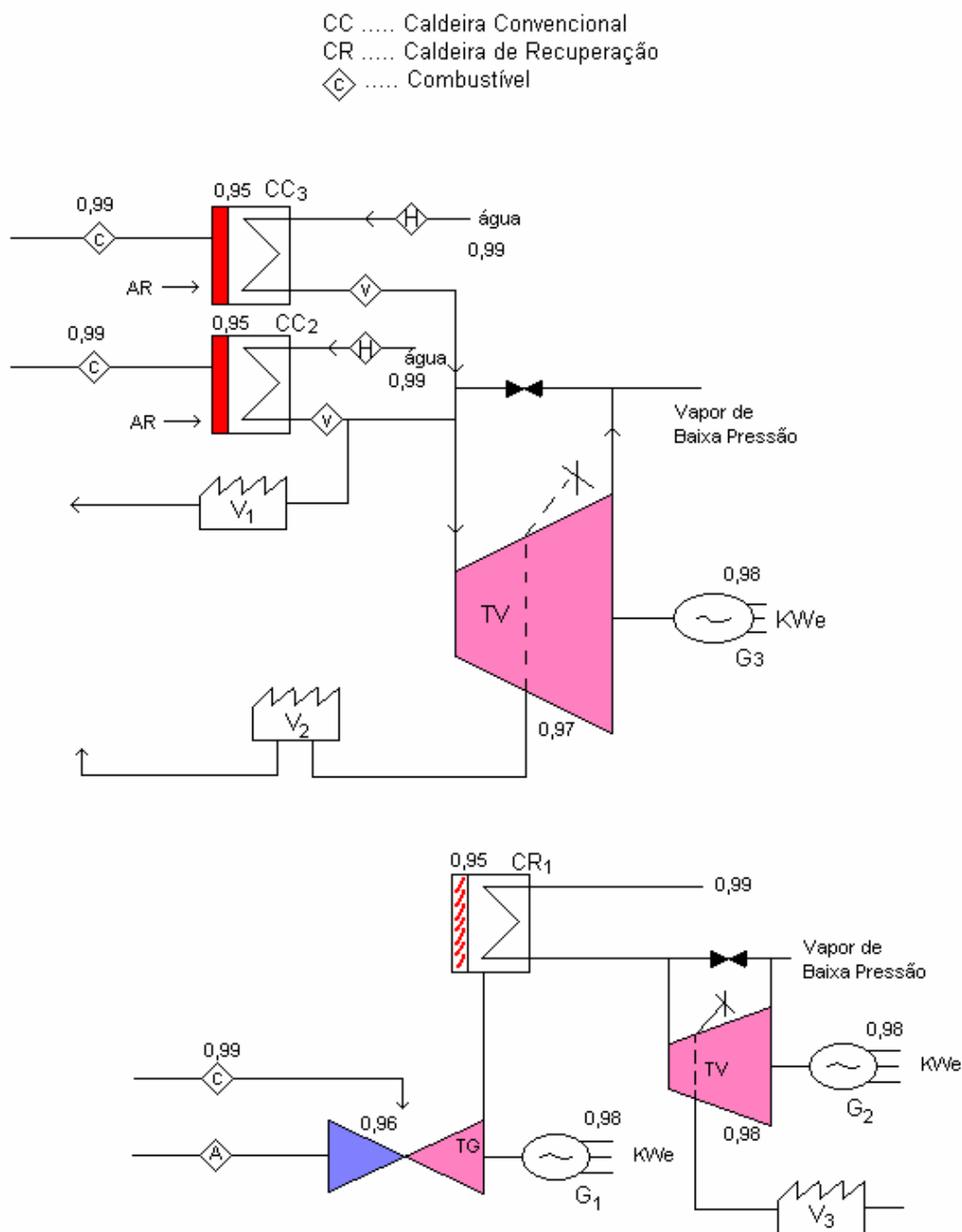
Na tabela VIII estão apresentadas as disponibilidades da água ou dos condensados, das caldeiras em si, dos gases provenientes da turbina a gás para a caldeira de recuperação 1 e dos combustíveis para as caldeiras convencionais 2 e 3. Observa-se que a disponibilidade dos gases para a caldeira de recuperação 1 é o resultado do produto da disponibilidade do combustível para a turbina a gás pela disponibilidade da turbina a gás em si, ou seja,  $0,99 \times 0,96 = 0,9504$  (vide figura 11).

**Tabela IX- Disponibilidade da Energia Elétrica por Grupo Gerador**

GRUPOS	DISPONIBILIDADES				DISP. E.Elét.	MW MÉDIO	MWh/h
	COMBUST.	TURBINA	GERADOR	DEMANDA			
1	0,99	0,96	0,98	1	0,9314	10,000	9,314
2	0,89385	0,98	0,98	1	0,8585	17,260	14,817
3	0,9311	0,97	0,98	1	0,8851	12,146	10,750
<b>TOTAL</b>						<b>39,406</b>	<b>34,881</b>

Da tabela IX resultam as disponibilidades de energia elétrica de cada grupo gerador, sendo que a disponibilidade do combustível para os grupos 2 e 3 são as

disponibilidade do vapor calculadas na tabela VIII. As demais disponibilidades podem ser vistas na figura 11.



**Figura 11 – Exemplo de Configuração de Cogeração**

Considerando que o custo da potência de reserva (backup) é, usualmente, muito alto, o problema que se coloca é : qual é o montante desse tipo de potência que deve ser contratado para garantir o atendimento dos requisitos de demanda ?

A tabela X apresenta as várias situações possíveis de disponibilidade dos geradores, ou seja, uma unidade fora de serviço, duas ou três unidades fora de serviço e as correspondentes probabilidades de ocorrência de cada um desses estados.

**Tabela X - Geração Assegurada e Média**

MATRIZ 8×3			DISPONIBIL// CONJUNTA	CONFIABIL// ACEITÁVEL %	GERAÇÃO ASSEGURADA MW	GERAÇÃO MÉDIA
0,9314	0,8585	0,8851	0,707732	70,7732	39,406	27,888
<b>3 G.G. EM OPERAÇÃO</b>			<b>0,707732</b>	<b>70,7732</b>	<b>39,406</b>	<b>27,888</b>
0,0686	0,8585	0,8851	0,052126	75,9858	29,406	1,533
0,9314	0,8585	0,1149	0,091875	85,1733	27,260	2,505
0,9314	0,1415	0,8851	0,116650	96,8383	22,146	2,583
<b>2 G.G. EM OPERAÇÃO</b>			<b>0,260651</b>	<b>96,8383</b>	<b>22,146</b>	<b>6,621</b>
0,0686	0,8585	0,1149	0,006767	97,5150	17,260	0,117
0,0686	0,1415	0,8851	0,008592	98,3742	12,146	0,104
0,9314	0,1415	0,1149	0,015143	99,8885	10,000	0,151
<b>1 G.G. EM OPERAÇÃO</b>			<b>0,030502</b>	<b>99,8885</b>	<b>10,000</b>	<b>0,372</b>
0,0686	0,1415	0,1149	0,001115	100,0000	0	0
<b>0 G.G. EM OPERAÇÃO</b>			<b>0,001115</b>	<b>100,00000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>TOTAL</b>			<b>1,000000</b>			<b>34,881</b>

Observa-se que é possível o atendimento da demanda assegurada de 10 MW com um nível de confiabilidade de 99,8885%, quando há perda de até 2 geradores. Isto significa que, se esse nível de confiabilidade for suficiente para atender os requisitos de demanda das cargas prioritárias, é conveniente que se contrate 10 MW a menos de

potência de *backup* da concessionária local, situação que à primeira vista poderia se mostrar inconveniente.

De forma análoga é possível determinar a confiabilidade do atendimento à demanda de gases quentes e de vapor.

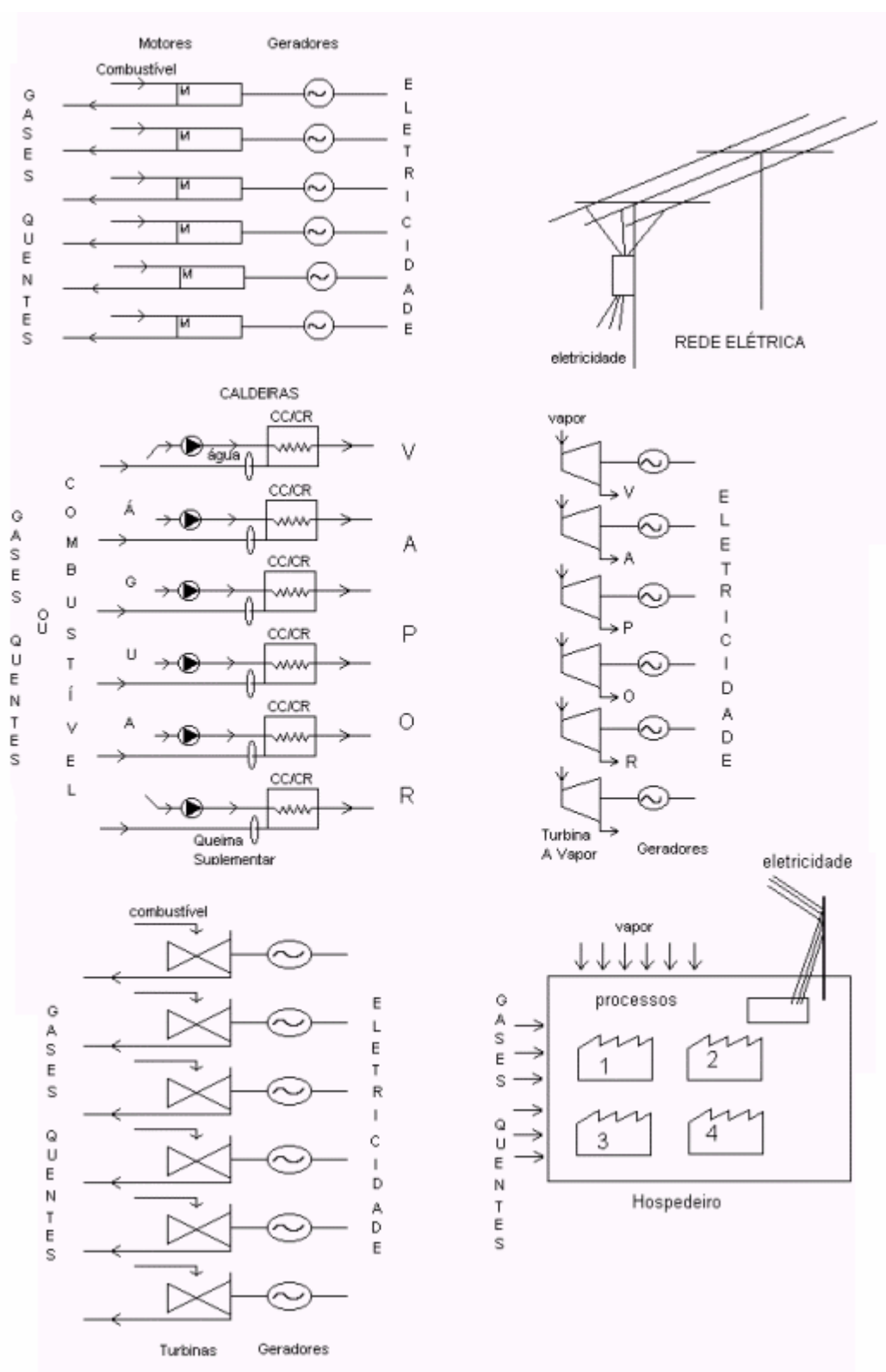
Uma configuração mais complexa pode incluir, por exemplo, um ciclo combinado com cogeração de energia elétrica com doze grupos geradores, quatro movidos por motores a combustão, dois movidos por turbinas a gás e seis movidos por turbinas a vapor, resultando  $2^{12}=4096$  estados ou combinações possíveis de grupos geradores que, a qualquer momento, podem estar disponíveis ou não.

Neste exemplo, um dos estados possíveis é aquele em que todos os grupos geradores estão em operação, outros doze estados são aqueles com um grupo fora de operação, e assim por diante. Deve ser considerado, também, que grupos geradores fora de operação resultam em restrições de fornecimento de gases para operação das caldeiras, que por sua vez não ofereceriam vapor para turbinas de ciclo combinado. Além disso, há que se considerar a indisponibilidade das próprias caldeiras.

Nota-se que no caso de uma turbina a vapor ser alimentada a partir de várias caldeiras em proporções diferentes, deve ser considerado que o nível de disponibilidade dessa alimentação resultará dos diversos estados possíveis das caldeiras em operação e fora de operação, de acordo com as suas correspondentes indisponibilidades individuais.

### 6.5.3. Modelagem da Disponibilidade do Sistema de Geração Distribuída

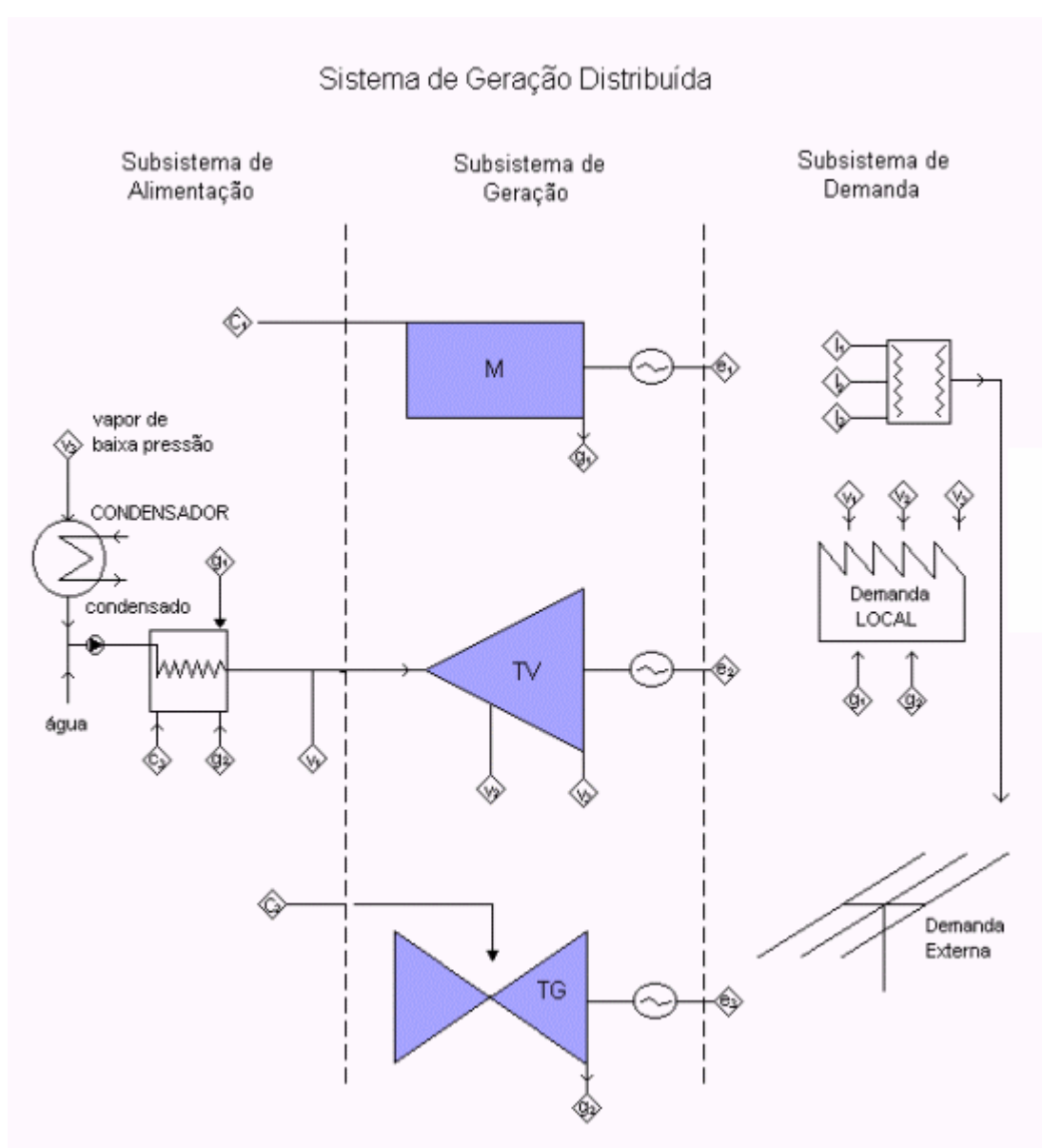
O modelo de simulação do sistema de geração distribuída proposto neste trabalho considera uma configuração genérica, conforme mostra a figura 12, onde se observa a presença de turbinas a gás ou motores a explosão que produzem energia elétrica através de um alternador e gases quentes a serem utilizados nas caldeiras. Estas por sua vez, são supridas por um sistema adutor de água e produzem vapor para



**Figura 12 - Sistema de Geração Distribuída  
Configuração Genérica**

alimentar turbinas a vapor, que também produzem eletricidade através de alternadores. O sistema se completa com a presença da rede elétrica da concessionária e dos processos que requerem a energia elétrica, o vapor e os gases quentes produzidos.

Na formulação do modelo a instalação foi representada em 3 *subsistemas*, conforme ilustra a figura 13 :



**Figura 13 - Subsistemas de Geração Distribuída**

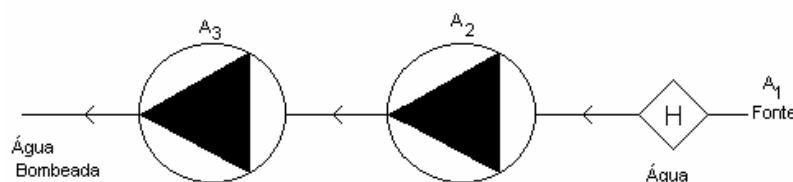
- *subsistema de geração* que é composto por motores e turbinas a gás, que recebem combustíveis diretamente de uma fonte externa, geram eletricidade e fornecem gases quentes para as caldeiras de recuperação ou diretamente para o subsistema de demanda. As turbinas a vapor, que recebem vapor das caldeiras, geram energia elétrica e podem fornecer vapor para o subsistema de demanda, através da extração de vapor em vários níveis de pressão;
- *subsistema de alimentação* onde estão as caldeiras de recuperação aquecidas com gases quentes provenientes dos motores e turbinas a gás e, as caldeiras convencionais supridas por combustível de fonte externa. As caldeiras recebem água ou condensados do sistema adutor e fornecem vapor para as turbinas a vapor ou diretamente para o subsistema de demanda;
- *subsistema de demanda* constituído pela conexão da geração de energia elétrica com o sistema elétrico interno e externo, quando houver. Assim, este subsistema inclui transformadores, disjuntores, conexão com a rede externa para importação/fornecimento de energia e demais equipamentos associados, com bombas, compressores e cargas auxiliares diversas.

A modelagem das disponibilidades dos equipamentos que propiciam a oferta de cada um dos insumos produzidos pela instalação, quais sejam: energia elétrica, vapor e gases quentes e, dos componentes que permitem que a demanda seja realizada foi segmentado nos seguintes tópicos, apresentados a seguir em itens específicos:

- Disponibilidade do Vapor,
- Disponibilidade dos Gases Quentes,
- Disponibilidade de Energia Elétrica e,
- Disponibilidade do Subsistema de Demanda.

a) Disponibilidade do Vapor

As caldeiras são supridas de água ou condensados através de bombas de alimentação, portanto, dependem da disponibilidade desses fluídos aduzidos da fonte e das disponibilidades das bombas, que podem estar dispostas em série ou em paralelo. Exemplo: seja  $A_1$  a disponibilidade da água ou condensado na fonte e  $A_2$  e  $A_3$  as disponibilidades de duas bombas em série, figura 14. Supondo-se a não existência de um circuito de alimentação alternativo para contingências, a disponibilidade resultante de alimentação das caldeiras será  $A_a = A_1 \times A_2 \times A_3$ .



**Figura 14 - Alimentação de Água/Condensados**

Se as duas bombas da figura 14 estiverem dispostas em paralelo e a capacidade de cada uma individualmente for suficiente para a alimentação da caldeira, então a disponibilidade resultante de alimentação da caldeira será:

$$A_a = A_1 \times [1 - (1 - A_2) \times (1 - A_3)].$$

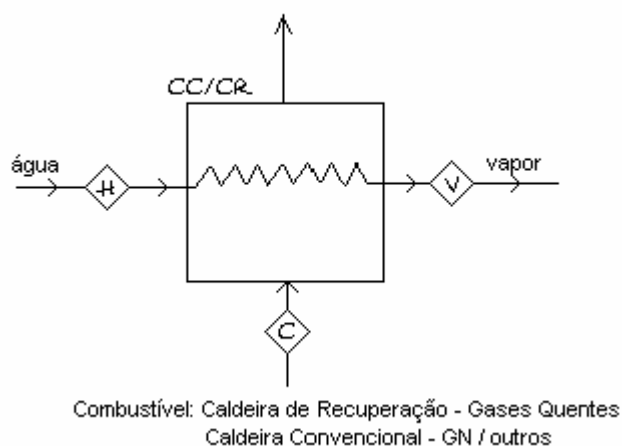
Assim, a disponibilidade do vapor gerado pela caldeira será:

$$A_v = A_a \times A_c \times A_e ,$$

Onde:

- $A_e$  é a disponibilidade do combustível da caldeira ou do gás quente proveniente de motores ou turbinas a gás;
- $A_c$  é a disponibilidade da caldeira;
- $A_a$  é a disponibilidade da água.

A Tabela XI ilustra o cálculo da disponibilidade do vapor em cada caldeira de um conjunto de 6 caldeiras.



**Figura 15 - Caldeira - Alimentação e Produtos**

**Tabela XI - Disponibilidades de Vapor de Cada Caldeira**

CALDEIRAS	DISPONIBILIDADES			
	ÁGUA/ CONDENS.	GAS.AQUEC. /COMBUST.	CALDEIRA	VAPOR
1	$A_{a1}$	$A_{e1}$	$A_{c1}$	$A_{v1} = A_{a1} \times A_{e1} \times A_{c1}$
2	$A_{a2}$	$A_{e2}$	$A_{c2}$	$A_{v2} = A_{a2} \times A_{e2} \times A_{c2}$
3	$A_{a3}$	$A_{e3}$	$A_{c3}$	$A_{v3} = A_{a3} \times A_{e3} \times A_{c3}$
4	$A_{a4}$	$A_{e4}$	$A_{c4}$	$A_{v4} = A_{a4} \times A_{e4} \times A_{c4}$
5	$A_{a5}$	$A_{e5}$	$A_{c5}$	$A_{v5} = A_{a5} \times A_{e5} \times A_{c5}$
6	$A_{a6}$	$A_{e6}$	$A_{c6}$	$A_{v6} = A_{a6} \times A_{e6} \times A_{c6}$

Cabe ressaltar que a disponibilidade de combustível para alimentação de motores, turbinas a gás e caldeiras é, usualmente, considerada como sendo de 100% quando há estoques locais de combustível. No caso de alimentação contínua por gasoduto,

“just in time” ou ainda, quando o combustível for derivado diretamente do processo de produção local, como por exemplo licor negro, deve ser considerada a disponibilidade do processo ou aquela garantida pelo fornecedor. As disponibilidades dos compressores locais de gás também deve ser considerada quando o gás não for entregue na pressão requerida pelo sistema de geração.

#### b) Disponibilidade dos Gases Quentes

A disponibilidade dos gases quentes para a caldeira de recuperação apresenta certa complexidade de cálculo, haja vista que uma mesma caldeira pode receber gases quentes de vários grupos geradores, entre motores e turbinas. Assim, a disponibilidade é calculada considerando-se os vários estados possíveis de motores e turbinas em operação e fora de operação, em um total de  $2^n$  combinações possíveis.

Se todos os motores e turbinas tivessem a mesma disponibilidade, o cálculo seria simplificado, pela possibilidade de aplicação da fórmula da Distribuição Binomial e a probabilidade de “x” grupos geradores fora de operação seria dada por:

$$P(x) = \binom{n}{x} p^x (1-p)^{n-x},$$

onde :

“n” é o n° total de grupos geradores,

“x” o número de grupos geradores fora de operação e

“p” é a indisponibilidade de cada um dos grupos geradores.

Porém, quando as disponibilidades dos motores e turbinas são diferentes, há que se calcular as probabilidades de todas as combinações possíveis de geradores em operação e fora de operação.

Considerando que haja, por exemplo, 6 grupos geradores, o cálculo se processa através da construção de uma matriz de 6 colunas, onde cada uma delas apresenta a probabilidade de um dos geradores estar em operação ou fora de operação e cada linha representa uma das combinações possíveis. O produto dos elementos de cada linha representa a probabilidade de ocorrência de um estado particular de operação da instalação, com determinados grupos em operação e outros fora de operação.

Na matriz de 6 colunas acima referida, temos:

- $A_i$  : a disponibilidade de cada grupo gerador com  $i$  variando de 1 até 6;
- $1 - A_i$  : a indisponibilidade de cada grupo gerador com  $i$  variando de 1 até 6;
- a primeira linha representando a situação onde todos os geradores estão em operação:

$$A_1 \quad A_2 \quad A_3 \quad A_4 \quad A_5 \quad A_6$$

que apresenta probabilidade de ocorrência  $P(x=0) = \prod_1^6 A_i$

- seguem seis linhas da matriz representando a situação onde apenas um dos seis grupos geradores esteja fora de operação. A primeira linha dessa sequência é:

$$(1-A_1) \quad A_2 \quad A_3 \quad A_4 \quad A_5 \quad A_6$$

que apresenta probabilidade de ocorrência do primeiro gerador estar fora de operação, igual a:

$$Probabilidade = (1-A_1) \prod_2^6 A_i,$$

- Analogamente são calculadas as probabilidades correspondentes às 5 seguintes linhas da matriz  $1 - A_i$

$$\begin{array}{cccccc}
 A_1 & (I - A_2) & A_3 & A_4 & A_5 & A_6 \\
 A_1 & A_2 & (I - A_3) & A_4 & A_5 & A_6 \\
 A_1 & A_2 & A_3 & (I - A_4) & A_5 & A_6 \\
 A_1 & A_2 & A_3 & A_4 & (I - A_5) & A_6 \\
 A_1 & A_2 & A_3 & A_4 & A_5 & (I - A_6)
 \end{array}$$

- A soma dos produtos dos elementos de cada linha acima resulta na probabilidade de um grupo gerador fora de operação:

$$P(x=1) = \sum_{j=1}^6 \left[ (1 - A_j) \prod_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^6 A_i \right]$$

- De modo similar, determinam-se as demais linhas da matriz e as probabilidades de 2, 3, 4, 5 e 6 grupos geradores fora de operação, perfazendo-se o total de 64 linhas.

A disponibilidade de gases quentes seria:

$$A_e = \sum_{k=0}^5 \left[ \frac{6-k}{6} \times P(x=k) \right]$$

se cada motor ou turbina fornecesse a mesma quantidade de gases quentes para a caldeira.

Como cada grupo gerador pode fornecer um percentual diferente de gases quentes para a caldeira, então a disponibilidade de gases quentes  $A_g$  será a somatória do produto das probabilidades de cada linha da matriz  $64 \times 6$  acima referida pelo

correspondente percentual de gases disponível para cada estado de operação particular da instalação.

Dispondo-se de seis caldeiras de recuperação recebendo gases quentes de seis grupos geradores, resultam seis matrizes com dimensão  $64 \times 6$ .

A tabela XII apresenta um exemplo onde é calculada a disponibilidade para o caso de gases quentes de 2 fontes, onde a primeira fonte fornece 40% (0,4 pu) dos gases quentes e a segunda 60% (0,6 pu).

**Tabela XII - Disponibilidade de Gases Quentes de 2 Fontes**

MATRIZ $4 \times 2$		DISPONIBILIDADE CONJUNTA	pu	DISPONIBILIDADE CONJUNTA PONDERADA
$A_1$	$A_2$	$A_1 \times A_2$	1	$1 \times A_1 \times A_2$
$A_1$	$(1-A_2)$	$A_1 \times (1-A_2)$	0,4	$0,4 \times A_1 \times (1-A_2)$
$(1-A_1)$	$A_2$	$(1-A_1) \times A_2$	0,6	$0,6 \times (1-A_1) \times A_2$
$(1-A_1)$	$(1-A_2)$	$(1-A_1) \times (1-A_2)$	0	$0 \times (1-A_1) \times (1-A_2)$

A primeira linha da matriz acima representa o estado de operação da instalação com 2 fontes em operação, ao qual corresponde a probabilidade igual a  $A_1 \times A_2$  de fornecimento de 100% ( 1 pu) dos gases quentes. A segunda linha da matriz representa o estado de operação da instalação com a primeira fonte em operação e a segunda fora de operação, ao qual corresponde a probabilidade igual a  $A_1 \times (1-A_2)$  de fornecimento de apenas 40% (0,4 pu) dos gases quentes, e assim por diante.

A tabela XIII segue o mesmo raciocínio para 3 fontes de gases quentes, onde a primeira fonte fornece 20% dos gases quentes, a segunda 30% e a terceira 50%. A tabela XIV ilustra esse caso através de um exemplo numérico.

Tabela XIII - Disponibilidade de Gases Quentes de 3 Fontes

MATRIZ 8×3			DISPONIBILIDADE CONJUNTA	pu	DISPONIBILIDADE CONJUNTA PONDERADA
A <sub>1</sub>	A <sub>2</sub>	A <sub>3</sub>	A <sub>1</sub> ×A <sub>2</sub> ×A <sub>3</sub>	1	1×A <sub>1</sub> ×A <sub>2</sub> ×A <sub>3</sub>
A <sub>1</sub>	A <sub>2</sub>	(1-A <sub>3</sub> )	A <sub>1</sub> ×A <sub>2</sub> ×(1-A <sub>3</sub> )	0,5	0,5×A <sub>1</sub> ×A <sub>2</sub> ×(1-A <sub>3</sub> )
A <sub>1</sub>	(1-A <sub>2</sub> )	A <sub>3</sub>	A <sub>1</sub> ×(1-A <sub>2</sub> )×A <sub>3</sub>	0,7	0,7×A <sub>1</sub> ×(1-A <sub>2</sub> )×A <sub>3</sub>
A <sub>1</sub>	(1-A <sub>2</sub> )	(1-A <sub>3</sub> )	A <sub>1</sub> ×(1-A <sub>2</sub> )×(1-A <sub>3</sub> )	0,2	0,2×A <sub>1</sub> ×(1-A <sub>2</sub> )×(1-A <sub>3</sub> )
(1-A <sub>1</sub> )	A <sub>2</sub>	A <sub>3</sub>	(1-A <sub>1</sub> )×A <sub>2</sub> ×A <sub>3</sub>	0,8	0,8×(1-A <sub>1</sub> )×A <sub>2</sub> ×A <sub>3</sub>
(1-A <sub>1</sub> )	A <sub>2</sub>	(1-A <sub>3</sub> )	(1-A <sub>1</sub> )×A <sub>2</sub> ×(1-A <sub>3</sub> )	0,3	0,3×(1-A <sub>1</sub> )×A <sub>2</sub> ×(1-A <sub>3</sub> )
(1-A <sub>1</sub> )	(1-A <sub>2</sub> )	A <sub>3</sub>	(1-A <sub>1</sub> )×(1-A <sub>2</sub> )×A <sub>3</sub>	0,5	0,5×(1-A <sub>1</sub> )×(1-A <sub>2</sub> )×A <sub>3</sub>
(1-A <sub>1</sub> )	(1-A <sub>2</sub> )	(1-A <sub>3</sub> )	(1-A <sub>1</sub> )×(1-A <sub>2</sub> )×(1-A <sub>3</sub> )	0	0×(1-A <sub>1</sub> )×(1-A <sub>2</sub> )×(1-A <sub>3</sub> )

Tanto na tabela XII como nas tabelas XIII, XIV e XV, a somatória da última coluna da matriz representa a disponibilidade resultante da instalação.

Outros casos apresentando diferentes configurações podem ser concebidos. Por exemplo: em se dispondendo-se de 2 caldeiras e quatro grupos geradores, com a primeira caldeira recebendo 40% de gases do motor 1 e 60% do motor 2 e a segunda recebendo 20% do motor 2, 30% da turbina 3 e 50% da turbina 4, resultaria matrizes: 4×2 e 8×3.

Além da disponibilidade final dos gases quentes, ainda, é possível obter as probabilidades de se ter os três grupos geradores em operação, dois, um ou nenhum, Tabela XV:

Tabela XIV - Exemplo de Disponibilidade de Gases Quentes de 3 Fontes

MATRIZ 8×3			DISPONIBILIDADE CONJUNTA	pu	DISPONIBILIDADE CONJUNTA PONDERADA
0,94	0,95	0,96	0,857280	1	0,857280
0,94	0,95	0,04	0,035720	0,5	0,017860
0,94	0,05	0,96	0,045120	0,7	0,031584
0,06	0,95	0,96	0,054720	0,8	0,043776
0,94	0,05	0,04	0,001880	0,2	0,000376
0,06	0,95	0,04	0,002280	0,3	0,000684
0,06	0,05	0,96	0,002880	0,5	0,001440
0,06	0,05	0,04	0,000120	0	0,000000

$A_{e2}$ =Somatória da última coluna da matriz acima=0,9530

Tabela XV - Cálculo de Probabilidades Acumuladas – 3 Fontes

MATRIZ 8×3			DISPONIBILIDADE CONJUNTA	pu	DISPONIBILIDADE CONJUNTA PONDERADA
0,94	0,95	0,96	0,857280	1	0,857280
<b>3 G.G. EM OPERAÇÃO</b>			<b>0,857280</b>		<b>0,857280</b>
0,94	0,95	0,04	0,035720	0,5	0,017860
0,94	0,05	0,96	0,045120	0,7	0,031584
0,06	0,95	0,96	0,054720	0,8	0,043776
<b>2 G.G. EM OPERAÇÃO</b>			<b>0,135560</b>		<b>0,093220</b>
0,94	0,05	0,04	0,001880	0,2	0,000376
0,06	0,95	0,04	0,002280	0,3	0,000684
0,06	0,05	0,96	0,002880	0,5	0,001440
<b>1 G.G. EM OPERAÇÃO</b>			<b>0,007040</b>		<b>0,002500</b>
0,06	0,05	0,04	0,000120	0	0,000000
<b>OG.G. EM OPERAÇÃO</b>			<b>0,000120</b>		<b>0,000000</b>
<b>TOTAL</b>			<b>1,000000</b>		<b>0,953000</b>

Na tabela XV a probabilidade de se ter os três grupos geradores em operação é de 0,857280 ou 85,728%. A probabilidade de haver dois grupos geradores em operação

é de 0,135560 ou 13,556%. Portanto, a probabilidade de 2 ou mais grupos geradores estarem em operação é a probabilidade acumulada igual a  $85,728+13,556=99,284\%$ , à qual corresponde uma disponibilidade de  $85,728 + 9,322=95,05\%$  da capacidade total de fornecimento de gases quentes, onde 9,322% é igual à somatória dos produtos das probabilidades de se ter 2 grupos geradores em operação, pelos correspondentes percentuais de gases quentes fornecidos pelos mesmos.

Pode se observar na terceira linha da tabela XV, que os dois primeiros grupos estão em operação e o terceiro fora de operação, portanto a probabilidade de ocorrência desse estado de operação da instalação é igual ao produto das disponibilidades individuais dos dois primeiros grupos pela indisponibilidade do terceiro grupo, que em relação à capacidade total de geração de gases quentes da instalação corresponde a  $0,035720 \times 0,5 = 1,7866\%$ , visto que os dois primeiros grupos geradores só respondem por 50%(0,5pu) da capacidade total de geração de gases quentes.

Essa segmentação permite o cálculo de probabilidades acumuladas, tal como na distribuição binomial, que serão úteis mais adiante.

### c) Disponibilidade de Energia Elétrica

Cada gerador produzirá uma certa quantidade de energia elétrica e, mesmo sem considerar as indisponibilidades, podem ocorrer variações na geração decorrente, por exemplo, da desativação de uma máquina em determinados períodos em que é mais econômico consumir energia elétrica da rede elétrica externa. Dessa forma, há que se considerar no modelo a energia média produzida por cada um dos geradores, descontados o consumos dos equipamentos auxiliares, conforme tabela XVI.

**Tabela XVI - Cálculo do MW<sub>médio</sub> p/ Cada Gerador sem Indisponibilidades**

HORAS/ ANO	GERAÇÃO DE E. ELÉTRICA - MW			MWh
	BRUTA	AUXILIARES <sup>(1)</sup>	LÍQUIDA <sup>(2)</sup>	
h <sub>1</sub>	b <sub>1</sub>	a <sub>1</sub>	e <sub>1</sub> = b <sub>1</sub> - a <sub>1</sub>	h <sub>1</sub> e <sub>1</sub>
h <sub>2</sub>	b <sub>2</sub>	a <sub>2</sub>	e <sub>2</sub> = b <sub>2</sub> - a <sub>2</sub>	h <sub>2</sub> e <sub>2</sub>
h <sub>3</sub>	b <sub>3</sub>	a <sub>3</sub>	e <sub>3</sub> = b <sub>3</sub> - a <sub>3</sub>	h <sub>3</sub> e <sub>3</sub>
.	.	.	.	.
.	.	.	.	.
h <sub>n</sub>	b <sub>n</sub>	a <sub>n</sub>	e <sub>n</sub> = b <sub>n</sub> - a <sub>n</sub>	h <sub>n</sub> e <sub>n</sub>
8760			$\bar{e} = f/8760$	$f = \sum h_i e_i$

Nota:  $\bar{e}$ ...MW<sub>MÉDIO</sub>

(1) Consumo com equiptos auxiliares, como bombas e ventiladores, entre outros;

(2) Geração líquida é igual a geração bruta menos o consumo com auxiliares.

Na tabela XVII é apresentado um exemplo de cálculo da disponibilidade de uma instalação com seis grupos moto-geradores, a partir das disponibilidades de combustível do motor, do gerador e da demanda, relativos a cada grupo.

**Tabela XVII - Sistema com Seis Grupos Moto-Geradores**

GRUPOS	DISPONIBILIDADES				MW MÉDIO	MWh/h
	COMBUST.	MOTOR	GERADOR	DEMANDA		
1	A <sub>11</sub>	A <sub>21</sub>	A <sub>31</sub>	A <sub>41</sub>	$\bar{e}_1$	$e'_1 = \bar{e}_1 \prod A_{i1}$
2	A <sub>12</sub>	A <sub>22</sub>	A <sub>32</sub>	A <sub>42</sub>	$\bar{e}_2$	$e'_2 = \bar{e}_2 \prod A_{i2}$
3	A <sub>13</sub>	A <sub>23</sub>	A <sub>33</sub>	A <sub>43</sub>	$\bar{e}_3$	$e'_3 = \bar{e}_3 \prod A_{i3}$
4	A <sub>14</sub>	A <sub>24</sub>	A <sub>34</sub>	A <sub>44</sub>	$\bar{e}_4$	$e'_4 = \bar{e}_4 \prod A_{i4}$
5	A <sub>15</sub>	A <sub>25</sub>	A <sub>35</sub>	A <sub>45</sub>	$\bar{e}_5$	$e'_5 = \bar{e}_5 \prod A_{i5}$
6	A <sub>16</sub>	A <sub>26</sub>	A <sub>36</sub>	A <sub>46</sub>	$\bar{e}_6$	$e'_6 = \bar{e}_6 \prod A_{i6}$
<b>TOTAL</b>					$\sum_{j=1}^6 \bar{e}_j$	$e' = \sum_{k=1}^6 e'_k$

Nota: A disponibilidade da demanda deve considerar todos os equipamentos que estão no subsistema de demanda, como transformadores, chillers de absorção e cargas diversas.

Em percentual, a disponibilidade do sistema de geração é o quociente entre a energia disponível, obtida pela somatória da última coluna da tabela XVII, pela capacidade líquida média de geração,  $MW_{\text{médio}}$ , ou seja,

$$A_g = e' / \sum_{j=1}^6 \bar{e}_j$$

Pela formulação acima, calcula-se a disponibilidade final do sistema, porém não se dispõe das probabilidades de se dispor de pelo menos (n-1) ou (n-2) grupos geradores, ou seja, da energia assegurada para vários níveis de confiabilidade. Para tanto, seria necessário construir a matriz  $2^n \times n$ , tal como no exemplo que se segue.

**Tabela XVIII - Cálculo da Geração Assegurada e Média - 3 Fontes**

MATRIZ 8×3			DISPONIBIL// CONJUNTA	CONFIABIL// ACEITÁVEL	GERAÇÃO ASSEGURADA MW	GERAÇÃO MÉDIA
0,94	0,95	0,96	0,857280	85,72800	100	85,7280
<b>3 G.G. EM OPERAÇÃO</b>			<b>0,857280</b>	<b>85,72800</b>	<b>100</b>	<b>85,7280</b>
0,06	0,95	0,96	0,054720	91,20000	80	4,37760
0,94	0,05	0,96	0,045120	95,71200	70	3,15840
0,94	0,95	0,04	0,035720	99,28400	50	1,78600
<b>2 G.G. EM OPERAÇÃO</b>			<b>0,135560</b>	<b>99,28400</b>	<b>50</b>	<b>9,3220</b>
0,06	0,05	0,96	0,002880	99,57200	50	0,14400
0,06	0,95	0,04	0,002280	99,80000	30	0,06840
0,94	0,05	0,04	0,001880	99,99988	20	0,03760
<b>1 G.G. EM OPERAÇÃO</b>			<b>0,007040</b>	<b>99,99988</b>	<b>20</b>	<b>0,2500</b>
0,06	0,05	0,04	0,000120	0	0	0
<b>OG.G. EM OPERAÇÃO</b>			<b>0,000120</b>	<b>100,00000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>TOTAL</b>			<b>1,000000</b>			<b>95,3000</b>

Disponibilidade =  $95,30/100 = 0,953$

Um sistema com três grupos moto-geradores, com gerações líquidas iguais a 20MW, 30MW e 50MW, respectivamente, resulta na matriz 8×3 da Tabela XVIII. É possível verificar que, apenas com a geração local se dispõe de geração assegurada de 20 MW com confiabilidade de 99,99988%. Caso esse nível de garantia seja suficiente, isto pode significar uma grande economia na contratação de energia de reserva (backup).

#### d) Disponibilidade do Subsistema de Demanda

A disponibilidade do subsistema de demanda é determinada pelas disponibilidades de seus componentes, que consistem basicamente da conexão entre as instalações de produção de energia elétrica e vapor e, também, da rede externa da concessionária que é responsável pelo escoamento de excedentes ou fornecimento de energia de reserva (backup), as quais são apresentadas a seguir.

##### d1) Conexão de energia elétrica

Os componentes da conexão para o escoamento da energia elétrica são transformadores, disjuntores de alta e baixa tensão, barramentos e cabos, cujas disponibilidades típicas estão apresentadas na tabela XIX, obtidas tal como abaixo para a primeira linha.

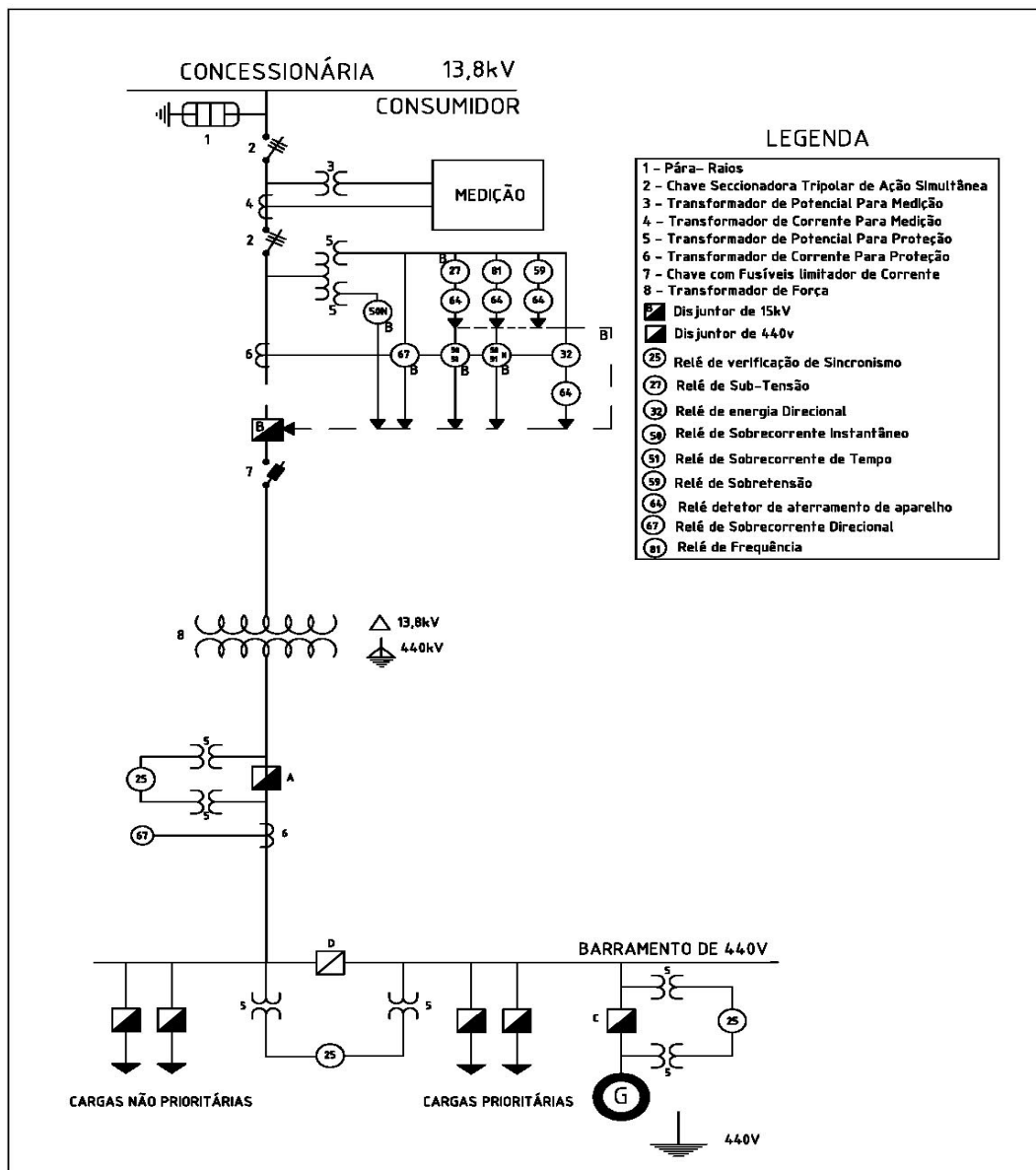
$$\frac{m}{(m+r)} = \frac{1}{1+\lambda r} = \frac{1}{1 + \frac{0,0027}{8760} \times 24} = 0,99999260$$

Tabela XIX - Disponibilidade de Dispositivos e Equipamentos Elétricos

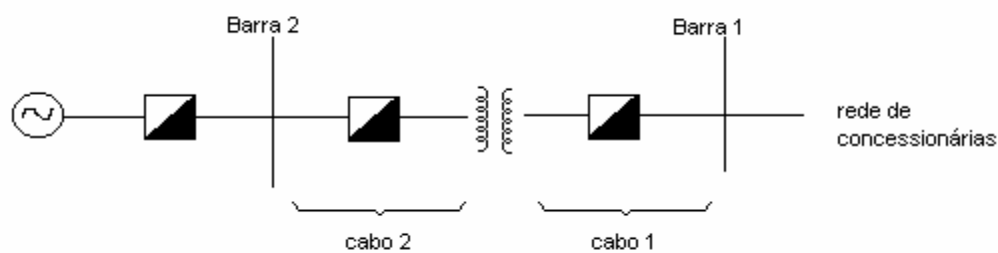
EQUIPAMENTO/ DISPOSITIVO	TAXA DE FALHAS/ANO ( $\lambda$ )	TEMPO DE REPARO - r (horas)	DISPONIBILIDADE %
DISJUNTORES B1/B2B5/B6	0,0027	24	0,99999260
DISJUNTORES B3/B4	0,0020	12	0,99999452
BARRA 1 -2,4 KV	0,0044	24	0,99998795
BARRA 2 - 440 V	0,0105	24	0,99997123
CABO C1	0,0096	8	0,99999123
CABO C	0,0022	10	0,99999749
TRANSFORMADORES	0,0029	64	0,99791562
REDE CONCESSIONÁRIA	...	...	0,99000000

Obs:  $\lambda$  está em anos e r em horas.

As figuras 16 e 17 apresentam um exemplo de conexão elétrica da instalação de geração com a concessionária, onde se observa que os componentes da conexão, quais sejam: disjuntor de BT, barramento de BT, cabos, transformador e disjuntor de AT estão em série, o que significa que a perda de um dos elementos impede a operação da conexão.



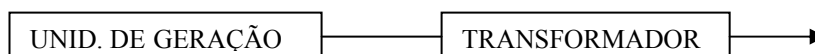
**Figura 16 - Conexão à Rede Local e Externa**



**Figura 17 - Conexão Simplificada à Rede Externa**

Diversos arranjos topológicos de conexão podem ocorrer, como por exemplo:

- Sistema em série simples - uma unidade de geração seguida de um transformador

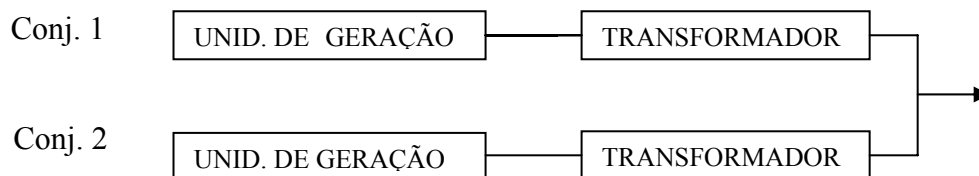


Disponibilidade da unidade de geração:  $A_{1,1}$  - Indisp.:  $\bar{A}_{1,1}$

Disponibilidade do transformador:  $A_{1,2}$  - Indisp.:  $\bar{A}_{1,2}$

Disponibilidade Resultante:  $A_1 = A_{1,1} \times A_{1,2}$

- Sistema em série / paralelo - unidades de geração, cada uma com um transformador em série, formando conjuntos paralelos:



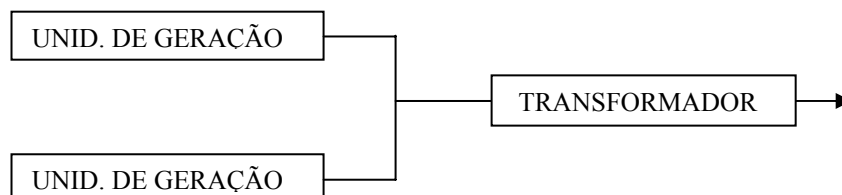
	<u>DISPONIB</u>	<u>INDISPON.</u>
Unidade de geração 1.....	$A_{1,1}$	$\bar{A}_{1,1}$
Transformador 1.....	$A_{1,2}$	$\bar{A}_{1,2}$
Resultante do conjunto 1.....	$A_1$	$\bar{A}_1$
Unidade de geração 2.....	$A_{2,1}$	$\bar{A}_{2,1}$
Transformador 2 .....	$A_{2,2}$	$\bar{A}_{2,2}$
Resultante do conjunto 2 ...	$A_2$	$\bar{A}_2$

$$A_1 = 1 - \bar{A}_{1,1} \times \bar{A}_{1,2}$$

$$A_2 = 1 - \bar{A}_{2,1} \times \bar{A}_{2,2}$$

$$A = 1 - \bar{A}_1 \times \bar{A}_2$$

- Sistema em paralelo série - unidades de geração, cada uma com um transformador em série, formando conjuntos paralelos:



	<u>DISPONIB</u>	<u>INDISPON.</u>
Unidade de geração 1.....	$A_{1,1}$	$\bar{A}_{1,1}$
Unidade de geração 2.....	$A_{2,1}$	$\bar{A}_{2,1}$
Resultante geração.....	$A_1$	$\bar{A}_1$
Transformador.....	$A_2$	$\bar{A}_2$
Resultante do conjunto.....	$A$	$\bar{A}$

$$A_1 = 1 - \bar{A}_{1,1} \times \bar{A}_{2,1}$$

$$A = A_1 \times A_2$$

## d2) Rede pública da concessionária de energia local

Dependendo da concepção do projeto de geração distribuída, seja para uma indústria, hospital, hotel ou centro comercial, haverá um excesso de energia elétrica produzida e/ou a necessidade de alguma complementação da energia gerada no local, através da energia da rede externa para a operação normal da unidade consumidora ou para suprimento, quando de ocorrências de paradas programadas e forçadas da planta.

A indisponibilidade da rede da concessionária local resulta em perda de transmissão de energia proveniente da geração distribuída, que poderia estar suprindo um consumidor livre ou mesmo outra concessionária ou , alternativamente, resulta em interrupção do fornecimento, no caso em que a instalação estiver sendo suprida por energia de reserva (backup). Se não houver indenizações contratuais por esses tipos

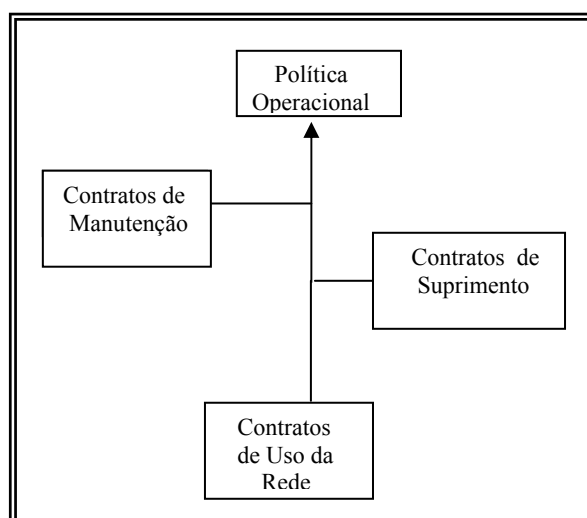
de prejuízo, os custos resultantes da ocorrência dessa situação devem ser considerados no cálculo da viabilidade da instalação.

### d3) Conexão de vapor e de gases quentes

A indisponibilidade dos componentes da conexão por onde escoam o vapor e gases quentes do centro de produção para o centro de consumo determina a disponibilidade desse fornecimento. Assim a topologia de rede de dutos e equipamentos associados, como bombas e válvulas, são modelados com as correspondentes taxas de indisponibilidades, de forma a permitir a avaliação da indisponibilidade dessa conexão.

Nota-se que são previstos vários processos que consomem gases quentes ou vapor. Assim pode haver um processo com utilização de vapor em determinado nível de pressão, proveniente de uma caldeira e outros processos com vapor em outros níveis de pressão vindos de outras caldeiras ou extraído das turbinas a vapor. O cálculo da disponibilidade de vapor de cada processo requer informação sobre os percentuais de contribuição de vapor de cada uma das fontes, com as correspondentes disponibilidades de cada uma delas.

## 6.6. Política de Operação Técnica e Comercial



**Figura 18 – Política Operacional**

O Módulo “Política Operacional”, figura 18, trata fundamentalmente do plano de manutenção e características de contratos de compra e venda celebrados.

As diretrizes estabelecidas para a manutenção podem privilegiar a instalação de equipamentos para redundância, preterindo os esforços de manutenção, ou economizar nas instalações e reforçar as ações de manutenção.

As ações de manutenção têm influência no custo de operação, de um lado, pela despesa que representa e de outro, na indisponibilidade causada pelas interrupções do serviço durante as manutenções programadas.

O usuário do modelo, ao lado da configuração proposta da instalação que é tratada pelo Módulo “Produção de Energia e de Vapor”, deve propor uma política de manutenção que é expressa pelo custo de manutenção esperado e pelas taxas de indisponibilidade que incluem as interrupções devidas às manutenções programadas.

Há várias modalidades de fornecimento de energia por parte da concessionária local que devem ser considerados na política operacional da geração distribuída, quais sejam:

- *Energia Elétrica Suplementar*: Energia e capacidade fornecida pela concessionária regularmente utilizada na unidade consumidora em complemento à energia da cogeração ou de outra origem. Assim, por exemplo, uma unidade de cogeração com uma capacidade de 10 MW para uma empresa com demanda de 15 MW necessitará contratar junto à concessionária a diferença de 5 MW para fornecimento contínuo. Essa energia é contratada com tarifa normal de fornecimento;

-*Energia Elétrica de Backup – Paradas Forçadas*: É a energia fornecida e a capacidade instalada posta em disponibilidade pela concessionária durante as interrupções forçadas dos geradores próprios. Normalmente, essa energia resulta um custo muito alto por kWh em função da grande reserva de capacidade e pouco consumo. Por exemplo, para uma unidade de geração de 10 MW é necessária uma reserva de capacidade junto à concessionária de 10 MW, sendo que raramente haverá consumo, elevando dessa forma o custo por MWh. Essa demanda só poderá ser menor se houver uma solução que possibilite operar com carga reduzida em caso de interrupções não programadas, sem que os custos sejam maiores do que manter o contrato integral de capacidade de reserva;

*Energia Elétrica de Backup - Paradas Programadas*: É a energia elétrica fornecida pela concessionária durante as interrupções programadas para manutenção. A flexibilidade inerente à manutenção preventiva permite programá-la para períodos de maior disponibilidade de energia no mercado, obtendo assim menores tarifas de backup junto aos fornecedores.

Por outro lado, o combustível que é a energia primária da geração de energia elétrica e vapor, representa parcela substancial do custo total de operação da instalação e por conseguinte exige atenção com os parâmetros que o representam no modelo, como:

- índices de consumo dos combustíveis utilizados, com variações sazonais e que deverão ter seu consumo alterado com a implantação da unidade de cogeração;

- preços e disponibilidades de combustíveis alternativos que poderão ser utilizados e limitações respectivas;
- capacidade de estocagem da instalação;
- possibilidade de operação com mais de um combustível;
- impactos ambientais ( $SO_x$ ,  $NO_x$ ,  $CO_x$  partículas);
- poder calorífico do combustível;
- gastos mensais com combustíveis antes da cogeração e previsão para depois da implantação da unidade - valor e custos unitários;
- necessidades de energia térmica por aplicação e especificação.

Observadas as recomendações acima são realizadas as várias modalidades de contratos comerciais que regem a operação da planta, quais sejam:

- Contrato de compra de energia da concessionária local, para suprimento de energia que complementa a fonte própria no atendimento dos requisitos totais;
- Contrato de venda de energia excedente para a concessionária local ou outro consumidor habilitado a comprá-la pela via da rede do concessionário;
- Contrato de compra de energia de backup, que seria fornecida pela concessionária local em caso de contingência ou colapso do sistema próprio;
- Contrato de uso da rede da concessionária para atender a operação dos demais contratos;
- Contrato de compra de insumos primários;
- Contratos de manutenção.

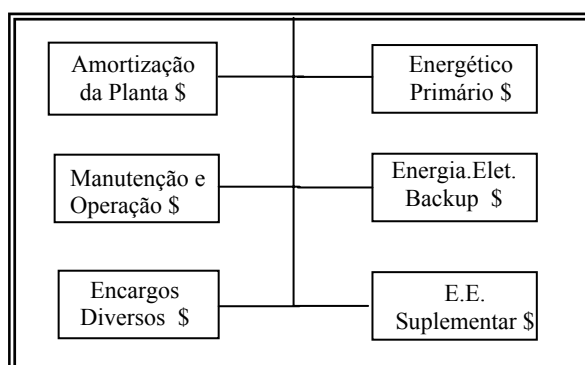
Em função dos parâmetros que caracterizam esses contratos, são simuladas as operações de compra e venda de energia e os correspondentes custos associados.

Esses custos são influenciados pelo comportamento das variáveis aleatórias presentes no modelo, tais como: requisitos de energia do processo industrial, preço de energia em função das variações do mercado, indisponibilidade da planta e o próprio custo associado às atividades de manutenção envolvendo:

- manutenção do estado técnico adequado dos equipamentos, tubulações e linhas de transmissão;
- otimização, ajuste e desenvolvimento de regimes de operação, que devem ser seguros e econômicos;
- planejamento das atividades de manutenção na base de informação sobre o estado técnico do equipamento, paradas e avarias;
- consideração de aspectos organizacionais da operação, como a definição das obrigações, a qualificação, o treinamento e a elaboração das instruções para o pessoal de operação;
- planejamento, estabelecimento de padrões e avaliação de indicadores técnicos e econômicos da operação;
- manutenção do sistema simplificado de água/vapor, de válvulas, dampers, tubos de distribuição e dispositivos desviadores de fluxos;
- análise dos resultados do diagnóstico do estado técnico do equipamento;
- estoque dos sobressalentes recomendados;
- observação das emissões ao meio ambiente, para adequá-las aos níveis requeridos pelos órgãos ambientais;
- planejamento do ciclo de manutenção, elaboração de gráficos e materiais;
- fiscalização e controle dos custos de manutenção.

Além dos fatores já citados, destaca-se ainda o controle e monitoramento dos geradores de vapor, caldeiras convencionais e de recuperação. Nesse particular, deve ser dada atenção especial à qualidade da água, como forma de manter a geração de vapor para o processo e para a geração de eletricidade em turbinas a vapor a baixo custo. Observa-se que o custo de se manter uma boa qualidade da água necessária a uma geração confiável de vapor é mínimo em relação aos reparos ou substituição de peças das caldeiras devido aos problemas provocados pela água de baixa qualidade.

## 6.7. Suprimentos de Insumos e Encargos



**Figura 19 – Suprimentos de Insumos e Encargos**

Após a definição da política operacional é possível a quantificação dos volumes necessários de energético primário, energia elétrica de backup, energia elétrica suplementar, despesas com manutenção e operação e encargos diversos, figura 19, que dependem das alterações que venham a ocorrer no setor elétrico e tributário.

**Tabela XX – Tributos e Encargos**

DISCRIMINAÇÃO	CÁLCULO
Taxa de Fiscalização	5% da Receita estimada pelo valor de referência
Valor de Referência	Estabelecido pela ANEEL
COFINS e PIS	3,65% sobre a receita bruta
Imp. de Renda	$0,15 \times (\text{lucro oper.} - \text{desp. Fin., até R\$ 240 mil}) +$ $0,10 \times (\text{lucro oper.} - \text{despesas fin.} - \text{R\$240 mil})$
Contribuição Social – CSLL	9% sobre o lucro
Conta Consumo Comb.- CCC	Valor por MWh (variável ano a ano)
Imposto sobre Serviços-ISS	Variável por município
CPMF	0,038%
Uso da Rede de Transmissão	R\$/kW – Diferenciado por Concessionária
Uso da Rede de Distribuição	R\$/kW - Diferenciado por concessionária
ICMS	18% para e.elétrica, 12% p/gás e 12% para a e. térmica

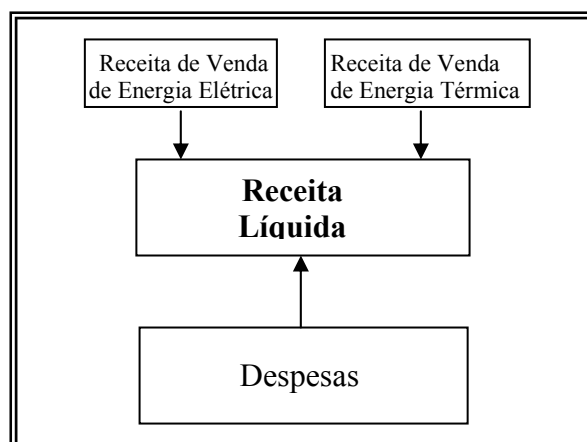
Na tabela XX são apresentados os tributos e encargos a serem considerados para o projeto de geração termelétrica distribuída e na tabela XXI os investimentos, custos e despesas.

**Tabela XXI – Investimentos, Custos e Despesas**

DISCRIMINAÇÃO	UNIDADE
Investimentos: equipamentos <sup>(1)</sup>	R\$
EPC <sup>(2)</sup>	R\$
Inv. total c/ICMS	R\$
Crédito de ICMS	R\$
Custo unit. da potência instalada	R\$/ kW
Consumo anual de combustível	m <sup>3</sup>
Preço unitário do combustível c/ICMS	R\$/m <sup>3</sup>
Despesa anual com combustível <sup>(3)</sup> c/ICMS - D <sub>com</sub>	R\$
Crédito de ICMS	R\$
Despesa anual com backup c/. ICMS	R\$
Outras despesas anuais com operação e manutenção	R\$
Despesa anual total com O&M <sup>(4)</sup> c/ ICMS - D <sub>o&amp;m</sub>	R\$
Crédito de ICMS	R\$
Juros e outras despesas	R\$

- (1) Inclui os equipamentos de geração de energia elétrica e térmica e aqueles necessários à conexão à rede interna e externa existente, incluindo paralelismo, quando for o caso, e transformadores de tensão;
- (2) Inclui engenharia, projeto e construção para todos os equipamentos citados no item anterior;
- (3) A despesa com combustível está apresentada em separado por representar, no caso da geração térmica, a parcela mais expressiva das despesas;
- (4) Não inclui a despesa com combustível. Inclui, além da operação e manutenção de máquinas e equipamentos, a despesa com água e respectivo tratamento, backup de energia elétrica e administração. A parcela referente à compra de sobressalentes para a manutenção, de 20 a 50% do custo total de O&M, também, proporciona crédito de ICMS.

## 6.8. Receitas, Despesas, Balanço e Riscos



**Figura 20 – Balanço e Riscos**

Dos módulos: macrocenário para energia e mercado de energia, que integram o modelo de viabilidade (figura 6), resultam os cenários para as receitas e despesas da planta de geração distribuída (figura 20). Para cada um dos cenários e a partir dos resultados dos demais módulos da figura 6 são determinados os indicadores de retorno da planta de geração distribuída, tabela XXII.

### 6.8.1. Cálculo da Viabilidade Econômica

A viabilidade econômica esperada e as probabilidades de prejuízo são calculados a partir das simulações para os vários cenários, que consideram:

- Os cenários regulatórios e de oferta de energia, conforme previsto no Módulo Geração de Cenários, para o período de estudo;
- A projeção de demanda de energia e vapor requerida pelo processo industrial;
- As tarifas de venda de energia;
- A produção de energia elétrica e térmica através do Módulo “Produção de Energia e de Vapor”;

- Os valores presentes das séries de receitas e de despesas provenientes do Módulo Política Operacional, que considera o plano de manutenção preventiva pré-estabelecido e as restrições comerciais estabelecidas pelos contratos de compra de energia suplementar e de backup, bem como de venda de excedentes.

Com relação aos excedentes de energia elétrica para exportação, é importante estabelecer a base de energia assegurada excedente, bem como a energia não assegurada, de maneira a ser possível uma projeção da receita dessa energia para negociação de um contrato bilateral, ou para venda no mercado de curto prazo.

Observa-se que no Brasil, ao contrário de alguns países não há uma regulamentação que facilite ou determine a compra de excedentes de geração distribuída por concessionárias.

A venda para outros consumidores torna-se difícil, em razão da garantia do fornecimento e dos custos de transporte de energia. Na venda para a concessionária, normalmente o preço alcançado será inferior aquele que a concessionária paga pelo suprimento tradicional.

A probabilidade associada a cada simulação do modelo determina a probabilidade de ocorrência dos valores presentes de receita e de despesa, permitindo calcular o risco do negócio na ocorrência dos cenários desfavoráveis.

Na tabela XXII, a receita é inserida sem o ICMS recolhido dos clientes e repassado aos órgãos públicos. Por outro lado, ao serem lançadas as despesas com combustíveis e operação e manutenção, são creditados os valores de ICMS correspondentes.

Procedendo aos cálculos da taxa interna de retorno - TIR, primeiro com financiamento e depois sem financiamento, ou seja, lançando juros e amortização iguais a zero e investimentos totais com capital próprio, é possível verificar os efeitos isolados do projeto e do financiamento na remuneração do capital próprio.

Tabela XXII - Modelo de Fluxo de Caixa

R\$

ANOS →	0	1	2	.....	20
<b>RESULTADOS</b>					
<b>Receita sem ICMS</b> (-) Impostos e Contrib. <b>Receita Líquida</b> (-) Despesas ( $D_{com} + D_{o\&m}$ ) (+) Crédito ICMS <b>Lucro Bruto</b> (-) Depreciação <b>Lucro Operacional</b> (-) Desp. ñ oper. (juros...) <b>Lucro Líq. antes IR e CSLL</b> (-) Imposto de Renda (-) Contr. Social s/lucro <b>Lucro Líquido</b>					
<b>FLUXO DE CAIXA</b>					
<b>Lucro Líquido</b> (+) Depreciação (-) Invest. capital próprio (-) Amortização <b>Fluxo de Caixa Líquido</b> <b>Fluxo de Cx. Descontado</b> <b>Fluxo de Cx. Desc. Acum.</b>					
<b>TAXA DE DESCONTO</b> <b>PAYBACK DO PROJ. C/ FINANC.</b> <b>TAXA INTERNA DO PROJ. C/FINANC.</b> <b>VPL DO PROJ. COM FINANC. R\$</b>		<b>%</b> <b>Anos</b> <b>%</b> <b>Milhões</b>	Utilizada no fluxo de cx descontado Vide fluxo de caixa atual. acumulado. Remuneração do capital próprio Valor atual líquido do fluxo de cx líquido pela taxa de desconto ao lado.		

Nota: Os juros acima são calculados pelo sistema de amortização constante ou pelo sistema u PRICE.

### 6.8.2. Produtos

O tratamento analítico das disponibilidades utilizado no modelo depende do entendimento detalhado da planta, ou seja, da exploração do sistema como um todo, incluindo as disponibilidades dos componentes que estão aquém e além do grupo gerador e que, na falta de alternativas em paralelo para atender as contingências dos componentes principais, influem diretamente na disponibilidade da planta.

Destaca-se, ainda, que os resultados decorrentes do modelo, não são apenas as disponibilidades globais das plantas. Mais do que isso, diferentes níveis opcionais de disponibilidade são apresentados, podendo resultar em maiores ou menores dispêndios em energia de backup e, por conseguinte, favorecer ou dificultar a viabilidade econômica do projeto.

Os resultados, da forma como comentado acima, são apresentados, no caso de geração distribuída de energia elétrica e térmica, também para o vapor e para os gases quentes gerados pela planta. Essa maior amplitude e complexidade do modelo fornecem subsídios refinados para os estudos de viabilidade econômica em projetos de geração distribuída de energia.

### 6.9. Estudo de Caso e Análise de Sensibilidade

A simulação na tabela XXIII é para um produtor independente instalado em uma unidade industrial, ao qual ele irá fornecer 100% da energia elétrica disponível e 100% da energia térmica produzida.

**Tabela XXIII – Entrada de Dados do Projeto**

DISCRIMINAÇÃO	CÁLCULO
Potência Instalada	13.500 kW
Investimentos: equipamentos <sup>(1)</sup>	R\$ 15.000.000,00
EPC <sup>(2)</sup>	<u>R\$ 5.000.000,00</u>
Inv. total c/ICMS - $C_{inv}$ .	R\$ 20.000.000,00
Crédito de ICMS	R\$ 2.000.000,00
Custo unit. da potência instalada	R\$ 1.481,48 / kW
Consumo anual de combustível	30.907.385 m <sup>3</sup>
Preço unitário do combustível c/ICMS	R\$ 0,348159 /m <sup>3</sup>
Despesa anual com combustível <sup>(3)</sup> c/ICMS - $D_{com}$	R\$ 10.760.684,25
Crédito de ICMS	R\$ 1.291.282,11
Despesa anual com backup c/. ICMS	R\$ 1.382.774,39
Outras despesas anuais com operação e manutenção	<u>R\$ 1.279.708,35</u>
Despesa anual total com O&M <sup>(4)</sup> c/ ICMS - $D_{o\&m}$	R\$ 2.662.482,74
Crédito de ICMS	R\$ 248.899,39

**Tabela XXIII – Entrada de Dados do Projeto – (Continuação)**

<b>DISCRIMINAÇÃO</b>	<b>CÁLCULO</b>
Disponibilidade da geração elétrica – D	0,95
Fator de capacidade – F	0,82
Tempo de construção	12 meses
Vida útil - n <sub>1</sub>	20 anos
Depreciação - n <sub>2</sub>	10 anos
Financiamento: 10 anos, 1 % a.m., 24 m. de carência	R\$ 15.000.000,00
Capital próprio	R\$ 5.000.000,00
Receita total de venda (e. elétrica e térmica)s/ICMS	R\$ 16.559.042,63
Crédito de ICMS	R\$ 1.540.181,50
ICMS a recolher .(sem considerar ICMS dos inv.)	R\$ 1.885.976,08
Impostos e Contribuições: PIS/COFINS	R\$ 604.405,06
CCC	-
Despesas não operacionais: CPMF	R\$6.292,44

- (1) Inclui os equipamentos de geração de energia elétrica e térmica e aqueles necessários à conexão à rede interna e externa existente, incluindo paralelismo, quando for o caso, e transformadores de tensão;
- (2) Inclui engenharia, projeto e construção para os equipamentos do item anterior;
- (3) A despesa com combustível está apresentada em separado por representar, no caso da geração térmica, a parcela mais expressiva das despesas;
- (4) Não inclui a despesa com combustível. Inclui, além da operação e manutenção de máquinas e equipamentos, a despesa com água e respectivo tratamento, backup de energia elétrica e administração. A parcela referente à compra de sobressalentes para a manutenção, de 20 a 50% do custo total de O&M, também, proporciona crédito de ICMS.

Tabela XXIV - Exemplo de Fluxo de Caixa com Financiamento

R\$ 1.000,00

ANOS →	2002	2003	2004	2005	.....2022
<b>RESULTADOS</b>					
Receita sem ICMS		16.559	16.559	16.559	16.559
(-) Impostos e Contrib.		(604)	(604)	(604)	(604)
Receita Líquida		15.955	15.955	15.955	15.955
(-) Despesas (D <sub>com</sub> + D <sub>o&amp;m</sub> )		(13.423)	(13.423)	(13.423)	(13.423)
(+) Crédito ICMS		1.540	1.540	1.540	1.540
Lucro Bruto		4.072	4.072	4.072	4.072
(-) Depreciação		(2.000)	(2.000)	(2.000)	-
Lucro Operacional		2.072	2.072	2.072	4.072
(-) Desp. ñ oper. (juros...)	(900)	(1.807)	(1.715)	(1.515)	(7)
Lucro Líq. antes IR e CSLL	(900)	265	357	557	4.065
(-) Imposto de Renda	-	(38)	(48)	(68)	(418)
(-) Contr. Social s/lucro	-	(24)	(32)	(50)	(366)
Lucro Líquido	(900)	203	277	439	3.281
<b>FLUXO DE CAIXA</b>					
Lucro Líquido	(900)	203	277	439	3.281
(+) Depreciação		2.000	2.000	2.000	-
(-) Invest. capital próprio	(5.000)	-	-	-	-
(-) Amortização	-	-	(1.667)	(1.667)	-
Fluxo de Caixa Líquido	(5.900)	2.203	611	773	21.873
Fluxo de Cx. Descontado	(5.900)	1.916	461	508	1.336
Fluxo de Cx. Desc. Acum.	(5.900)	(3.984)	(3.523)	(3.015)	5.833
<b>TAXA DE DESCONTO</b>		<b>15 %</b>		Utilizada no fluxo de cx descontado	
<b>PAYBACK DO PROJ. C/ FINANC.</b>		<b>9,69 Anos</b>		Vide fluxo de caixa atual. acumulado.	
<b>TAXA INTERNA DO PROJ. C/FINANC.</b>		<b>25,64 %</b>		Remuneração do capital próprio	
<b>VPL DO PROJ. COM FINANC.</b>		<b>R\$ 5,83 Milhões</b>		Valor atual líquido do fluxo de cx líquido pela taxa de desconto ao lado.	

Nota: Os juros acima são calculados pelo sistema SAC. Nesse caso, a amortização só se inicia em 2004, pois o financiamento foi obtido com 24 meses de carência

Para se ter idéia da sensibilidade envolvida na análise de viabilidade econômica e financeira de um projeto de geração distribuída, suponha um acréscimo de 50% no custo total para o backup de energia elétrica, decorrente de uma exposição ao mercado de curto prazo, que no exemplo anterior passaria de R\$ 1.382.774,39 (tabela XXIII) para R\$ 2.074.161,59. Nas tabelas XXIV e XXV pode ser verificado que o

tempo de retorno do projeto passaria de 9,69 anos para 14,34 anos e a Taxa Interna de Retorno do projeto com financiamento de 25,64% ao ano para 19,72% ao ano.

**Tabela XXV - Resultados com Financiamento com Acréscimo no Backup**

<b>TAXA DE DESCONTO</b>	<b>15 %</b>	Utilizada no fluxo de cx descontado Vide fluxo de caixa atual. acumulado. Remuneração do capital próprio Valor atual líquido do fluxo de cx líquido pela taxa de desconto ao lado.
<b>PAYBACK DO PROJ. s/ FINANC.</b>	<b>14,34 Anos</b>	
<b>TAXA INTERNA DO PROJ. C/FINANC.</b>	<b>19,72 %</b>	
<b>VPL DO PROJ. COM FINANC.</b>	<b>R\$ 2,75 Milhões</b>	

Suponha-se agora que o cálculo refinado das disponibilidades de energia elétrica e térmica, conforme proposto nesta tese, resultasse uma disponibilidade de energia para comercialização 3% inferior àquela dos resultados apresentados na tabela XXIII, com o faturamento anual de R\$ 16.559042,63 (tabela XXIII) passando para R\$ 16.062.271,35. Em consequência, pode ser verificado nas tabelas XXIV e XXVI que o tempo de retorno do projeto passaria de 9,69 anos para 13,39 anos e a Taxa Interna de Retorno do projeto com financiamento de 25,64% ao ano para 20,64% ao ano.

**Tabela XXVI - Resultados com Fin. com Redução da Disponibilidade**

<b>TAXA DE DESCONTO</b>	<b>15 %</b>	Utilizada no fluxo de cx descontado Vide fluxo de caixa atual. acumulado. Remuneração do capital próprio Valor atual líquido do fluxo de cx líquido pela taxa de desconto ao lado.
<b>PAYBACK DO PROJ. s/ FINANC.</b>	<b>13,39 Anos</b>	
<b>TAXA INTERNA DO PROJ. C/FINANC.</b>	<b>20,64 %</b>	
<b>VPL DO PROJ. COM FINANC.</b>	<b>R\$ 3,25 Milhões</b>	

Os resultados acima demonstram a importância da análise detalhada dos projetos de geração distribuída, tendo em vista os aspectos técnicos e comerciais, conforme tratado nesta tese.

## 7. DESENVOLVIMENTO DO SOFTWARE E ESTUDO DE CASOS

### 7.1. Introdução

O *Software* desenvolvido calcula as disponibilidades de energia elétrica e térmica, receitas da venda da energia, inclusive excedentes de energia elétrica, e despesas com energia de backup e suplementar. Esses resultados são diretamente utilizados no cálculo do tempo de amortização e da taxa interna de retorno do projeto e respectivo fluxo de caixa, permitindo proceder simulações para alternativas de quantidade de máquinas ou de níveis de confiabilidade para diferentes cenários.

A partir dessas disponibilidades, dos requisitos de demanda e da curva de carga local de energia elétrica, são determinadas a curva de carga da energia de backup, da energia suplementar a ser adquirida da concessionária local e da energia excedente a ser comercializada com terceiros. A importância dessas informações reside no fato de que a energia elétrica, em um quadro de mercado livre, poderá ter o seu preço cada vez mais diferenciado nos diferentes horários do dia e de acordo com os dias da semana.

Todos os dados acima mencionados, devidamente valorizados pelos preços praticados no mercado para a energia elétrica, vapor e gases quentes, de acordo com as variações das curvas de carga, permitem o cálculo da receita líquida esperada pelo projeto e a avaliação de sua viabilidade.

O software permite simular, com rapidez, alternativas de configuração de instalações, facilitando os estudos de diferentes quantidades e potências de grupos geradores, caldeiras e demais componentes integrantes, considerando os impactos nas receitas e despesas da energia excedente, suplementar e de backup, dos preços e volumes de vapor e gases quentes. Além disso, são verificados os efeitos na viabilidade econômica, levando-se em consideração as variações dos custos de equipamentos, das despesas de operação e manutenção e, também, das despesas com combustíveis.

No software protótipo desenvolvido é possível simular vários cenários, cujos resultados incluem a probabilidade de ocorrência e correspondente expectativa de retorno econômico, das quais decorrem as probabilidades de fracasso ou de sucesso do projeto.

#### 7.1.1. Entrada de Dados

*Entrada 1* - Quantidades e identificação de motores, turbinas a gás, turbinas a vapor, caldeiras convencionais, caldeiras de recuperação, processos independentes que usam vapor e processos independentes que usam gases quentes.

*Entrada 2* – Potência líquida em MW de cada motor, nas condições locais. A potência líquida é definida como a potência total menos os consumos dos dispositivos auxiliares, de forma a dispor apenas da energia líquida comercializável e que gera receita.

Horas de paradas programadas, que permitirão calcular o custo de backup, considerando-se que a energia para as paradas programadas pode ser obtida por um preço menor, se escolhida adequadamente a época para as manutenções programadas.

Disponibilidades do combustível, da queima suplementar, da máquina propulsora do gerador, do gerador e pós-gerador. As disponibilidades elétricas pós-gerador, por paradas forçadas e programadas, são calculadas considerando-se os equipamentos e as cargas que, estando fora de operação, impliquem na parada da geração sem o pagamento pela energia que deixou de ser produzida. Primeiro exemplo: planta de geração exportando energia para a rede elétrica da concessionária local, tal que a indisponibilidade dessa rede implique na redução ou interrupção da geração e, conseqüente, perda de receita; Segundo exemplo: existência de um chiller de absorção operado pelo produtor

independente que, estando fora de operação, tenha as mesmas implicações do exemplo anterior. Se, por outro lado, as paradas dos clientes de energia resultem perdas de geração que, no entanto, estão sendo pagas pelo cliente, então estas indisponibilidades não devem ser consideradas e a disponibilidade pós-gerador deve ser considerada igual a “1”.

Não se dispondo das disponibilidades em separado das máquinas propulsoras e dos geradores, pode se estimar as disponibilidades dos geradores e, por decorrência, calcular as disponibilidades das máquinas propulsoras.

*Entrada 3* - Mesmos dados da Entrada 2, para as turbinas a gás.

*Entrada 4* - Mesmos dados da Entrada 2, agora para as turbinas a vapor. Nesse caso não há indisponibilidades para queima suplementar, pois o combustível é o vapor proveniente das caldeiras de recuperação. As disponibilidades do vapor não são introduzidas, pois decorrem das disponibilidades das caldeiras, do combustível das caldeiras e da água, devendo ser calculadas por um algoritmo do Software.

*Entrada 5* – Capacidade de geração de vapor em t/h de cada caldeira convencional e disponibilidades da água, do combustível e da caldeira em si. Observar que, não havendo indisponibilidade para a água, deve-se considerar a disponibilidade igual a “1”.

*Entrada 6* – Capacidade de geração de vapor em t/h de cada caldeira de recuperação convencional e disponibilidades da água e da caldeira em si. Nesse caso, não se introduz as disponibilidades do combustível, pois elas decorrem das disponibilidades dos gases quentes dos motores, devendo ser calculadas por um algoritmo do Software.

- Entrada 7* – Cada caldeira de recuperação pode receber gases quentes de um ou mais motores ou turbinas a gás. Aqui devem ser informadas as quantidades de gases quentes, em Mcal/h, provenientes de cada motor ou turbina a gás, que é o combustível das caldeiras de recuperação. Havendo queima suplementar antes da entrada na caldeira, então deve ser inserida a quantidade de gases quentes após a queima suplementar.
- Entrada 8* – Cada turbina a vapor pode receber vapor de uma ou mais caldeiras convencionais ou de recuperação. Aqui devem ser informadas as quantidades de vapor, em toneladas por hora, provenientes de cada caldeira convencional ou de recuperação, que é o combustível das turbinas a vapor.
- Entrada 9* – Cada processo independente que utiliza gases quentes pode receber esses gases de um ou mais motores ou turbinas a gás. Aqui devem ser informadas as quantidades de gases quentes, em Mcal/h, provenientes de cada motor ou turbina a gás para cada processo independente que utiliza gases quentes.
- Entrada 10* – Cada processo independente que utiliza vapor pode receber esse insumo de uma ou mais caldeiras, convencionais ou de recuperação, ou de qualquer das turbinas a vapor. Aqui devem ser informadas as quantidades de vapor, em toneladas por hora, provenientes de cada caldeira ou turbina a vapor para cada processo independente que utiliza vapor.
- Entrada 11* - Distribuição da demanda no local a cada quinze minutos para as 24 horas do dia e para dias úteis, sábados e domingos. Esses dados, juntamente com a geração de energia elétrica, permitirão obter as necessidades de demanda suplementar e, as necessidades de backup e os excedentes disponíveis para exportação. A demanda total, se a unidade de consumo do cliente já existir, pode ser obtida através de

registrador apropriado de demanda para o período de no mínimo uma semana. Caso a unidade não exista, pode se obter tal distribuição a partir da distribuição de outro cliente existente que tenha atividade semelhante.

*Entrada 12* – Preço de venda dos produtos gerados pela usina para o processo local, quais sejam: energia elétrica, vapor e gases quentes.

*Entrada 13* - Custo de compra de energia suplementar, necessária para complementar a geração local; e custos de compra da energia de backup para paradas programadas e forçadas, sendo que, normalmente, os custos de energia para as paradas programadas devem ser menores do que os custos para as paradas forçadas, em razão da possibilidade de se programar as manutenções para os períodos de maior oferta de energia. Nesta entrada são introduzidos, também, os preços de venda de possíveis excedentes de energia elétrica. Todas as informações são solicitadas para os patamares de carga leve, média e pesada dos dias do tipo 1 e 2.

*Entrada 14* – Período de operação com vapor e gases quentes em horas ao ano de cada processo. Essas informações é que irão permitir calcular a receita decorrente da venda de vapor e gases quentes para os processos independentes.

*Entrada 15* – Custos de uso da rede elétrica da concessionária para a importação, no caso de necessidade de energia suplementar e de backup, e para a exportação de energia elétrica excedente.

#### 7.1.2. Processamentos

*Processamento 1* – São criadas as matrizes contendo as combinações possíveis de equipamentos em operação, representado pelo número “1”, e

fora de operação representado pelo número “0”. Assim, se tivermos dois grupos geradores, teremos uma matriz de ordem  $2^2 \times 2$ , onde a primeira linha representa os dois grupos em operação, a segunda linha representa o primeiro grupo em operação e o segundo fora de operação, a terceira linha representa o primeiro grupo fora de operação e o segundo em operação e a quarta linha representa os dois grupos geradores fora de operação. Portanto, se substituirmos os valores iguais a “1” da matriz pelas disponibilidades dos respectivos grupos geradores e os valores iguais a “0” pelas indisponibilidades, e realizarmos os produtos em cada linha, o resultado do produto da primeira linha será a probabilidade de não termos nenhum grupo gerador fora de operação, os resultados dos produtos na segunda linha e dos produtos na terceira linha somados será a probabilidade de termos um grupo gerador fora de operação e o resultado do produto na quarta linha será a probabilidade dos dois grupos geradores estarem fora de operação ao mesmo tempo.

No caso de “n” equipamentos a matriz será de ordem ( $2^n \times n$ ) e, para  $n=12$  teremos a matriz de ordem ( $4096 \times 12$ ).

Ainda, neste primeiro processamento são calculadas as disponibilidades de gases quentes e energia elétrica de cada motor e de cada turbina a gás, individualmente, representadas pelos produtos das disponibilidades de cada linha na *Entrada 1*.

*Processamento 2* – São calculadas as disponibilidades dos gases quentes para cada caldeira de recuperação, considerando as quantidades de gases de cada motor para cada caldeira. Então, se determinada caldeira de recuperação recebe gases quentes de “ $k_1$ ” motores e de “ $k_2$ ” turbinas a gás, os cálculos serão feitos com o auxílio da matriz

de ordem  $[2^{k_1+k_2} \times (k_1+k_2)]$ . Se forem  $k_5$  caldeiras de recuperação, teremos  $k_5$  processamentos do algoritmo, um para cada caldeira de recuperação.

Ainda neste processamento, com o auxílio dos dados das disponibilidades do combustível das caldeiras convencionais, da água, da caldeira em si e dos gases quentes previamente calculadas para as caldeiras de recuperação, são calculadas as disponibilidades de vapor de cada caldeira em particular.

*Processamento 3* - São calculadas as disponibilidades de vapor para cada turbina a vapor, considerando as quantidades de vapor de cada caldeira para cada turbina a vapor. Então, se determinada turbina a vapor recebe vapor de “ $k_4$ ” caldeiras convencionais e de “ $k_5$ ” caldeiras de recuperação, os cálculos serão feitos com o auxílio da matriz de ordem  $[2^{k_4+k_5} \times (k_4+k_5)]$ . Se forem  $k_3$  turbinas a vapor, teremos  $k_3$  processamentos do algoritmo, um para cada turbina a vapor.

Ainda neste processamento, com o auxílio dos dados das disponibilidades do gerador, pós-gerador e da turbina a vapor em si, são calculadas as disponibilidades de vapor de cada caldeira em particular.

*Processamento 4* – É calculada a disponibilidade da energia elétrica, considerando as gerações de cada um dos grupos geradores. Os cálculos são feitos com o auxílio de da matriz de ordem  $[2^{k_1+k_2+k_3} \times (k_1+k_2+k_3)]$ . As disponibilidades do combustível da máquina propulsora, do gerador e pós-gerador, são considerados todos em série. Portanto, a disponibilidade conjunta é o produto das disponibilidades individuais.

*Processamento 5* - São calculadas as disponibilidades de vapor para cada processo independente, considerando as quantidades de vapor de cada caldeira ou turbina a vapor para cada processo. Então, se determinado processo recebe vapor de “ $k_4$ ” caldeiras convencionais, “ $k_5$ ” caldeiras de recuperação e “ $k_3$ ” turbinas a vapor, os cálculos serão feitos com o auxílio da matriz de ordem  $[2^{k_4+k_5+k_3} \times (k_4+k_5+k_3)]$ . Se forem  $k_6$  processos independentes que consumam vapor, teremos  $k_6$  processamentos do algoritmo, um para cada processo independente.

*Processamento 6* - São calculadas as disponibilidades de gases quentes para cada processo independente, considerando as quantidades de gases quentes de cada motor ou turbina a gás para cada processo. Então, se determinado processo recebe gases quentes de “ $k_1$ ” motores e “ $k_2$ ” turbinas a gás, os cálculos serão feitos com o auxílio da matriz de ordem  $[2^{k_1+k_2} \times (k_1+k_2)]$ . Se forem  $k_7$  processos independentes que consumam gases quentes, teremos  $k_7$  processamentos do algoritmo, um para cada processo independente.

*Processamento 7* - Geração da matriz que associa aos índices de confiabilidade especificados de 80%, 90%, 95%, 99%, 99,9% e 100%, As quantidades de gases quentes, vapor e energia elétrica assegurados.

*Processamento 8* – A partir da demanda total no local, são calculadas a energia requerida, básica e suplementar. Este processamento calcula, ainda, a geração média de energia elétrica.

*Processamento 9* – Cálculo da geração média de vapor e gases quentes para cada processo, da energia de backup e da energia excedente.

*Processamento 10* – Cálculo da demanda suplementar que deverá ser considerada na contratação do uso da rede da concessionária, na ponta e fora de ponta, para o abastecimento de energia elétrica suplementar à geração no local.

*Processamento 11* – Cálculo da demanda de backup, ponta e fora de ponta, que é utilizada na contratação do uso da rede da concessionária para a importação de energia elétrica nas indisponibilidades da geração local.

Este processamento calcula, ainda, a necessidade de uso da rede para a exportação de excedentes, se houver, a energia suplementar que deverá ser contratada para o intervalo de um ano, a geração anual total no local, a energia anual de backup a ser contratada, a energia anual excedente a ser exportada e MW médio de backup programado.

*Processamento 12* – Cálculo da energia anual de backup: total, programado e relativa às paradas forçadas, considerando os períodos de carga leve, média e pesada para os dias do tipo 1 e 2.

*Processamento 13* – Cálculo da energia anual excedente, suplementar, básica e total, considerando os períodos de carga leve, média e pesada dos dias tipo 1 e tipo 2.

*Processamento 14* – Cálculo dos custos de uso da rede da concessionária de energia para a importação de energia suplementar, de backup e para a exportação de excedentes. Calcula, ainda os valores anuais das energias de backup programado e forçado, suplementar, básica e excedente e os respectivos custos ou preço médio.

*Processamento 15* – Cálculo dos volumes de vapor e gases quentes destinados para cada processo independente, as respectivas necessidades de backup e os valores anuais de venda do vapor e dos gases quentes para os processos.

*Processamento 16* – Determinação das probabilidades associadas ao número de geradores em operação.

### 7.1.3. Apresentação dos Resultados

*Saída 1* – São apresentadas as gerações de energia elétrica, vapor e gases quentes associadas às confiabilidades de 80%, 90%, 95%, 99%, 99,9% e 100,0%. O usuário deve então digitar quais as confiabilidades aceitáveis para cada insumo e as gerações asseguradas correspondentes, pois esses valores serão considerados no cálculo do backup. Evidentemente, um nível desejado de 100% de confiabilidade para o vapor implicará em um custo maior para a geração do backup necessário, através de caldeiras de reserva.

A energia assegurada será tanto maior quanto mais grupos geradores forem utilizados e quanto maior for a probabilidade de interrupção do fornecimento de energia elétrica suportada pelo cliente local. É claro que são necessárias simulações para se chegar ao melhor resultado, pois ao aumentar o número de grupos geradores pode-se reduzir a energia de backup necessária, mas aumenta-se o custo com equipamentos.

A decisão por um % de confiabilidade desejado para a energia elétrica inferior a 100% não significa que o cliente local ficará sem energia, pois é possível adquiri-la no curto prazo, havendo, evidentemente, a necessidade de pagar o custo correspondente à ultrapassagem do nível de reserva de uso da rede.

*Saída 2* – Balanço diário de energia elétrica em MWh, 15' em 15', para os dias do tipo 1 e do tipo 2, considerando a energia total requerida no local, a energia básica, proveniente da geração local, a energia básica importada do meio externo para completar a geração local, a energia de backup, importada para suprir as paradas programadas e forçadas da geração local e a energia excedente, geração local que supera a energia requerida no local.

*Saída 3* – Curvas de carga para os dias do tipo 1 e do tipo 2, com as demandas requeridas no local, atendida pela geração local, atendidas pela rede elétrica externa e excedente à demanda requerida no local.

*Saída 4* – Apresentação para cada grupo gerador dos seguintes dados: geração líquida em MW, nas condições locais e descontados os consumos auxiliares; disponibilidade da máquina propulsora do gerador; disponibilidade do gerador; disponibilidade de energia elétrica, considerando as disponibilidades do combustível, no caso de motores e turbinas a gás, ou do vapor, no caso das turbinas a vapor, do gerador e da parte elétrica pós-gerador, quando for o caso; disponibilidade de gases quentes, quando se tratar de motores ou turbinas a gás e de vapor, quando se tratar de turbinas a vapor.

*Saída 5* – Apresentação para cada caldeira dos seguintes dados: geração em toneladas por hora de vapor; disponibilidade da caldeira; e disponibilidade do vapor, considerando as disponibilidades da água, dos gases quentes, dos motores ou turbinas a gás, do combustível da caldeira convencional e da caldeira em si.

*Saída 6* – Probabilidades associadas à geração, ou seja, as probabilidades de se ter qualquer número de grupos geradores em operação, de 1 até  $k_1 + k_2 + k_3$ . A maior probabilidade é a de se ter todos os grupos geradores em operação. Por esses resultados é possível saber, por exemplo, qual a probabilidade

de se ter “k” ou mais do que “k” geradores em operação. O usuário poderá se valer desta informação para programar rejeição de cargas não imprescindíveis e, conseqüentemente, reduzir as necessidades de backup.

*Saída 7-* Resultados referentes à energia elétrica: confiabilidade aceitável no fornecimento para o consumidor local, disponibilidade, geração assegurada, geração média, geração anual, backup, energia suplementar, energia excedente, uso da rede a ser contratado, preços de venda da energia, custos de backup e energia suplementar e valores anuais respectivos. No caso do backup as despesas anuais são apresentadas para as paradas programadas e forçadas. Tanto a energia de backup, quanto a energia suplementar e excedentes, podem ser transacionadas no mercado de curto prazo, com preços diferentes de acordo com o dia e o período, ou seja, os patamares de carga leve, média e pesada para os dias do tipo “1” e “2”.

*Saída 8 –* Resultados relativos ao vapor e aos gases quentes, tais como: confiabilidade aceitável, geração assegurada, geração média, geração máxima, backup, receita com backup, preço de venda e disponibilidade de geração. Todos os resultados são apresentados por processo. No caso de venda de água fria gerada por um chiller de absorção operado pelo produtor independente, pode-se transformar a receita total prevista com o faturamento de água gelada pela quantidade respectiva de vapor necessário para o chiller, de forma a dispor do valor equivalente para o vapor.

*Saída 9 –* A energia elétrica gerada pelo sistema de geração distribuída foi agrupada segundo os períodos de carga leve, média e pesada para os dias do tipo “1” e “2”, com os preços correspondentes para cada período e dia tipo. Observar que o total de energia representa toda a energia que vai para o processo, inclusive a energia de backup, que é uma despesa para o

produtor independente, mas que é faturada da mesma forma que a energia gerada no local para o cliente.

O Fluxograma lógico com as entradas, processamentos e saídas encontra-se no ANEXO A.

A partir dos cálculos acima é que se pode determinar os custos para o cliente, a receitas e as despesas com backup e uso da rede para exportação de excedentes que são de responsabilidade do produtor independente, quais sejam: custo anual da energia elétrica básica da geração local com backup; custo da energia elétrica suplementar, despesas anuais com o uso da rede, vapor e gases quentes; receita para a usina com energia elétrica básica, com energia elétrica excedente e com vapor e gases quentes; despesas com energia de backup, com o uso da rede para backup e excedentes e, finalmente, a receita líquida de despesas com backup.

Esses resultados constituem entradas na TABELA XXVII para a análise de viabilidade econômica e financeira, na qual deverão ser introduzidos os demais dados do projeto, de forma a se verificar os efeitos da proposta no fluxo de caixa do projeto e no retorno econômico e financeiro, tabela XXVIII.

Tabela XXVII - Cálculo da Viabilidade Econômica e Financeira

<b>ENTRADA DE DADOS</b>	
<b>Dados Gerais</b>	
Data da última revisão:	03/03/02
Início de funcionamento da planta	2003
Duração do Projeto (em anos):	15
<b>Financiamento</b>	
Valor total do investimento (R\$):	40.000.000,00
% Capital Próprio:	25,0%
% Capital Financiado:	75,0%
Percentual da parcela financiada:	100,0%
Valor empréstimo:	30.000.000,00
Taxa de juros (am):	1,17%
Prazo amortização, incluindo a carência (meses)	120
Tempo de Construção (meses)	10
Carência (meses):	10
Carência construção (meses)	10
Tipo de amortização: SAC=1 PRICE=2	2
Pagamento de juros durante a carência: SIM=1 NÃO=2	1
<b>Impostos e Despesas</b>	
PIS/COFINS:	3,65%
CPMF (Estimativa: 0,038% da receita)..... R\$	11.866,86
Imposto de Renda - Lucro Líq. antes IR/CS <= Limite	15,00%
Lucro Líq. antes IR/CS > Limite	10,00%
Limite:	R\$ 240.000,00
Contribuição Social s/ lucro:	9,00%
% DE CRÉDITO DE IMPOSTOS DE ANOS ANTERIOR. DEDUTÍVEL	
.....Para contribuição social sobre o lucro líquido	0%
.....Para imposto de renda	0%
<b>Taxa de juros a ser utilizada:</b>	<b>15,0%</b>
<b>Depreciação:</b>	<b>10%a.a.</b>
<b>Despesas com combustível + Operação e Manutenção (Dcom + Do&amp;m)</b>	
Despesa anual com combustível c/ICMS..... <b>D<sub>com</sub> = R\$</b>	<b>13.000.000,00</b>
Crédito de ICMS..... <b>R\$</b>	<b>1.560.000,00</b>
Despesa anual com backup c/. ICMS ..... <b>R\$</b>	<b>10.799.542,65</b>
Outras despesas anuais c/ oper. E manut..... <b>R\$</b>	<b>2.000.000,00</b>
Despesa anual c/ O&M <sup>(1)</sup> c/ ICMS s/Combust..... <b>D<sub>o&amp;m</sub> = R\$</b>	<b>12.799.542,65</b>
Crédito de ICMS..... <b>R\$</b>	<b>1.943.917,68</b>
Despesa anual c/ICMS..... <b>D<sub>com</sub> + D<sub>o&amp;m</sub> = R\$</b>	<b>25.799.542,65</b>
Crédito de ICMS..... <b>R\$</b>	<b>3.503.917,68</b>
<b>Receita anual (e. elétrica e térmica) s/ICMS..... R\$</b>	<b>31.228.575,81</b>

Tabela XXVIII – Fluxo de Caixa

Ano =>	2002	2003
Resultados	0	1
Receita Bruta sem ICMS		31.228.575,81
(-) Impostos e Contribuições		(1.139.843,02)
<b>Receita Líquida</b>		<b>30.088.732,79</b>
(-) Despesas Dcom+Do&m		(25.063.210,19)
(+) Crédito ICMS		3.371.377,83
<b>Lucro Bruto</b>		<b>8.396.900,44</b>
(-) Depreciação		(4.000.000,00)
<b>Lucro Operacional</b>		<b>4.396.900,44</b>
(-) Desp. ñ oper. (Juros + CPMF+..)	(2.102.425,67)	(4.076.274,68)
<b>Lucro Líquido antes do IR e da CSLL</b>	<b>(2.102.425,67)</b>	<b>320.625,76</b>
(-) Imposto de Renda	-	(44.062,58)
(-) Contribuição Social s/ Lucro	-	(28.856,32)
<b>Lucro Líquido (R\$):</b>	<b>(2.102.425,67)</b>	<b>247.706,86</b>
<b>Fluxo de Caixa:</b>		
Lucro Líquido	(2.102.425,67)	247.706,86
Depreciação		4.000.000,00
Investimentos capital próprio	(10.000.000,00)	
Amortização	(1.077.436,18)	(262.081,34)
Fluxo de Caixa Líquido	(13.179.861,85)	3.985.625,53
Fluxo de caixa descontado	(13.179.861,85)	3.465.761,33
Fluxo de caixa descontado acumulado	(13.179.861,85)	(9.714.100,53)
	1,00	1,00
<b>Payback com financiamento(anos)</b>		<b>10,00</b>
<b>Taxa de desconto:</b>		<b>15%</b>
<b>VPL do proj. com fin.(milhões R\$)</b>		<b>10.782.877,17</b>
<b>Taxa Interna de Retorno do proj. c/financ.:</b>		<b>25,33%</b>
<b>Payback sem financiamento(anos)</b>		<b>12,55</b>
<b>VPL do projeto sem financiamento(milhões R\$)</b>		<b>8.599.193,09</b>
<b>Taxa interna de retorno do proj.sem financiamen:</b>		<b>18,53%</b>

Obs: Os números apresentados nas duas planilhas acima são apenas ilustrativos.

Variando os valores referentes às receitas e despesas, os resultados acima podem ser obtidos para os vários cenários alternativos considerados para a análise do projeto.

## 8. CONCLUSÕES

Os resultados desta tese são a concepção, o desenvolvimento de um modelo e o desenvolvimento de ferramenta de apoio que permite a análise de negócios em geração distribuída, considerando não só os parâmetros usualmente envolvidos, mas também aspectos de risco devido ao mercado do setor industrial ao qual a instalação pertence, a natureza probabilística da diversidade de cenários dos custos de insumos energéticos e os preços de energia comercializada, dentre outros.

A representação da planta de geração distribuída é realizada através de suas características topológicas e de seus componentes, incluindo motores a combustão, turbinas a gás, geradores, caldeiras de recuperação ou convencionais, serviços auxiliares de refrigeração e bombeamento e demais equipamentos do sistema elétrico, como transformadores e disjuntores.

Os requisitos de energia consideram o ambiente onde a instalação se insere, através de cenários de desenvolvimento ou de retração, envolvendo desde aspectos macro do setor elétrico, como o comportamento do setor industrial atendido pela planta.

A política de operação da planta pode ser simulada, considerando diferentes planos de manutenção preventiva e estratégias comerciais de compra/venda de energia, de acordo com contratos bilaterais. Além de fatores exógenos que influem no preço da energia ofertada pelo mercado, como regime hidrológico das bacias que hospedam hidroelétricas.

O modelo desenvolvido contempla as particularidades do quadro regulatório do setor elétrico brasileiro e da legislação atual.

Os resultados obtidos pela aplicação do modelo proposto incluem:

- Distribuição estatística do balanço de receitas e despesas esperadas para cada cenário e configuração proposta;

- análise de sensibilidade de indisponibilidade de máquinas e equipamentos no resultado econômico do empreendimento;
- Balanço de energia elétrica, envolvendo: a energia requerida pelo cliente da geração distribuída, a energia básica, proveniente da geração local, a energia suplementar importada para complementar a energia básica, a energia de backup importada para suprir as paradas programadas e forçadas da geração distribuída e a energia excedente, gerada e não consumida no local e que pode ser exportada
- A geração assegurada de energia elétrica para variados níveis de confiabilidade aceitável, tanto para a energia elétrica, como para os gases quentes e para o vapor, que permite reduzir a contratação de backup, se houver cargas que apresentem possibilidade de interrupção a baixo custo;
- Seleção da configuração que melhor se ajuste às expectativas de risco preestabelecidas pelo cliente e pelo investidor;
- Receitas e retorno econômico e financeiro relacionados a vários cenários de mercado, preços, custos e qualidade da energia, considerando a possibilidade de se contratar a energia de backup para as paradas programadas por um preço inferior à energia de backup para as paradas forçadas;

Em resumo, o modelo permite a realização de simulações diversas para projetos de geração distribuída em ambiente competitivo, proporcionando analisar os riscos associados ao consumidor da energia elétrica e ao investidor.

Vale lembrar que, dentre as contribuições deste trabalho de pesquisa, destaca-se a concepção do modelo como um todo e o software de apoio desenvolvido. Ambos produtos representam avanços em relação ao Estado da Arte presente na área e na

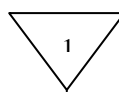
forma atual de se proceder estudos de elaboração e análise de projetos de geração distribuída.

O presente trabalho pode ter prosseguimento com o aprofundamento das pesquisas dentro de cada bloco do modelo, como por exemplo no que se refere às projeções de mercado e macrocenários para a energia e a adequação futura do modelo às evoluções do setor elétrico, como por exemplo na formação de preços, ora em estudos no Ministério de Minas e Energia.

Alguns resultados desta pesquisa foram apresentados no CIRED - 17 International Conference on Electricity Distribution – Barcelona 2003, com o artigo apresentado na sessão 4 : Probabilistic Model of Feasibility for Distributed Generation in a Competitive Environment.

# **ANEXOS**

## ANEXO A - FLUXOGRAMA LÓGICO DO SOFTWARE



### ENTRADA 1

Nº de motores	k <sub>1</sub> ..... máximo 6
Nº de turbinas a gás	k <sub>2</sub> ..... máximo 6 – k <sub>2</sub>
Nº de turbinas a vapor	k <sub>3</sub> ..... máximo 6
Nº de caldeiras convencionais	k <sub>4</sub> ..... máximo 6
Nº de caldeiras de recuperação	k <sub>5</sub> ..... máximo 6 – k <sub>4</sub>
Nº de processos independentes que usam vapor	k <sub>6</sub> ..... máximo 4
Nº de processos independentes que usam gases quentes ....	k <sub>7</sub> ..... máximo 4

### ENTRADA 2

MOTORES							
Motor	Geração Líquida MW	Horas de Paradas Programadas	Disponibilidades				
			Combustíveis	Queima Suplementar	Máquina propulsora	Gerador	Pós-Gerador
1	a <sub>1,1</sub>						
2	a <sub>2,1</sub>						
k <sub>1</sub>							

$$a_{i,j} \left\{ \begin{array}{l} i = 1 \text{ a } k_1 \\ j = 1 \text{ a } 7 \end{array} \right.$$

De maneira semelhante são as entradas para turbinas a gás... $b_{i,j}$ , turbinas a vapor... $c_{i,j}$ , caldeiras convencionais... $d_{i,j}$ , caldeiras de recuperação... $e_{i,j}$ , gases quentes de cada fonte para as caldeiras de recuperação... $f_{i,j}$ , vapor de cada fonte para as turbinas a vapor... $g_{i,j}$ , gases quentes de cada fonte para o processo...  $h_{i,j}$ , vapor de cada fonte para o processo... $m_{i,j}$ .

Constituem, também, entradas a demanda de energia elétrica total no local, os preços de venda dos produtos gerados para o processo local, os preços e custos de energia elétrica exportada e importada, o tempo de operação com vapor e gases quentes e os custos de uso da rede elétrica externa para importação/exportação de energia elétrica.

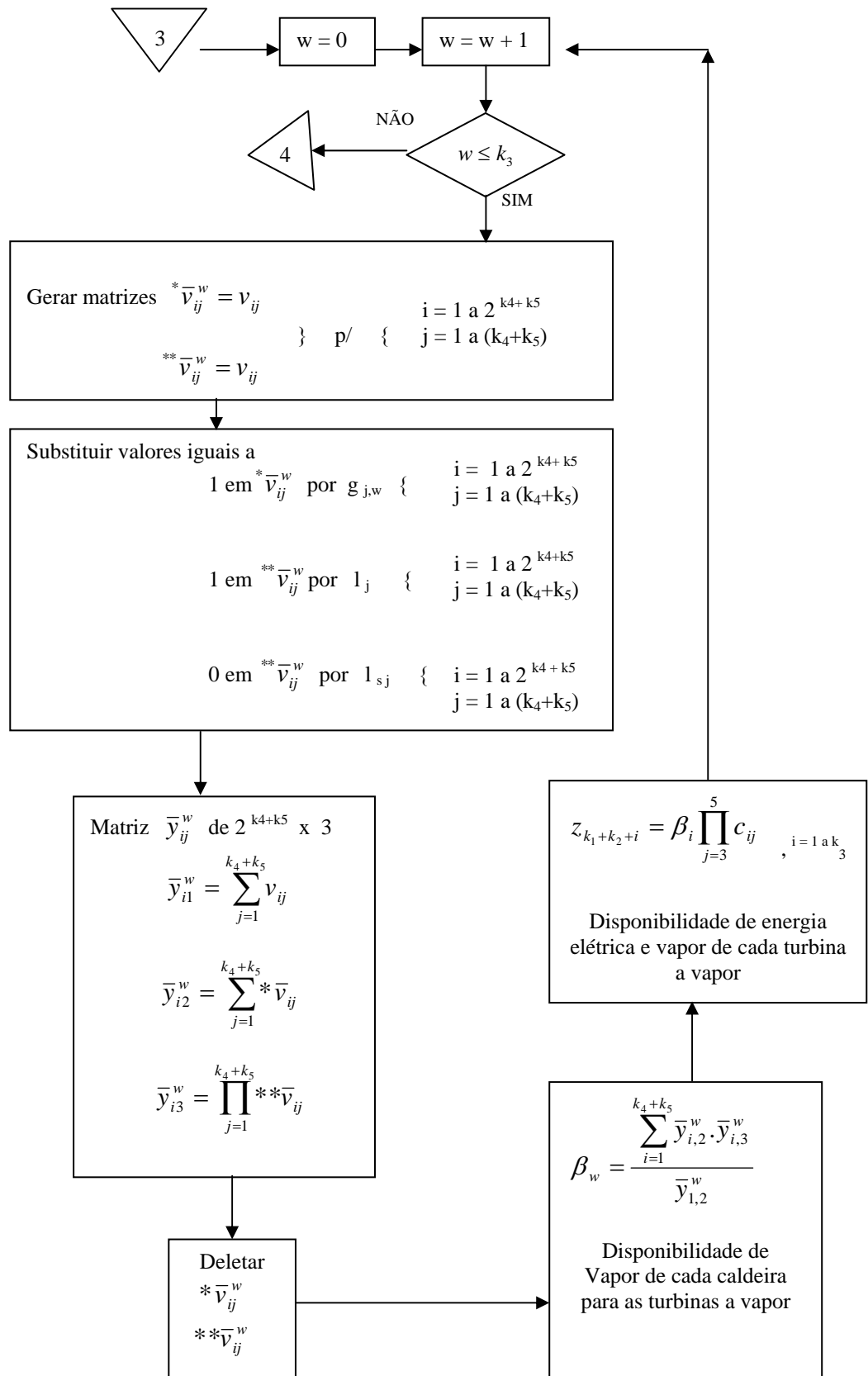
Os processamentos iniciam-se com os cálculos das disponibilidades de gases quentes e energia elétrica dos motores e turbinas a gás, do vapor de caldeiras convencionais e de recuperação e dos gases quentes para cada caldeira de recuperação

Pelo mesmo raciocínio calculam-se as disponibilidades de energia elétrica e vapor de cada turbina a vapor, de vapor de cada caldeira para as turbinas a vapor (processamento 3 – pág. 129), de energia elétrica total, de vapor para cada processo independente e de gases quentes para cada processo independente.

Os processamentos são, ainda, realizados para o cálculo da energia proveniente da geração local, energia suplementar, geração média de energia elétrica, vapor e gases quentes, energia de backup forçado e programado e energia elétrica excedente.

Tem-se, ainda, os processamentos para o cálculo das necessidades de contratação de uso da rede para backup, energia suplementar à geração local e exportação de excedentes.

## PROCESSAMENTO 3



Quanto às saídas, elas podem ser melhor visualizadas no anexo D.

### *Composição dos Cenários para Receitas e Despesas*

A composição dos cenários é feita partir da árvore de variáveis que se segue. Cada variável na árvore pode ter maior ou menor influência na formação do cenário de receitas e despesas.

Árvore de Variáveis para a Construção dos Cenários para Receitas e Despesas:

## **Macrocenários para Energia**

### Ambiente de Negócios

#### Forças Demográficas

- Tamanho da População
- Distribuição da População
- Crescimento da População

#### Ambiente Econômico

- Ciclo de Negócios
- Inflação
- Taxa de Juros

#### Forças Sociais e Culturais

- Preservação do Meio Ambiente
- Compromissos Comunitários

#### Tecnologia

- Renovação Tecnológica
- Geração Substitutiva

### Risco Regulatório

#### Políticas Fiscal e Monetária

- Legislação Social e Regulamentações

- Relações do Governo com a Indústria

- Legislação do Setor Elétrico

Preços do Gás e/ou óleo  
 Taxa de Câmbio  
 Mecanismos de Controle  
 Hidrologia

### **Mercado de Energia**

Oferta e Demanda Global  
 Demanda Setorial de Energia  
 Esforço Mercadológico

As probabilidades para cada possibilidade da variável depende da natureza da mesma. Variáveis de natureza qualitativa requerem estimativas subjetivas de probabilidades, monitoradas por um método tipo Delphi, conforme descrito no texto da tese. Variáveis de natureza quantitativa podem se valer de métodos objetivos para a estimativa das probabilidades, como no caso da hidrologia, que pode fazer uso de modelos estocásticos de previsão.

CENÁRIOS PARA PREÇOS E DESPESAS	PROBABILIDADES	VALORES RELATIVOS PARA OS PREÇOS DE VENDA DE ENERGIA			
		E. ELÉTRICA PARA O PROCESSO LOCAL	VAPOR	GASES QUENTES	E. ELÉTRICA EXCEDENTE
MUITO FAVORÁVEL	$V_{1,1}$	$X_{1,1}$	$X_{1,2}$	$X_{1,3}$	$X_{1,4}$
FAVORÁVEL	$V_{2,1}$	$X_{2,1}$	$X_{2,2}$	$X_{2,3}$	$X_{2,4}$
NEUTRO	$V_{3,1}$	$X_{3,1}$	$X_{3,2}$	$X_{3,3}$	$X_{3,4}$
DESFAVORÁVEL	$V_{4,1}$	$X_{4,1}$	$X_{4,2}$	$X_{4,3}$	$X_{4,4}$
MUITO DESFAVORÁVEL	$V_{5,1}$	$X_{5,1}$	$X_{5,2}$	$X_{5,3}$	$X_{5,4}$

CENÁRIOS PARA PREÇOS E DESPESAS	VALORES RELATIVOS PARA AS DESPESAS COM GERAÇÃO				
	ENERGIA ELÉTRICA DE BACKUP	ENERGÉTICO PRIMÁRIO	ENERGIA ELÉTRICA SUPLEMENTAR	USO DA REDE	OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO
MUITO FAVORÁVEL	Y <sub>1,1</sub>	Y <sub>1,2</sub>	Y <sub>1,3</sub>	Y <sub>1,4</sub>	Y <sub>1,5</sub>
FAVORÁVEL	Y <sub>2,1</sub>	Y <sub>2,2</sub>	Y <sub>2,3</sub>	Y <sub>2,4</sub>	Y <sub>2,5</sub>
NEUTRO	Y <sub>3,1</sub>	Y <sub>3,2</sub>	Y <sub>3,3</sub>	Y <sub>3,4</sub>	Y <sub>3,5</sub>
DESFAVORÁVEL	Y <sub>4,1</sub>	Y <sub>4,2</sub>	Y <sub>4,3</sub>	Y <sub>4,4</sub>	Y <sub>4,5</sub>
MUITO DESFAVORÁVEL	Y <sub>5,1</sub>	Y <sub>5,2</sub>	Y <sub>5,3</sub>	Y <sub>5,4</sub>	Y <sub>5,5</sub>

Todos os valores resultantes dos processamentos apresentados para as disponibilidades, confiabilidade aceitável, geração assegurada, receitas e despesas, acrescidos dos dados relativos ao financiamento, valor total dos investimentos,...etc., constituem entradas do módulo de viabilidade econômica e financeira, que vai gerar os resultados a seguir:

### SAÍDA FINAL RESULTADOS COM FINANCIAMENTO

CENÁRIOS PARA PREÇOS E DESPESAS	PROBABI- LIDADES	VALORES RELATIVOS PARA OS PREÇOS DE VENDA DE ENERGIA		
		PAYBACK (anos)	VPL R\$ milhões	TIR %
MUITO FAVORÁVEL	V <sub>1,1</sub>	W <sub>1,1</sub>	W <sub>1,2</sub>	W <sub>1,3</sub>
FAVORÁVEL	V <sub>2,1</sub>	W <sub>2,1</sub>	W <sub>2,2</sub>	W <sub>2,3</sub>
NEUTRO	V <sub>3,1</sub>	W <sub>3,1</sub>	W <sub>3,2</sub>	W <sub>3,3</sub>
DESFAVORÁVEL	V <sub>4,1</sub>	W <sub>4,1</sub>	W <sub>4,2</sub>	W <sub>4,3</sub>
MUITO DESFAVORÁVEL	V <sub>5,1</sub>	W <sub>5,1</sub>	W <sub>5,2</sub>	W <sub>5,3</sub>
VALORES ESPERADOS		W <sub>1</sub>	W <sub>2</sub>	W <sub>3</sub>

## RESULTADOS SEM FINANCIAMENTO

CENÁRIOS PARA PREÇOS E DESPESAS	PROBABI- LIDADES	VALORES RELATIVOS PARA AS DESPESAS COM GERAÇÃO		
		PAYBACK (anos)	VPL R\$ milhões	TIR %
MUITO FAVORÁVEL	V <sub>1,1</sub>	Z <sub>1,1</sub>	Z <sub>1,2</sub>	Z <sub>1,3</sub>
FAVORÁVEL	V <sub>2,1</sub>	Z <sub>2,1</sub>	Z <sub>2,2</sub>	Z <sub>2,3</sub>
NEUTRO	V <sub>3,1</sub>	Z <sub>3,1</sub>	Z <sub>3,2</sub>	Z <sub>3,3</sub>
DESFAVORÁVEL	V <sub>4,1</sub>	Z <sub>4,1</sub>	Z <sub>4,2</sub>	Z <sub>4,3</sub>
MUITO DESFAVORÁVEL	V <sub>5,1</sub>	Z <sub>5,1</sub>	Z <sub>5,2</sub>	Z <sub>5,3</sub>
VALORES ESPERADOS		Z <sub>1</sub>	Z <sub>2</sub>	Z <sub>3</sub>

O autor desta tese dispõe do fluxograma completo do software para consulta.

## ANEXO B – ESTUDO DE CASO

### Configuração

Três caldeiras com a capacidade de geração de 190 t/ de vapor a 90 bar e 542 C queimando Gás de Alto Forno (BFG), Gás de Coqueria (COG), Gás Natural e Alcatrão (TAR).

Duas Turbinas a vapor de extração e condensação. Cada uma das turbinas com extrações controladas a 45 bar e 15,5 bar. O vapor extraído a 45 bar é enviado aos turbo-sopradores do cliente e o vapor extraído a 15,5 bar é encaminhado para o processo do Cliente.

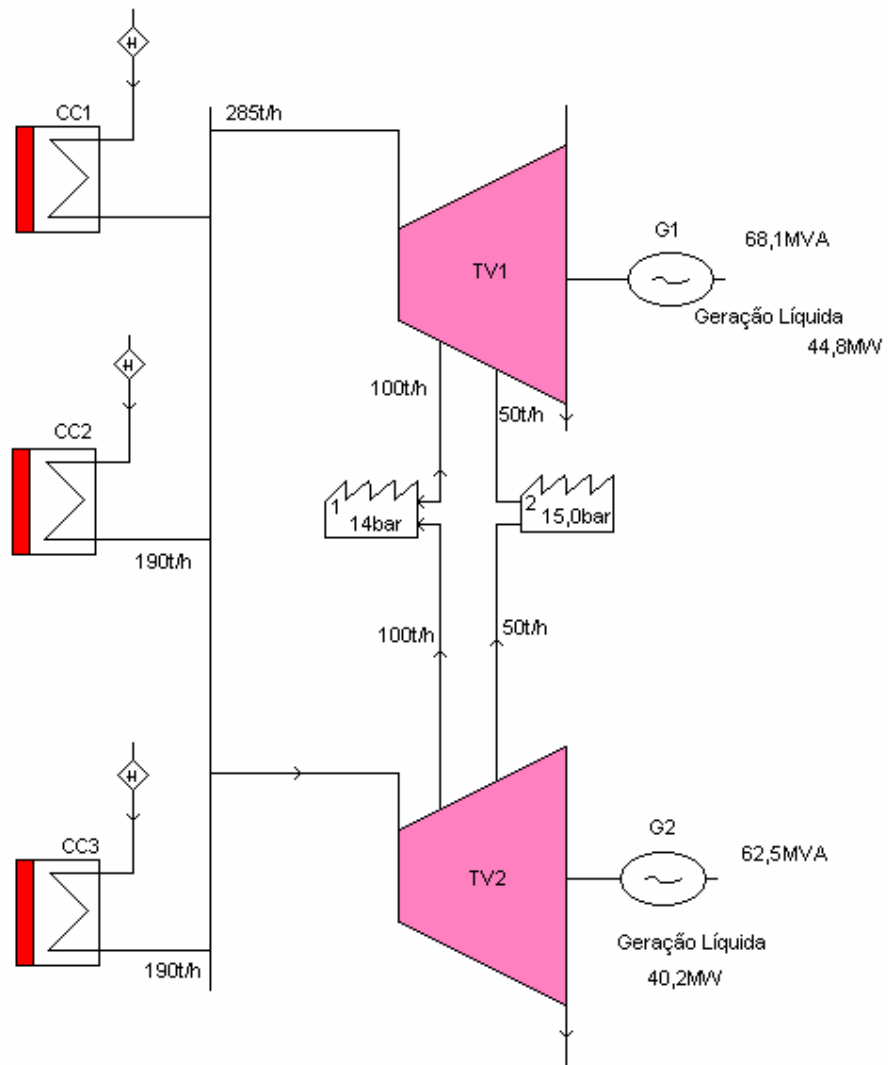
São encaminhados ao Cliente 100 t/h de vapor de processo à 15 bar e 260 C e 200 t/h de vapor para os turbo-sopradores a 44bar e 440 C.

A geração líquida da turbina a vapor 1 é de 44,8 MW líquidos e da turbina a vapor 2 de 40,2 MW líquidos, já descontados os consumos dos equipamentos auxiliares de 12,3 MW, nos quais estão considerados os consumos de duas bombas de água de resfriamento para os turbo-sopradores (vazão de 10.000 m<sup>3</sup>/h), cuja responsabilidade pela operação e manutenção é devida ao fornecedor.

### Combustíveis

COMBUSTÍVEL	QUANTIDADE	PODER CALORÍFICO	ENERGIA (PCI –kJ/s)	UTILIZAÇÃO kJ/s
GÁS DE ALTO FORNO	501.470 Nm <sup>3</sup> /h	825 kcal/m <sup>3</sup>	481.040	480.949
GÁS DE COQUERIA	4.500 Nm <sup>3</sup> /h	4.250 kcal/m <sup>3</sup>	22.209	22.203
ALCATRÃO	1.770 kg/h	9.000 kcal/m <sup>3</sup>	18.518	Estoque para backup - BFG
GÁS NATURAL	-	9.400 kcal/m <sup>3</sup>	31.233	Estabilizar Chama

O alcatrão é estocado em tanque com capacidade de 650 m<sup>3</sup> com aquecimento, para mantê-lo à temperatura de cerca de 80 C para alimentação das caldeiras em caso de queda da produção do BFG. A tubulação para alimentação é provida de aquecimento para manter a viscosidade adequada ao seu bombeamento.



A quantidade de gás natural a ser consumida é pequena, servindo apenas para assegurar a estabilidade da chama. A alimentação é feita através de uma linha construída a partir da estação de gás existente na unidade do cliente.

A água tratada para reposição das perdas no processo, turbo-sopradores e ciclo térmico é fornecida pelo cliente.

As entradas e resultados podem ser vistas a partir da página que se segue. Nesse caso, foi adotado o nível de confiabilidade desejado de 99,06% para a energia elétrica e vapor.

O processamento que se segue é para apenas um cenário.

## ANEXO C - SIMULAÇÃO DE CENÁRIOS

FORÇAS DEMOGRÁFICAS	FATOR
1.Tamanho	2
2.Distribuição	2
3.Crescimento	6

CENÁRIOS	1	2	3	PROB.
Muito Favorável	0,025	0,025	0,05	0,040
Favorável	0,075	0,075	0,1	0,090
Neutro	0,8	0,8	0,7	0,740
Desfavorável	0,075	0,075	0,1	0,090
Muito Desfavorável	0,025	0,025	0,05	0,040
	1	1	1	1,000

AMBIENTE ECONÔMICO	FATOR
1.Ciclo de Negócios	3
2.Inflação	3
3.Taxa de Juros	4

CENÁRIOS	1	2	3	PROB.
Muito Favorável	0,035	0,01	0,01	0,018
Favorável	0,04	0,08	0,05	0,056
Neutro	0,85	0,82	0,88	0,853
Desfavorável	0,04	0,08	0,05	0,056
Muito Desfavorável	0,035	0,01	0,01	0,018
	1	1	1	1,000

FORÇAS SOCIAIS E CULTURAIS	FATOR
1.Preservação do Meio Ambiente	4
2.Compromissos Comunitários	6

CENÁRIOS	1	2	PROB.
Muito Favorável	0,025	0,01	0,016
Favorável	0,075	0,08	0,078
Neutro	0,8	0,82	0,812
Desfavorável	0,075	0,08	0,078
Muito Desfavor.	0,025	0,01	0,016
	1	1	1,000

TECNOLOGIA	FATOR
1.Renovação Tecnológica	8
2.Geração Substitutiva	2

CENÁRIOS	1	2	PROB.
Muito Favorável	0	0	0,000
Favorável	0	0	0,000
Neutro	0,92	0,9	0,916
Desfavorável	0,06	0,08	0,064
Muito Desfavor.	0,02	0,02	0,020
	1	1	1,000

AMBIENTE DE NEGÓCIOS	FATOR	CENÁRIOS	1	2	3	4	PROBAB.
1.Forças Demográficas	1	Muito Favorável	0,040	0,018	0,016	0,000	0,016
2.Ambiente Econômico	6	Favorável	0,090	0,056	0,078	0,000	0,050
3. Forças Soc. e Culturais	1	Neutro	0,740	0,853	0,812	0,916	0,850
4. Tecnologia	2	Desfavorável	0,090	0,056	0,078	0,064	0,063
		Muito Desfavorável	0,040	0,018	0,016	0,020	0,020
			1,000	1,000	1,000	1,000	1,000

RISCO REGULATÓRIO	FATOR	CENÁRIOS	1	2	3	4	PROB.
1.Polít. Fiscal e Monetária	2	Muito Favorável	0,0175	0,01	0,016	0,040	0,018
2.Legisl. Social e Regul.	1	Favorável	0,056	0,08	0,078	0,090	0,079
3.Rel. Governo/Indústria	6	Neutro	0,853	0,82	0,812	0,740	0,807
4.Legisl. do Setor elétrico	1	Desfavorável	0,056	0,08	0,078	0,090	0,079
		Muito Desfavorável	0,0175	0,01	0,016	0,040	0,017
			1	1	1	1	1,001

PREÇOS DO GÁS E ÓLEO	FATOR
1. Taxa de Câmbio	6
2. Mecanismos de Proteção	4

CENÁRIOS	1	2	PROBAB.
Muito Favorável	0,016	0,040	0,026
Favorável	0,078	0,090	0,083
Neutro	0,812	0,740	0,783
Desfavorável	0,078	0,090	0,083
Muito Desfavor.	0,016	0,040	0,026
	1	1	1,000

MACROCENÁRIOS	FATOR	CENÁRIOS	1	2	3	4	PROB.
1. Cenário Macroeconôm.	2	Muito Favorável	0,016	0,018	0,026	0,040	0,029
2. Risco Regulatório	1	Favorável	0,050	0,079	0,083	0,090	0,079
3. Preços do óleo/gás	3	Neutro	0,850	0,807	0,783	0,740	0,782
4. Hidrologia	4	Desfavorável	0,063	0,079	0,083	0,090	0,081
		Muito Desfavorável	0,020	0,017	0,026	0,040	0,029
			1,000	1,001	1,000	1,000	1,000

MERCADO DE ENERGIA	FATOR
1. Demanda Global	3
2. Demanda Setorial	5
3. Esforço Mercadol.	2

CENÁRIOS	1	2	3	PROB.
Muito Favorável	0,030	0,050	0,050	0,044
Favorável	0,070	0,100	0,100	0,091
Neutro	0,800	0,600	0,700	0,680
Desfavorável	0,060	0,150	0,050	0,103
Muito Desfavorável	0,040	0,100	0,100	0,082
	1,000	1,000	1,000	1,000

CENÁRIO PARA RECEITAS E DESPESAS	FATOR
1. Macrocenário	4
2. Mercado	6

CENÁRIOS	1	2	PROBAB.
Muito Favorável	0,029	0,044	0,038
Favorável	0,079	0,091	0,086
Neutro	0,782	0,680	0,721
Desfavorável	0,081	0,103	0,094
Muito Desfavor.	0,029	0,082	0,061
	1,000	1,000	1,000

VALORES RELATIVOS PARA OS PREÇOS DE ENERGIA	CENÁRIOS	Probab.	1	2	3	4
1. E. Elétrica para o Processo Local	Muito Favorável	0,038	1,4	1,6	1,6	1,4
2. Vapor	Favorável	0,086	1,2	1,3	1,3	1,2
3. Gases Quentes	Neutro	0,721	1	1	1	1
4. Energia Elétrica Excedente	Desfavorável	0,094	0,8	0,7	0,7	0,8
	Muito Desfavorável	0,061	0,6	0,5	0,5	0,6
	VALOR ESPERADO		0,989	0,990	0,990	0,989

VALORES RELAT. P/ AS DESPESAS C/ GERAÇÃO	CENÁRIOS	Probab.	1	2	3	4	5
1. E. Elétrica Backup	Muito Favorável	0,038	0,6	0,5	0,8	0,3	1
2. Energético Primário	Favorável	0,086	0,8	0,7	0,6	0,6	1
3. E. Elétrica Suplementar	Neutro	0,721	1	1	1	1	1
4. Uso da Rede	Desfavorável	0,094	1,2	1,3	1,2	1,3	1,6
5. Operação e Manut.	Muito Desfavorável	0,061	1,4	1,5	1,4	1,4	2
	VALOR ESPERADO		1,011	1,014	1,001	0,992	1,118



## MODELO PROBABILÍSTICO DE VIABILIDADE DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM AMBIENTE COMPETITIVO

Descrição do Sistema
\_ □ ×

Entre com as características pedidas do sistema

Número de motores	<input type="text" value="0"/>
Número de turbinas a gás	<input type="text" value="0"/>
Número de turbinas a vapor	<input type="text" value="2"/>
Número de caldeiras convencionais	<input type="text" value="3"/>
Número de caldeiras de recuperação	<input type="text" value="0"/>
Número de processos independentes que usam vapor	<input type="text" value="2"/>
Número de processos independentes que usam gases quentes	<input type="text" value="0"/>

---

Descrição do Sistema
\_ □ ×

Entre com as características das turbinas a vapor

	Geração Líquida MW	Horas de Paradas Programadas	Disponibilidades		
			Máquina Propulsora	Gerador	Pós-gerador
1	<input type="text" value="44.8"/>	<input type="text" value="170"/>	<input type="text" value=".96"/>	<input type="text" value=".99"/>	<input type="text" value="1"/>
2	<input type="text" value="40.2"/>	<input type="text" value="170"/>	<input type="text" value=".96"/>	<input type="text" value=".99"/>	<input type="text" value="1"/>

---

Descrição do Sistema
\_ □ ×

Características das caldeiras convencionais

	Capacidade t/h de vapor	Disponibilidades		
		Água	Combustível	Equipamento
1	<input type="text" value="190"/>	<input type="text" value="1"/>	<input type="text" value="1"/>	<input type="text" value=".95"/>
2	<input type="text" value="190"/>	<input type="text" value="1"/>	<input type="text" value="1"/>	<input type="text" value=".95"/>
3	<input type="text" value="190"/>	<input type="text" value="1"/>	<input type="text" value="1"/>	<input type="text" value=".95"/>

**Descrição do Sistema**

### Fontes de Vapor (t/h)

Vapor de cada caldeira convencional para cada turbina a vapor

**Turbinas a vapor**

	1	2
C. Convencional 1	95	95
C. Convencional 2	95	95
C. Convencional 3	95	95

---

**Descrição do Sistema**

### Fonte de Vapor (t/h)

Vapor de cada cald. convenc. para cada processo

**Processos**

	1	2
C. Convencional 1	0	0
C. Convencional 2	0	0
C. Convencional 3	0	0

Vapor de cada cald. recuperação para cada processo

**Processos**

	1	2
Turbina a vapor 1	100	50
Turbina a vapor 2	100	50

OK

---

**Descrição do Sistema**

### Demanda de Energia Elétrica total do local (MW)

Clique aqui se todos os campos forem iguais ao primeiro

	Segunda			Segunda			Segunda		
	a Sexta	Sábado	Domingo	a Sexta	Sábado	Domingo	a Sexta	Sábado	Domingo
00h a 00h15	270			08h a 08h15			16h a 16h15		
00h30				08h30			16h30		
00h45				08h45			16h45		
00h60				08h60			16h60		
01h a 01h15				09h a 09h15			17h a 17h15		
01h30				09h30			17h30		
01h45				09h45			17h45		
01h60				09h60			17h60		
02h a 02h15				10h a 10h15			18h a 18h15		
02h30				10h30			18h30		
02h45				10h45			18h45		
02h60				10h60			18h60		

**Descrição do Sistema**

Preço de Venda dos Produtos gerados pela Usina para o processo local.

Produto	Preço
Energia Elétrica	R\$ / MWh <input type="text" value="80"/>
Vapor	R\$ / tonelada <input type="text" value="25"/>
Gases Quentes	R\$ / t <input type="text" value="0"/>

**Descrição do Sistema**

Preços e custos de Energia Elétrica exportada e importada (R\$/MWh)

Patamares de carga e Dias Tipo		Custos			Preço de venda de excedentes
		Compra de energia suplementar	Compra de energia de backup programado	Compra de energia de backup forçado	
Carga leve	1	<input type="text" value="80"/>	<input type="text" value="80"/>	<input type="text" value="160"/>	<input type="text" value="40"/>
	2	<input type="text" value="80"/>	<input type="text" value="80"/>	<input type="text" value="160"/>	<input type="text" value="40"/>
Carga média	1	<input type="text" value="90"/>	<input type="text" value="90"/>	<input type="text" value="180"/>	<input type="text" value="50"/>
	2	<input type="text" value="90"/>	<input type="text" value="90"/>	<input type="text" value="180"/>	<input type="text" value="50"/>
Carga pesada	1	<input type="text" value="100"/>	<input type="text" value="100"/>	<input type="text" value="200"/>	<input type="text" value="60"/>
	2	<input type="text" value="100"/>	<input type="text" value="100"/>	<input type="text" value="200"/>	<input type="text" value="60"/>

**Descrição do Sistema**

Tempo de operação com vapor e Gases Quentes

Produto	Unidade	Processos			
		1	2	3	4
Vapor	h/ano	<input type="text" value="8760"/>	<input type="text" value="8760"/>		
G. quentes	h/ano				

**Descrição do Sistema**

### Custo de uso da Rede Elétrica Externa para importação/exportação de Energia Elétrica

	R\$/kW/mês	
	Ponta	Fora de Ponta
<b>Energia Elétrica</b>		
Backup	5,73	1,68
Suplementar	5,73	1,68
Excedente	1,68	1,68

**Processamento**

Final das entradas. Clique no botão abaixo para processar os resultados.

Consulte a tabela ao lado e escolha um par de Confiabilidade Aceitável e Geração Assegurada de Energia Elétrica

<input checked="" type="radio"/>	0	0
<input type="radio"/>	81,5192294	85
<input type="radio"/>	90,288	44,8
<input type="radio"/>	90,288	44,8
<input type="radio"/>	99,0567705	40,2
<input type="radio"/>	100	0

**Processos independentes que usam vapor**

Consulte as tabelas ao lado e escolha pares de Confiabilidade Aceitável e Geração Assegurada de Energia Elétrica para cada Processo independente que usa vapor

Processo a vapor 2

	Confiabilidade Aceitável	Geração Assegurada
<input type="checkbox"/>	0	0
<input type="checkbox"/>	81,5192294	200
<input type="checkbox"/>	90,288	100
<input type="checkbox"/>	90,288	100
<input checked="" type="checkbox"/>	99,0567705	100
<input type="checkbox"/>	100	0

Processo a vapor 2

	Confiabilidade Aceitável	Geração Assegurada
<input type="checkbox"/>	0	0
<input type="checkbox"/>	81,5192294	100
<input type="checkbox"/>	90,288	50
<input type="checkbox"/>	90,288	50
<input checked="" type="checkbox"/>	99,0567705	50
<input type="checkbox"/>	100	0

**Balanco de Energia Elétrica**

### Balanco de Energia Elétrica - MWh

Clique abaixo nos horários desejados para obter o balanço de Energia Elétrica:

**Balço de Energia Elétrica - 0h às 05h60min - MWh**

	TOTAL requerido no local		BÁSICA proveniente da geração local		SUPLEMENTAR importada para completar requerida		BACKUP import. nas paradas da geração local		EXCEDENTE sobre local a ser exportada	
	Dia Tipo 1	Dia Tipo 2	Dia Tipo 1	Dia Tipo 2	Dia Tipo 1	Dia Tipo 2	Dia Tipo 1	Dia Tipo 2	Dia Tipo 1	Dia Tipo 2
	00h às 00h15	67,5	67,5	21,25	21,25	46,25	46,25	2,0638	2,0638	0
00h30	67,5	67,5	21,25	21,25	46,25	46,25	2,0638	2,0638	0	0
00h45	67,5	67,5	21,25	21,25	46,25	46,25	2,0638	2,0638	0	0
00h60	67,5	67,5	21,25	21,25	46,25	46,25	2,0638	2,0638	0	0
01h às 01h15	67,5	67,5	21,25	21,25	46,25	46,25	2,0638	2,0638	0	0
01h30	67,5	67,5	21,25	21,25	46,25	46,25	2,0638	2,0638	0	0
01h45	67,5	67,5	21,25	21,25	46,25	46,25	2,0638	2,0638	0	0
01h60	67,5	67,5	21,25	21,25	46,25	46,25	2,0638	2,0638	0	0

**Geração e Disponibilidades das Caldeiras**

Geração (t/h) e Disponibilidades das Caldeiras

Caldeiras Convencionais

	Geração de Vapor	Disponibilidade da caldeira	Disponibilidade do vapor (1)
Caldeira Convencional 1	190	0,95	0,95
Caldeira Convencional 2	190	0,95	0,95
Caldeira Convencional 3	190	0,95	0,95

**Grupos Geradores**

**Grupos Geradores em Operação**

Quantidade	Probab.
1	17,5%
2	81,5%

**Geração em MW e Disponibilidades**

	Geração Líquida (MW)	Disponibilidades			
		Máquina Propulsora	Gerador	Energia Elétrica	Vapor
Turbina a vapor 1	44,8	0,96	0,99	0,9028	0,9028
Turbina a vapor 2	40,2	0,96	0,99	0,9028	0,9028

OK

(1) Condições locais, descontados os consumos auxiliares.  
(2) Considerando as disponibilidades do combustível, no caso de motores e turbinas a gás, ou do vapor, no caso das turbinas a vapor, do gerador e da parte elétrica pós-gerador, quando for o caso.

Energia Elétrica	
<b>Energia Elétrica</b>	
Confiabilidade Aceitável	99,05677056 %
Geração Assegurada	40,2 MW
Geração Média	76,7448 MW
Geração Máxima	85 MW
Energia Básica	672284,448 MWh/ano
Energia de Backup	72315,5520000002 MWh/ano
Básica + Backup	744600 MWh/ano
Energia Suplementar	1620600 MWh/ano
Energia Excedente	0 MWh/ano

Energia Elétrica	
<b>Energia Elétrica</b>	
Disponibilidade Final:	0,90288
Preço de Venda - Energia Básica com Backup	80 R\$/MWh
- Energia Excedente	0 R\$/MWh
- Médio	80 R\$/MWh
Custos de Energia - Suplementar	87,2716894977169 R\$/MWh
- Backup	157,104862958911 R\$/MWh
<b>Valores Anuais - Energia e Uso da Rede</b>	
Energia Suplementar	141432500 R\$/ano
Excedente	0 R\$/ano
Básica com Backup	59568000 R\$/ano
Backup Programado	1261075,91324201 R\$/ano
Backup Forçado	10100048,973516 R\$/ano
Backup Total	11361124,886758 R\$/ano
Uso da Rede	
Backup	3161106 R\$/ano
Suplementar	16450200 R\$/ano
Excedentes	1713600 R\$/ano

Vapor			
<b>Vapor</b>			
Resultados	Unidade	1	2
Confiabilidade Aceitável	%	99,05677056	99,05677056
Geração Assegurada	t/h	100	50
Geração Média	t/h	180,576	90,288
Geração Máxima	t/h	200	100
Backup	t/h	100	0
Venda com Backup	t/ano	170154,24000085077	1200000003
Preço de Venda	R\$/t	25	25
Disponibilidade		0,90288	0,90288

Ano =>			2004	2005
Resultados			0	1
Receita Bruta sem ICMS				125.368.000,00
(-) Impostos e Contribuições				(4.575.932,00)
<b>Receita Líquida</b>				<b>120.792.068,00</b>
(-) Despesas Dcom+Do&m				(69.222.682,00)
(+) Crédito ICMS				7.582.757,34
<b>Lucro Bruto</b>				<b>59.152.143,34</b>
(-) Depreciação				(32.000.000,00)
<b>Lucro Operacional</b>				<b>27.152.143,34</b>
(-) Desp. ñ oper. (Juros + CPMF+..)	(16.869.600,00)			(33.786.839,84)
<b>Lucro Líquido antes do IR e da CSLL</b>	<b>(16.869.600,00)</b>			<b>(6.634.696,50)</b>
(-) Imposto de Renda	-			-
(-) Contribuição Social s/ Lucro	-			-
<b>Lucro Líquido (R\$):</b>	<b>(16.869.600,00)</b>			<b>(6.634.696,50)</b>
<b>Fluxo de Caixa:</b>				
Lucro Líquido	(16.869.600,00)			(6.634.696,50)
Depreciação				32.000.000,00
Investimentos capital próprio	(80.000.000,00)			
Amortização	-			-
<b>Fluxo de Caixa Líquido</b>	<b>(96.869.600,00)</b>			<b>25.365.303,50</b>
Fluxo de caixa descontado	(96.869.600,00)			22.056.785,65
Fluxo de caixa descontado acumulado	(96.869.600,00)			(74.812.814,35)
			1,00	1,00

Custos para o Cliente		Reais
Energia Elétrica Básica da Geração Local + Backup		59568000
Energia Elétrica Suplementar		141432500
Uso da Rede - Energia Suplementar		16450200
<b>Sub-Total</b>		<b>217450700</b>
Vapor com Backup		65700000
Gases Quentes com Backup		0
<b>Sub-Total</b>		<b>65700000</b>
<b>Total de Custos</b>		<b>283150700</b>

Receita Líquida da Usina		Reais
<b>Receitas</b>		
Energia Elétrica Excedente		0
Básica + Backup		59568000
Vapor + Backup		65700000
Gases Quentes + Backup		0
<b>Sub-Total</b>		<b>125268000</b>
<b>Despesas</b>		
Energia de Backup		11361124,886758
Uso da Rede - Backup		3161106
Exportação de Excedentes		1713600
<b>Sub-Total</b>		<b>16235830,886758</b>
<b>Total de Custos</b>		<b>141503830,886758</b>

## Fluxo de caixa

## ENTRADA DE DADOS

### Dados Gerais

Data da última revisão:	16/11/02
Início de funcionamento da planta	2005
Duração do Projeto (em anos):	20

### Financiamento

Valor total do investimento (R\$):	320.000.000,00
% Capital Próprio:	25,0%
% Capital Financiado:	75,0%
Percentual da parcela financiada:	100,0%
Valor empréstimo:	240.000.000,00
Taxa de juros (am):	1,17%
Prazo amortização, incluindo a carência (meses)	120
Tempo de Construção (meses)	24
Carência (meses):	24
Carência construção (meses)	24
Tipo de amortização: SAC=1 PRICE=2	2
Pagamento de juros durante a carência: SIM=1 NÃO=2	1

### Impostos e Despesas

PIS/COFINS:	3,65%
CPMF (Estimativa: 0,038% da receita).....R\$	47.639,84
CCC - Cota de Consumo de Combustíveis..... R\$	-
Imposto de Renda - Lucro Líq. antes IR/CS <= Limite	15,00%
Lucro Líq. antes IR/CS > Limite	10,00%
Limite :	R\$ 240.000,00
Contribuição Social s/ lucro:	9,00%
% DE CRÉDITO DE IMPOSTOS DE ANOS ANTERIOR. DEDUTÍVEL	
.....Para contribuição social sobre o lucro líquido	0%
.....Para imposto de renda	0%
<b>Taxa de juros a ser utilizada:</b>	<b>15,0%</b>
<b>Depreciação:</b>	<b>10%a.a.</b>

### Despesas com combustível + Operação e Manutenção (Dcom + Do&m)

Despesa anual com combustível c/ICMS..... <b>D<sub>com</sub> = R\$</b>	<b>46.147.957,00</b>
Crédito de ICMS..... <b>R\$</b>	<b>5.537.754,84</b>
Despesa anual com backup c/. ICMS ..... <b>R\$</b>	<b>11.361.125,00</b>
Outras despesas anuais c/ oper. e manut..... <b>R\$</b>	<b>11.713.600,00</b>
Despesa anual c/ O&M <sup>(1)</sup> c/ ICMS s/Combust... <b>D<sub>o&amp;m</sub> = R\$</b>	<b>23.074.725,00</b>
Crédito de ICMS..... <b>R\$</b>	<b>2.045.002,50</b>
Despesa anual c/ICMS..... <b>D<sub>com</sub> + D<sub>o&amp;m</sub> = R\$</b>	<b>69.222.682,00</b>
Crédito de ICMS..... <b>R\$</b>	<b>7.582.757,34</b>

**Receita anual (e. elétrica e térmica) s/ICMS ..... R\$** **125.368.000,00**

**Fator Combustível para o Nível de Operação** **1**

CENÁRIOS PARA RECEITAS E DESPESAS	PROBABILIDADES	VALORES RELATIVOS PARA OS PREÇOS DE VENDA DE ENERGIA			
		ENERGIA ELÉTRICA PARA O PROCESSO LOCAL	VAPOR	GASES QUENTES	ENERGIA ELÉTRICA EXCEDENTE
MUITO FAVORÁVEL	0,038	1,4	1,6	1,6	1,4
FAVORÁVEL	0,086	1,2	1,3	1,3	1,2
NEUTRO	0,721	1	1	1	1
DESFAVORÁVEL	0,094	0,8	0,7	0,7	0,8
MUITO DESFAVORÁVEL	0,061	0,6	0,5	0,5	0,6
<b>VALORES ESPERADOS</b>		0,989	0,990	0,990	0,989

CENÁRIOS PARA PREÇOS E DESPESAS	VALORES RELATIVOS PARA AS DESPESAS COM GERAÇÃO					
	ENERGIA ELÉTRICA DE BACKUP	ENERGÉTICO PRIMÁRIO	ENERGIA ELÉTRICA SUPLEMENTAR	USO DA REDE	OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO	
MUITO FAVORÁVEL	0,6	0,5	0,8	0,3	1	
FAVORÁVEL	0,8	0,7	0,6	0,6	1	
NEUTRO	1	1	1	1	1	
DESFAVORÁVEL	1,2	1,3	1,2	1,3	1,6	
MUITO DESFAVORÁVEL	1,4	1,5	1,4	1,4	2	
<b>VALORES ESPERADOS</b>		1,011	1,014	1,001	0,992	1,118

CENÁRIOS PARA RECEITAS E DESPESAS	PROBABILIDADES	RESULTADOS COM FINANCIAMENTO*		
		PAYBACK (anos)	VPL R\$ milhões	TIR %
MUITO FAVORÁVEL	0,038	2	501.742.386,70	93,36
FAVORÁVEL	0,086	2	286.800.723,00	57,63
NEUTRO	0,721	14	47.119.413,59	20,44
DESAVORÁVEL	0,094	Sem retorno	(272.367.133,90)	Sem retorno
MUITO DESFAVORÁVEL	0,061	Sem retorno	(526.408.593,20)	Sem retorno
VALORES ESPERADOS		17	27.252.028,41	18,04

\* Taxa de desconto = 15%

CENÁRIOS PARA RECEITAS E DESPESAS	PROBABILIDADES	RESULTADOS SEM FINANCIAMENTO		
		PAYBACK (anos)	VPL R\$ milhões	TIR %
MUITO FAVORÁVEL	0,038	5	478.277089,36	38,21
FAVORÁVEL	0,086	7	263.335.425,60	28,00
NEUTRO	0,721	18	26.674011,01	16,39
DESAVORÁVEL	0,094	Sem retorno	(270.570.185,10)	Sem retorno
MUITO DESFAVORÁVEL	0,061	Sem retorno	(524.611.644,40)	Sem retorno
VALORES ESPERADOS		20,5	8.909.131,50	15,47

## LISTA DE REFERÊNCIAS

ANDRADE, R. V. Modelagem de um Sistema de Refrigeração a Absorção para o Resfriamento de Dornas de Fermentação de Álcool. **Escola Federal de Engenharia de Itajubá, Itajubá – MG**, 1999.

ASHRAE 1995. Application Guide for Absorption Cooling/Refrigeration Using Recovered Heat. **American Society of Heating, Refrigerating, and Air – Conditioning Engineers**, Atlanta, GA, 1995.

ATHAYDE, A. Climatização a Gás Natural: Harmonia entre Energia e Meio Ambiente. **Revista Climatização**, pág. 16-28, editora RPA, março 2001.

ATHAYDE, A. Cogeração: Uma Solução Energética Viável, **Revista Climatização**, pág. 22-30, editora RPA, janeiro 2001.

BABCOCK & WILCOX. Steam it generation and use. **Ed. Stern C. Stultz and John B. Kitto**, 1992.

BEJAN, A.; TSATSARONIS, G.; MORAN, M. Thermal design and optimization. **A Wiley-Interscience Publication**, Ed. John Wiley & Sons, Inc., 1996.

BEJAN, A.; TSATSARONIS, G.; MORAN, M. Thermal design and optimization, A Wiley – **Interscience Publication**, Ed. John Wiley & Sons, Inc., 1996.

BILLINGTON, A.R.N. Reliability evaluation of power system. **Pitman Publishing**, UK, 1984.

BOSS, M. Steam Turbine for Stagtm Combined – Cycle Power System 39<sup>th</sup> Ge Turbine State-Of-The-Art Technology Seminar, GER – 3582 D, USA, August, 1996.

BOTROS, K. K; BOER, M. J.; FLETCHER, H.G. Thermodynamics, Environmental and economic assessment of CRGT for Heat recovery in Remote Compressor Station Application. **ASME Paper 97**, GT-510, 1997.

BOISSENIN – La Cogeneration et les Economies D'energie, **Revue Technique GEC Alston**, n°10, 1992.

BRDAR, D.; REUTHER, B. PFBC and IGCC Power Generation Technologies-Status and Opportunities, Advanced Coal-Fired Power Systems'96. **Morgantown Energy Technology Center**, July 16, 1996.

BRIESCH, M. S.; BANISTER, R. L.; DIAKUNCHAK, I. S.; HUBER, D. J. A Combined Cycle Designed to Acheive Greater Than 60 Percent Efficiency, **Journal of Engineering for Gas Turbine and Power**, vol. 117, pp. 734-741, 1995.

CEPEL- Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Cidade Universitária da UFRJ, Ilha do Fundão – Rio de Janeiro.

CERRI, G. Parametric Analysis of Combined Gas – Steam Cycles. *Trans ASME Journal of Engineering For Gas Turbine and Power*, Vol 109, pp. 46-55, 1987.

CERRI, G.; COLAGÉ, A. Steam and Regeneration Influence on Combined Cycle Gas/Steam Power Plant Performance. *Trans. ASME Journal of Engineering For Gas Turbine and Power*, Vol 107, pp. 574-581, 1985.

CLERICI, A.; LONGHI, A. Transformation into combined cycles of old steam plants in a competitive market, *Proceedings of the Power- Geb 98 Europe*, pp. 101 – 111, Penn Well, 1998.

COHEN, H.; ROGERS, G. F. C.; SARAVANAMUTTO, H. I. H. Gas Turbine Theory, 3 rd Edition, Eighth Impression. **Longman Scientific & Technical**, 1994.

COHN, A. Gas Turbine Performance Evaluation. **EPRI Journal**, June, 1984.

CORTEZ, L. A. B.; LORA, E. S. Sistemas energéticos II (Tecnologias de Conversão Energética da Biomassa). **Universidade do Amazonas**, EFEI 1997.

DUKELOW, S. G. The Control of Boilers. 2nd Edition, **Publisher Instrument Society of America**, 1991, USA.

DOMINGUES, E.G. Uma Contribuição à Análise de Risco para Otimizar Carteiras de Ativos de Geração de Energia Elétrica. **Tese de Doutorado**. Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI. Agosto de 2002.

ELLIOTT, T.C.; CHEN, K. S.; ROBERT S. Standard Handbook of Power Plant Engineering, 2nd ed., 1998, **McGraw – Hill Book Company**, Inc. Section 2 PP. 3-159.

FARIA, J. A., “Simulação de Monte Carlo na Valoração de Derivativos”- Conceitos e Aplicações. **Palestra Moderna Finanças**. Lisboa, 5 de dezembro de 2.000. Disponível no site: <http://www.bvl.pt/IMC/files/montec.pdf>

FILHO, N. C. E.; KOPITTKKE, B. H. Análise de investimentos, 8ª Edição, Editora Atlas S.A, São Paulo, 1998.

FILHO, N. C.; KOPITTKKE, B.H. Análise de investimentos. 8ª Edição, Editora Atlas S.A., São Paulo, 1998.

FISK, R. W.; VAN HOUSEN, R. L. Cogeneration Application Considerations, 38 th **GE Turbine State-of-Art Technology Seminar**, August, 1996, GER – 3430F.

FINON, Dominique. Environmental Protection: A Priority for American Energy Policy. **Energy Studies Review**, Vol 2, n. 2 e 3, 1990, p 110-119.

FLORES, E.M.; TAHAN C.M. ; GOUVEA M.R. –17 International Conference on Electricity Distribution – Barcelona 2003 - **Probabilistic Model Of Feasibility For Distributed Generation In A Competitive Environment** – Session four

GOUVEA, Marcos Roberto. Usinas Termoelétricas de Pequeno Porte no Estado de São Paulo - Geração Descentralizada e Qualidade de Energia Elétrica . **CSPE-Comissão de Serviços Públicos de Energia**, 2001. Cap. VII.

HAYWOOD, R. W.A. Generalized Analysis of the Regenerative Steam Cycle for a Finite Numbers of Heaters, **Proceedings I, Mech., Eng.**, Vol. 161, pp. 157, 1949.

HORLOCK, J. H. Combined Power Plants: Including Cicle Gas Turbine (CCGT) Plants. **Edited by pregamon press ltd.**, New York, USA, 1992. 288p.

HORLOCK, J. H.(a), Cogeneration – Combined Heat and Power (CHP). **Krieger Publishing Company**, Malabar, Florida, USA, 1997.226p.

HUEHN, H. T. et al. **Thermal Environmental Engineering**, terceira edição, editora Pretice – Hall, Inc., USA, 1998.

HUFFORD, P. E. Absorption Chiller Maximize Cogeneration Value, **ASHRAE Transactions**, 1991.

JENKINS, D. M.; FIETZ, M. E. Optimization of the operation of cogeneration plant with purchase under a maximum demand tariff. **Emg Opt**, vol.9, pp. 1-20, 1985.

JORION, p., Value at Risk: the new benchmark for controlling market risk, **McGraw-Hill Companies.**, 1997.

KALAÇ, S. Boilers, Evaporators and Condensers, 1991, **John Wiley & Sons, Inc.**, PP. 392-401.

KEHLHOFER, R. Comparison of power plants for cogeneration of heat and electricity. **Brow Boveri Review**, 8-80, pp. 504-511, 1980.

KEHLHOFER, R. H.; WARNER, J.; NIELSEN, H., BACKMANN, R. Combined cycle Gas-Steam Turbien Power Plants. USA, Ed. Pennwell, USA, 1999. 288 p.

KESSER, K. F.; HOFFMAN, M. A.; BAUGHN, J. W. Analysis of Based Chemically Recuperated Gas Turbine Power Plant. **Journal of Engineering For Gas Turbine and Power**, Vol. 116, pp. 277-284, 1994.

KOHAN, A. L.; SPRING, H. M. Boilers Operator's Guide. 3 rd ed, 1991, McGraw-Hill Book Company, Inc., PP-1-102.

KOROBITSYN, M. A. New and Advanced Energy Conversion Technologies. Analysis of Cogeneration, Combined and Integrated Cycles. **Mechanical Engineering Department of Twente University**, Holland, 1998.

KRAUSE, Lawrence; SEKIGUCHI, Sueo. Japan end the World Economy. In: PATRICK, Hugh; ROSOVSKY henry (eds.). **Asia's New Giant**. The Brookings Institution, 1976.

LILIEN, Gary L.; KOTLER, Philip & MOORTHY, K.,S., Marketing Models. **Englewood Cliffs, NJ: Prentice Hall**, 1992.

LIZARRA, J. M. S. Cogeneracion – Aspectos Termodinâmicos, Tecnológicos e Econômicos. **Universidad Del Pais Vasco**, Bilbao, 1994.

LIZARRAGA, J. M.S. Cogeneracion: Aspectos Termodinâmicos, Tecnológicos e econômicos. Terceira edição, **Universidad del País Vasco**, Bilbao, 1999.

LIZARRAGA, S. J. M. Cogeneracion, aspectos termodinâmicos, tecnológicos e econômicos. 3ª Edicion, **Serviço editorial Universidade Del Pais Vasco**, España, 1999.

LIZARRAGA, SALA, J. M. Cogeneracion, aspectos termodinâmicos, tecnológicos e econômicos. 3ª Edicion, **Servicio editorial Universidade Del Pais Vasco**, España, 1999.

LOTHAR, B.; FRACLE, M.; WOLF, E.; FELDMULLER, A. Operating Experience with the Latest Combined Cycle technology using Advanced Gas Turbines. **Power – Gen'97**, Singapore, Sep. 9-11, 1997.

LOTHAR, B.; FRACLE, M.; WOLF, E.; FELDMULLER, A. Operating Experience with the Latest Combined Cycle technology using Advanced Gas Turbines. **Power-Gen'97**, Singapore, Sep. 9-11, 1997.

Modern Power Station Practice, Boilers and Ancillary Plant, Third Edition, Volume B in 12 volumes, Pergamon Press, 1991.

MACHLINE, Claude, MOTTA, Ivan de Sá, SCHOEPS, Wolfgang, WEIL, Kurt E. **Manual de Administração da Produção**, Vol. II. Rio de Janeiro: Fundação Getúlio Vargas, 1970.

MAE – Mercado Atacadista de Energia Elétrica, 2003.  
<http://www.mae.org.br> em 30/09/2003.

MME - Ministério das Minas e Energia, julho de 2003.  
<http://www.mme.gov.br> em 30/09/2003.

MORAN, M. J.; SHAPIRO, H. N. Fundamental of Engineering Thermodynamics. **John Wiley & Sons**, Second Edition, 1992.

MURRAY. Effective purging is necessary for satisfactory chiller operation and to fully receive the energy savings from double-effect cycles. **ASHRAE Jornal – American Society of Heating, Refrigerating, and Air-Conditioning Engineers**, pg. 20-47, Atlanta, GA., october 1993.

NAKHAMKIN, M.; SWENSEN, E.C.; TOUCHTON, G.; COHN, A.; POLSKY, M. CHAT Technology na Alternative Approach to Achieve Advanced Turbine Systems Efficiencies with Present Combustion Turbine Technology. **ASME Paper 97** – GT – 142, 1997.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2003.  
<http://www.ons.org.br/ons/institucional/index.htm>, em 30/09/2003

PEGG, R. W. Turbo-STG – Turbocharged Steam Injected Gas Turbine Cycle. **ASME Paper 89** – GT – 100, 1989.

PORTER, M.E. Estratégia competitiva. **Editora Campus Ltda**, Rio de Janeiro, 1986.

RECTOR, J. D. Maintaining Gas Cooling Equipment. **ASHRAE Jornal – American Society of Heating, Refrigerating, and Air-Conditioning Engineers**, pg. 33-41, Atlanta, GA., may 1993.

REISMAN, A. et alli. Physician Supply and Surgical Demand Forecasting: A Regional Manpower Study. **Management Science**. Vol. 19, n.12, august 1973. p. 134-135.

RICE, I. G. Steam-Injected Gas Turbine Analysis: Steam Rates. **Journal of Engineering For Gas Turbine and Power**, Vol. 117, pp. 347-353, 1995.

RUBIN, Edward S. Implications of Future Environmental Regulation of Coal-Based Electric Power. **Annu. Rev. Energy**, 1989, 14, 19-45.

SEITER, C. Advanced steam power plant concepts with optimized life-cycle costs: A new approach for maximum customer benefit, **Siemens AG**, 1997.

SILVA, J. C. B. Otimização de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica utilizando Geração Distribuída. **Tese de Doutorado**. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. 2002.

THOMPSON, Arthur A. Planejamento Estratégico. **Biblioteca Pioneira Administração e Negócios**. São Paulo, 2000.

WORLD ENERGY CONFERENCE – The environmental Effects Arising from Electricity Supply and Utilization Costs to the Utilities, 1988.

WINKLER, R.L.; SMITH, W.S. & KULKARNI, R.B. Adaptative forecasting models based on predictive distribution. **Management Science**. Vol. 24, n. 15, June 1978. p. 977-986.

WOLLER, J. The Basics of Monte Carlo Simulations, 1996. World Wide Web: <http://wwitch.unl.edu/zeng/joy/mclab/mcintro.html> em 15/04/2002.