

Escola Politécnica da Universidade de São Paulo
Departamento de Engenharia de Produção

Trabalho de Formatura

Project Finance: Aplicações no setor elétrico

Aluno: Tomaz Grisanti de Moura

Orientador: Prof. João Amato Neto

Ano 2000

HF 2000
M865 P

Agradecimentos

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer à todas as pessoas que de algum jeito me ajudaram neste trabalho, desde sua concepção inicial até seus últimos acabamentos.

A dedicação e a despretenção com que estas pessoas responderam à solicitação de auxílio, fossem dúvidas, explicações ou mesmo conversas informais, foram essenciais para a conclusão do trabalho. A sabedoria transmitida foi de especial valor, e fez com que este trabalho amadurecesse minha experiência acadêmica, consolidando-a com minha recente experiência profissional.

Em especial, gostaria de agradecer a meu pai, a minha mãe, a minha irmã, a Fernanda, a meu orientador Professor João Amato Neto, aos colegas de trabalho, aos colegas da faculdade e ao Rodrigo Saito.

SUMÁRIO

O *project finance* é um instrumento de financiamento a empreendimentos que tem como principal característica ser garantido pelo fluxo de caixa futuro do projeto. Ele possui um amplo horizonte de aplicação, mas é utilizado principalmente em projetos de infraestrutura, cujo produto/serviço deve ser comercializado através de contratos de longo prazo.

É o caso, por exemplo, de energia elétrica. Com o novo modelo de operação do setor elétrico se consolidando, as empresas de geração buscam a venda da energia em contratos de longo prazo. Os potenciais compradores, grandes consumidores industriais ou empresas de distribuição, vêem estes contratos como uma proteção contra as oscilações do preço da energia no mercado à vista. Desta maneira, os produtores de energia têm garantido um fluxo de caixa de longo prazo, base fundamental para a obtenção de um financiamento via *project finance*.

Esta monografia explora os pormenores destas transações, especificamente para os projetos da Usina Hidrelétrica de Itá e da Usina de Cogeração. As estruturas montadas para estas operações alocam os riscos dos projetos de maneiras particulares, obedecendo às apetites de cada participante dos projetos.

No caso da Usina de Cogeração, observamos a necessidade da definição da regulamentação da atividade de geração térmica, quanto à alocação do risco cambial para algum participante. Esta definição é responsável pelo atravancamento dos investimentos nas usinas térmicas, mesmo com a inerente falta de energia, projetada para os próximos anos.

Já o caso da Hidrelétrica de Itá está avançado, com o projeto começando a gerar receita operacional, e com a grande chance de vir a ser o primeiro exemplo de sucesso de *project finance* no setor elétrico brasileiro.

RESUMO DOS CAPÍTULOS

Capítulo 1: Introdução

Capítulo de apresentação do trabalho, do Banco onde foi realizado o estágio e do escopo do trabalho como estagiário.

Capítulo 2: *Project Finance*:

Capítulo introdutório dos principais conceitos que definem o *project finance*. Identificamos os participantes da transação, os riscos envolvidos, os principais instrumentos de mitigação destes riscos, as características da estrutura de capital e endividamento dos projetos. Fazemos uma comparação entre o *project finance* e um financiamento corporativo padrão, e traçamos um breve panorama do *project finance* no Brasil e no mundo.

Capítulo 3: O Setor Elétrico

Capítulo que se concentra em apresentar o novo modelo do setor elétrico que vem sendo desenvolvido nos últimos três anos. Identificamos o papel dos principais participantes e os mecanismos que sustentam a operação do mercado.

Capítulo 4: Estudo de Caso: Hidrelétrica de Itá

Estudo de caso de um *project finance* no setor de geração de energia elétrica. Descrevemos a estruturação do projeto, com a formulação dos contratos, o equacionamento dos investimentos. Focamos especialmente na elaboração do modelo econômico financeiro do projeto, que é a base para uma série de decisões referentes ao projeto. Finalmente, realizamos uma análise do investimento por parte de um dos acionistas, para encontrar a rentabilidade do investimento em comparação com o custo de capital deste acionista.

Capítulo 5: Estudo de Caso: Usina de Cogeração

Estudo de caso de uma usina de cogeração desenvolvida via *project finance*. Abordamos a estruturação em seu estágio atual, detalhando os contratos, garantias e características do financiamento proposto. Performamos uma análise de sensibilidade para tentar identificar as fraquezas do projeto. Por fim, discutimos a questão do risco cambial em empreendimentos termelétricos, já que é um ponto crítico para a viabilização das operações de *project finance* para estas usinas.

SUMÁRIO DE SIGLAS E ABREVIACÕES

- a.a – ao ano
- Aneel – Agência Nacional de Energia Elétrica
- BID – Banco Inter Americano de Desenvolvimento
- BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
- CAPM – *Capital Asset Pricing Model*, modelo de precificação de ativos
- CCC – Conta de Consumo de Combustíveis
- CDI – Certificado de Depósito Interbancário
- CFRH – Contribuição Financeira para Recursos Hídricos
- Cofins – Contribuição Financeira Social
- CSN – Companhia Siderúrgica Nacional
- CTE – Central Termelétrica (usina de cogeração da CSN)
- DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor
- DNAEE – Departamento Nacional de Energia Elétrica
- EPC – *Engineering, Procurement and Construction*, contrato de engenharia, construção e fornecimento
- FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor
- GCPS – Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas
- GSA – *Gas Supply Agreement*, contrato de compra e venda de gás natural
- HRSG – *Heat Recovery Steam Generator*, turbina de produção de vapor
- ICMS – Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços
- IFC – *International Finance Corporation*
- IGPM – Índice Geral de Preços – Mercado
- LIBOR – *London Interbank Offered Rate*, taxa interbancária do mercado financeiro de Londres
- MAE – Mercado Atacadista de Energia
- MME – *Mercado Mayorista de Energia*, mercado de energia à vista da Argentina

MME – Ministério de Minas e Energia

MRE – Mecanismo de Realocação de Energia

O&M – Operação e Manutenção

ONS – Operador Nacional do Sistema

PIB – Produto Interno Bruto

PIS – Programa de Integração Social

PND – Programa Nacional de Desestatização

PPA – *Power Purchase Agreement*, contrato de compra e venda de energia

RE-SEB – Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

SPC – *Special Purpose Company*, companhia de propósito específico

TIR – Taxa Interna de Retorno

TJLP – Taxa de Juros de Longo Prazo

VN – Valor Normativo

VPL – Valor Presente Líquido

Unidades

V – Volt (kV, MV, GV) – unidade de tensão

W – Watt (kW, MW, GW) – unidade de potência

Wh – Watt hora (kWh, MWh, GWh) – unidade de energia

ÍNDICE

INTRODUÇÃO	1
1.1 APRESENTAÇÃO	2
1.2 O BANCO.....	4
1.3 O ESTÁGIO	4
PROJECT FINANCE.....	6
2.1 INTRODUÇÃO.....	7
2.2 PRINCIPAIS CONCEITOS.....	8
2.3 PARTICIPANTES	9
2.4 RISCOS ASSOCIADOS.....	12
2.5 CONTRATOS E SEGUROS	16
2.6 A ESTRUTURA DE CAPITAL E ENDIVIDAMENTO	18
2.7 VANTAGENS E DESVANTAGENS.....	20
2.8 EXEMPLOS DE PROJECT FINANCE	22
2.8.1 <i>Project Finance no Mundo</i>	22
2.8.2 <i>Project Finance no Brasil</i>	24
O SETOR ELÉTRICO.....	26
3.1 HISTÓRICO DO SETOR.....	27
3.1.1 <i>Do Início até 1934</i>	27
3.1.2 <i>De 1934 a 1950</i>	27
3.1.3 <i>De 1950 a 1996</i>	28
3.2 O QUADRO ATUAL.....	29
3.2.1 <i>A Reestruturação do Setor</i>	29
3.2.2 <i>Dimensão do Setor</i>	31
3.3 PARTICIPANTES	32
3.3.1 <i>Empresas de Energia Elétrica</i>	32
3.3.2 <i>Agentes Reguladores</i>	33
3.4 PRIVATIZAÇÕES E LICITAÇÕES	35
3.4.1 <i>Privatizações</i>	35
3.4.2 <i>Calendário de Privatizações</i>	36
3.4.3 <i>Licitações</i>	37
3.5 O MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA	39
3.5.1 <i>Participantes</i>	39
3.5.2 <i>Contratos</i>	40
3.5.3 <i>Mecanismos</i>	42
3.5.4 <i>Formação de Preços e Volatilidade</i>	44
3.5.5 <i>Tendências</i>	45
ESTUDO DE CASO: HIDRELÉTRICA DE ITÁ.....	48
4.1 INTRODUÇÃO.....	49
4.2 DESCRIÇÃO TÉCNICA.....	51
4.3 ESTRUTURA DO PROJETO.....	51
4.4 ESTRUTURA FINANCEIRA	54
4.4.1 <i>Usos</i>	55
4.4.2 <i>Fontes</i>	55
4.5 MODELO ECONÔMICO FINANCEIRO	57
4.5.1 <i>Dados da Construção</i>	58
4.5.2 <i>Custos Operacionais e Outros</i>	58
4.6 CASO BASE E ANÁLISE DE SENSIBILIDADE	60
4.6.1 <i>Caso Base</i>	60
4.6.2 <i>Análise de Sensibilidade</i>	62
4.7 ANÁLISE DE INVESTIMENTO – CSN	65
4.7.1 <i>A Energia para a CSN</i>	66
4.7.2 <i>Investimentos em Geração</i>	68
4.7.3 <i>Importância de Itá</i>	69
4.7.4 <i>Fornecimento via Light</i>	70
4.7.5 <i>Projeções das Tarifas da Light</i>	71

4.7.6	Balanço do Consumo e Receita de Venda no Mercado	74
4.7.7	O Custo de Paralisação.....	76
4.7.8	Indicadores de Qualidade.....	77
4.7.9	Margem de Contribuição.....	79
4.7.10	Cálculo da TIR.....	80
4.7.11	Base de Comparação: a Taxa de Desconto.....	82
4.7.12	Conclusão.....	86
ESTUDO DE CASO: USINA DE COGERAÇÃO		88
5.1	INTRODUÇÃO.....	89
5.2	DESCRIÇÃO TÉCNICA.....	91
5.2.1	Concepção da Planta	91
5.2.2	Questão Ambiental.....	92
5.3	ESTRUTURA DO PROJETO.....	93
5.4	ESTRUTURA FINANCEIRA	96
5.4.1	Fontes.....	97
5.4.2	Usos.....	98
5.5	MODELO ECONÔMICO FINANCEIRO	99
5.5.1	Características dos Financiamentos	99
5.5.2	Custos Operacionais e Depreciação	100
5.5.3	Cálculo da Receita Operacional.....	102
5.6	CASO BASE E ANÁLISE DE SENSIBILIDADE	103
5.6.1	Variáveis do Caso Base.....	103
5.6.2	Análise de Sensibilidade.....	106
5.7	CONCLUSÃO	110
CONCLUSÃO		112
BIBLIOGRAFIA		115
ANEXOS.....		119
8.1	ANEXO I.....	120
8.2	ANEXO II.....	121
8.3	ANEXO III.....	124
8.4	ANEXO IV	126
8.4.1	Empresas Exclusivamente de Geração.....	126
8.4.2	Empresas Exclusivamente de Transmissão.....	128
8.4.3	Empresas Exclusivamente de Distribuição.....	128
8.4.4	Empresas Integradas.....	129
8.4.5	Produtores Independentes de Energia.....	130
8.5	ANEXO V.....	131
8.6	ANEXO VI.....	133
8.6.1	CSN.....	133
8.6.2	Odequi.....	133
8.6.3	Itambé.....	134
8.6.4	Eletrobrás.....	135
8.6.5	Consórcio Construtor - CONITA	135
8.6.6	Gerasul.....	135
8.7	ANEXO VII.....	136
8.7.1	Acionista.....	136
8.7.2	Indústria	136
8.7.3	Distribuidora de Gás.....	137
8.8	ANEXO VIII.....	138
8.8.1	Premissas Macroeconômicas.....	138
8.8.2	Hipóteses Tributárias.....	139
8.9	ANEXO IX.....	141
8.10	ANEXO X	143

ÍNDICE DE FIGURAS, GRÁFICOS E TABELAS

FIGURA 1: A ÁREA DE <i>PROJECT FINANCE</i> NO BANCO.....	5
GRÁFICO 1: TRANSAÇÕES DE <i>PROJECT FINANCE</i> EM PAÍSES EM DESENVOLVIMENTO (1994-98).....	8
TABELA 1: PRINCIPAIS PATROCINADORES DE <i>PROJECT FINANCE</i> (DE 1992 ATÉ SETEMBRO DE 1995).....	10
TABELA 2: PRINCIPAIS INVESTIDORES EM <i>PROJECT FINANCE</i> DE 1995 ATÉ MARÇO DE 2000.....	11
TABELA 3: PRINCIPAIS BANCOS FINANCIADORES EM 1995.....	11
TABELA 4: MAIORES INVESTIMENTOS ATRAVÉS DO <i>PROJECT FINANCE</i> (ATÉ 1998).....	22
TABELA 5: PANORAMA DO <i>PROJECT FINANCE</i> EM 1997 E 1998.....	23
TABELA 6: SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO EM 30/06/99.....	31
GRÁFICO 2: COMBUSTÍVEIS UTILIZADOS NAS TÉRMICAS NO BRASIL.....	38
FIGURA 2: O MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA.....	42
GRÁFICO 3: NÚMERO DE CONTRATOS NO MERCADO À VISTA NA ARGENTINA ENTE 1993 E 1997.....	47
FIGURA 3: FLUXO DA ENERGIA DE ITÁ.....	50
TABELA 7: USOS E FONTES DO PROJETO DE ITÁ.....	54
TABELA 8: CUSTOS OPERACIONAIS UTILIZADOS NO MODELO DE ITÁ.....	59
TABELA 9: ANÁLISE DE SENSIBILIDADE 1 PARA O MODELO DE ITÁ.....	63
TABELA 10: ANÁLISE DE SENSIBILIDADE 2 PARA O MODELO DE ITÁ.....	63
TABELA 11: OS MAIORES CONSUMIDORES DE ELETRICIDADE DO BRASIL.....	66
GRÁFICO 4: CONSUMO DE ENERGIA (Mcal) POR COMBUSTÍVEL NA CSN (%).....	67
GRÁFICO 5: COMPOSIÇÃO DOS CUSTOS DE UMA TONELADA DE AÇO DA CSN (%).....	67
TABELA 12: PARÂMETROS DO CONSUMO DE ELETRICIDADE DA CSN.....	72
TABELA 13: TARIFAS DE FORNECIMENTO DE ELETRICIDADE DA LIGHT PARA A CSN (1999).....	73
TABELA 14: DETERMINAÇÃO DA TARIFA MÉDIA DE ENERGIA PAGA PELA CSN À LIGHT.....	73
TABELA 15: PROJEÇÃO DA TARIFA MÉDIA DE ENERGIA.....	74
TABELA 16: PROJEÇÕES DE CONSUMO DE ENERGIA DA CSN.....	75
GRÁFICOS 6 E 7: INDICADORES DE QUALIDADE DE FORNECIMENTO DE ENERGIA DA LIGHT PARA A CSN.....	77
TABELA 17: PROJEÇÃO DOS INDICADORES DE QUALIDADE DA LIGHT.....	78
GRÁFICO 8: MARGEM DE CONTRIBUIÇÃO MÉDIA DA PRODUÇÃO DA CSN.....	79
GRÁFICO 9: MARGEM DE CONTRIBUIÇÃO POR HORA NA PRODUÇÃO DA CSN.....	80
TABELA 18: PROJEÇÃO DE MARGEM DE CONTRIBUIÇÃO DA PRODUÇÃO DA CSN.....	80
TABELA 19: INVESTIMENTOS DA CSN NA USINA DE ITÁ.....	81
TABELA 20: CÁLCULO DA TIR DO PROJETO DE ITÁ.....	81
TABELA 21: DEGRADAÇÃO ANUAL DA USINA DE COGERAÇÃO.....	95
TABELA 22: USOS E FONTES DO PROJETO DA USINA DE COGERAÇÃO.....	97
TABELA 23: CUSTOS OPERACIONAIS UTILIZADOS NO MODELO DA USINA DE COGERAÇÃO.....	100
TABELA 24: PERÍODOS DE DEPRECIAÇÃO E AMORTIZAÇÃO DOS ATIVOS DA USINA DE COGERAÇÃO.....	101
TABELA 25: RESULTADOS DO CASO BASE DO MODELO DA USINA DE COGERAÇÃO.....	105
TABELA 26: TAXAS DO MERCADO FINANCEIRO DESDE 1997.....	106
TABELA 27: RESULTADOS DA SENSIBILIDADE 1 DO MODELO DA USINA DE COGERAÇÃO.....	107
TABELA 28: RESULTADOS DA SENSIBILIDADE 2 DO MODELO DA USINA DE COGERAÇÃO.....	108
TABELA 29: RESULTADOS DA SENSIBILIDADE 3 DO MODELO DA USINA DE COGERAÇÃO.....	109
GRÁFICO 10: DISTRIBUIÇÃO DA GERAÇÃO POR FONTE DE ENERGIA.....	120
TABELA 30: POTÊNCIA INSTALADA EM ALGUNS PAÍSES.....	120
TABELA 31: CÁLCULO DO BETA DO SETOR ELÉTRICO.....	122
TABELA 32: BETA EM DIVERSOS SETORES.....	123
TABELA 33: CÁLCULO DO RISCO BRASIL.....	125
TABELA 34: PRINCIPAIS PRODUTORES INDEPENDENTES DE ENERGIA (ATÉ JULHO DE 2000).....	130
TABELA 35: PRIVATIZAÇÕES NO SETOR ELÉTRICO ATÉ JULHO DE 2000.....	131
TABELA 36: LINHAS DE TRANSMISSÃO INCLuíDAS PARA LICITAÇÃO (ATÉ JULHO DE 2000).....	132
TABELA 37: HIPÓTESES MACROECONÔMICAS UTILIZADAS NOS MODELOS.....	138
TABELA 38: HIPÓTESES TRIBUTÁRIAS UTILIZADAS NOS MODELOS.....	139
TABELA 39: FLUXO DE CAIXA DO PROJETO DE ITÁ.....	141
TABELA 40: PREÇOS DA ENERGIA DE TÉRMICAS EM SETEMBRO DE 2000.....	143

Capítulo 1

Introdução

1.1 APRESENTAÇÃO

É indiscutível a afirmação de que a economia brasileira está enveredando por um novo cenário, iniciado a partir da implementação do Plano Real em 1994 e a consequente estabilização dos preços. Devido à maior previsibilidade do cenário macroeconômico obtida com a redução da inflação, abre-se uma grande oportunidade para a retomada dos investimentos de médio e longo prazo, que também demandam créditos de médio e longo prazo.

Com a privatização, o investimento privado aportou recursos em áreas que eram antes exclusivas do poder público, como por exemplo o setor de infra-estrutura. O relacionamento do poder público com essas áreas e com seus investidores ganhou uma nova configuração, sendo o primeiro responsável principalmente por ditar as regras e normas que dirigem a atividade do segundo. Além disso, o poder público tem um grande papel de estimulador e catalizador de investimentos, que além de melhorarem a qualidade dos serviços prestados à população, aumentam a base de contribuição tributária.

O ambiente surgido com as privatizações e com este novo modelo de atuação do governo possibilita o grande desenvolvimento do *project finance*. O *project finance* é uma modalidade de financiamento a projetos que se caracteriza por uma alocação particular dos riscos envolvidos, principalmente devido ao fato de que a maior garantia que se obtém neste financiamento é o fluxo de caixa gerado pelo próprio projeto.

Nesta monografia, apresentarei inicialmente as principais características do *project finance*, abordando o papel desempenhado pelos participantes de um empreendimento. A identificação e análise dos riscos envolvidos e de sua forma de mitigação se configura como um dever fundamental para o desenvolvimento do *project finance*.

Com o objetivo de expor como é feita a estruturação de um *project finance*, seguem dois estudos de caso de projetos em que o Banco onde foi desenvolvido meu estágio atuou como assessor financeiro. Os dois projetos são de usinas de geração de energia elétrica: uma hidrelétrica e uma termelétrica.

Para melhor aproveitar os estudos de caso, foi necessário incluir um capítulo que contextualizasse o ambiente em que estão inseridas os projetos, o setor de energia elétrica. Este setor tem passado por diversas modificações que buscam sobretudo introduzir a

competitividade, já que até pouco tempo ele era predominantemente composto por empresas estatais. Neste capítulo, identificaremos os atores do mercado, os principais pontos da nova legislação, bem como apresentaremos os mecanismos que suportam a dinâmica do Mercado Atacadista de Energia, o MAE.

Tendo feito a introdução do setor elétrico, passaremos para os estudos de caso propriamente ditos. O primeiro estudo de caso é o do projeto da Hidrelétrica de Itá, uma usina com 1.450 MW de potência localizada no sum do país. O projeto está sendo desenvolvido pela Itá Energética S.A., uma sociedade de propósito específico cujos acionistas são CSN, Odebrecht e Cia Cimentos Itambé. Descreveremos toda a estruturação do *project finance*, abordando os principais contratos, garantias, características do financiamento, além da elaboração do modelo econômico financeiro. A partir deste modelo, foi elaborada uma análise de sensibilidades, com o intuito de verificar o comportamento do projeto frente a diferentes cenários. Por fim, foi feito um estudo que analisa o benefício trazido pelo projeto ao acionista CSN, comparando-se a taxa de retorno obtida com uma taxa de desconto que representa a rentabilidade mínima que o acionista requer para seus investimentos. Esta taxa será calculada pela metodologia CAPM¹.

O outro estudo de caso é de uma usina de cogeração com capacidade instalada de 150 MW localizada no estado de São Paulo. Analisaremos a estruturação realizada para este *project finance*, focando na elaboração dos contratos, mitigação dos riscos, características dos financiamentos e modelo econômico financeiro.

É importante salientar que os dois estudos de caso não possuem um caráter comparativo entre si. Embora consigam ser observadas diferenças fundamentais nos dois casos, principalmente por uma ser hidrelétrica e a outra termelétrica, o objetivo não é estabelecer critérios comparativos, nem de avaliação de desempenho. Analisaremos, através dos resultados das sensibilidades, o tema da regulamentação da atividade das térmicas.

O que na verdade objetivamos com a apresentação dos dois casos é demonstrar a grande flexibilidade de que se dispõe na elaboração de um *project finance*. A conclusão que queremos chegar é que o caminho para a estruturação de um *project finance* é definido pelos parâmetros e condições de contorno que exigem uma singularidade a cada projeto

¹ *Capital Asset Pricing Model*, metodologia de precificação de ativos

desenvolvido.

1.2 O BANCO

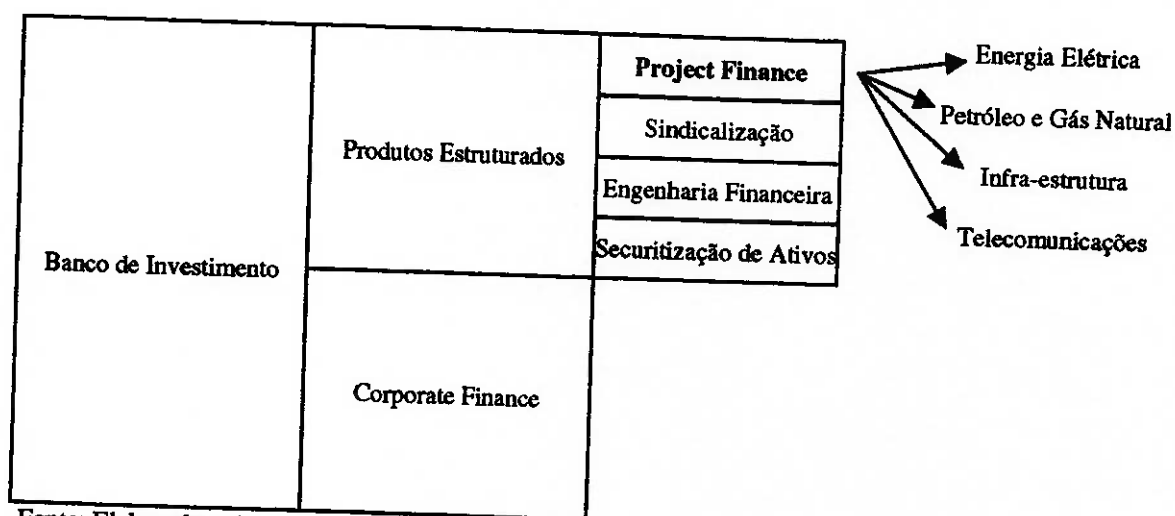
O Banco onde foi desenvolvido o estágio é um grande banco europeu, que está entre os dez maiores bancos de mundo. O total de ativos em 1999 ultrapassava os US\$ 500 bilhões, com patrimônio líquido superior a US\$ 15 bilhões. O Banco possui escritórios em 76 países, com mais de 105.000 funcionários.

O Banco possui forte atuação no Brasil e América Latina. Na região, possuía, em 1999, mais de US\$ 25 bilhões em ativos nos 13 países onde estava situado. Naquela data, somava 1.600 escritórios e emprega 20.000 pessoas.

1.3 O ESTÁGIO

O estágio foi desenvolvido na área de produtos estruturados do Banco. Esta área engloba uma série de produtos cuja principal característica é o tipo de garantias envolvidas, que são geralmente relacionadas ao produto resultante do financiamento realizado, os recebíveis futuros.

Dentro da área de produtos estruturados, temos o agrupamento por produto, sendo o *project finance* o principal produto oferecido pela área. Ainda, o agrupamento do *project finance* é dividido por setores, abrangendo Energia Elétrica, Petróleo e Gás Natural, Infra-estrutura e Telecomunicações. A figura abaixo ilustra a organização desta área do banco:

Figura 1: A Área de *Project Finance* no Banco

Fonte: Elaborado pelo Autor

O estágio foi desenvolvido no grupo de *project finance* para o setor de Energia Elétrica. A principal atribuição para a qual fui designado era de modelagem econômico financeira de projetos, compreendendo af a concepção, construção, operação, análise e atualização do modelo. Como pré-requisito para desempenhar a função de modelagem em algum projeto, deve-se conhecer toda a estruturação envolvida nele, abrangendo os contratos, garantias e características dos financiamentos. Só assim o modelo conterá todas as informações necessárias para que as projeções reflitam com a maior precisão possível a situação futura do projeto, o que é de fundamental importância para saber, em última instância, se o projeto consegue ou não repagar as dívidas.

Portanto, esta monografia será baseada na experiência adquirida durante o estágio, quando fui responsável pela modelagem dos projetos analisados nos estudos de caso apresentados mais adiante. Para oferecer um suporte teórico para o trabalho, no que diz respeito ao produto e ao setor, foi realizada uma extensa pesquisa, abrangendo diversas leituras, internet e entrevistas com profissionais da área.

Capítulo 2

Project Finance

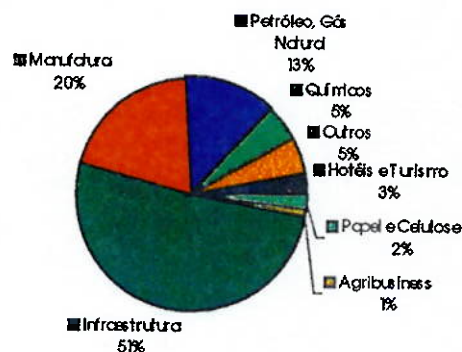
2.1 INTRODUÇÃO

A modalidade *project finance*, dentre outras inovações financeiras surgidas na década de 70, surgiu como uma resposta às demandas dos mercados financeiros por instrumentos capazes de gerarem crédito de longo prazo e de estabelecerem um novo padrão de transferência e atribuição de riscos.

Segundo Finnerty (1996), o *project finance* pode ser definido como “o levantamento de fundos para financiar um projeto economicamente separável em que os provedores dos fundos olham preliminarmente para o fluxo de caixa do projeto como a fonte primária para o serviço de seus empréstimos e prover o retorno adequado ao capital investido no projeto”.

Em suma, o *project finance* é um complexo instrumento que combina conceitos jurídicos, econômicos e financeiros de maneira a inovar o perfil dos riscos inerentes a um projeto, diluindo-os entre os diversos participantes. A começar pela separação do risco-empresa do risco-negócio, permitindo que os patrocinadores dos projetos levem fundos baseados no fluxo de caixa do projeto, sem vinculação com as empresas e instituições que possam estar envolvidas no investimento.

Geralmente, o *project finance* é utilizado nos setores de infra-estrutura, como energia elétrica (usinas hidrelétricas, termelétricas), petróleo e gás natural (poços de exploração de petróleo, refinarias, gasodutos), transportes (aeroportos, rodovias), telecomunicações (instalação de cabos, fibra ótica). O *project finance* funciona melhor com este tipo de setor porque eles podem apresentar fluxos de caixa futuros previsíveis, já que os *outputs* oriundos destes setores são facilmente comercializados e contabilizados, e que encontram compradores dispostos a fechar contratos de longo prazo. O gráfico abaixo ilustra os setores em que foram desenvolvidos *project finance* em países em desenvolvimento:

Gráfico 1: Transações de *Project finance* em Países em Desenvolvimento (1994-98)

Fonte: IFC: *Project finance in Developing Countries*

2.2 PRINCIPAIS CONCEITOS

Em qualquer processo de intermediação financeira, é de extrema importância o conhecimento do ativo ao qual o credor tem direito em caso de fracasso de projetos de investimento que estão sendo financiados.

Se o tomador de um empréstimo financeiro é uma empresa pública, o financiamento obtido tem o aval do Tesouro (conta com garantia sobre todo o valor). Diz-se neste caso que o financiamento é *full recourse*, por possuir uma garantia que independe do resultado do projeto. Por outro lado, o financiamento é dito *non recourse* quando está garantido pelo fluxo de caixa a ser gerado pelo projeto, constituindo-se assim uma operação de risco. Em face ao risco associado a financiamentos *non recourse*, desenvolveram-se práticas nas quais há garantias limitadas prestadas por seguradoras, construtoras, ou outro agente, que levam ao conceito de empréstimo com recursos limitados (*limited recourse lending*). Este último é o comumente praticado no *project finance*.

Pelo conceito de *limited recourse lending*, o crédito concedido é garantido pelo fluxo de caixa e pela estrutura contratual estabelecidos em torno do projeto, que reparte e transfere riscos entre os vários participantes do empreendimento. O objetivo é limitar os riscos assumidos por acionistas e bancos sob vários aspectos, como por exemplo estabelecendo que os contratos usualmente dêem preferência ao pagamento do serviço da dívida no fluxo

de caixa gerado. Ao reduzir os riscos, este tipo de financiamento pode gerar menores prêmios por riscos (*spreads*) quando comparados ao financiamento *non recourse*.

Os financiamentos com recursos limitados obtidos pelos participantes do capital do empreendimento não oneram os balanços das empresas, ou seja, são *off-balance sheet*. Assim, a capacidade de endividamento da empresa fica preservada para outros investimentos. Isso ocorre porque a estrutura básica de um *project finance* implica a constituição de uma sociedade de propósito específico, a SPC (*Special Purpose Company*). Esta assume o risco comercial do projeto (envolvendo os riscos associados à operação técnica do empreendimento e à comercialização do produto ou serviço resultante), é responsável pela execução e operação do projeto e contratação dos financiamentos. A constituição da SPC isola o empreendimento dos demais ativos dos participantes.

2.3 PARTICIPANTES

Uma série de participantes de distintas características e objetivos compõe uma estruturação de *project finance*.

- **Patrocinadores:** participam do negócio desde a sua concepção original, frequentemente arcando com estudos de viabilidade econômico-financeira iniciais. Seu interesse no negócio é obter retorno adequado para o investimento realizado, à luz das aplicações alternativas e do custo de oportunidade de capital. Geralmente, os patrocinadores são empresas do mesmo ramo do projeto a ser desenvolvido. A tabela seguinte contém os maiores patrocinadores de *project finance* em termos de número de projetos, de 1992 até Setembro de 1995.

Tabela 1: Principais Patrocinadores de *Project finance* (de 1992 até Setembro de 1995)

Companhia	País	N. Projetos
Compagnie Generale des Eaux	França	74
Cable and Wireless Pic.	Inglaterra	49
WMS Technologies	EUA	39
Lyonnaise des Eaux	França	38
France Telecom	França	34
Sprint Corp.	EUA	33
Cox Cable Communications	EUA	31
AT&T	EUA	30
Comcast	EUA	29

Fonte: Banco Mundial

- **Construtores:** buscam, em essência, a realização da obra, pelo qual receberão um pagamento. Muitas vezes, a fim de auferir um rendimento adicional, chegam a participar do capital da SPC.
- **Fabricantes de equipamento:** tem interesse em fornecer os equipamentos necessários para a construção do empreendimento.
- **Governo:** almeja viabilizar um projeto que, sem a participação do setor privado, não poderia ser concretizado no tempo desejado pelo governo e pelos beneficiários. O projeto deve trazer benefícios para a população em termos de qualidade e preço do serviço/produto resultante, além dos empregos gerados durante sua construção. A natureza de uma concessão garante que o ativo objeto da concessão vai para a mão do estado caso não performe sua atividade em consonância com estes objetivos.
- **Investidores:** analogamente aos patrocinadores, buscam uma taxa de retorno segura e adequada frente às aplicações alternativas. Merece destaque o interesse dos fundos de pensão que, pela natureza de suas aplicações e portfólios, constituem investidores preferenciais para esse tipo de investimento, cuja remuneração se dá a longo prazo,

associada a um fluxo firme de rendimentos. Como exemplo, podemos mencionar os principais investidores participantes de transações envolvendo o BID até 31 de março de 2000, mostrados na tabela abaixo:

Tabela 2: Principais Investidores em *Project Finance* de 1995 até Março de 2000

Instituição	Montante (US\$ 000)
Teachers	80.968
ING Investment Center	61.993
Prudential	61.600
Providian	45.186
GE Capital Assurance	42.396
Alliance	36.136

Fonte: IFC

- **Sistema Financeiro:** os bancos buscarão a participação no negócio de acordo com as avaliações de risco e crédito. É de primordial importância a atuação de bancos de fomento (BNDES por exemplo). A tabela seguinte mostra os maiores provedores de financiamento através do *project finance* em 1995:

Tabela 3: Principais Bancos Financiadores em 1995

Instituição	N. Empréstimos	Valor (US\$ milhões)
Chemical Bank	518	389,8
JP Morgan	260	294,0
NationsBank	156	292,2
Bank of America	394	280,2
Citicorp	416	277,7

Fonte: Investment Dealer Digest

- **Agências Multilaterais:** em geral, entram apoiando e concedendo créditos quando os fornecedores de equipamentos são naturais de seu país de atuação. São exemplos o Eximbank dos Estados Unidos e o JPIC do Japão.
- **Seguradoras e Agências de *Rating*:** respectivamente, entram para garantir e assegurar diversos contratos ou avaliar o risco de crédito da operação. Está em crescimento a atuação de instituições que cobrem a operação de seu risco político.

2.4 RISCOS ASSOCIADOS

A estruturação e montagem de um *project finance* requer uma atividade de identificação, análise e avaliação de seus riscos. Esta atividade possui um caráter condicionante ao se considerar sua característica principal de constituir um financiamento de longo prazo exclusivamente baseado na avaliação de méritos de um empreendimento, ou seja, sua capacidade de geração de caixa para o pagamento das obrigações do financiamento.

O estudo dos riscos potenciais é condição precedente para que se crie uma estrutura de mitigação dos mesmos. Os contratos que alocam riscos ligados a um projeto a um determinado agente ou agentes e definem os direitos à compensação são elementos fundamentais do *project finance*. A alocação eficiente dos riscos, embora possa acarretar atrasos e pesados custos legais, é essencial para viabilizar o financiamento de uma operação.

Tinsley (1994) identifica dois tipos de riscos envolvidos no *project finance*: riscos associados ao país (ambiente macroeconômico) que ganha extrema importância por se tratar de operações de longo prazo; e riscos associados ao projeto propriamente dito. Dentre outros, seguem alguns dos seguintes riscos da primeira categoria acima mencionada:

- **Risco-país:** intimamente ligada às condições políticas e ambiente macroeconômico do país onde se desenvolve o projeto. A partir do exame das condições de estabilidade macroeconômica, das políticas monetária, cambial e anti-inflacionária, os investidores (externos) estabelecem suas prioridades em relação a cada país que demanda investimentos.

- **Risco político:** refere-se à expropriação, confisco, nacionalização, perda total ou parcial em decorrência de atos do governo hospedeiro que possam reduzir ou eliminar a propriedade, controle ou direitos daquele investimento. O risco político pode ser atenuado tomando-se recursos para o projeto junto a órgãos como o Banco Mundial, Banco Interamericano de Desenvolvimento, que geralmente emprestam dinheiro para muitos governos, ou bancos de fomentação locais, como é o caso do BNDES no Brasil.
- **Risco cambial:** refere-se ao risco de desvalorização de moedas domésticas. Os investidores externos calculam seu retorno em moeda estrangeira, portanto uma desvalorização cambial diminuiria esse retorno. Para investimentos de curto prazo, pode-se encontrar proteção contra desvalorização no mercado futuro de moedas. Entretanto, para fluxos de longo prazo como no *project finance*, o mercado futuro exigiria tamanho prêmio por tomar um risco cambial de tantos anos que provavelmente inviabilizaria o empreendimento. O que alguns governos tem feito para proteger os investidores sujeitos ao risco cambial é por exemplo indexar o *output* do projeto à variação cambial, assim caso ocorra uma valorização da moeda estrangeira, esta pode ser repassada adiante ao consumidor. Como veremos no capítulo 5, onde é apresentado um estudo de caso de uma usina térmica desenvolvida via *project finance*, hoje no Brasil está se discutindo a questão da indexação cambial para a energia gerada através da combustão do gás natural. Isto porque o gás natural é um insumo corrigido trimestralmente pela variação cambial, e se permite o repasse do custo do gás à tarifa de energia, no entanto, com revisão anual. O risco cambial está no descasamento das datas de reajuste, pois a revisão anual pode ser muito prejudicial ao projeto dependendo da magnitude da desvalorização.
- **Risco de força maior:** risco de que um determinado evento possa prejudicar ou impedir a operação adequada do projeto. Este evento pode ser uma greve de funcionários, incêndio, guerras, atos de terrorismo, catástrofes da natureza, como terremotos, maremotos, etc.

A segunda categoria de riscos existentes são os riscos do projeto propriamente dito. Finnerty (1996) e Tisley (1994) identificam os seguintes:

- **Risco de construção:** refere-se ao risco de um projeto não vir a ser concluído ou que apresente atrasos em relação ao cronograma previsto. A ocorrência de condições desfavoráveis para a continuação da construção está ligada a estudos de viabilidade inadequados, planejamento dos trabalhos ineficiente ou mesmo técnicas de construção deficientes. Associado à estas condições está um sobrecusto, que dependendo do montante pode inviabilizar a conclusão da obra. É comum em *project finance* a existência de uma garantia de compleição para mitigar o risco de construção. A garantia de conclusão é dada pelos patrocinadores, que se responsabilizam por cobrir qualquer sobrecusto ocorrido na construção. Outra alternativa é se negociar o contrato de construção com uma boa margem de contingências, que em alguns casos pode chegar até 15% do custo total da obra. Outro exemplo de mitigação deste risco é a proteção via apólice de seguro, como o observado no projeto da Usina Hidrelétrica de Itapebi, na Bahia, em que os patrocinadores providenciaram uma apólice de seguro que, na ocorrência de um sinistro na obra que pudesse afetar o cronograma, cobriria os sobrecustos decorrentes. O limite de indenização desta apólice era praticamente igual ao total do custo da obra, o que eliminou o risco de construção daquele projeto, mediante o pagamento de um alto prêmio à seguradora.
- **Risco de operação:** após a conclusão das obras e o início da operação, o maior risco para um projeto advém da operação do mesmo, para que o empreendimento produza seus *outputs* em conformidade com o planejado, e que assim gere o caixa necessário para o pagamento de suas obrigações. A mitigação deste risco ocorre com a contratação de um operador experiente, cujo dever de operar adequadamente é estabelecido em um contrato de Operação e Manutenção.
- **Risco de fornecimento de matéria prima:** especialmente em relação a projetos de exploração de recursos naturais, há o risco de que esses recursos, matérias primas ou outros fatores de produção se tornem indisponíveis durante a vida do projeto. Em projetos de campos de exploração de petróleo, a análise deste risco é muito importante, uma vez que a quantidade de petróleo a ser prospectada não é conhecida. Por isso, os patrocinadores exigem diversas perfurações na superfície do campo antes de iniciar os investimentos maciços de prospecção. Até então, as projeções financeiras são realizadas em base probabilística.

- **Risco econômico:** ainda que o projeto esteja operando normalmente, há o risco de que o produto ou serviço gerado por ele não encontre grande demanda no mercado, podendo até comprometer o pagamento das obrigações do empreendimento. Isto pode ocorrer também por um aumento nos custos operacionais do projeto, que elevariam o preço de venda caso a demanda não esteja contratada, ou fariam o projeto operar com margem negativa, caso a demanda esteja contratada a preço fixo, ambas situações prejudiciais ao desenrolar do projeto.
- **Risco financeiro:** se uma parcela do financiamento contratado para a construção do projeto consistir em dívidas a taxas de juros flutuantes, há o risco desta taxa subir e colocar em risco o pagamento do serviço da dívida. Aqui, a mitigação ocorre com a contratação de instrumentos financeiros, como os *swaps*, que são mecanismos de troca de um indexador, geralmente de flutuante para fixo. Os *swaps* são feitos por instituições financeiras, que recebem uma comissão pela operação.
- **Risco ambiental:** refere-se ao risco de o projeto vir a causar problemas ambientais, como poluição da atmosfera ou poluição sonora. No caso de usinas hidrelétricas dotadas de reservatórios, a área alagada deve ser amplamente estudada e deve-se tomar providências como remoção de fauna e flora da área atingida, estudos de impacto ambiental, escavações arqueológicas e de minerais, etc. No caso de termelétricas a gás natural, a emissão do gás residual NOx é legalmente limitada, sendo um fator crítico para obtenção de licença ambiental para operação comercial.
- **Risco tecnológico:** ocorre quando a tecnologia empregada demonstra ser inapropriada, não se apresenta conforme às especificações ou torna-se prematuramente obsoleta. Em áreas onde as evoluções tecnológicas ocorrem mais rapidamente este risco é considerado com atenção. Exemplo encontra-se em *project finance* no setor de telecomunicações, cuja tecnologia evolui velozmente. Nestes casos, muitas vezes se considera na estruturação um investimento posterior a título de readequação e atualização tecnológica.

2.5 CONTRATOS E SEGUROS

Em um *project finance*, as obrigações contratuais são elaboradas de forma a reduzir ou até eliminar muitos dos riscos identificados acima. Desta maneira, ocorre um fortalecimento do crédito de um projeto, favorecendo, assim, sua implantação. Os principais contratos serão descritos a seguir:

- **Contrato de Concessão:** geralmente concedido pelo governo do país hospedeiro, define responsabilidades à SPC e critérios de fixação da tarifa. A possibilidade de cassação da concessão também é prevista no contrato, condicionado a performance adequada do projeto em relação ao benefício trazido por este à população.
- **Contrato de Construção:** estabelecido entre a SPC e as empreiteiras, este contrato é comumente assinado na modalidade EPC (*Engineering, Procurement and Construction* – Engenharia, Fornecimento e Construção). O EPC tem um preço fixo, uma data limite para a entrega além de algumas outras datas indicativas (*milestones*), e nele são definidas sanções caso ocorra descumprimento dos prazos, custos e exigências de qualidade. Todos os equipamentos necessários para a obra são compreendidos no EPC, e este é indiscutivelmente o maior e mais custoso dos contratos em um *project finance*.
- **Contrato de Fornecimento:** é o contrato de venda de longo prazo do *output* do projeto, que garante o fluxo de recursos para que o projeto possa, durante sua operação normal, gerar caixa para o pagamento de suas obrigações. Em alguns casos, este contrato pode ser do tipo *take or pay*, ou seja, o comprador garante a compra de um mínimo do insumo produzido pelo projeto.
- **Contrato de Abastecimento:** em caso de fornecimento de matéria prima essencial ao projeto (por exemplo gás natural em termelétricas), estabelece-se um contrato *supply or pay*, com compromisso do fornecedor de pagar custos adicionais na situação de se necessitar de uma fonte alternativa.
- **Contrato de Operação:** firmado entre a SPC e um operador especializado em gerir o empreendimento quando pronto. Pode-se fixar metas de desempenho e produtividade. Muitas vezes este contrato engloba também atividades de manutenção, objetivando

manter o projeto em condições de operar adequadamente.

- **Contrato de Acionistas:** assegura a prioridade do serviço da dívida sobre a remuneração para os acionistas. A SPC deve ser uma sociedade por ações para possibilitar que estas possam ser caucionadas e oferecidas como garantia.
- **Contratos relativos ao serviço da dívida:** definem a situação de prioridade do pagamento do serviço da dívida sobre outros pagamentos, bem como limitam a responsabilidade dos acionistas ao capital integralizado na SPC, sendo seus patrimônios pessoais ou empresariais não executáveis.

Estes são os principais contratos, que aparecem em praticamente todas as operações de *project finance*. No entanto, como cada operação tem suas peculiaridades, podem existir diversos outros contratos para estabelecer direitos e deveres frente a diferentes aspectos que afetam diretamente os empreendimentos.

Segundo Moreira (1999), um instrumento muito utilizado no *project finance* por se tratar de um eficiente mitigador de riscos é a contratação de seguros, que em alguns casos é até uma exigência dos credores. Os seguros proverão recursos para a restauração do projeto em casos de força maior, fazendo com que o projeto permaneça como entidade operacional viável. A proteção do seguro torna-se essencial quando a ocorrência de um sinistro pode refletir no fluxo de caixa, colocando em risco o repagamento das dívidas.

A existência de uma forte base de seguros contra risco político é uma característica distintiva do *project finance*. Uma série de agências bilaterais cobrem riscos políticos e soberanos associados a investimentos externos, como a OPIC (*Overseas Private Investment Corp.*, dos EUA), ECGD (*Export Credits Guarantee Department*, do Reino Unido) e Conafe (França). Um papel importante tende a ser desempenhado pela MIGA (*Multilateral Investment Guarantee Agency*), subsidiária do Banco Mundial criada em 1988 para atender operações não cobertas por agências bilaterais. A MIGA concede seguros contra guerra civil, expropriação, conversão cambial, entre outros eventos.

2.6 A ESTRUTURA DE CAPITAL E ENDIVIDAMENTO

Como vimos, o *project finance* se caracteriza pela complexa estruturação e alocação de riscos, de maneira a evitar a perda financeira de recursos aplicados no projeto. A injeção de recursos no projeto pode se dar basicamente por três fontes: capital dos acionistas, financiamentos de terceiros, e geração de caixa do próprio projeto.

O capital integralizado pelos acionistas da SPC é um requisito indispensável na viabilização de uma estrutura de financiamento necessária para a fase de construção. Ele representa o comprometimento dos empreendedores com o projeto, em geral envolvendo de 10 a 50% do total de recursos necessários. Essa base de capital é importante para que os credores percebam o real comprometimento dos acionistas com o risco do projeto.

Os recursos provenientes de financiamento representam geralmente a maior parte dos investimentos e são responsáveis pela alta alavancagem, característica marcante do *project finance*. A percentagem de dívidas em um projeto pode variar de 50 a 90% do total de recursos necessários para a construção do empreendimento.

Existem dois tipos principais de dívidas, cuja diferenciação se dá na prioridade de repagamento. A dívida sênior tem seu serviço priorizado em relação à outras dívidas e a remuneração de acionistas (dividendos e juros sobre capital próprio). A taxa de juros é mais baixa devido ao menor risco de crédito. Os credores da dívida sênior são bancos comerciais ou de desenvolvimento. O segundo tipo de dívida, a subordinada, tem seu serviço pago depois que as obrigações do projeto com a dívida sênior tiverem sido honradas e antes da remuneração dos acionistas, e é composto basicamente por instrumentos financeiros, como debêntures, *commercial papers*, entre outros.

Por sua vez, os recursos provenientes de geração de caixa do próprio empreendimento representam uma transição entre o período puramente de construção e o período de operação. Ou seja, alguns empreendimentos são capazes de gerar caixa quando ainda não estão completamente concluídos. Este caixa pode ser utilizado para o pagamento dos custos operacionais e para o pagamento do serviço da dívida, mas dificilmente será utilizado para financiar o término da obra, já que possui um caráter informal ou mesmo é proveniente de testes antecessores à operação comercial de escala.

As três fontes de recursos acima citadas são as mais clássicas. A lista é não exaustiva, ou seja, dependendo da configuração do projeto, podem ser utilizadas outras fontes de recursos. O *project finance* tende a ganhar muito com a diversificação dos instrumentos utilizados no financiamento dos projetos, já que confere uma maior flexibilidade na sua estruturação.

Uma das tendências de financiamento que têm sido observadas é a utilização de empréstimo entre companhias (*intercompany loan*). Neste caso, os acionistas da SPC são credores de um financiamento ao projeto. A vantagem para os acionistas é que o pagamento do serviço da dívida, executado após o pagamento do serviço da dívida sênior, funciona como uma remuneração para o capital.

Um exemplo comum de financiamento, que tem sido usado em projetos que encontram alguma dificuldade em mitigar um dos riscos identificados anteriormente, é o empréstimo ponte. O empréstimo ponte é uma dívida de curto prazo, cujo credor é algum banco comercial que provavelmente está atuando no projeto com outro financiamento, e enxerga a necessidade de se oferecer uma linha de crédito de curto prazo que ofereça fôlego ao projeto para que venha a ser concluído, gere caixa e cumpra o serviço da dívida principal.

Segundo Guilherme Alice², no Brasil tem sido utilizado como instrumento de financiamento a emissão de debêntures. Como exemplo, ele lembra o projeto da Hidrelétrica de Itapebi, na Bahia. O financiamento deste empreendimento se configura como 30% de capital, 35% de empréstimo do BNDES (dívida sênior) e 35% de emissão de debêntures. A particularidade fica a cargo da existência de uma opção de venda das debêntures ao BNDES três anos após a emissão. Em outras palavras, o debenturista que compra o título na data da emissão ou no mercado secundário tem a opção de vender este título ao BNDES a partir do terceiro ano. Segundo o Sr. Alice, com esse mecanismo, o valor de prêmio pela percepção do risco deste papel cai muito, já que há um mercado garantido (BNDES), com preço estabelecido e prazo mais curto, o que confere maior conforto para reter o título.

Outro ponto importante a ser frisado em relação à estrutura de capital em um *project*

² Entrevista realizada pelo Autor com Guilherme Alice, chefe da área de *project finance* de um banco com forte atuação no produto

finance é o pagamento de juros dos empréstimos ainda durante a construção. A injeção de financiamento ao empreendimento ocorre quando o projeto está em construção e obviamente não está gerando receita. Embora se observe prazos de carência para o início da amortização do principal, muitas vezes a incidência de juros no montante aportado obriga os acionistas a assumirem o pagamento destes valores, uma vez que nenhuma fonte de recursos, como bancos por exemplo, irão permitir a utilização dos recursos do financiamento para o pagamento dos juros do próprio financiamento. Para amenizar o efeito dos juros no fluxo de caixa dos acionistas do projeto, utiliza-se um mecanismo de capitalização dos mesmos (incorporação ao montante total, que será amortizado após o período de carência).

2.7 VANTAGENS E DESVANTAGENS

Skilnik (1995) e Finnerty (1996) reconhecem a existência de vantagens e desvantagens do *project finance* em relação a um financiamento corporativo tradicional. A seguir, mostraremos as principais vantagens, segundo estes autores, da utilização do *project finance* como uma forma de financiar um projeto:

- **Financiamento não recursivo de empréstimos:** como visto, um financiamento é dito não recursivo quando o empreendedor não possui a obrigação de garantir o pagamento das dívidas contraídas para a construção do projeto se o mesmo demonstrar a impossibilidade para tal. Desta maneira, há uma diminuição das responsabilidades dos patrocinadores em relação à seus projetos. Como vimos, a ocorrência do financiamento com recursos limitados se diferencia do não recursivo pela existência de uma garantia parcial, dada por terceiros (geralmente seguros). Nesta modalidade, a análise de crédito a um empreendimento também se baseia no fluxo de caixa futuro do projeto.
- **Tratamento contábil das dívidas:** no *project finance*, a dívida contraída para a construção do projeto não impacta o balanço patrimonial dos patrocinadores do mesmo. Como geralmente são quantidades vultuosas, pois os projetos são grandes e a alavancagem também, pode-se dizer que o reflexo no balanço seria desastroso para a empresa patrocinadora. Isto porque um balanço alavancado encarece ou até mesmo

impede a contração de futuros empréstimos, que poderiam servir para expansão da linha de produção da própria empresa, por exemplo. Como a percepção do risco de crédito da empresa fica elevado, pedir-se-ão maiores prêmios para suportar este risco, aumentando assim as despesas com juros.

- **Taxas de juros mais atrativas:** do ponto de vista do agente financiador, um projeto pode ter uma análise de crédito mais satisfatória do que seu patrocinador. Assim, pode obter taxas de juros mais atrativas do que o patrocinador conseguiria se fosse desenvolver o projeto internamente, *on-balance sheet*. No entanto, este caso não é o padrão do *project finance*, já que, como já dito, um financiamento não recursivo (ou limitado) é realizado com maiores taxas de juros do que um financiamento corporativo padrão.
- **Nível de taxa de retorno satisfatório:** com a grande alavancagem que se consegue em um *project finance*, o aporte de capital por parte dos patrocinadores é pequeno. Logo, com aporte de capital inicial menor, mais rápido se recupera o investimento, e maior a taxa de retorno, mesmo se sabendo que, tradicionalmente, os setores em que se desenvolvem *project finance* não são de alto retorno, sendo mais procurado por investidores conservadores (por exemplo, fundos de pensão). Assim, o desenvolvimento de um empreendimento nesta modalidade pode oferecer taxas de retorno condizentes com as metas de rentabilidade dos empreendedores.

Em contrapartida, o *project finance* também possui desvantagens para seus praticantes, como as que se seguem:

- **Demora para fechamento:** o equacionamento de todos os riscos inerentes aos projetos leva muito tempo, pois as negociações são demoradas e desgastantes. A alocação de riscos entre empreendedores, financiadores, construtores, operadores costuma ocorrer lentamente, sendo a administração de conflitos na base “toma lá da cá”, como no jargão comum nas mesas de negociação (significa que para se conseguir avançar em algum ponto, deve-se ceder e abrir mão de outro).
- **Custos de financiamento superiores:** da mesma forma que é demorado e desgastante, a negociação de um *project finance* gera custos elevados, como uma forma de compensação para a assunção de riscos do projeto. Além disso, como já frisado, a

natureza de recursos limitados, com garantia apenas através do fluxo de caixa futuro, tende a aumentar a percepção de risco, e eleva o prêmio demandado por risco exigido nos empréstimos.

2.8 EXEMPLOS DE PROJECT FINANCE

2.8.1 Project Finance no Mundo

O *project finance* surgiu na década de 70 como um instrumento capaz de gerar crédito de longo prazo e estabelecer um novo padrão na alocação de riscos. Sua utilização inicial se deu basicamente nos países desenvolvidos, para viabilizar projetos nas áreas de infraestrutura e telecomunicações. Só nos Estados Unidos, entre 1984 e 1995, foram desenvolvidos 113 projetos, a maior parte no setor de energia, já que neste país a desregulamentação do setor para atingir um mercado competitivo ocorreu há mais tempo. A tabela abaixo mostra os maiores investimentos já realizados via *project finance*:

Tabela 4: Maiores Investimentos Através do *Project finance* (até 1998)

País	Projeto	Setor	Custo (US\$ milhões)
França-Inglaterra	Channel Tunnel	Transportes	19.000
Taiwan	Taipei mass transit system	Transportes	17.000
Japão	Kansai Intl Airport	Transportes	15.000
Europa	Concert Telecom	Telecomunicações	5.300

Fonte: Banco Mundial

No entanto, foi a partir da década de 90 que o *project finance* passou a ser utilizado nos chamados países em desenvolvimento. Segundo Anayotos (1994), foi a confiança crescente na economia destes países e a maior integração global que contribuiu para o grande fluxo de investimentos, que patrocinou o desenvolvimento de vários projetos na modalidade de *project finance*.

Este entusiasmo em relação aos países em desenvolvimento diminuiu significativamente a partir da crise no Sudeste Asiático, em meados de 1997. A crise causou a desvalorização do câmbio em diversos países daquela região e prejudicou a percepção de risco de vários outros, espantando grande quantidade de investidores. A tabela a seguir mostra a retração do *project finance* em função da crise asiática:

Tabela 5: Panorama do *Project finance* em 1997 e 1998

Região	Projetos 1997	Projetos 1998	Valor (US\$ milhões) 1997	Valor (US\$ milhões) 1998
Europa	207	104	81.703	26.173
Ásia	191	63	58.405	27.477
América Latina	105	49	41.610	33.554
América do Norte	75	33	28.400	15.033
Oriente Médio e Norte África	35	14	22.876	7.169
África sub-sahariana	11	8	3.429	2.114
TOTAL	624	271	236.423	111.520

Fonte: IFC

Como vemos, o maior fluxo de investimentos está intimamente ligado à melhor situação econômica do país em que se desenvolve o projeto. No final da década de 90, com as sucessivas crises que abalaram os mercados financeiros mundiais, em especial nos países em desenvolvimento, como Rússia, Tailândia e Argentina, o *project finance* não pode ser utilizado em grande escala como nos anos anteriores. A seguir, será retratado a situação do *project finance* no Brasil.

2.8.2 Project Finance no Brasil

A história do *project finance* no Brasil é particularmente recente. O Brasil não compartilhou da euforia do *project finance* do começo da década de 90, basicamente por causa da instabilidade econômica, com a inflação beirando 30% ao mês. Com o Plano Real, a partir de 1994, criou-se o mínimo de condições para a implantação de projetos financiados via *project finance*. Isto porque com a inflação controlada e a economia estabilizada, consegue-se obter maior previsibilidade em relação ao fluxo de caixa futuro do projeto, que é, como vimos, a garantia condicionante do *project finance*.

Descreveremos a seguir alguns dos principais projetos que se utilizaram do *project finance* para serem desenvolvidos.

- **Usina Hidrelétrica de Machadinho:** usina com 1.140 MW de potência instalada, esta usina localizada no Rio Pelotas, na divisa dos estados de Rio Grande do Sul e Santa Catarina, está sendo desenvolvida pela Alcoa Alumínio, Copel, Votorantim. Seu custo total gira em torno de US\$ 790 milhões, sendo que será financiado via BNDES, BID (US\$ 75 milhões) e debêntures. A usina deve entrar em operação em 2001.
- **Marlim:** projeto de exploração do campo petrolífero de Marlim, localizado na Bacia de Campos, no estado do Rio de Janeiro. O campo é o de maior potencial de produção no Brasil, com uma média de 500.000 barris por dia. A SPC foi criada com controle de um grupo de empresas privadas nacionais e participação do BNDESPar, e esta formou um consórcio com a Petrobras para complementar o desenvolvimento do projeto de Marlim. O consórcio estabeleceu uma estrutura para a capitalização da SPC no valor de US\$ 1,5 bilhão, sendo US\$ 200 milhões provenientes das empresas, BNDESPar e Petrobras e os restantes US\$ 1,3 bi captados com a emissão de títulos.
- **Projeto da Rodovia Castelo-Raposo:** o projeto envolve uma concessão de 20 anos para a construção, aperfeiçoamento, operação e manutenção dos 160 km da estrada, localizada no estado de São Paulo. O patrocinador do projeto, Viaoeste, é uma SPC formada por grandes empresas brasileiras que tem vasta experiência na construção de estradas. A SPC é formada pela Construtora Queiroz Galvão, Cowan, EIT, Empresa Técnica, Christian-Nielsen Engenharia e Camargo Campos Engenharia. O projeto está sendo estudado pelo BID, que avalia a liberação de US\$ 500 milhões.

- **Usina Hidrelétrica Guilman Amorim:** primeira usina hidrelétrica brasileira financiada via *project finance* a entrar em operação, em 29 de Julho de 1998. O projeto está localizado no Rio Piracicaba, estado de Minas Gerais, e possui capacidade instalada de 140 MW. Seu custo total ficou em US\$ 148 milhões, sendo que o IFC liberou US\$ 121 milhões, e o restante foi bancado pelos acionistas (Belgo Mineira e Samarco). O empréstimo do IFC foi dividido em duas partes, sendo a primeira tranche direta de US\$ 31 milhões e a segunda de US\$ 90 sindicalizada por bancos comerciais.
- **Ecovias:** financiamento para modernização e aumento de capacidade (duplicação da pista de descida) da rodovia dos Imigrantes, que liga São Paulo ao litoral paulista. O custo total do projeto é de US\$ 475 milhões, sendo que o BID fará um empréstimo direto de US\$ 75 milhões e sindicalizará outros US\$ 80 milhões.

Capítulo 3

O Setor Elétrico

3.1 HISTÓRICO DO SETOR

A história do setor elétrico no Brasil pode ser dividida em três períodos:

- Até 1934, período caracterizado pela iniciativa privada sem regulamentação;
- De 1934 a 1950, período caracterizado pela iniciativa privada com regulamentação;
- De 1950 a 1996, período caracterizado pela estatização;

A seguir, descreveremos estes três períodos.

3.1.1 Do Início até 1934

Conta-se que D. Pedro II, em visita à Exposição da Filadélfia em 1876, tomou conhecimento das invenções do engenheiro americano Thomas Edison, e convidou-o a ir pessoalmente ao Brasil mostrar tais invenções. Assim, o povo brasileiro viu pela primeira vez lâmpadas elétricas, e em 1879 foi de fato introduzido no Brasil a eletricidade, com a substituição dos lampiões a gás da Estação Central do Brasil, no Rio de Janeiro por 6 lâmpadas elétricas.

Assim, pouco a pouco, as cidades brasileiras foram se eletrificando. As primeiras usinas foram contruídas, tendo a iniciativa privada arcado com o ônus destes empreendimentos. No final do século XIX, o país possuía uma capacidade instalada de apenas 12 MW. No início do século XX, com os primeiros sinais da industrialização, surgiu a necessidade de se expandir o parque gerador. Em 1930 o país possuía 570 MW de capacidade instalada. A principal fonte de recursos que impulsionou esse crescimento foi o capital estrangeiro, através das empresas São Paulo *Light and Power*, Rio *Light* e AMFORP, no Rio Grande do Sul. É importante notar que a expansão, neste período ocorreu livremente, sem nenhuma regulamentação por parte do governo.

3.1.2 De 1934 a 1950

A revolução de 1930 é um fato importante na história econômica, política e social brasileira, pois retira do poder a tradicional oligarquia agrário-comercial para instaurar um período de modernização do estado. Getúlio Vargas assume o governo da República, cujas principais características são a renovação política e econômica, a centralização do poder e o nacionalismo. É nesse período que se inicia a industrialização brasileira propriamente dita.

Atrelada à industrialização surge a necessidade de fontes de energia capazes de impulsionar as novas tecnologias.

Em 10 de julho de 1934, é criado o Código das Águas, que dá a base para a nacionalização das riquezas do solo, estabelecendo a separação da propriedade do solo e do subsolo. Este código foi o primeiro instrumento de regulação do sistema elétrico, responsável por promover um desenvolvimento equilibrado do setor.

A regulamentação visava controlar a expansão do setor. Sendo assim, qualquer novo projeto necessitava de concessão do governo federal, posto que as fontes de energia hidráulica passaram a ser consideradas patrimônio da União. Além disso, as tarifas de energia elétrica foram fixadas para a distribuição a consumidores finais.

Já em 1938 foi criado o CNAEE, o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica, órgão do governo federal que tinha como atribuições manter estatísticas do setor e organizar a interligação dos sistemas.

3.1.3 De 1950 a 1996

Com a volta ao poder de Getúlio Vargas (agora democraticamente), vivenciou-se a adoção de uma forte política energética que privilegiava o petróleo, a eletricidade e o carvão mineral. A “eletrificação” do Brasil foi sustentada com a criação de grandes empresas estatais. Data do início deste período a criação da Eletrobrás, Cemig, CESP, entre outras.

Na década de 60 foi criado o Ministério de Minas e Energia e o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, DNAEE, em substituição ao CNAEE.

Na década de 70, a expansão encontrou seu ápice, com Itaipu, Tucuruí, Paulo Afonso, Ilha Solteira, todas imensas hidrelétricas patrocinadas com dinheiro de empréstimos estrangeiros, já que o crédito brasileiro era na época mais fácil. No entanto, no final desta década, logo após a segunda crise do petróleo, via-se um país com 32.000 MW instalados, com diversos empreendimentos paralisados e empresas endividadadas.

A crise do setor elétrico nos anos 80 foi agravada pela utilização das empresas públicas deste setor como instrumento de política econômica. Devido à dificuldade de obtenção de crédito no exterior, o governo usava estas empresas como instrumentos de captação de recursos, agravando seus endividamentos. A situação só não foi pior por causa da recessão econômica vigente na época, que freou a atividade industrial e consequentemente o

crescimento da demanda por energia elétrica.

O começo da década de 90 repetia o cenário da década anterior. No entanto, a partir de 1993, uma série de medidas tomadas favoreceram a reestruturação e reforma do setor, conseguindo-se equacionar o problema do endividamento das empresas. Muitos conceitos estavam a amadurecer, e a modernidade no setor começava a se concretizar. Em 1996, o governo federal contratou os serviços de uma consultoria, a inglesa Coopers & Lybrand, que foi responsável por desenhar a nova estrutura do setor. As privatizações no setor estavam prestes a ocorrer, e os investimentos privados davam novamente seus passos, após décadas de predomínio do investimento estatal.

As principais características do setor elétrico atual serão descritas a seguir.

3.2 O QUADRO ATUAL

3.2.1 A Reestruturação do Setor

Como foi visto, a falta de eficiência no setor elétrico levou o governo a buscar sua reestruturação. Segundo Paixão (1998), o ponto básico do projeto de reestruturação, que foi batizado de RE-SEB (Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro), era criar um ambiente competitivo, que estimulasse a busca da eficiência e qualidade, assim como assegurasse custos reduzidos. Além disso, deveria haver um incentivo a investimentos que garantissem a expansão do setor, face à iminente situação que deixaria o setor de energia na condição de gargalo do desenvolvimento econômico brasileiro. O estado praticamente falido não poderia promover sozinho a expansão da capacidade no setor, havendo a necessidade de novos investidores.

O novo modelo compreendia também, em concordância com a estratégia básica do projeto RE-SEB de incentivo à competitividade, a desestatização das empresas de energia. As empresas federais e estatais foram então incluídas no Programa Nacional de Desestatização (PND), e em 1995 a primeira empresa foi privatizada, a Escelsa, distribuidora de eletricidade do estado do Espírito Santo. Aos poucos, o papel empresarial do estado foi perdendo importância, sendo que este assume novas responsabilidades, como veremos mais adiante.

As medidas adotadas, visando à reestruturação do setor elétrico brasileiro, podem ser acompanhadas através da legislação que foi criada para tal. Abaixo, citamos a cronologia das principais leis e decretos que formalizaram o modelo.

- Lei 8681/93: eliminou as tarifas de fornecimento unificadas no território nacional, permitindo que cada concessionária propusesse suas tarifas.
- Decreto 915/93: autoriza a formação de consórcios para geração de energia elétrica
- Decreto 1009/94: cria o Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica (SINTREL), visando o livre acesso, para as empresas de eletricidade e auto produtores à rede de transmissão, composta basicamente por ativos das geradoras federais (Furnas, Chesf, Eletronorte e Eletrosul).
- Lei 9074/95: cria a figura do Produtor Independente de Energia Elétrica e define que os consumidores que podem optar por contratar seu fornecimento livremente são as concessionárias de energia elétrica e consumidores que demandam mais do que 10 MW. Em 30/06/2000, uma emenda a esta lei aumentou a base de consumidores que podem escolher seu fornecedor, ratificando que consumidores que demandam mais de 3 MW tem esse direito.
- Decreto 2033/96: regulamenta a produção de energia elétrica por produtor independente e por autoprodutor, assegurando livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição.
- Lei 9648/98: Institui o Operador Nacional do Sistema (ONS) e o Mercado Atacadista de Energia (MAE).

Pode-se perceber que a regulamentação acima vai de encontro às necessidades do setor elétrico, já que demonstram um estímulo à competição no setor, principalmente com a implementação do MAE.

A busca da competitividade também é o fator que dirige a instituição de regras de desconcentração do setor. Estas regras impoem alguns limites para participações cruzadas entre agentes de geração e distribuição, sendo que nenhum agente de geração ou distribuição pode deter mais do que 20% da capacidade instalada do mercado nacional, 25% da capacidade instalada no sistema interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste ou 35% da capacidade instalada do sistema interligado Norte/Nordeste. Se um mesmo agente atuar na

geração e distribuição, não poderá deter mais do que 30% da soma aritmética de sua participação na capacidade instalada nacional com a sua participação no mercado de distribuição nacional.

Serão explicados e discutidos mais adiante as principais características do MAE. Antes, porém, é necessário introduzir um panorama geral da dimensão do mercado de energia elétrica, apresentar os principais participantes do setor elétrico e ainda mostrar os resultados do processo de privatização.

3.2.2 Dimensão do Setor

O sistema elétrico brasileiro é dividido em dois grandes sub-sistemas interconectados. O primeiro e maior é o Sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste. O segundo é o Sistema Norte/Nordeste. Além desses, há muitos sistemas isolados, basicamente na região Norte.

O quadro abaixo ilustra a dimensão do setor elétrico dos dias de hoje, fornecendo seus principais números:

Tabela 6: Setor Elétrico Brasileiro em 30/06/99

Capacidade Nominal Instalada	63.200 MW
Geração Térmica	5.800 MW
Geração Hidráulica	57.400 MW
Potencial Hidrelétrico Total (operação, construção, inventário e estimado)	260.100 MW
Linhas de Transmissão (tensão > 230 kV)	65.458 km
Consumo de Energia Total	287.392 GWh
Número de Consumidores	44.200 mil
Consumo per capita	6.502 MWh/consumidor
Crescimento do Consumo (1990-98)	39.98%
Faturamento (1998)	R\$ 24,5 bilhões

Fonte: Eletrobrás

Pelo quadro, percebemos que 90,8% de geração elétrica é feita utilizando-se o potencial hidrelétrico dos rios brasileiros. Se comparado com outros países, conforme demonstrado no anexo I, vemos uma grande dependência à geração hídrica, que está sujeita ao risco hidrológico. Como veremos mais adiante, um dos objetivos de curto prazo da política energética do governo brasileiro é estimular o desenvolvimento de projetos de termelétricas, para aumentar a oferta de energia e diminuir o risco de que uma seca prolongada, por exemplo, possa levar ao racionamento de energia.

3.3 PARTICIPANTES

Os participantes do setor de energia elétrica se dividem basicamente em dois grupos: as empresas de energia e os órgãos reguladores. As atividades que uma empresa de energia pode desempenhar são: geração, transmissão e distribuição. No Brasil, há empresas exclusivas de uma atividade e empresas verticalizadas, que integram todas as atividades. Os órgãos reguladores são responsáveis por supervisionar, controlar e estimular o desenvolvimento do mercado de energia, sendo os principais a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), o ONS (Operador Nacional do Sistema), o MAE (Mercado Atacadista de Energia), o MME (Ministério de Minas e Energia).

3.3.1 Empresas de Energia Elétrica

No anexo IV, há uma descrição das empresas de energia mais importantes do Brasil, divididas nos ramos de atuação: geração, transmissão, distribuição e integradas.

Além disso, há no país a atuação dos Produtores Independentes de Energia. Como foi visto acima, a lei 9074/95 criou a figura do Produtor Independente de Energia, que possibilita que qualquer investidor possa, sob algum contrato de concessão ou autorização de uso, produzir energia e utilizar redes de transmissão e distribuição para comercializá-la. Assim sendo, várias empresas de consumo intensivo de energia visualizaram vantagens em possuir geração própria, e começaram a desenvolver uma série de projetos de geração de energia. Além destas empresas, companhias de distribuição, interessadas em possuir auto-geração, e

outros investidores institucionais também são patrocinadores de Produtores Independentes de Energia. No anexo IV, há um quadro que mostra os principais projetos no Brasil.

3.3.2 Agentes Reguladores

São órgãos responsáveis pela regulamentação e otimização do mercado de energia elétrica no Brasil.

3.3.2.1 Aneel

O órgão responsável pela regulação e fiscalização da geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica é a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). A Aneel é uma autarquia especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, que assume as responsabilidades do antigo DNAEE.

A Constituição Federal estabelece que cabe ao Poder Público a prestação de serviços públicos, diretamente ou sob o regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação. Entre as competências da Aneel, figuram as seguintes atividades:

- Expedição dos atos de outorga de concessões, permissões, autorizações ou prorrogações para a exploração de serviços e instalações de energia elétrica e para o aproveitamento de potencial hidrelétrico;
- Celebração e gerência dos contratos;
- Fiscalização dos serviços e instalações concedidos, permitidos ou autorizados;
- Equacionamento de conflitos entre agentes, monitorando seu comportamento de modo a privilegiar a competição, e quando necessário defender os consumidores finais;

3.3.2.2 ONS

O Operador Nacional do Sistema é uma instituição privada, estabelecida para coordenar e controlar a operação de geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados, estando sujeito à fiscalização da Aneel.

Os integrantes do ONS são representantes das empresas de geração, transmissão, distribuição, importadores e exportadores de energia elétrica e consumidores livres.

As atribuições do ONS incluem, dentre outras:

- Planejamento e programação da operação e o despacho centralizado da geração de energia elétrica para otimizar o uso dos sistemas interligados;
- Supervisão e coordenação dos centros de operação dos sistemas elétricos;
- Supervisão e controle da operação dos sistemas interligados nacionais e internacionais;
- Contratação e administração de serviços de transmissão;
- Recomendação à Aneel de ampliação das instalações da rede básica de transmissão, bem como os reforços dos sistemas existentes;
- Definição de regras de operação das instalações de transmissão dos sistemas interligados, sujeitos à aprovação da Aneel.

3.3.2.3 MAE

O Mercado Atacadista de Energia foi criado para ser o ambiente onde se processam as atividades comerciais de compra e venda de energia elétrica, por meio de contratos bilaterais e de negociações de curto prazo. Com a aprovação do Acordo de Mercado, que é um contrato multilateral que estabelece a organização e as responsabilidades dos participantes do MAE, foi determinado o princípio de auto-regulação do mercado, com a aprovação das regras pelo próprios agentes, com a homologação final da Aneel.

A implementação e operação do MAE é feita pela ASMAE (Administração de Serviços do MAE), uma sociedade civil sem fins lucrativos criada em fevereiro de 1999.

Os mecanismos e a dinâmica do MAE serão explicados mais adiante.

3.3.2.4 MME

O Ministério de Minas e Energia é o órgão do governo que coordena a atuação das entidades supracitadas. O ministro de Minas e Energia preside o CNPE – Conselho Nacional de Política Energética, que assessora a Presidência da República na formulação de políticas e diretrizes de energia. A atuação do Ministério, portanto, é dirigida mais por aspectos políticos, sendo decisões de ordem técnica tomadas em outros órgãos. Atualmente, a principal política do MME é o incentivo às usinas térmicas, como uma forma de aumentar no curto prazo a oferta de energia e assim evitar possíveis blecautes.

3.4 PRIVATIZAÇÕES E LICITAÇÕES

Com o intuito de reordenar a posição do Estado na economia, o Governo Federal instituiu, através da Lei nº 8.031/90, o Programa Nacional de Desestatização, no qual certas empresas do setor público, incluindo aquelas do setor elétrico, seriam transferidas à iniciativa privada. Muitas companhias de geração e distribuição foram ou serão privatizadas nos próximos anos. Entretanto, os ativos de transmissão, a princípio, permanecerão sob o controle do setor público, ainda que a expansão deste ramo de negócios seja via licitações.

3.4.1 Privatizações

O programa de privatizações brasileiro é um dos maiores do mundo e tem atraído uma quantidade significativa de companhias tanto nacionais quanto estrangeiras.

Desde seu início em 1995 até hoje, foram privatizadas 25 companhias, de onde se levantou um total de US\$ 24 bilhões. As principais informações destas transações estão no anexo V.

Uma característica peculiar da privatização no Brasil, como pode ser visto no anexo V, é que um número grande de investidores entrou no mercado brasileiro em formações de consórcios diferentes, formando uma complicada estrutura de relacionamentos entre as empresas. Esta estrutura complexa levou e está levando a uma instabilidade no controle das companhias, materializada em rearranjos societários, e que está sendo chamada de “segunda onda”. Os principais motivos para esta segunda onda são, segundo o analista Vittorio Perona, do banco de investimentos Dresdner Kleinwort Benson³:

- Potenciais conflitos de interesse quando um investidor participa em mais de uma empresa da mesma atividade, configurando uma concorrência;
- Saída de investidores basicamente financeiros (fundos de pensão, bancos), que possuem um horizonte de retorno do investimento menor que investidores da indústria de energia elétrica;
- Saída de investidores cujo principal negócio não é o de energia, caso esses decidam

³ Encontrado em *Brazilian Electric Sector: an Overview of the Privatization*, Março de 2000

direcionar seus recursos para seu negócio foco;

- Saída de investidores estrangeiros que não conseguiram atingir uma massa crítica do mercado que justifique a presença de longo prazo no Brasil. A longo prazo, o setor de energia elétrica brasileiro deve ser dividido entre alguns poucos grandes investidores, que crescerão basicamente através de aquisições e fusões.

Para ilustrar esta segunda onda, podemos citar a transação envolvendo a Escelsa, em que a Eletricidade de Portugal (EdP) adquiriu o controle acionário através da compra da participação da Iven e GTD, dois fundos de investimentos administrados por bancos brasileiros, que demandam um prazo de retorno menor e a rápida desmobilização de recursos.

Outra singularidade do processo de privatização foi o caso Cemig. Neste caso, houve um retrocesso, a venda foi desfeita pois o estado de Minas Gerais voltou a comprar a participação das empresas Southern e AES na Cemig. Ocorre que esta foi uma jogada puramente política do governo de Minas Gerais, advinda dos distúrbios ocorridos na economia do estado em janeiro de 1999 (moratória da dívida). Face à dificuldade de obtenção de crédito internacional após a moratória, o governo de Minas optou pela recompra da participação das empresas americanas na Cemig, assim poderia captar recursos no exterior sem a oposição que essas empresas ofereceriam. Mais uma vez, portanto, vemos o governo usar as empresas públicas para servir a interesses exclusivamente políticos, prejudicando seu desempenho e, sobretudo, os serviços por elas prestados.

3.4.2 Calendário de Privatizações

Para os próximos anos, restam algumas empresas a serem privatizadas. As empresas distribuidoras estão em um processo mais adiantado, faltando apenas seis empresas para serem vendidas: Celesc, Cepisa, Eletroacre, Manaus Energia e Ceron.

No setor de geração, há quatro grandes ativos que ainda permanecem nas mãos do estado, Furnas, CHESF, Eletronorte e CESP-Paraná, totalizando 29.677 MW. A venda de qualquer um desses ativos envolve uma grande batalha judicial, que o governo deve enfrentar contra os opositores às vendas. Para a CHESF, por exemplo, é delicado o ponto referente ao uso dos recursos hídricos em uma região de secas em que esses recursos são estratégicos. Os

opositores alegam que quem controlar a CHESF irá deter grande poder na região.

Já CESP-Paraná está encontrando dificuldades para ser privatizada dada a existência de um grande passivo, da ordem de R\$6 bilhões, originado pela construção da Usina Hidrelétrica Sergio Motta (ex-Porto Primavera). Está se discutindo a separação desta usina (e de seu passivo) do resto da empresa, mas isso tornaria a venda da usina praticamente inviável.

O caso de Furnas é talvez, em teoria, o que oferece as menores complicações. No entanto, está havendo um grande debate em relação à forma de privatização, pendendo entre a forma tradicional (venda de uma grande participação acionária por um preço mínimo fixo) e a forma pulverizada. A pulverização é uma alternativa recente, nunca testada antes no Brasil, em que as ações da empresa são ofertadas no mercado de capitais, sendo portanto diluída entre milhares de investidores. Consegue-se assim, amenizar as pressões políticas pela venda da empresa, além de fortalecer o mercado de capitais. Por outro lado, o governo pode perder um ágio que resultaria de um leilão competitivo entre grandes investidores do setor.

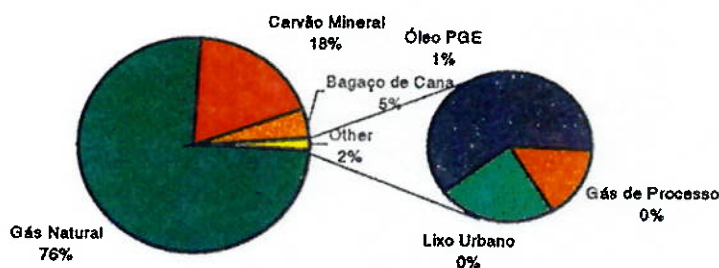
Por fim, a Copel também está na lista de empresas que devem ser privatizadas em breve, provavelmente no próximo ano.

3.4.3 Licitações

O processo de expansão do setor elétrico, como já dito, está sendo patrocinado pela iniciativa privada, através de algum dos instrumentos que transferem direitos e deveres em poder da união para os investidores, quais sejam, concessão e autorização de uso.

As usinas termelétricas são desenvolvidas sob contratos de autorização de uso assinados pela Aneel. Atualmente, 19 projetos já conseguiram a autorização da Aneel, perfazendo um total de 5.774 MW de potência instalada. O gráfico abaixo mostra a utilização de combustíveis nas térmicas em desenvolvimento, em relação ao total de potência:

Gráfico 2: Combustíveis Utilizados nas Térmicas no Brasil



Fonte: Aneel

Outros 27 empreendimentos já solicitaram a autorização e estão aguardando a assinatura da Aneel. Estes projetos totalizam um acréscimo na potência instalada de 10.559 MW, destacando a térmica paulista Santa Branca, com 1.067 MW.

Por outro lado, as usinas hidrelétricas são desenvolvidas sob contratos de concessão, sendo o poder concedente a União, via Aneel. O Programa Indicativo de Licitação de Geração 2000/2001 da Aneel lista 31 empreendimentos aproveitando recursos hídricos, que totalizam 9.587 MW de potência instalada.

Da mesma forma, a expansão da rede de linhas de transmissão também está sendo patrocinada por investimentos privados, baseado em licitações para concessão. O Programa Indicativo de Licitação de Concessões de Linhas de Transmissão da Aneel prevê a implantação de empreendimentos que acrescentarão uma extensão total de 5.069 km. No anexo V, pode-se observar estes empreendimentos.

O processo de licitação de uma linha de transmissão é singular. Tomemos como exemplo a licitação da Linha de Transmissão Taquaruçu-Assis-Sumaré, ocorrida no começo do ano 2000. O edital de licitação, publicado pela Aneel, disponibiliza todos detalhes técnicos do empreendimento, e enumera as pré-condições para que os consórcios estejam habilitados a participar da licitação. Para os consórcios habilitados, a seleção do concessionário é feita avaliando a proposta financeira do mesmo, que consiste em determinar uma percentagem sobre uma receita máxima estipulada no edital. Para a linha de transmissão em questão, a receita máxima anual era de R\$ 45,3 milhões. Foram qualificados cinco consórcios, sendo

que o vencedor, formado pela empresa americana Tyco e pela brasileira Multiservice, aceitou receber 92% da receita máxima. Os investimentos previstos na construção desta linha são da ordem de US\$ 110-120 milhões.

3.5 O MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA

Conforme vimos, em 1996 o MME e a Eletrobrás contrataram uma consultoria inglesa para realizar um estudo sobre a reforma da indústria de energia elétrica, com ênfase no desenvolvimento de um mercado competitivo. O objetivo da reforma era permitir ao governo elaborar diretrizes para a nova estrutura de regulamentação do setor, permitindo a transferência de responsabilidades pelas operações e investimentos ao setor privado.

As recomendações geradas por este estudo foram em sua grande maioria incorporadas à Lei nº 9.648, de 28 de maio de 1998, que estabeleceu o Mercado Atacadista de Energia, o MAE. O MAE substitui o sistema anterior de preços regulamentados de geração e contratos renováveis de suprimento, criando, ao contrário, um sistema onde os preços e os volumes contratados são convencionais para partes dentro do mercado competitivo. Em janeiro de 1999, a Aneel estabeleceu regras comerciais e critério de distribuição de custos para o MAE através do Acordo de Mercado, sendo que tais regras ainda não foram colocadas em operação.

3.5.1 Participantes

As partes autorizadas a participar do MAE são as seguintes:

- Titulares de concessão ou autorização para exploração de serviços de geração com capacidade instalada igual ou superior a 50 MW;
- Titulares de concessão ou autorização para exploração de serviços de comercialização com o mercado igual ou superior a 300 GWh/ano;
- Titulares de autorização para importação ou exportação de energia elétrica em montante igual ou superior a 50 MW.

Outros titulares de concessão, permissão ou autorização, conforme o caso, para exploração

de serviços de geração, comercialização e importação/exportação, além de Consumidores Livres, têm a opção de participar do MAE.

É facultada também a participação no MAE de titulares de auto-produção que possuam central geradora com capacidade igual ou superior a 50 MW, desde que suas instalações de geração estejam diretamente conectadas às suas instalações de consumo e não sejam despachadas centralizadamente pelo ONS, por não terem influência significativa no processo de otimização dos sistemas elétricos interligados.

Visando desenvolver a competição em relação à comercialização de energia elétrica e a participação da iniciativa privada no setor elétrico, a nova regulamentação introduziu o conceito de Agente Comercializador de compra e venda de energia elétrica no âmbito do MAE. Os Agentes Comercializadores podem ser:

- Concessionárias de geração desejando vender energia diretamente para consumidores finais;
- Concessionárias de distribuição e de comercialização atuando fora de suas áreas de concessão;
- Agentes de comercialização independentes.

O primeiro Agente Comercializador do setor privado, Tradener Ltda., foi autorizado pela Aneel em novembro de 1998. A Tradener é uma sociedade entre a Copel e a Logus Energia, uma firma de engenharia e produtora de energia no Paraná.

3.5.2 Contratos

Durante o período de transição (1998-2005), que permirtirá a introdução gradual da competição no setor, a aquisição e venda de energia será realizada através de contratos bilaterais (Contratos Iniciais) de fornecimento de energia elétrica. Estes contratos especificarão montantes de energia e de demanda de potência e substituirão o sistema atual de contratos de fornecimento. O propósito destes contratos é proteger as partes contra exposição ao risco de preços potencialmente voláteis no MAE. De acordo com a Resolução nº 248/98, 85% do mercado cativo das distribuidoras tem que estar contratado por meio de contratos bilaterais de longo prazo (superiores a dois anos).

Os Contratos Iniciais serão negociados com montantes de energia e de demanda de potência determinadas pelo ONS e sujeitos à homologação da Aneel. Durante este período de transição, a Aneel também será responsável pela regulamentação das tarifas aplicáveis aos Contratos Iniciais.

Durante o período de 2003 a 2005, os montantes de energia e de demanda de potência dos Contratos Iniciais deverão ser reduzidos a uma taxa de 25% do montante referente ao ano de 2002. As empresas estarão, portanto, livres para negociar novos contratos de fornecimento de energia elétrica a preços de mercado para substituir os montantes contratados. A energia excedente que não for contratada sob o sistema dos Contratos Iniciais poderá ser negociada no mercado de curto prazo.

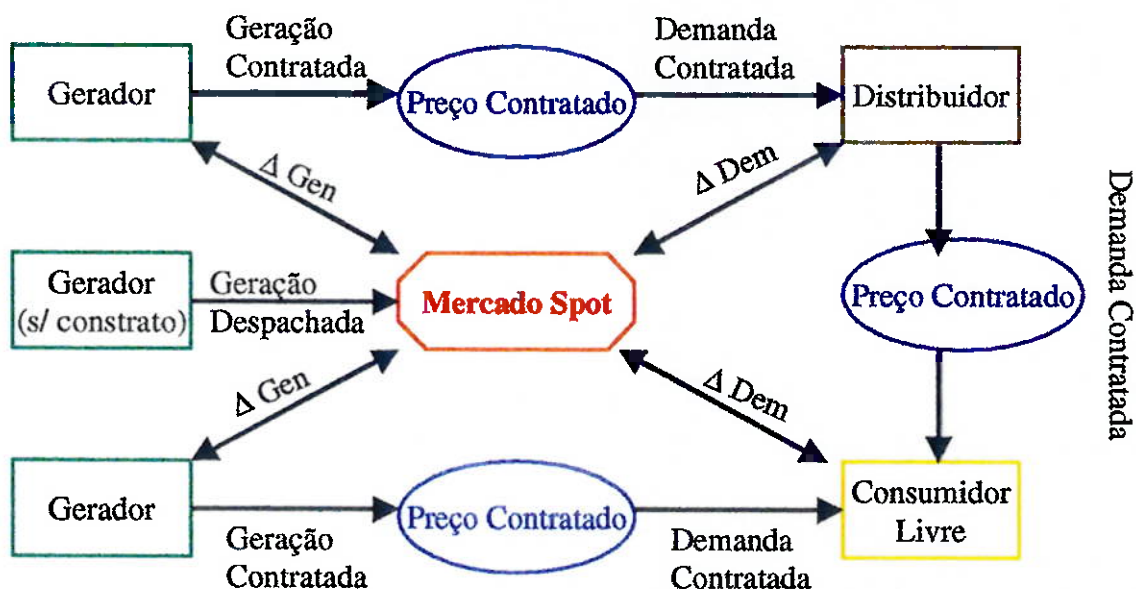
As regras do MAE não se aplicam à energia gerada por Itaipu a qual está sujeita a contratos específicos entre as concessionárias operadoras dos sistemas interligados Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Furnas ou Eletrosul, dependendo do caso, nos termos do tratado binacional celebrado em 1973 entre Brasil e Paraguai.

Durante o período de transição, a energia gerada pela Eletronuclear deverá ser comercializada, através da Eletrobrás, para as concessionárias de distribuição. Essas empresas de distribuição contratarão a energia gerada pela Eletronuclear junto a Furnas.

3.5.3 Mecanismos

A figura abaixo ilustra uma visão geral dos contratos e do mercado spot:

Figura 2: O Mercado Atacadista de Energia



Fonte: Elaborado pelo Autor

Percebemos que a diferença entre a demanda real e a demanda contratada (ΔDem) é equalizada no mercado *spot*. Isto é válido para os contratos entre geradoras e distribuidoras, distribuidoras e consumidores livres e geradoras diretamente com consumidores livres.

Da mesma forma, a diferença entre a geração real e a contratada (ΔGen) é equalizada no mercado *spot*. Acontece que a atividade de geração é muito imprevisível, dependendo de dois fatores básicos: chuvas e operação do ONS. Em períodos de seca, a geradora pode encontrar muita dificuldade para entregar a energia contratada. Além disso, o ONS pode intervir na geração de determinada usina, para privilegiar o sistema como um todo.

Para diminuir a exposição das empresas geradoras a esses fatores e fazer com que suas receitas sejam mais previsíveis, foi criado, no âmbito do MAE, o Mecanismo de Realocação de Energia, o MRE. O MRE é um mecanismo que aloca a geração entre as usinas de acordo com a energia assegurada de cada uma. Com base na soma das energias asseguradas de todas as usinas do sistema, define-se um valor de geração a atingir. Temos

então três situações possíveis:

- todas as usinas do sistema produzem menos que a energia assegurada;
- todas as usinas do sistema produzem mais que a assegurada;
- algumas usinas produzem menos e outras mais.

A primeira e a segunda situações são muito improváveis de ocorrer, e em ambos os casos o mercado à vista seria praticamente inviabilizado, no primeiro caso por preços altíssimos e no segundo caso por preços irrisórios. Mérito, então, para o conceito de energia assegurada que a Aneel estabelece para cada usina. A energia assegurada corresponde a 95% do valor de energia garantida projetada pelo ONS para uma determinada usina. O fator de redução de 5% tem como objetivo levar em consideração os riscos hidrológicos do sistema de geração. Por sua vez, a energia garantida de cada usina é fixada no nível de potência que pode fornecer com grau de certeza de 95%. Estes parâmetros são determinados através de modelos estatísticos desenvolvidos pelo ONS.

Portanto, o MRE foi criado para a terceira situação (a mais possível de ocorrer), em que algumas usinas produzem mais do que sua energia assegurada e outras menos. O MRE funciona da seguinte maneira: as usinas que produzem um volume acima da energia assegurada devem vender sua energia excedente para as usinas que não atingem tal valor. O preço desta energia é estabelecido para cobrir apenas os custos variáveis de operação, manutenção e royalties da usina com excedente. Caso a soma da energia produzida seja maior que o valor alvo do sistema, as usinas que produziram em excesso podem, após garantir que todas as outras atinjam o valor assegurado, vender a energia no mercado à vista.

Dessa maneira, o que se consegue com o MRE é uma suavização do desempenho de cada usina no sistema, principalmente das hidrelétricas, pois são estas que incorrem em riscos hidrológicos. No entanto, o MRE é também válido para as termelétricas em operação atualmente, e que participam do rateio do CCC (Conta de Consumo de Combustível).

O CCC foi criado em 1973, com a finalidade de gerar reservas financeiras para cobrir os custos dos combustíveis fósseis das usinas de energia térmica, que na eventualidade de escassez de chuvas seriam mais requisitadas.

Cada companhia elétrica deve contribuir anualmente para a CCC. As contribuições anuais são calculadas com base em estimativas do combustível necessário para as térmicas para o ano seguinte. A Eletrobrás administra a CCC e reembolsa as térmicas de acordo com a utilização de combustível.

Em fevereiro de 1998 o governo determinou a eliminação gradual da CCC. Os subsídios serão desativados durante um período de 3 anos a partir de 2002, já que o preço do combustível tende a diminuir com a rede de gasodutos (Brasil-Bolívia) que se está colocando em operação.

3.5.4 Formação de Preços e Volatilidade

O MAE é dividido em quatro submercados, e para cada um deles é calculado uma tarifa própria. Os quatro submercados são Norte, Nordeste, Sul e Sudeste/Centro-Oeste, assim divididos respeitando características particulares de transmissão de energia. Em condições normais (sem racionamento), o preço da energia no MAE é calculado da seguinte maneira:

- Calcula-se o preço à vista utilizando-se dados reais de carga e disponibilidade de geração. Esse preço é calculado de 30 em 30 minutos durante todo o dia;
- Cria-se uma programação para a distribuição de energia sem considerar restrições de transmissão dentro de cada submercado, apenas entre os submercados. Essa programação é feita privilegiando-se o despacho da energia proveniente da geração mais barata disponível no submercado. À medida que as fontes de energia mais baratas vão sendo despachadas e entregues aos consumidores, segue-se uma ordem de despachos, da mais barata para a mais cara;
- Dentro de cada submercado, o preço à vista é definido pela fonte mais cara incluída na programação acima. Ou seja, quando toda a demanda foi suprida, o preço será determinado pelo custo marginal de se produzir mais uma unidade de energia (MWh).

Em outras palavras, faz-se uma lista com a oferta de todas as fontes flexíveis de energia de cada submercado, classificada da mais barata para a mais cara. O programa do MAE contabiliza a demanda, e entrega para os consumidores a energia requerida, desde a mais barata até o abastecimento integral da demanda. O preço do último MWh fornecido será o preço fixado para aquele submercado naquele período (30 minutos).

As fontes flexíveis são aquelas que podem variar o nível de produção de energia ao longo do tempo, em um intervalo que vai desde a capacidade instalada até a paralisação da operação. As hidrelétricas são flexíveis, e várias termelétricas também, embora para algumas não seja possível ou viável a produção de baixas quantidades de energia, sendo essas chamadas de inflexíveis.

Podemos perceber a clara vantagem de se gerar energia com baixo custo, já que o preço pago pela unidade de energia será nivelado pelo custo mais alto. Assim, a margem de contribuição por MWh será maior. No anexo X, há uma tabela com os preços da energia térmica disponibilizada ao sistema do MAE para o sequenciamento e despacho segundo a demanda.

As variações do preço à vista serão influenciadas basicamente pelo estado do sistema e hidrologia atual, comportamento do mercado, restrições de transmissão e evolução e estrutura de oferta. Há também uma forte influência macroeconômica, posto que se a economia estiver aquecida, a atividade industrial (possíveis consumidores livres) será acelerada, o consumo deve crescer assim como o preço da energia.

O que podemos esperar, portanto, é uma certa volatilidade nos preços de energia.

3.5.5 Tendências

O mercado à vista deve ser responsável por comercializar uma fatia de 15 a 25% do total de energia consumida no Brasil. Esta previsão, realizada pela empresa de consultoria em energia Lumina⁴, leva em consideração não só as tendências de crescimento do consumo e da oferta, mas também a experiência vivenciada em outros países que adotaram um modelo de mercado de energia elétrica semelhante ao MAE, como é o caso da Argentina.

A Argentina privatizou suas empresas de eletricidade (geração, distribuição e inclusive transmissão) em 1993, quando já estava completa a regulamentação do novo modelo comercial que seria adotado. As instituições criadas para o novo modelo rapidamente se consolidaram, e se observou que com a operacionalização do mercado, os preços da energia caíram abruptamente. Atualmente, o mercado à vista argentino contabiliza 45% das

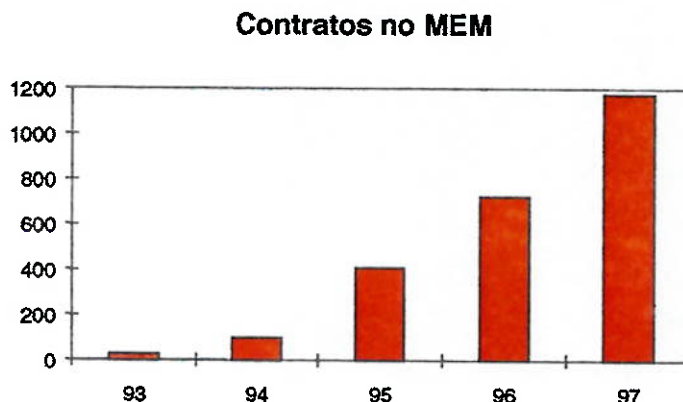
⁴ Na ocasião do curso Lumina MAE, em Fevereiro de 2000

transações de energia, e a competição é grande, a ponto de trazer problemas financeiros a algumas empresas geradoras que não produzem energia a baixo custo. Exemplo disto foram os problemas vivenciados pela empresa Hidroelectrica de Alicurá, que por causa da competição no mercado (sua energia era de alto custo) e por fatores externos, decretou, ao final de 1998, moratória no pagamento de suas dívidas.

Duas particularidades do mercado da Argentina são importantes de se considerar. Primeiramente, por não possuir características de relevo e hidrologia favoráveis, a geração de energia na Argentina é menos dependente das usinas hidrelétricas, sendo que 42% da geração é através de térmicas, conforme observado no Anexo I. O incentivo à construção de térmicas foi de tal intensidade que atualmente a capacidade instalada na Argentina é superior à própria demanda. Esta característica, que é a segunda particularidade referida, fortalece o mercado à vista, já que os consumidores não precisam se proteger através de contratos exclusivos com preço fixo, pois a energia abundante garante preços relativamente baratos no mercado à vista. A energia excedente no mercado argentino é tanta que estão exportando energia para países vizinhos. Recentemente entrou em operação uma linha de transmissão ligando a Argentina ao Brasil, através do qual são transmitidos 1.000 MW de energia, ou aproximadamente 8.760 GWh por ano.

O gráfico abaixo ilustra o comportamento do MME (Mercado Mayorista de Energia, o mercado à vista local) na Argentina:

Gráfico 3: Número de Contratos no Mercado à Vista na Argentina ente 1993 e 1997



Fonte: Enre⁵

É de se esperar que mercados de energia desenvolvidos como o argentino ou mesmo o brasileiro daqui a algum tempo comecem a apresentar alguns instrumentos sofisticados de negociação. Instrumentos de proteção (*hedge*) contra as variações de preço da energia deverão ser utilizados. Instituições comercializadoras poderão fazer arbitragem entre mercados, especulação em torno do MWh, e outras formas de se conseguir ganhos neste mercado. Surgirá um mercado de derivativos, talvez caracterizado por uma bolsa de futuros, onde se negociarão futuros, opções, à semelhança do mercado financeiro. Para esta evolução muito ainda deve ser feito, mas aparentemente o Brasil está caminhando neste rumo.

⁵ *Ente Nacional Regulador de la Electricidad* é o órgão regulador do setor elétrico argentino

Capítulo 4

Estudo de Caso: Hidrelétrica de Itá

4.1 INTRODUÇÃO

O estudo de caso aqui descrito consiste no *project finance* da Hidrelétrica de Itá. O projeto engloba a construção e operação de uma usina hidrelétrica com cinco unidades geradoras com capacidade nominal de 290 MW de potência cada, totalizando 1.450 MW de capacidade instalada.

O projeto será desenvolvido pela SPC (*Special Purpose Company*) Itá Energética (Itasa), uma empresa controlada pela Companhia Siderúrgica Nacional (CSN), Odebrecht Química S.A. (Odequi), uma subsidiária da Odebrecht S.A. e pela Companhia de Cimento Itambé, que são coletivamente os Acionistas do projeto. Esses Acionistas irão utilizar a energia produzida em Itá em princípio para uso próprio, em suas plantas industriais. O principal argumento para o investimento neste empreendimento é que a energia produzida em Itá será de baixo custo, e possibilitará aos Acionistas economias significativas no gasto com energia, um dos principais *inputs* nos processos industriais dessas empresas.

O custo total do projeto é R\$ 909 milhões que serão financiados com R\$ 494 milhões em dívidas do BID e do BNDES e com R\$ 415 milhões de capital dos Acionistas, da Eletrobrás e ainda com a venda de energia durante a construção.

O projeto está sendo desenvolvido sob uma concessão de 35 anos. O poder concedente é o Governo Federal, via sua agência regulatória de energia elétrica, a Aneel. A concessão foi cedida em nome de um consórcio formado pela Itasa e pela Gerasul, e confere a este o direito pelo uso dos recursos hídricos do Rio Uruguai. Cada uma dessas concessionárias são consideradas produtores independentes de energia no contexto do sistema elétrico brasileiro, conforme explicado no capítulo 3.

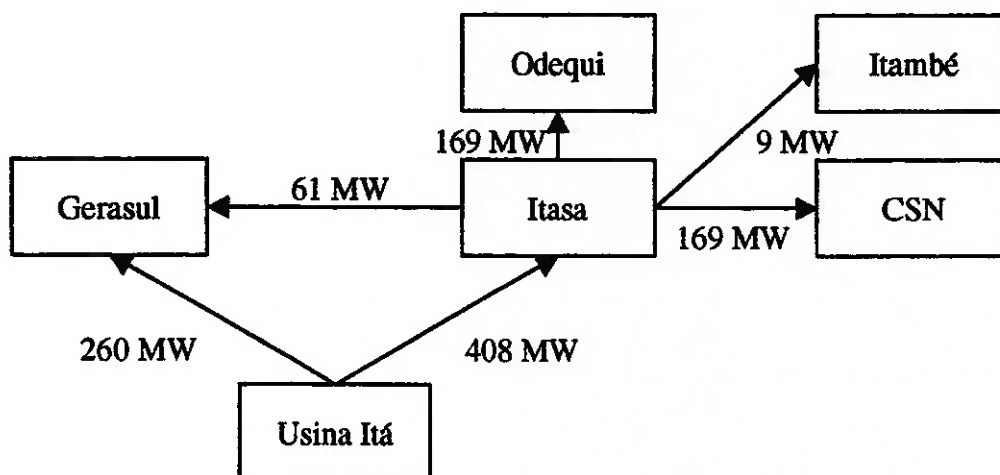
O relacionamento entre Gerasul e Itasa é ditado por um Termo de Compromisso de Composição de Consórcio, que atribui a ambas as partes diferentes responsabilidades. A Gerasul é responsável pelos investimentos ambientais e sociais necessários ao término da obra, incluindo a remoção e reinstalação da população que vive na área que será inundada pelo reservatório da usina, que possuirá 141km² de superfície, onde hoje vivem aproximadamente 3.875 famílias. O total de investimentos requeridos da Gerasul é de R\$ 147 milhões. Por outro lado, a Itasa é responsável pela construção e financiamento do

projeto.

Itá possui uma energia garantida de 668 MW (aproximadamente 5.850 GWh por ano), sendo distribuída entre os participantes do consórcio de acordo com a magnitude dos investimentos feitos por cada um. Desse modo, 61% da energia garantida, ou 3.568 GWh por ano, fica com Itasa, e 39%, ou 2.281 GWh por ano, vai para a Gerasul. Além de participar do consórcio, a Gerasul também vai operar a usina, sob um contrato de Operação e Manutenção (O&M), que obriga a entrega para a Itasa sua porção de energia (aproximadamente 408 MW). Outro ponto importante do acordo firmado entre os participantes do consórcio é a garantia da venda de 61 MW de Itasa para a Gerasul através de um *Power Purchase Agreement* (PPA) separado. Ou seja, dos 408 MW garantidos para a Itasa, 61 MW serão vendidos para a Gerasul, sendo os 347 MW restantes distribuídos entre os Acionistas.

A figura abaixo mostra o fluxo da energia gerada em Itá:

Figura 3: Fluxo da Energia de Itá



Fonte: Elaborado pelo Autor

Uma descrição dos participantes do projeto de Itá encontra-se no Anexo VI.

4.2 DESCRIÇÃO TÉCNICA

A usina está localizada no Rio Uruguai, na divisa dos estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul.

O projeto é composto por uma barragem de face de concreto com 880 metros de comprimento e 125 metros de altura. Há outras três barragens auxiliares com 20 a 30 metros de altura. Caso ocorra aumento do fluxo de água, o que caracterizaria uma inundação, o excesso de água será escoado por dois vertedouros.

Para a construção da barragem, foi necessário desviar o rio de seu traçado original. Para isso, foram construídos cinco túneis com 545 metros de comprimento cada.

Há outros cinco túneis subterrâneos de alta pressão para transportar a água para a casa de força, onde estão instaladas as cinco unidades geradoras. A energia gerada pelas turbinas será transportada por uma nova linha de transmissão de 500kV até uma sub-estação já existente, distante 1.500 metros.

O reservatório de Itá terá um perímetro de 757 km, com capacidade de armazenar 5.100 milhões de m³, cobrindo uma área de 141 km². O reservatório não irá sofrer grandes variações em seu nível, pois está em construção na região mais duas usinas hidrelétricas (Machadinho, no Rio Uruguai e Campos Novos, no Rio Canoas), o que ajuda a diminuir as variações na vazão do rio.

4.3 ESTRUTURA DO PROJETO

O projeto da hidrelétrica de Itá foi estruturado sob a modalidade *project finance*. CSN, Odequi e Itambé criaram a Itasa, uma SPC responsável pelo desenvolvimento do projeto e seu financiamento. Assim, as dívidas contraídas não aparecem em seus balanços, preservando-os para outros investimentos. Com essa estrutura de separação do risco-empresa e risco-negócio, este último demanda um tratamento especial, de maneira a tornar o negócio viável e financiável. O principal objeto usado para administrar o risco-negócio são os contratos.

Estes contratos formalizam responsabilidades e direitos, estabelecendo punições para o não cumprimento das obrigações das partes envolvidas. Podemos considerar como os mais importantes o contrato de Engenharia, Fornecimento e Construção (*Engineering, Procurement and Construction - EPC*), o contrato de compra e venda de energia (*Power Purchase Agreement - PPA*) e o contrato de Operação e Manutenção (*O&M*).

O contrato de EPC foi assinado entre Itá Energética e o consórcio construtor CONITA, liderado pela CBPO. O contrato de EPC é na modalidade chave na mão (*turn key*), o que significa que o escopo do trabalho do contratado engloba todas as atividades necessárias para garantir ao contratante a operação comercial na data estabelecida, ou seja, é só "virar a chave" para começar a operar a usina. Está incluído no pacote do EPC: projeto básico, engenharia, obras civis de apoio, construção civil, fornecimento, montagem, testes necessários para liberar usina para operação.

Até agora, com 90% da obra pronta, o orçamento previsto apresentou um desvio do orçamento (*cost overrun*) de apenas R\$ 3.4 milhões, ou 0.5% do total do valor do contrato de EPC, que é R\$ 635 milhões.

A Itasa assinou contratos de compra e venda de energia (PPAs) com os acionistas e a Gerasul. Para a Gerasul, a Itasa irá entregar 61 MW, para a CSN 169 MW, para a Itambé 9 MW. Estes acionistas possivelmente utilizarão toda a energia nas suas plantas, mas caso isso não ocorra em algum ano, elas podem vender esta energia ao mercado. Odequi é um caso especial, pois a energia que lhe diz respeito devido à sua participação societária na Itasa é 169 MW. Entretanto, não tem capacidade de utilizar toda essa energia nas plantas industriais da OPP e OPE. Assim sendo, haverá um PPA com uma terceira parte, que compraria o montante de energia não consumido pela OPP e OPE, o que resulta em aproximadamente metade dos 169 MW. O restante da energia será destinado a uma comercializadora de energia elétrica a ser criada, para atuar no mercado atacadista, que será uma subsidiária integral da Odebrecht S.A. Uma empresa de seguro emitirá um *performance bond*, que garantirá o pagamento do PPA com essa terceira parte.

De acordo com os contratos de PPA, a Itasa é obrigada a entregar para os compradores a quantidade fixa de energia. Do mesmo modo, os compradores são obrigados a pagar pela energia recebida, durante todo o prazo de vigência do contrato. A tarifa do PPA é

dimensionada para, durante o período de amortização da dívida, prover um índice de cobertura da dívida mínimo de 1,30.

Outro contrato de suma importância para o sucesso do projeto é o O&M. Este contrato foi assinado entre Itasa e Gerasul, e abrange a operação da planta de modo a produzir a quantidade de energia assegurada. O contratado deve assumir toda a responsabilidade pela entrega da energia assegurada, incluindo, então, atividades de manutenção preventiva e corretiva. A realização da manutenção corretiva pode não ser obrigatoriamente responsabilidade do contratado, se o problema ocorrido para gerar a manutenção tenha sido originado pela construção inadequada, e o problema tenha ocorrido no prazo em que vigora a cobertura do contrato EPC.

Além dos contratos, um pacote de garantias é necessário para que os financiadores liberem os recursos. As garantias são executáveis geralmente em caso da SPC não cumprir suas obrigações do financiamento. Compõe este pacote:

- Recebimento de todos direitos do Itasa provenientes dos contratos
- Caução das ações da Itasa em favor dos financiadores
- Caução (hipoteca, alienação fiduciária) de todos os ativos da Itasa em favor dos financiadores
- Caução de todos os recebíveis e contas corrente de Itasa em favor dos financiadores
- Recebimento de todos seguros referente à Itasa

Além disso, outras garantias ajudam a “amarrar” outros aspectos do projeto:

- *Performance bond* para garantir o desempenho adequado da terceira parte ligada à Odebrecht, que ficará com uma porção da energia de Itá
- Na ocasião remota do tomador perder o direito da concessão, os Acionistas honrarão os pagamentos restantes do serviço da dívida para os financiadores.

4.4 ESTRUTURA FINANCEIRA

A construção da usina hidrelétrica de Itá deve terminar em dezembro de 2001. Até esta data, todos os gastos do projeto devem ser cobertos com recursos originados ou com capital dos Acionistas ou com o financiamento de terceiros. O demonstrativo de usos e fontes é importante para reconhecer a origem e a aplicação de recursos na fase de construção. A tabela abaixo ilustra os dados de usos e fontes:

Tabela 7: Usos e Fontes do Projeto de Itá

Fontes	R\$ milhões	Usos	R\$ milhões
Dívidas			
BID - tranche A	75.0	Obras Civis	345.8
BID - tranche B	88.1	Equipamentos	237.4
BNDES	331.5	Obras de Instalação	52.6
Total Dívida	494.6	Total contrato EPC	635.8
Capital		Juros Durante a Construção	130.4
Capital Inicial	158.5	Despesas Administrativas	28.6
Capital de Reserva	31.1	Contas Reserva	31.1
Capital de Energia	51.1	Despesas com Juros	38.1
Total Capital Acionistas	240.7		
		Custos de Financiamento	15.3
Capital Eletrobrás – preferenc.	151.9	Despesas de Seguro	23.4
Fluxo de Caixa Operacional	21.4	Repagamento da tranche B BID	3.2
PPA Gerasul	11.0	Outros	2.7
PPA Compradores	10.4		
Total Fontes	908.6	Total Usos	908.6

Fonte: Elaborado pelo Autor

4.4.1 Usos

O contrato de EPC (R\$ 635,8 milhões) representa o custo da construção propriamente dito, incluindo equipamentos, montagem, etc. É o principal componente dos custos do projeto, seguido dos juros pagos pelo financiamento que incidem já no período de construção (R\$ 130,4 milhões).

As despesas administrativas (R\$ 28,6 milhões) se referem às despesas decorrentes da composição da SPC, ou seja, gastos com imóveis, pessoal, material de escritório, etc.

A constituição das contas reserva (R\$ 31,1 milhões) também é feita durante a construção. Há três contas reserva no projeto: uma conta para o O&M, dimensionada para o pagamento dos 6 meses seguintes do contrato de O&M; uma conta reserva para o pagamento de 6 meses dos prêmios de seguros; uma conta reserva dimensionada para o pagamento dos 6 meses seguintes de serviço da dívida.

As despesas com juros (R\$ 38,1 milhões) indicam os gastos com juros no período de agosto de 2000 até o final da construção. Este período é de transição da fase de construção para de operação, sendo que as unidades geradoras entram em operação gradualmente, a partir de agosto de 2000. Assim, há geração de caixa a partir desse mês, embora se considere a entrada em operação comercial apenas em dezembro de 2001. Portanto, o caixa gerado será utilizado para pagar juros do financiamento durante este período.

Os custos de financiamento (R\$ 15,3 milhões) se referem aos custos provenientes da obtenção do financiamento, como taxas, comissões, etc.

Além desses custos, ainda há custos de seguros (R\$ 23,4 milhões) e o repagamento da primeira amortização da tranche B do BID, em setembro de 2001.

4.4.2 Fontes

Os custos do projeto serão financiados por cinco fontes: empréstimo do BID, empréstimo do BNDES, capital dos Acionistas, capital da Eletrobrás e caixa gerado na operação inicial das turbinas antes do término da construção.

O empréstimo do BID entra no programa de financiamento para investimentos privados no setor de infra-estrutura da instituição. Os recursos são desembolsados através de duas tranches, A e B. A tranche A, no valor de R\$ 75 milhões, possui prazo total de 15 anos,

com período de carência de 2.75 anos para o início da amortização, que será feito seguindo a Tabela Price. A tabela Price se caracteriza pelo pagamento dos juros e do principal em parcelas constantes. A tranche B, no valor de R\$ 88 milhões, possui prazo total de 10 anos, com período de carência de 2.25 anos para o começo da amortização, que será feita também no estilo Price. Ambas tranches são indexadas à Libor⁶ e acrescidas de um *spread*. Na tranche A, o *spread* é de 4,75%, e na tranche B é de 4,25% ao ano.

O empréstimo do BNDES, cujo valor total é de R\$ 331 milhões, já foi totalmente desembolsado para financiar a construção. O período de carência é de 2,75 anos, e a amortização se dará em três tranches. A tranche 1, representando 40% do total, será amortizada no estilo Price, durante os 13,25 anos restantes. A tranche 2, representando 20% do total, será amortizado apenas nos últimos 5 anos do prazo total. A tranche 3, representando 40% do total, será amortizada de acordo com a disponibilidade de caixa, e será estruturado como a tranche 1. Ou seja, se houver caixa disponível depois de paga a tranche 1, paga-se a tranche 3; se, entretanto, não houver caixa, acumula-se para o ano seguinte. Se neste ano ainda não for possível pagar, será utilizado a conta reserva de serviço da dívida, ficando os Acionistas responsáveis pelo seu preenchimento para o período seguinte.

O empréstimo do BNDES é indexado à TJLP⁷, mais um *spread* de 4%. Durante o período de construção, há um mecanismo de capitalização dos juros a pagar trimestrais. Esse mecanismo funciona de acordo com a fórmula apresentada abaixo:

$$\text{Fator de Capitalização} = [(1 + \text{TJLP}) / (1 + 6\%)]^{(1/4)} - 1$$

Caso a TJLP esteja em 12%, em vez de se pagar 3,78% ($\text{TJLP} + \text{spread}$)^(1/4), vai ser pago efetivamente 2,40%, sendo que 1,38% será capitalizado, incorporado ao saldo devedor.

As ações ordinárias da Itasa pertencem 48,75% à CSN, 48,75% à Odequi e 2,5% à Itambé. A contribuição de capital de cada acionista deve ser, então, proporcional a essas percentagens. Esses desembolsos de capital totalizam R\$ 240,7 milhões, e devem entrar no projeto em três tranches. A primeira tranche, o Capital Inicial (R\$ 158,5 milhões), representa as contribuições dos acionistas que acontecem antes do primeiro empréstimo

⁶ *London Interbank Offered Rate*, a taxa do interbancário no mercado financeiro de Londres

⁷ Taxa de juros de longo prazo, definida trimestralmente pelo próprio BNDES

aportar no projeto, e cobre todos os gastos deste período. A segunda tranche, Capital de Reserva (R\$ 31,1 milhões), representa o capital necessário para o preenchimento de todas as contas reservas do projeto, e seu cronograma contempla a meta de preencher as reservas até Dezembro de 2001, quando a fase operacional começa. A terceira tranche de capital, Capital de Energia (R\$ 51,1 milhões), vai financiar o juros durante a construção antes da entrada em operação da primeira turbina e ainda o repagamento da primeira parcela da tranche B do BID, em Setembro de 2001.

Além do capital dos Acionistas, o projeto vai contar também com capital da Eletrobrás, que detém 100% das ações preferenciais, sem direito a voto. A Eletrobrás já contribuiu com R\$ 88,4 milhões, e tem o compromisso de contribuir com mais R\$ 62,7 milhões. Por sua participação, a Eletrobrás terá direito a dividendos obrigatórios, calculados como 1% do investimento acumulado. Se estes dividendos não forem pagos por três anos consecutivos, a Eletrobrás ganhará direitos de voto na Itasa. Os Acionistas possuem uma opção de recompra das ações da Eletrobrás, válido entre 2001 e 2007.

Como visto, a partir de agosto de 2000, a primeira unidade geradora deve entrar em funcionamento, sendo que as demais entram na sequência. Assim sendo, Itasa começará a receber os pagamentos dos PPAs assinados com *Sponsors* (R\$ 10,4 milhões) e Gerasul (R\$ 11 milhões). Esse caixa será responsável por cobrir custos, como os juros dos empréstimos e despesas administrativas.

4.5 MODELO ECONÔMICO FINANCEIRO

Muitas das decisões tomadas no decorrer do processo de negociação do projeto foram tomadas analisando-se projeções de seus resultados frente aos diferentes cenários e alternativas. Essas projeções emergem de um modelo de avaliação econômico financeiro desenvolvido utilizando-se o software Microsoft Excel. O modelo tem como principal função avaliar os impactos de diferentes parâmetros, hipóteses e cenários no contexto econômico financeiro do projeto. É uma ferramenta fundamental para se extrair uma análise crítica do projeto.

As qualidades mais importantes em um modelo são confiabilidade, flexibilidade e clareza

(simplicidade, objetividade): a confiabilidade para se poder tomar decisões importantes baseado no modelo; a flexibilidade para se poder analisar as várias alternativas que se pode defrontar no projeto; a clareza para poder ser facilmente compreendido e transmitido para todos envolvidos no projeto.

O modelo de avaliação econômico financeiro de Itá foi construído tendo como alicerces as hipóteses macro-econômicas, dados provenientes do contrato de EPC (valores desembolsados e em que datas), hipóteses tributárias, custos operacionais e outros dados "externos". As hipóteses macroeconômicas e tributárias encontram-se descritas no anexo VIII. Já o anexo IX contém o fluxo de caixa projetado, extraído do modelo de Itá.

4.5.1 Dados da Construção

Os dados referentes ao contrato de EPC são fundamentais para se poder montar o demonstrativo de Usos e Fontes. Isto porque os desembolsos das fontes serão dimensionados na medida para se cobrir os usos, já que não é o objetivo ter excesso de caixa na Itasa durante a construção. Se os desembolsos das dívidas são dimensionadas para cobrir os custos da construção (EPC), estes também indiretamente determinam o valor do pagamento dos juros no período, posto que os juros são pagos sobre as quantias de empréstimos já desembolsados. Logo, se os custos da construção influenciam os juros a pagar durante a construção, eles também influenciam os desembolsos de capital dos acionistas, já que este é usado para o pagamento dos juros.

Como se vê, o modelo possui intensas interações e relações entre seus componentes, sendo portanto imprescindível abordá-lo como um sistema, em que modificações em uma variável são o gatilho para modificações em diversas outras variáveis.

4.5.2 Custos Operacionais e Outros

Outro tipo de dado importante para o desenvolvimento do modelo são os custos operacionais. A tabela abaixo contém estes custos:

Tabela 8: Custos Operacionais Utilizados no Modelo de Itá

Ítem	Valor	Mecanismo de Reajuste
O&M (R\$/MWh)	1,07	inflação brasileira
CFRH (R\$/MWh)	1,17	inflação brasileira
Taxa da Aneel (R\$/MWh)	0,17	inflação brasileira
CCC (R\$/MWh)	1,60	inflação brasileira
Custos administrativos (US\$/ano)	1.725.000	Fixo em Dólares

Fonte: Elaborado pelo Autor

O contrato de O&M assinado com a Gerasul prevê o pagamento de R\$512 mil (R\$1,07/MWh) por mês para serviços relacionados com operação e manutenção da planta. Este valor corresponde a Reais de Março de 1996, data em que foi assinado o contrato, e sofre reajuste de acordo com o IGP-M.

As contribuições para o setor elétrico são de três tipos. A Compensação Financeira pelo Uso de Recursos Hídricos (CFRH) é uma taxa cobrada pelo uso de recursos hídricos. O valor do CFRH é calculado como sendo 6% de uma tarifa de referência fixada pelo DNAEE de R\$ 19,53/MWh.

A taxa cobrada pela Aneel serve para cobrir seus custos administrativos. Corresponde a 0,5% do benefício econômico trazido pela concessão ao concessionário, ou seja, a receita bruta de vendas.

A Conta de Consumo de Combustível (CCC) é um mecanismo pelo qual as geradoras hidráulicas subsidiam o custo do combustível das geradoras térmicas, consideradas de geração mais cara (dada a necessidade de combustível) porém necessária para aliviar a demanda nos picos de consumo de eletricidade. Este mecanismo data do antigo modelo de sistema elétrico, sendo que será extinto em 2006. No modelo de Itá, conservadoramente se assumiu a vigência desta taxa até o término da concessão.

Por sua vez, os custos administrativos englobam diversos custos da SPC, como pessoal, material de escritório, móveis e utensílios, etc.

É importante mencionar que o custo de transporte da energia gerada em Itá será pago pelos compradores da energia, e não impactam no resultado do modelo de avaliação do projeto, no nível da SPC.

Por fim, restam algumas hipóteses que ainda precisam ser definidas para se utilizar o modelo. É o caso do período de depreciação, período de amortização do diferido, prêmios dos seguros, investimentos anuais.

O período de depreciação dos ativos relacionados à obras civis é de 50 anos, enquanto os ativos relacionados à materiais e equipamentos é de 33 anos. Já o ativo diferido (juros e perdas monetárias durante a construção) tem período de amortização de 10 anos. As taxas de depreciação e amortização do diferido são lineares.

A Itasa está protegida por um pacote de seguros durante todo o período da concessão. Os prêmios destes seguros perfazem um montante de R\$ 2,2 milhões por ano.

Por fim, temos um desembolso de caixa a cada ano, que funciona semelhante à uma conta de contingências. O destino deste recurso é reinvestimentos no projeto, e é dimensionado como sendo 0,20% do total do contrato de construção, sendo este corrigido pela inflação brasileira (IGP-M).

4.6 CASO BASE E ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

4.6.1 Caso Base

Partiremos agora para uma análise dos resultados do modelo em seu caso base. A partir daí, faremos uma análise de sensibilidade para determinar a capacidade do projeto de enfrentar situações adversas.

O principal resultado do modelo é a tarifa da energia vendida por Itasa para os acionistas. Mais adiante neste caso, farei um estudo para um dos acionistas do projeto, para tentar demonstrar que o investimento feito em Itá pode trazer benefícios em termos de redução do risco energia, sendo este definido como a chance de ocorrer prejuízos causados por oscilação nos preços pagos pela energia e por interrupções no fornecimento da mesma.

O anexo IX contém o fluxo de caixa projetado, baseado no modelo econômico financeiro

do projeto de Itá.

Os pagamentos dos contratos de PPA são previstos baseando-se nos custos do projeto, no perfil do repagamento das dívidas e na expectativa referente à inflação e desvalorização cambial durante o período. Assim, no fim de cada período, o valor pago nos PPAs são dimensionados para que o índice de cobertura da dívida seja igual a 1,30.

O que acontece é que nos primeiros pagamentos do PPA, estando estes dimensionados para 1,30 de cobertura, haverá um acúmulo de caixa, como observado no anexo IX. Na medida que esta reserva oferecer o equivalente ao 0,30 de serviço de dívida, os PPAs serão pagos apenas para garantir o índice de cobertura de 1.00. Ou seja, haverá na Itasa uma “gordura” de caixa, possibilitando que os pagamentos do PPA sejam dimensionados para cobrir os desembolsos de caixa do período, sem precisar colocar a margem extra necessária de 0,3 vezes o serviço da dívida.

O período operacional do projeto foi dividido em três fases, correspondendo aos prazos de repagamento dos empréstimos. A primeira fase vai do início da operação comercial até o término do repagamento da tranche B do BID, aquela sindicalizada pelos bancos comerciais. A segunda fase corresponde ao término do repagamento da tranche A do BID e das tranches do BNDES. A terceira tranche abrange o resto do período operacional, quando todos os empréstimos já foram amortizados, e o projeto só tem custos operacionais para serem honrados.

A primeira fase é aquela mais carregada de repagamento de dívidas, e por isso a que apresenta o maior nível de tarifas de energia. Nesta fase são pagas as duas tranches do BID, a tranche 1 e ainda a tranche 3 do BNDES. Na verdade, a tranche 3 do BNDES só seria paga se houvesse caixa disponível para tal. No entanto, o modelo assume que há caixa para o pré-pagamento desta tranche logo no início da operação comercial. O caixa utilizado será originado do 0,3 vezes do serviço da dívida pago a mais nos PPAs como margem de cobertura. Ou seja, o repagamento da tranche 3 não entra no dimensionamento do PPA, este sendo feito para garantir o índice de cobertura de 1,30. Como consequência, o índice de cobertura médio apresentado nesta fase é de 1,21, menor que 1,30. A tarifa média de energia gerada desta fase é de US\$ 19,39 / MWh.

A segunda fase do projeto corresponde ao período que vai do término do repagamento da

tranche B do BID ao término do repagamento da tranche A do BID. Neste período ocorre também o término das amortizações do empréstimo do BNDES. O índice de cobertura da dívida nesta fase é constante e igual a 1,30. A tarifa média fica em US\$ 18,84/MWh.

Na terceira fase não há nenhum pagamento de juros ou principal. Logo, o índice de cobertura não se aplica ao período. Os pagamentos do PPA são dimensionados para cobrir apenas os custos operacionais: O&M, custos administrativos, impostos, etc. Sendo assim, a tarifa média de energia é de apenas US\$ 2,31/MWh.

Pode-se perceber que o preço da energia de Itá é muito competitivo, se comparado com o preço previsto pelo governo para os próximos dez anos, que é na faixa de US\$ 30 a US\$ 35/MWh. Se comparado com o preço da energia de outros projetos de hidrelétricas, que, segundo a Aneel, é de US\$ 29,4/MWh, o projeto de Itá continua entregando uma energia de baixo custo.

4.6.2 Análise de Sensibilidade

A análise de sensibilidade é importante para testar as respostas do projeto a situações adversas. Foram testados no modelo as seguintes situações: *default* de um comprador, *default* de todos compradores, alta de inflação, grande desvalorização cambial, descasamento das taxas de reajuste da receita e desvalorização, e aumento nos indexadores das dívidas.

Como a CSN é o acionista que compra a maior quantidade de energia, vamos assumir seu *default* pois é o que causa maior efeito no fluxo de caixa. Como parte do contrato de PPA, temos a cláusula de que se um dos acionistas não honrar o pagamento do PPA, os outros acionistas abrem mão do desconto nas tarifas de energia. Dessa maneira, OPP, OPE e Itambé devem pagar um PPA dimensionado para garantir 1,30 de índice de cobertura de dívida. Além disso, Itasa não será obrigada a pagar imediatamente a tranche 3 do BNDES (não haverá excesso de caixa).

Sob estas condições, a energia que deveria ser vendida a CSN será vendida no mercado a vista. Como os preços praticados no mercado à vista são variáveis independentes do projeto, iremos determinar o preço mínimo para a energia de Itá para que esta consiga cobrir todos seus custos (*break-even*). Caso o preço *spot* seja menor que o determinado, Itá

não pagará todas suas obrigações.

A tabela abaixo mostra os resultados dos preços *break-even* no mercado a vista até o 15º ano, que é o período mais crítico para o projeto.

Tabela 9: Análise de Sensibilidade 1 para o modelo de Itá

Default de um Comprador								
Ano	1	2	3	4	5	6	7	8
US\$/MWh	12.66	12.84	13.93	13.91	13.86	13.79	13.81	14.05
Ano	9	10	11	12	13	14	15	
US\$/MWh	14.94	14.94	23.53	24.36	25.23	24.29	6.06	

Fonte: Elaborado pelo Autor

Atualmente, o preço *spot* no sub-sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste é de US\$ 80/MWh. No longo prazo, este preço deve se estabilizar em torno de US\$ 35/MWh, segundo estimativa da Eletrobras. Percebemos que a energia de Itá é facilmente colocada no mercado, em qualquer período para o caso da CSN não honrar seu PPA.

Caso não só a CSN, mas a OPP, OPE e Itambé também entrarem em *default*, o mesmo caso se aplica, onde a energia desses compradores será vendida ao mercado a vista. Neste caso, assumimos que a Gerasul continua fazendo seus pagamentos. A tabela abaixo mostra os preços mínimos do mercado à vista.

Tabela 10: Análise de Sensibilidade 2 para o modelo de Itá

Default de todos Compradores								
Ano	1	2	3	4	5	6	7	8
US\$/MWh	12.66	12.84	20.75	20.98	21.18	21.39	21.64	22.08
Ano	9	10	11	12	13	14	15	
US\$/MWh	23.24	26.51	29.14	30.29	31.52	29.85	11.37	

Fonte: Elaborado pelo Autor

Percebe-se que mesmo nesta situação extrema, o projeto estará vendendo sua energia para o mercado com certa facilidade, pois sua tarifa é inferior àquela prevista. Apenas ao redor do 12º ano operacional é que os preços se aproximam do valor previsto de US\$ 35/MWh, em que dependendo da oferta de energia, pode-se ter tarifas menores no mercado. Mas, até este ano, o projeto pode acumular uma provisão para contingências, aproveitando-se das margens conseguidas nos anos anteriores. Essa opção não foi modelada, pois considera-se que isto é uma decisão gerencial, sem grandes impactos na avaliação do projeto.

Além disso, foi testada a resistência do projeto para um cenário com alta de inflação. Caso a inflação em 2001 seja 20% e em 2002 também 20%, o custo do projeto irá subir R\$ 9,2 milhões, que deverá ser coberto com capital dos acionistas.

Outra sensibilidade testada foi a resistência à desvalorização cambial. O projeto mostrou-se resistente à desvalorização, mesmo que 40% de seu endividamento seja em moeda estrangeira, o que corresponde a aproximadamente 18% do total dos custos do projeto. Nos anos mais sensíveis do projeto, a desvalorização pode chegar a 58%, que ainda assim o índice de cobertura não cai para menos de 1,00. Neste caso, não se considerou a utilização da conta reserva, que dá ainda mais força ao projeto.

É importante estudar os efeitos da desvalorização em relação ao índice de reajuste do PPA, o IGP-M. Espera-se que na ocasião de alguma desvalorização cambial, o índice de inflação acompanhe o aumento. No entanto, isso nem sempre acontece nas mesmas proporções. Assim, o projeto suporta com índice de cobertura acima de 1,0 por sete anos consecutivos um descasamento de 10%, ou seja, desvalorização de 15% e inflação de 5% ao ano.

Por fim, testamos a resistência ao aumento dos indexadores das dívidas. O projeto suporta um aumento simultâneo de 41% na TJLP e de 22% na Libor por cinco anos consecutivos, sem cair para menos de 1,0 de índice de cobertura da dívida. É interessante lembrar que mesmo durante a crise do Real, no final de 1998, a TJLP teve um pico de 18,06% em um único mês, caindo depois para 12,84% no mês seguinte. Portanto, é bem improvável a ocorrência do cenário com TJLP constantemente alta.

A análise de sensibilidade executada mostrou que o projeto é resistente a situações adversas, com manipulação de variáveis relacionados a cenários macroeconômicos e situações de não pagamento dos contratos de PPA. O projeto dificilmente deixa de honrar suas obrigações (tanto serviço de dívida como custos operacionais) nos diferentes cenários testados.

O conforto que um resultado de análise de sensibilidade como esse oferece aos participantes do projeto, com resultados consistentes em diversos cenários, funciona como um catalizador para algumas negociações pendentes do projeto.

4.7 ANÁLISE DE INVESTIMENTO – CSN

Em determinado estágio do desenvolvimento do projeto de Itá, foi levantado a possibilidade de ocorrer uma reorganização societária da Itasa. Tal reorganização poderia vir a atrapalhar os trabalhos de estruturação da operação, e, em face da incerteza diante de tal definição, o Banco procurou fazer uma análise da atratividade do investimento para cada acionista, de maneira a tentar identificar algum aspecto de falta de rentabilidade dos investimentos na hidrelétrica. Esta análise será descrita a seguir, sendo a CSN o acionista a ser estudado.

O custo da energia de Itá e a garantia de abastecimento são os fatores principais que justificam o investimento feito pelos acionistas no projeto. Neste estudo, procuraremos estabelecer o benefício econômico que estes fatores trazem para a CSN. Estes benefícios serão relacionados com os investimentos requeridos para se achar sua rentabilidade, através da taxa interna de retorno (TIR).

A vantagem da TIR é, segundo Ross, Westerfield, Jaffe (1993), que ela sumariza em um único número os méritos de um projeto. A TIR é proveniente dos fluxos de caixa inerentes a um projeto, sendo portanto intrínseca a ele. A análise será feita comparando-se a TIR obtida em Itá com a taxa de desconto que se aplica ao projeto, calculada segundo a metodologia CAPM.

Itasa não tem por objetivo a geração de lucro ou distribuição de dividendos para os acionistas. Os benefícios do projeto vêm na forma de energia de baixo custo e na certeza de sua disponibilidade. Dessa maneira, os pagamentos dos PPAs são dimensionados para minimizar o lucro, e consequentemente a taxação via imposto de renda, contribuição social e os impostos incidentes na receita bruta. Ao invés de mostrar lucros e pagar dividendos, Itasa vai descontar dos PPAs de cada comprador a quantia de caixa em excesso no período, continuando a oferecer energia de baixo custo e minimizando o pagamento de impostos, enquanto alguns indicadores de performance são seguidos.

Com esse mecanismo de cálculo das tarifas de venda de energia para os compradores, o custo da energia de Itá oferece possibilidade de uma redução no gasto com energia por parte dos acionistas. Para calcular essa economia, precisamos estudar a situação do

fornecimento de energia atualmente para a CSN.

4.7.1 A Energia para a CSN

A CSN utiliza uma grande quantidade de energia em sua planta industrial, localizada em Volta Redonda, Estado do Rio de Janeiro. A CSN é o 3º maior consumidor de energia elétrica do país, correspondendo a 11% do total do consumo do Estado do Rio de Janeiro, ou ainda ao consumo de 1 milhão de residências. O quadro abaixo mostra os nove maiores consumidores de energia elétrica do país, que juntos consomem 19% do total do país:

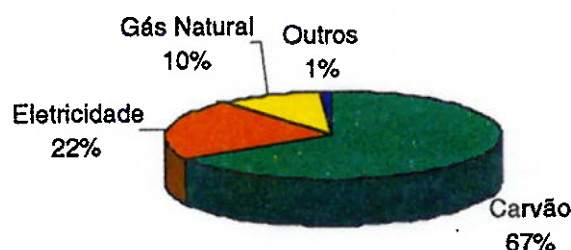
Tabela 11: Os Maiores Consumidores de Eletricidade do Brasil

Consumidor	Setor	Porcentagem sobre o grupo
Albrás	Alumínio	19%
Alumar	Alumínio	19%
CSN	Siderurgia	15%
Alcoa	Alumínio	10%
CBA	Alumínio	8%
Valesul	Alumínio	8%
Usiminas	Siderurgia	7%
Alcan	Alumínio	7%
Cosipa	Siderurgia	7%

Fonte: CSN

A energia na CSN vem de quatro fontes distintas: carvão, eletricidade, gás natural e outros combustíveis. O gráfico abaixo ilustra a participação de cada um na matriz energética da empresa.

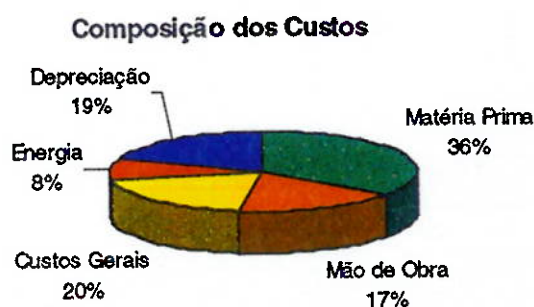
Gráfico 4: Consumo de Energia (Mcal) por Combustível na CSN (%)



Fonte: CSN

O consumo de energia elétrica da CSN gira em torno de 3.000 GWh por ano. Para fazer frente a tamanho consumo, a CSN vem desenvolvendo uma estratégia de diversificar as origens dessa eletricidade, com o intuito de reduzir o risco de falta de energia, risco este mais comum quando se possui uma única fonte de energia elétrica. Além disso, pode-se diminuir o custo da tonelada de aço ao se diminuir o custo com a energia. O gráfico abaixo mostra a composição dos custos de uma tonelada de aço.

Gráfico 5: Composição dos Custos de uma Tonelada de Aço da CSN (%)



Fonte: CSN

A CSN inclusive já vivenciou esse problema, quando precisou interromper totalmente sua produção por causa de um blecaute ocorrido em Janeiro de 1999, o que acabou por prejudicar os resultados da companhia naquele mês. A responsável pelo blecaute foi a Light, a empresa distribuidora de energia elétrica que atua na parte do Estado do Rio de Janeiro em que a planta da CSN está localizada.

Portanto, para evitar a dependência em relação a uma única fonte de energia elétrica, a CSN está investindo em geração de energia. Seus investimentos compreendem a participação de 18% na Usina Hidrelétrica de Igarapava, a participação no projeto de Itá, além da compra de energia da CTE, uma usina termelétrica localizada dentro da Siderúrgica Presidente Vargas.

4.7.2 Investimentos em Geração

A Usina Hidrelétrica de Igarapava possui 4 unidades geradoras com 55MW cada, totalizando uma capacidade instalada de 210 MW e potência assegurada de cerca de 126 MW. A usina está localizada no Rio Grande, entre os municípios de Igarapava (SP) e Uberaba (MG). A concessão para a exploração do potencial hidrelétrico foi dada a um consórcio no qual participam a Companhia Vale do Rio Doce (38%), Companhia Mineira de Metais (24%), CSN (18%), Cemig (14,5%) e Mineração Morro Velho (5,5%). A usina de Igarapava iniciou sua operação em 1º de Janeiro de 1999, e entrega a energia elétrica para a CSN, cerca de 22 MW médios (corresponde a 18% da potência assegurada), para a utilização nas Minas de Casa de Pedra e Arcos.

A CTE é uma central termelétrica com 230 MW de potência, energia suficiente para abastecer oito cidades do porte de Volta Redonda, que possui 300.000 habitantes. A usina está localizada dentro dos limites da planta da Siderúrgica Presidente Vargas, em Volta Redonda (RJ), tendo sido inaugurada em 22 de Dezembro de 1999, depois de 2 anos de construção. A energia gerada na CTE será responsável pela garantia de 60% do consumo da Usina Siderúrgica Presidente Vargas.

A CTE utiliza combustíveis residuais provenientes dos processos siderúrgicos. Esses combustíveis são utilizados na produção da energia elétrica, bem como de vapor de processo na vazão nominal de 230 toneladas por hora, ambos consumidos na planta da CSN.

O projeto da CTE foi desenvolvido segundo a modalidade de *project finance*, cuja SPC foi formada pela Siemens S.A., grande produtora de equipamentos pesados, especialmente turbinas. A SPC foi responsável pelo levantamento de financiamento junto a agências multilaterais e bancos. Os investimentos necessários para a construção (EPC *turn-key*)

ficaram em torno de US\$ 300 milhões.

A CSN e a SPC firmaram contratos de compra e venda de energia (elétrica e vapor) e compra e venda de combustíveis (residuais dos processos siderúrgicos). As tarifas cobradas pela eletricidade são menores do que as do fornecimento habitual, levando a CSN a economizar, segundo a própria empresa, por volta de US\$ 33 milhões por ano. Outras vantagens colaterais trazidas pelo empreendimento compreendem aspectos ambientais, como redução da emissão de gases e redução da captação de água de Rio Paraíba, para alimentar as caldeiras.

4.7.3 Importância de Itá

Como vemos, a CSN está altamente empenhada em reduzir o risco energia em sua operação. Conceituaremos risco energia como sendo o risco de:

- Desabastecimento, blecaute, e falta de energia em geral
- Aumento do preço da tarifa de energia elétrica, por fatores diversos

Ou seja, investindo em auto-produção, a CSN garantirá, através dos PPAs de longo prazo assinados, o suprimento de energia necessária para seus processos siderúrgicos. Além disso, ela não estará sujeita às variações de preços ocorridas no mercado, a não ser que estas variações ocorram nos índices de reajuste dos PPAs assinados.

A mitigação do risco energia para uma empresa como a CSN, que requer um volume de energia muito grande para seus processos produtivos (8% do custo total é devido à energia), é muito importante. Sua importância é ainda intensificada ao se analisar as projeções e o cenário do mercado de energia para estes próximos anos, com possibilidade real de déficit de energia e aumento das tarifas do mercado (MAE). Neste sentido, percebemos a importância do projeto de Itá no planejamento estratégico da CSN, pois a energia elétrica que esta entrega para a Companhia irá praticamente eliminar o risco energia.

A CSN é uma das acionistas da Itasa, e garante a compra de 168 MW provenientes da usina de Itá. O valor pago por essa energia deve ser de tal forma inferior ao preço pago atualmente pela CSN que a economia gerada ao longo dos anos compense os investimentos realizados no empreendimento. Esta mensuração, através da diferença de custos de energia, não traduz todos os benefícios que o projeto traz para a CSN. Outro benefício, de

importância extremamente grande, é a garantia de abastecimento de energia. Embora esta garantia seja complicada de mensurar, devemos fazer um cálculo que possa servir de base para a tomada de decisão de investir ou não no projeto de Itá, e este cálculo deve necessariamente refletir os benefícios de custo de energia competitivo e garantia de fornecimento.

4.7.4 Fornecimento via Light

Atualmente, a fornecedora de energia elétrica para a CSN é a Light Serviços de Eletricidade S.A. A Light é uma empresa que distribui energia elétrica para 30 municípios do Estado do Rio de Janeiro, entre eles a capital Rio de Janeiro e Volta Redonda, onde se situa a Usina Presidente Vargas. Uma descrição mais detalhada da Light encontra-se no anexo IV.

De acordo com dados da própria empresa, do total de energia que a Light vende (23.882 GWh em 1999), cerca de 14,4% é produzida por suas cinco usinas hidrelétricas, que somam uma capacidade instalada de 833 MW. O restante da energia, cerca de 85,6%, é adquirido de Furnas Centrias Elétricas, sendo 59,3% em moeda nacional e 40,7% em dólares repassados estes últimos da Itaipu Binacional. A empresa vem desenvolvendo projetos de geração, térmica e hidráulica, que visam atingir 30% de autoprodução da energia distribuída. O principal projeto da Light na área de geração é a térmica Norte Fluminense, localizada em Macaé, com 750 MW de capacidade instalada. Esta térmica utilizará gás natural proveniente da Bacia de Campos. A Light detém 26,67% desta usina, sendo seus sócios Petrobrás, Cerj, Escelsa e Eletrobrás. A térmica Norte Fluminense também será desenvolvida via *project finance*.

Embora seja acionista e também a maior cliente da Light, a CSN não desfruta de benefícios ou privilégios dada esta sua condição. A CSN é tratada como uma indústria qualquer, de classe A2, ou seja, que recebe sua eletricidade através de linhas de alta tensão (138 kV). As tarifas de energia elétrica para a classe A2 são significativamente mais baratas que as tarifas de consumidores residenciais ou comerciais, para os quais a energia é distribuída em linhas de baixa tensão, que necessitam de mais subestações e transformadores para atingir a tensão comercial adequada.

4.7.5 Projeções das Tarifas da Light

Para dar continuidade à análise de investimento considerando as tarifas de energia de Itá, devemos buscar projetar as tarifas de energia elétrica que a Light fornecerá para a CSN. Para isso, iremos utilizar as mesmas premissas macroeconômicas adotadas no modelo econômico financeiro desenvolvido para o projeto de Itá. As premissas macroeconômicas, basicamente inflação brasileira e desvalorização cambial, serão as bases para a previsão dos reajustes nas tarifas da Light. Deve ser considerado também nas projeções das tarifas futuras a entrada em operação dos projetos de geração dos quais a Light é acionista e compradora de energia.

Além disso, devemos considerar nos cálculos das tarifas de fornecimento da Light uma característica muito importante: a sazonalidade. A sazonalidade, tanto diária como anual, é um fator determinante no preço da energia elétrica, já que o consumo de energia elétrica tende a se concentrar em determinadas horas do dia, entre 17 e 22 horas. Há ainda uma sazonalidade anual, qual seja, a ocorrência de períodos de seca (maio a novembro) e de chuvas (dezembro a abril), agravada pela dependência do mercado brasileiro à energia gerada em hidrelétricas. Ciente que estas diferenças sazonais são prejudiciais ao sistema, a Aneel elaborou uma política que busca diminuir as flutuações da demanda, cuja principal diretriz é estabelecer tarifas maiores nos períodos de seca e no horário de pico, e menores nos períodos de chuvas e fora do horário de pico.

Essa política, materializada pela Portaria Nº 33 de 11 de Fevereiro de 1998, define a existência de tipos de tarifas diferenciados, para adequar ao tamanho do consumidor. A CSN, como os maiores consumidores do país, recebem a energia elétrica no regime horosazonal chamado de tarifa azul. Essa modalidade tarifária foi estruturada para aplicação de preços diferenciados de demanda de potência e consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização e os períodos do ano. Dentro de cada modalidade tarifária, há uma diferenciação das tarifas de acordo com a tensão com que a energia elétrica é entregue. Como já explicado, a CSN é da classe A2, pois recebe sua energia através de linhas de 138 kV de tensão.

A maneira de quantificar as diferenciações na tarifa paga pela CSN atualmente é encontrar a tarifa média para uma base anual. Assim, incorpora-se nesta tarifa média o fator sazonalidade, possibilitando a comparação com a tarifa do fornecimento da energia de Itá.

Para o cálculo da tarifa média, devemos levantar os seguintes dados: consumo de energia elétrica, fator de carga e curva de carga.

Este tipo de informação não é de conhecimento público, sendo que, para a CSN, é de importância estratégica, já que o custo de energia é um grande componente do custo final do aço. Sendo assim, o valor de consumo foi estimado (por uma fonte da própria CSN) como 250 GWh / mês. O valor de fator de carga (diferença entre a demanda de potência média e a contratada) é de 75%, também estimado pela mesma fonte anterior. Já a curva de carga diária, que nos fornece informações sobre demanda no horário de ponta e fora de ponta, foi estimado baseando-se em informações do setor siderúrgico, onde os processos produtivos não são de fácil desmobilização como por exemplo na indústria do Alumínio. Portanto, a demanda estimada no horário de ponta corresponde a 75% da demanda no horário fora de ponta. A tabela seguinte mostra os dados de consumo e demanda de energia para a CSN.

Tabela 12: Parâmetros do Consumo de Eletricidade da CSN

Consumo (GWh/ano)	3.000
Demanda Correspondente (MW)	342
Fator de Carga	75%
Demanda a Contratar (MW)	456
Demanda/Consumo na Ponta	75%
Demanda Ponta (MW)	342
Consumo Ponta (GWh/ano)	287
Consumo Fora de Ponta (GWh/ano)	2.713
Consumo Anual Seco Ponta (GWh)	167,21
Consumo Anual Seco FP (GWh)	1.582,79
Consumo Anual Úmida Ponta (GWh)	119,43
Consumo Anual Úmida FP (GWh)	1.130,57

Fonte: Elaborado pelo Autor

A partir dessas informações, e das tarifas praticadas pela Light, que constam na Resolução da Aneel Nº 312 de 4 de novembro de 1999, podemos calcular o gasto total com energia elétrica da CSN e determinar a tarifa média cobrada pela Light.

Tabela 13: Tarifas de Fornecimento de Eletricidade da Light para a CSN (1999)

TARIFAS - Novembro 99					
Demanda (R\$/kW)		Consumo (R\$/MWh)			
Ponta	Fora de Ponta	Ponta		Fora de Ponta	
		Seca	Úmida	Seca	Úmida
10,02	2,32	56,26	52,48	40,31	36,98

Fonte: Aneel

Tabela 14: Determinação da Tarifa Média de Energia Paga pela CSN à Light

Ítem	Quantia	Custo
Demanda Fora de Ponta (MW)	456	1.059
Demanda Ponta (MW)	342	3.432
Consumo Anual Seco Ponta (GWh)	167	9.407
Consumo Anual Seco FP (GWh)	1.583	63.802
Consumo Anual Úmida Ponta (GWh)	119	6.268
Consumo Anual Úmida FP (GWh)	1.131	41.808
Consumo Total Anual (GWh)	3.000	125.777
Tarifa Média (R\$/MWh)	41,93	

Fonte: Elaborado pelo Autor

A tarifa média encontrada de R\$ 41,93/MWh tem data base de Novembro de 1999. Para poder compará-la com as tarifas de Itá, ela deve ser reajustada constantemente. Vamos

assumir que o reajuste das tarifas da Light segue de acordo com o reajuste do preço que a Light paga pela energia, ou seja, ela é capaz de repassar todas as variações que ocorrem nos indexadores da energia adquirida. Sabemos que a Light gera 14,4% da energia que distribui, que consideraremos ser reajustada de acordo com a inflação brasileira (IGP-M). Sabemos também que da energia comprada, 40,4% são indexadas ao dólar (Itaipu), e os restantes 59,6% são reajustados pelo IGP-M. Portanto, a tarifa média da Light será reajustada 65% de acordo com o IGP-M e 35% de acordo com a variação cambial.

A tabela abaixo contém os valores das tarifas projetadas, utilizando-se as mesmas projeções macroeconômicas do modelo financeiro de Itá.

Tabela 15: Projeção da Tarifa Média de Energia

Tarifa Light para CSN										
Nov-99	1999	2,000	2,001	2,002	2,003	2,004	2,005	2,006	2,007	2,008
41.93	46.27	49.81	50.12	52.91	55.20	57.59	60.09	62.69	65.41	68.25
2,009	2,010	2,011	2,012	2,013	2,014	2,015	2,016	2,017	2,018	2,019
71.20	74.29	77.51	80.87	84.37	88.03	91.85	95.83	99.98	104.31	108.83
2,020	2,021	2,022	2,023	2,024	2,025	2,026	2,027	2,028	2,029	2,030
113.55	118.47	123.61	128.96	134.55	140.38	146.47	152.82	159.44	166.35	173.56

Fonte: Elaborado pelo Autor

4.7.6 Balanço do Consumo e Receita de Venda no Mercado

De posse das projeções de tarifas de Itá e da Light, necessitamos projetar o consumo de energia elétrica da CSN. Essas projeções serão necessárias para verificar se a energia de Itá vai ser inteiramente absorvida pela Usina Presidente Vargas. Caso o consumo projetado for maior que a soma das energias da térmica e de Itá, podemos assumir que toda energia de Itá irá substituir o fornecimento pela Light. Caso contrário, devemos assumir que a energia de Itá pode ser comercializada, e para o cálculo utilizaremos o valor dos preços projetados do MWh no mercado à vista. O outro investimento em geração da CSN, a hidrelétrica de Igarapava, fornece sua energia para as minas da empresa localizadas em Minas Gerais.

Para as projeções de consumo, iremos considerar a grande correlação existente entre o crescimento do PIB brasileiro e o crescimento do consumo de energia elétrica do setor industrial. Conforme demonstrado no GCPS (1999), o consumo de energia do setor industrial é diretamente proporcional ao grau de aquecimento da economia, sendo este indicado através da variação do PIB. O setor siderúrgico é particularmente afetado pelo

grau de aquecimento da economia, já que fornece matéria prima (aço) para inúmeros outros setores da indústria (automobilístico, embalagens, construção civil).

Sendo assim, utilizaremos as projeções de PIB realizadas pelo departamento econômico do Banco para projetar o consumo de energia da CSN. Os valores utilizados são mostrados na tabela abaixo.

Tabela 16: Projeções de Consumo de Energia da CSN

	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Variação do PIB	1.0%	3.7%	4.0%	4.0%	4.0%	3.5%
Consumo de Energia Elétrica (GWh)	3,000	3,111	3,235	3,365	3,499	3,622

Fonte: Elaborado pelo Autor

De 2004 em diante, o aumento do PIB projetado é de 3,5%.

A usina térmica CTE possui capacidade de 230 MW e produz energia a 90% de sua capacidade. Assim, gera 1.813.320 MWh. A usina de Itá vai fornecer 168 MW para a CSN, o equivalente a 1.471.680 MWh. Somando-se as quantias, achamos que a CSN irá gerar, a partir de 2001, 3.285 GWh para o consumo na Usina Presidente Vargas, excedendo às necessidades em 2001, mas aquém do consumo de 2002 em diante. Portanto, em 2001, a CSN irá comercializar ao longo do ano 50 GWh de energia, sendo esta energia proveniente de Itá, já que a CTE se encontra instalada dentro da área da Usina Presidente Vargas.

Para determinar a receita desta venda ao mercado à vista, devemos considerar o preço projetado para este mercado em 2001, no sistema Sul/Sudeste/Centro Oeste. Em Julho de 2000 (seca), o preço spot era de R\$ 155/MWh na ponta e R\$ 140/MWh fora da ponta. Em Março de 2000 (úmida), estes valores eram de R\$ 138/MWh e R\$ 130/MWh respectivamente. De acordo com um relatório setorial de um banco de investimento⁸, as tarifas do MAE para 2001 devem estar 15% mais altas. Dessa maneira, projetamos um preço *spot* médio ao longo do dia de R\$ 169,63/MWh para os meses secos e R\$ 154,10/MWh para os meses úmidos.

Assim, a receita proveniente da venda dos 50 GWh excedentes no MAE em 2001 é de R\$

8,08 milhões, e deve ser considerado no cálculo da TIR.

Cabe ressaltar que, embora seja uma alternativa atraente, a CSN só pode vender ao mercado a quantia de energia que ela não utilizará em sua planta, conforme acordado no Contrato de Concessão e no PPA.

4.7.7 O Custo de Paralisação

Finalmente, para possibilitar a análise econômica do investimento em Itá, devemos determinar o custo estimado por paralisação na produção de aço, ocorrido devido a falta de abastecimento de energia elétrica.

Para este cálculo, necessitamos estimar o número de paralisações por falta de energia elétrica ocorridas em um horizonte de tempo e a duração média de cada uma. Além disso, precisamos definir os prejuízos causados à CSN por causa do tempo em que a planta ficou indisponibilizada nestas paralisações. Este cálculo deve ser realizado na medida que as interrupções que ocorrem na produção da CSN por falta de energia elétrica afetem o desempenho da empresa.

Existe uma forte correlação entre a demanda de energia elétrica e a frequência de interrupções, sendo que aumentando-se a primeira, aumenta-se a segunda. Pelas projeções da Aneel, os próximos anos serão críticos em relação à defasagem entre demanda e oferta de energia elétrica, sendo que a situação deve ser atenuada a partir de 2005.

Esta situação é particularmente visível no estado do Rio de Janeiro, onde verifica-se atualmente grandes perdas de eletricidade ocorridas nas sobrecarregadas linhas de transmissão. Por causa disso, foi dado um forte incentivo para a implantação de projetos de geração, que devem estar em operação normal a partir de 2005/2006. Entre os principais projetos, destacam-se as térmicas Norte Fluminense (com participação da Light), TermoRio, Seropédica. Com a entrada dessas geradoras no sistema, que devem acrescentar pelo menos mais 1.500 MW, os indicadores de qualidade devem melhorar significativamente, atingindo níveis satisfatórios.

Levando em consideração esta situação, o cálculo aqui planejado terá um horizonte que

⁸ Morgan Stanley Dean Witter, *The Electrometer*, datado de 11 de Outubro de 2000

cubra apenas este período mais crítico (2000-2005), quando o efeito será sentido mais efetivamente pela CSN.

4.7.8 Indicadores de Qualidade

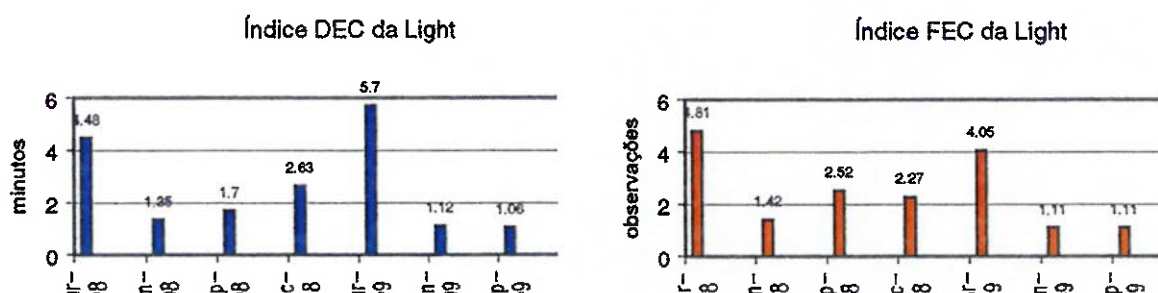
Inicialmente, devemos definir dois conceitos amplamente utilizados para a avaliação da qualidade do fornecimento de energia elétrica: o DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor) e o FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor). A portaria DNAEE nº 046, de 17 de abril de 1978, define estes indicadores da seguinte forma:

DEC: “Exprime o espaço de tempo durante o qual, em média, cada consumidor do conjunto considerado ficou privado do fornecimento de energia elétrica, no período de observação.”

FEC: “Representa o número de interrupções que, em média, cada consumidor sofreu, no período de observação.”

Estes indicadores são divulgados pela Aneel para todas as empresas de distribuição, cujas áreas de atuação são divididas em conjuntos. Os gráficos abaixo ilustram a situação do fornecimento da Light para o conjunto de Volta Redonda, onde a Usina Siderúrgica Presidente Vargas está localizada.

Gráficos 6 e 7: Indicadores de Qualidade de Fornecimento de Energia da Light para a CSN



Fonte: Aneel

Pelo gráfico, percebe-se a tendência de os indicadores serem maiores no começo do ano. Isso pode ser explicado por ser o período de chuvas, que muitas vezes causam danos à rede de distribuição, ocasionando interrupção do fornecimento. Além disso, no verão se intensifica a utilização de aparelhos de ar condicionado, que consomem grande quantidade

de energia. De fato, no começo de 1999, ocorreu uma série de blecautes no Rio de Janeiro, o que levou a Aneel a aplicar uma multa na Light em fevereiro, no valor de R\$ 1,7 milhões. A partir de então, a Light vem investindo na troca por cabos mais potentes, substituição de transformadores e poda de árvores que circundam os cabos de distribuição.

No entanto, podemos esperar que no horizonte estipulado, a Light apresente os indicadores de qualidade ainda com um pouco de oscilação, principalmente no início dos anos. Enquanto a situação do fornecimento não se equalizar ao da demanda, observaremos indicadores de qualidade com alguma deficiência.

As projeções para DEC e FEC anuais para o conjunto de Volta Redonda são as seguintes:

Tabela 17: Projeção dos Indicadores de Qualidade da Light

Ano	2000	2001	2002	2003	2004	2005
DEC	9.5	9.5	9.5	9.0	9.5	8.0
FEC	9.5	9.5	9.5	9.0	9.5	8.0

Fonte: Elaborado pelo Autor

Com os valores acima, podemos determinar o tempo médio que a CSN interrompeu sua produção devido à falta de energia elétrica. Então, para determinar o prejuízo causado por essas interrupções, devemos calcular quanto a CSN teria ganho caso não ocorressem as paralisações. Em outras palavras, iremos determinar qual o valor da margem de contribuição por unidade de tempo dos produtos da CSN. Utilizaremos a margem de contribuição por assumir que a quantidade que teria sido produzida durante as paralisações não é suficientemente grande para necessitar de um incremento no custo fixo de produção. Ou seja, produzindo-se normalmente nos horários antes indisponíveis, o custo que se incorreria seria apenas o custo variável, de acordo com a quantidade produzida.

Para aplicar este cálculo ao caso de Itá, devemos considerar como garantida a energia proporcional ao fornecimento advindo de Itá. Ou seja, iremos considerar o benefício referente aos 1.472 GWh que a CSN receberá por ano de Itá.

Além do tempo em que não há abastecimento de energia elétrica (obtido pelos indicadores DEC e FEC), as interrupções também provocam mais perdas de tempo produtivo na medida

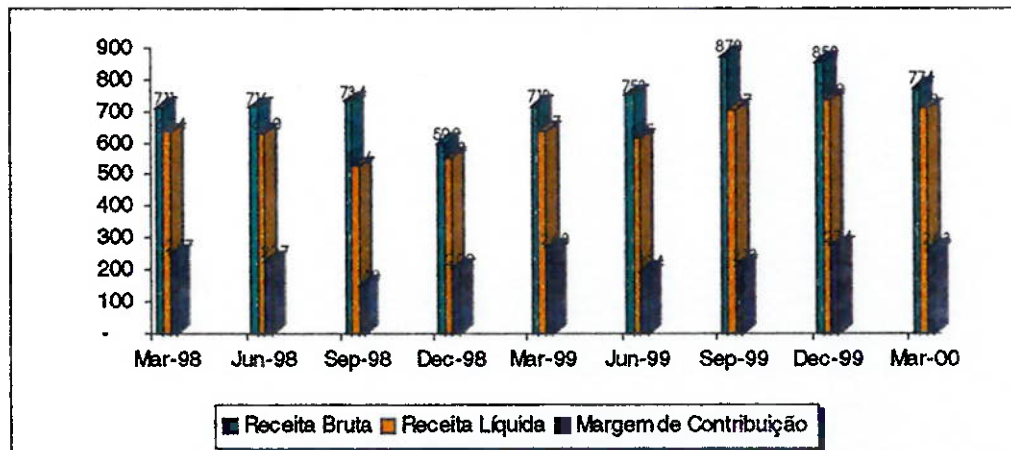
que as máquinas demoram para entrar em funcionamento normal. Ou seja, para cada interrupção (FEC) será associado mais um delta tempo, para fins de set-up e aquecimento das máquinas. Obviamente cada uma necessita de diferentes tempos para operar na capacidade normal, sendo que em média, levam, segundo uma fonte da própria empresa, 3,5 horas.

O cálculo pretendido será desenvolvido desconsiderando outras possíveis perdas que ocorrem devido às interrupções por falta de energia elétrica. O efeito das paralisações no material em processamento e nos equipamentos da Usina são pouco importantes economicamente e mais complexos de serem determinados. Portanto, no cálculo iremos analisar apenas o fator tempo.

4.7.9 Margem de Contribuição

O gráfico abaixo ilustra o comportamento do faturamento e da margem de contribuição da CSN nos últimos dois anos.

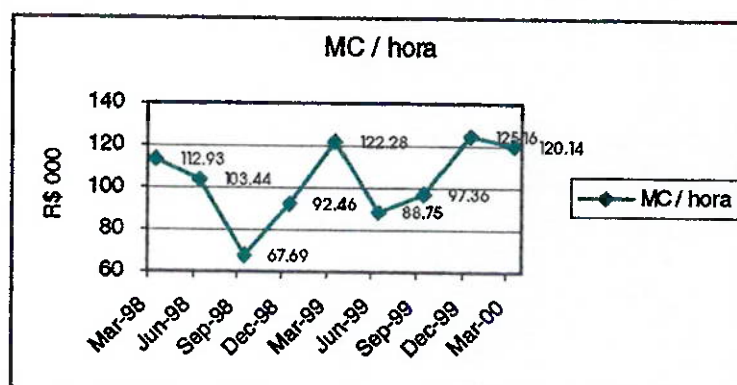
Gráfico 8: Margem de Contribuição Média da Produção da CSN



Fonte: CSN

Analisando os dados da empresa, percebemos uma tendência de crescimento no faturamento da CSN. Esta tendência foi maquiada no começo do ano 2000, quando duas máquinas de lingotamento ficaram indisponíveis durante dias, reduzindo a quantidade de produção de aço bruto. O gráfico abaixo mostra mais claramente os valores de margem de contribuição, divididos pelo número de horas de operação da Usina. Assumimos que a Usina Presidente Vargas poderia operar ininterruptamente, durante 24 horas, 91.25 dias por trimestre, totalizando 2.190 horas em um ano.

Gráfico 9: Margem de Contribuição por Hora na Produção da CSN



Fonte: CSN

Com base nos dados obtidos da empresa, e com o respaldo de um relatório setorial que analisa diversas empresas siderúrgicas produzido pelo Banco de Investimentos ABN Amro, determinamos os valores de receita e custo de produtos vendidos para os anos 2000 a 2005. Esses valores, bem como os de margem de contribuição, constam na tabela a seguir.

Tabela 18: Projeção de Margem de Contribuição da produção da CSN

R\$ mil	1999 R	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Receita Bruta	2,698	2904	3008	3077	3111	3200	3315
CPV	1748	1760	1745	1710	1697	1722	1765
Margem de Contribuição	950	1144	1263	1367	1414	1478	1550

Fonte: Elaborado pelo Autor

R = realizado

Agora temos condições de determinar o prejuízo causado por interrupções no fornecimento de energia elétrica.

4.7.10 Cálculo da TIR

Como já dito, a metodologia a ser empregada para analisar o investimento será levantar a taxa interna de retorno e compará-la com a taxa de desconto calculada através do CAPM. Para tanto, é preciso levantar os desembolsos que a CSN realizou, na condição de acionista com 48,75% da participação no capital da Itasa, para a construção da usina hidrelétrica de

Itá. Esses desembolsos são mostrados na tabela abaixo.

Tabela 19: Investimentos da CSN na Usina de Itá

	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Investimentos da CSN (R\$ mil)	17,189	29,298	50,610	49,311	1,959	40,564

Fonte: Elaborado pelo Autor

O contrapeso para os desembolsos é o benefício causado pelo investimento. Como se sabe, o benefício é na forma de custo de energia menor que o atual e a garantia de abastecimento de energia elétrica.

Na tabela abaixo, há a consolidação deste estudo de caso. A tabela mostra a receita apurada pela venda ao mercado à vista do excedente de energia gerado pela CSN e não utilizado na Usina Presidente Vargas. Além disso, é possível observar o benefício trazido pelo custo de energia de Itá em relação ao custo de energia da Light, apurado pela diferença entre as tarifas para a quantidade de energia proveniente de Itá. É possível verificar também o benefício trazido pela garantia do abastecimento de energia elétrica, calculado pela margem de contribuição que incidiria nos períodos que a planta fica indisponível devido a falta de energia elétrica. Vemos ainda os investimentos realizados pela CSN na construção de Itá, para finalmente montar o fluxo de caixa para o acionista do projeto. Tendo isso, encontramos a taxa de retorno do investimento da CSN no projeto de Itá.

Tabela 20: Cálculo da TIR do Projeto de Itá

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Consumo (GWh)				3,000	3,111	3,235	3,365	3,499	3,622	3,749	3,880	4,016
Energia CTE (GWh)					1,813	1,813	1,813	1,813	1,813	1,813	1,813	1,813
Energia de Itá (GWh)					1,024	1,472	1,472	1,472	1,472	1,472	1,472	1,472
Energia de Itá Vendida (GWh)					0	49.56	0	0	0	0	0	0
Tarifa média spot (R\$/MWh)						163.2						
Receita (R\$ milhões)						8.09						
Energia de Itá Consumida (GWh)					1,024	1,422	1,472	1,472	1,472	1,472	1,472	1,472
Tarifa Itá (R\$/MWh)					3.91	22.75	35.17	39.27	41.13	41.23	44.95	48.15
Tarifa Light (R\$/MWh)					49.81	50.12	52.91	55.20	57.59	60.09	62.69	65.41
Benefício (perda) (R\$ milhões)					47.00	36.91	26.10	23.44	24.23	27.75	26.11	25.40
Tempo Paralisado (horas)					1.93	2.02	2.11	1.58	1.50	1.07		
Tempo Disponível					22.34	27.97	28.02	25.30	24.04	20.15		
MC / hora (R\$ mil/hora)					130.59	144.18	156.05	161.42	168.72	178.94		
Benefício (perda) (R\$ milhões)					2.62	4.03	4.37	4.06	4.06	3.58		
Investimentos Realizados (R\$ milhões)	(17.19)	(29.30)	(50.61)	(49.31)	(1.96)	(40.56)	0	0	0	0	0	0
Fluxo de Caixa (R\$ milhões)	(17.19)	(29.30)	(50.61)	(49.31)	47.95	10.47	30.45	27.53	28.26	31.32	28.11	25.40
IRR					21.42%							

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Consumo (GWh)	4,156	4,302	4,452	4,608	4,760	4,936	5,109	5,288	5,473	5,665	5,863	6,068
Energia CTE (GWh)	1,813	1,813	1,813	1,813	1,813	1,813	1,813	1,813	1,813	1,813	1,813	1,813
Energia de Itá (GWh)	1,472	1,472	1,472	1,472	1,472	1,472	1,472	1,472	1,472	1,472	1,472	1,472
Energia de Itá Vendida (GWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tarifa média spot (R\$/MWh)												
Receita (R\$ milhões)												
Energia de Itá Consumida (GWh)	1,472	1,472	1,472	1,472	1,472	1,472	1,472	1,472	1,472	1,472	1,472	1,472
Tarifa Itá (R\$/MWh)	51.26	55.87	57.84	60.03	64.71	58.11	27.03	4.44	5.12	5.91	6.11	6.31
Tarifa Light (R\$/MWh)	68.25	71.20	74.29	77.51	80.87	84.37	88.03	91.85	95.83	99.96	104.31	108.83
Benefício (perda) (R\$ milhões)	25.06	22.57	24.21	25.72	23.78	28.86	88.77	128.83	133.46	138.44	144.53	150.88
Tempo Paralisado (horas)												
Tempo indisponível												
MC / hora (R\$ mil/hora)												
Benefício (perda) (R\$ milhões)												
Investimentos Realizados (R\$ milhões)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fluxo de Caixa (R\$ milhões)	25.06	22.57	24.21	25.72	23.78	28.86	88.77	128.83	133.46	138.44	144.53	150.88

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Consumo (GWh)	6,280	6,500	6,728	6,963	7,207	7,459	7,720	7,990	8,270	8,560	8,850
Energia CTE (GWh)	1,813	1,813	1,813	1,813	1,813	1,813	1,813	1,813	1,813	1,813	1,813
Energia de Itá (GWh)	1,472	1,472	1,472	1,472	1,472	1,472	1,472	1,472	1,472	1,472	1,472
Energia de Itá Vendida (GWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tarifa média spot (R\$/MWh)											
Receita (R\$ milhões)											
Energia de Itá Consumida (GWh)	1,472	1,472	1,472	1,472	1,472	1,472	1,472	1,472	1,472	1,472	1,472
Tarifa Itá (R\$/MWh)	6.53	6.76	6.97	7.21	7.45	7.71	7.97	8.24	8.52	8.82	7.00
Tarifa Light (R\$/MWh)	113.55	118.47	123.81	128.98	134.55	140.38	146.47	152.82	159.44	166.35	173.58
Benefício (perda) (R\$ milhões)	157.81	164.42	171.85	179.18	187.06	195.28	203.83	212.77	222.10	231.84	245.12
Tempo Paralisado (horas)											
Tempo indisponível											
MC / hora (R\$ mil/hora)											
Benefício (perda) (R\$ milhões)											
Investimentos Realizados (R\$ milhões)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fluxo de Caixa (R\$ milhões)	157.81	164.42	171.85	179.18	187.06	195.28	203.83	212.77	222.10	231.84	245.12

Fonte: Elaborado pelo Autor

Como se vê, a TIR calculada para Reais é de 21,42%. Em dólares norte americanos, a TIR equivale a 16,91%⁹.

4.7.11 Base de Comparação: a Taxa de Desconto

Para uma comparação conclusiva a cerca da taxa de retorno do projeto, iremos utilizar uma taxa de desconto tal que se a TIR for maior, o projeto é aceitável, e se a TIR for menor, o projeto não deveria ser desenvolvido. Esta taxa é portanto o custo de capital dos acionistas, ou seja, o retorno mínimo que eles requerem para fazer um investimento de capital na

⁹ O cálculo em Dólares é feito convertendo-se todos os valores em Reais pelo Dólar publicado pelo Banco Central na data de fechamento de cada período a que o valor se refere.

empresa. Essa taxa de desconto será calculada seguindo a metodologia CAPM (*Capital Asset Pricing Model*), recomendada por Damodaran (1996) e Copeland, Koller e Murrin (1994).

A taxa de desconto assim calculada é interessante de ser utilizada porque ela oferece uma boa medida do risco implícito no projeto. Este risco não é o risco de construção, operação, ambiental ou financeiro, que são trabalhados e mitigados na estrutura do *project finance*. O risco que é refletido na taxa de desconto é basicamente o risco em se investir em projetos de geração de energia no Brasil. Além disso, é uma medida amplamente utilizada e aceita no mercado, podendo ser comparada com outros projetos na esfera global.

O CAPM postula que o custo de capital é igual ao retorno de um título sem risco, somado ao risco sistemático da empresa multiplicado pelo prêmio pago pelo risco no mercado (Rosenberg, 1998).

A fórmula para o cálculo da taxa de desconto é a seguinte:

$$D = r_{\text{sem risco}} + \beta^A * (r_M - r_{\text{sem risco}}) + r_{\text{Brasil}}$$

Onde:

D = taxa de desconto a ser calculada

$r_{\text{sem risco}}$ = retorno do investimento livre de risco

β^A = beta, indicador de risco do setor de geração de energia, alavancado

r_M = retorno médio do investimento no mercado de renda variável

r_{Brasil} = risco Brasil, fator que considera o risco de um investimento no Brasil

Teoricamente, não há nenhum investimento que esteja isento de risco. Copeland, Koller e Murrin (1994) afirmam que o melhor parâmetro para ser considerado um investimento sem risco seria o retorno oferecido por uma carteira com beta igual a zero. No entanto, pela grande dificuldade de se construir e manter tal carteira, os autores elegem o título do tesouro do Governo dos Estados Unidos como o título livre de risco mais apropriado. Isto porque as chances da maior economia do planeta não honrar suas obrigações hoje e no futuro próximo são mínimas. Para ser adequado à comparação com o retorno do projeto, é

necessário encontrar um título com prazo semelhante aos 35 anos da concessão de Itá. O título escolhido é um Bônus com maturidade em 15/08/26. Atualmente (Julho de 2000), este bônus está pagando um prêmio de 6,20%, e é este o valor que usaremos como taxa livre de risco.

O risco de mercado r_M é o prêmio adicional requerido pelo investidor que está disposto a aceitar o maior risco do mercado de renda variável. Damodaran (1996) reconhece duas questões ao se estimar o risco de mercado: que tamanho de período da série de dados deve ser tomada e se a média desta série deve ser aritmética ou geométrica. Neste sentido, Copeland, Koller, Murrin (1994) afirmam que sendo o retorno do mercado uma variável aleatória quanto mais dados forem utilizados, melhor será a estimativa para o retorno futuro, pois dilui qualquer efeito de tendências. Assim, recomenda-se o uso de uma série histórica iniciada em 1926, com o retorno anual do índice S&P 500 (índice composto pelas ações das 500 empresas americanas com maior capitalização), obtida na publicação da Ibbotson Associates, *Stocks, Bonds, Bills and Inflation Yearbook 1995*.

Em relação à média dos dados, Brealey e Myers (1991) argumentam que o uso da média geométrica simples reflete o atual retorno que o investidor consegue no mercado e é melhor para previsão no longo prazo.

Assim, o retorno médio das ações do índice S&P 500 desde 1926 até 1998 é de 11,0% ao ano. O prêmio por se investir no mercado de ações é de 4,8% (11% - taxa livre de risco).

Segundo Damodaran (1996), uma das formas de se medir o risco soberano de um país é através da diferença entre as taxas de um título da dívida externa deste país e um título do tesouro americano, como aquele citado acima. Porém, o autor ressalta que algumas hipóteses devem ser assumidas neste cálculo, quais sejam, a ideia de que a empresa considerada está totalmente sujeita ao risco soberano, e que há uma grande correlação entre o papel da dívida e o comportamento do mercado de ações.

No caso brasileiro, utilizam-se os *Brady Bonds*. Os *bradies* são títulos da dívida externa que surgiram na década de 1980, após a renegociação das dívidas de países extremamente endividados (como Brasil, México e Argentina), necessária para prover maior fôlego a esses países. Atualmente, os *bradies* são negociados pelos bancos em um mercado secundário ativo, sendo que a precificação dos títulos funciona como um termômetro da

percepção do risco soberano dos países. Os principais *bradies* brasileiros são o *IDU*, *C-Bond* e *Global 27*, tendo todos boa liquidez. Desses papéis, o que possui maturidade semelhante ao prazo do projeto e ao Bônus do tesouro americano é o *Global Bond 27*, cujo vencimento é 15/05/27. Para uma boa aproximação do risco Brasil, utilizaremos o *Global 27* versus o Bônus do Tesouro Americano com vencimento em 2026. O cálculo da média das diferenças entre as taxas desses dois papéis resulta em um valor de risco Brasil de 6,756%.

Finalmente, o último componente da fórmula da taxa de desconto é o beta. O beta é um número que indica em que medida o retorno de determinado ativo está relacionado com o retorno do mercado de ações. O beta igual a 1 significa que se o mercado subir 2%, espera-se que o papel suba 2% também.

O beta que é utilizado na fórmula de cálculo do custo de capital é um beta do setor que reflete o grau de alavancagem financeira do projeto em consideração. Para se calcular o beta do setor, primeiramente, escolhe-se empresas que atuam no mesmo mercado que a empresa que se está fazendo o estudo do custo de capital. Cada empresa possui um comportamento em relação ao mercado (beta), que, segundo Kaen (1995), é influenciado pelo grau de alavancagem financeira, grau de alavancagem operacional e pelo setor que ela atua.

A tabela constante no anexo II mostra os dados das empresas de energia, com o cálculo do beta desalavancado pela estrutura de capital de cada uma, achando-se finalmente a média dos betas desalavancados, ou seja, o beta do setor. Como vemos no anexo, a média dos betas desalavancados é de 0,2751, o que mostra que empresas do setor elétrico são consideradas de baixo risco (e retorno) pelo mercado. A título de comparação, temos no anexo II uma tabela com os betas de outros setores. Percebe-se que setores que lidam com alta tecnologia possuem um beta maior, como a internet, com beta igual a 1,52.

Este beta do setor é realavancado para o projeto em questão, segundo a seguinte fórmula:

$$\beta^A = \beta^D * [1 + (1-\tau) * (D/C)]$$

Onde:

β^D = média do beta, desalavancado, para empresas do setor

τ = taxa de impostos corporativos (imposto de renda + contribuição social)

D/C = estrutura de Dívida/Capital ideal para a empresa

A alavancagem do beta de modo a refletir as características do projeto de Itá (impostos de 34% e estrutura de capital de 57% dívida e 43% de capital) resultou em um beta alavancado de 0,516.

Desta maneira, somos capazes de calcular a taxa de desconto para o projeto de Itá. A fórmula, com os dados já inseridos, fica:

$$D^A = 6,20\% + 0,516 * (11,0\% - 6,20\%) + 6,76\%$$

O resultado deste cálculo é uma taxa de deconto de 15,44%.

4.7.12 Conclusão

Portanto, o retorno mínimo, em dólares, necessário para que um investidor aceite aplicar seu dinheiro no projeto é de 15,44%, considerando

- o fato do projeto refletir as situações econômicas e políticas do Brasil
- o prêmio pago por investimentos em que o risco é mínimo
- o prêmio pago por investimentos no mercado de ações
- a percepção de risco de um projeto na área de geração de energia elétrica
- o grau de alavancagem do projeto a receber recursos

A taxa de retorno calculada para o investimento que a CSN realizou no projeto de Itá é de 21,42% em Reais e 16,91% em Dólares. Como se vê, o retorno proporcionado é maior que o custo de capital para investir no projeto. Ou seja, o retorno que o projeto proporciona é maior que o risco que ele representa aos olhos do investidor, sob as considerações acima.

Uma análise interessante que poderia ser feita é a do Valor Presente Líquido, VPL. O VPL é um valor que indica quanto o fluxo de caixa característico do projeto vale na data presente. Para chegar neste número, desconta-se a série do fluxo de caixa por uma certa taxa de desconto. Se a taxa de desconto utilizada no cálculo do VPL for a TIR do projeto, então o VPL será igual a zero. Desta maneira, uma taxa de desconto maior que a TIR

resulta em um VPL negativo, e uma taxa de desconto menor que a TIR resulta em um VPL positivo.

No caso do projeto de Itá, a taxa de desconto é menor que a taxa de retorno, fazendo com que seu VPL seja positivo, o que é um forte motivo para que a CSN invista no projeto.

O resultado da análise de investimento é satisfatório para a continuidade da estruturação do projeto. Seguindo a fundamentação prática do exercício de análise de investimento, que era buscar encontrar algum sinal de possível falta de apetite por parte dos investidores para levar adiante os investimentos requeridos em Itá, deveríamos realizar a análise de investimento do outro acionista da Itasa, a Odequi.

No entanto, quando este trabalho iria começar a ser desenvolvido pelo Banco, realmente ocorreu a reestruturação societária da SPC. Os 48,75% de ações ordinárias que a Odequi possuía de participação na Itasa foram vendidas para a Gerasul. Esta empresa passava, portanto, a ser a principal compradora da energia de Itá, com 169 MW devidos à Odequi, 61 MW do PPA em separado e finalmente os 260 MW restantes, por fazer parte do consórcio concessionário, totalizando 490 MW.

A nova configuração societária da Itasa não trouxe nenhum prejuízo à estruturação que havia sido montada para o projeto. O que precisou ser reformulado foi o contrato de PPA com a Gerasul. O temor de que um rearranjo societário inserisse em Itasa algum sócio novo que pudesse prejudicar a estruturação do projeto foi eliminado. Os trabalhos finais de estruturação foram concluídos, e em agosto de 2000 a primeira turbina da usina começou a operar, produzindo os primeiros 290 MW do projeto.

Capítulo 5

Estudo de Caso: Usina de Cogeração

5.1 INTRODUÇÃO

Este capítulo irá se concentrar no estudo de caso de uma Usina de Cogeração. O projeto a que este estudo se refere ainda não obteve o fechamento financeiro, portanto optou-se por preservar as entidades envolvidas, já que alguns informações contidas neste capítulo são confidenciais, mas ao mesmo tempo imprescindíveis para o bom entendimento do projeto. Neste capítulo, o projeto será denominado “Usina de Cogeração”, a SPC de “SPC”, o patrocinador de “Acionista”, o fornecedor de gás natural de “Distribuidor de Gás”, o comprador de vapor, fornecedor de gases residuais e ainda o hospedeiro onde a Usina se localizará de “Indústria”, o engenheiro independente de “Engenheiro Independente”, o banco estruturador de “Banco”. Pelo mesmo motivo de confidencialidade, não serão disponibilizadas as projeções de fluxo de caixa do projeto, como feito para o estudo de caso anterior.

O Banco foi contratado para atuar como assessor financeiro do patrocinador deste projeto em 1998, quando os primeiros passos começaram a ser dados no desenvolvimento do mesmo. O papel do Banco como assessor financeiro é dar suporte ao patrocinador na estruturação do *project finance*, desde a assinatura dos contratos, definição de garantias, contratação de seguros, até a parte de modelagem financeira para auferir as projeções de fluxo de caixa. Atuando neste sentido, o Banco tende a facilitar e otimizar a estrutura do projeto, com o sucesso condicionado à obtenção do financiamento necessário para o desenvolvimento do empreendimento.

Entretanto, a Usina de Cogeração encontra-se em uma situação ainda indefinida em relação ao seu fechamento financeiro. Sua viabilidade econômica-financeira, assim como o de vários outros projetos de termelétricas, está dependendo de se concluir as regras e leis que irão orientar a atividade de geração térmica. A grande questão em torno das termelétricas diz respeito ao fornecimento de combustível, o gás natural.

O gás natural utilizado nas usinas térmicas é grande parte proveniente da Bolívia (transportado através do gasoduto Brasil-Bolívia¹⁰), e sendo um insumo importado, seu

¹⁰ Gasoduto ligando Santa Cruz de la Sierra na Bolívia a Porto Alegre, com extensão total de 3.150 km.

preço é indexado ao Dólar americano, a moeda usada nas transações comerciais internacionais. Em caso de uma desvalorização do Real em relação ao Dólar, o gás natural irá refletir este aumento em um horizonte de tempo de no máximo três meses, já que a revisão de seu preço é trimestral. Em contrapartida, a geradora de energia poderá levar até um ano para repassar este aumento para suas tarifas, já que sua revisão é anual. Sendo assim, há uma exposição das geradoras ao risco cambial por um período de tempo muito longo, que pode até vir a inviabilizar seu desenvolvimento. Portanto, os investidores das térmicas exigem que se possibilite o reajuste também trimestralmente, ou que se crie um mecanismo de proteção ao risco cambial, como por exemplo a alocação ao fornecedor do gás (Petrobras), ou ainda a constituição de um fundo mútuo de proteção à variação cambial. Este é o principal motivo (não é o único) que está atrasando o cronograma de implantação de usinas termelétricas no país. Este problema torna-se mais grave ao se constatar a possibilidade de déficit de energia nos próximos cinco anos, e cujo principal reforço para evitar é o Programa Prioritário das Termelétricas, desenvolvido pelo Ministério de Minas e Energia em conjunto com o BNDES. Este programa enumera 49 projetos de termelétricas que tem importância estratégica na política energética do país, cujo objetivo é, entre outros, diminuir a dependência à energia hidráulica, diversificando-se as fontes energéticas. O governo deseja atingir 2005 com 10% de energia sendo gerada por gás natural. Estas termelétricas serão desenvolvidas pela iniciativa privada, embora tenham prioridade de recebimento de financiamento público.

A Usina de Cogeração é uma das 49 usinas deste programa. A usina está localizada no estado de São Paulo, e é adjacente às instalações da Indústria. O projeto está sendo desenvolvido pela Sociedade de Propósito Específico SPC, uma subsidiária do Acionista, multinacional com investimentos na área de energia

A usina é constituída de uma única turbina a gás de 150 MW e de um Heat Recovery Steam Generator (HRSG) que produz 350 toneladas de vapor por hora. A planta será abastecida 69% por gás natural e 31% de gás residual proveniente dos processos produtivos da própria Indústria. O gás natural será fornecido pela Distribuidora de Gás através de um contrato de suprimento de gás de longo prazo, denominado *Gas Supply Agreement* (GSA).

As fontes de receita do projeto são a venda de energia e vapor através de seus respectivos

contratos. O contrato de venda de energia elétrica (PPA – *Power Purchase Agreement*) ainda não foi assinado, embora as negociações com um potencial comprador estejam adiantadas. O contrato de venda de vapor (Steam Contract) será assinado com a Indústria.

O custo total do projeto está estimado em R\$ 160 milhões. O financiamento irá prover ao projeto 70% deste valor, ou R\$ 112 milhões, dos quais o BNDES irá garantir R\$ 56 milhões. O Acionista pretende investir R\$ 48 milhões, ou 30% do total de investimento requerido. O restante do financiamento deverá ser contraído junto ao BID.

Uma descrição dos participantes do projeto da Usina de Cogeração, mantendo suas respectivas identidades ocultas, encontra-se no anexo VII.

5.2 DESCRIÇÃO TÉCNICA

5.2.1 Concepção da Planta

A própria Indústria desenhou a usina de cogeração acoplada às suas instalações. A cogeração ganhou corpo e tornou-se uma alternativa viável a partir do momento que a oferta de gás natural foi suficiente em volume e adequada em preço.

No esquema habitual de cogeração, o gás natural é queimado em uma turbina a gás para mover um alternador que gera energia elétrica. A energia térmica produzida neste processo ainda é utilizada para a produção de vapor, ar quente e refrigeração utilizados nos processos industriais. O aproveitamento da energia térmica faz deste um processo com alto índice de eficiência, em torno de 60%, contra 35% de usinas de carvão.

O número de usinas de cogeração no Brasil ainda é pequeno se comparado a outros países. Segundo a Aneel, o total de potência instalada no Brasil em 1999 em usinas de cogeração era de 1.282 MW, o que representava 1,9% do total de capacidade instalada no país. Já os Estados Unidos, segundo dados do Departamento de Energia americano (DOE), possuíam 53.998 MW em usinas de cogeração em 1999, o que representava 6,9% do total de capacidade de geração elétrica daquele país. Os principais empreendimentos que utilizam a cogeração com gás natural são a Brahma (RJ), Copene (BA), NorteShopping (RJ), Petrobras Asfor (CE) e Kaiser (SP).

Assim que o Acionista ganhou a concorrência aberta pela Indústria para o desenvolvimento

do projeto, ela contratou uma empresa americana de consultoria em engenharia, o Engenheiro Independente. O Engenheiro Independente ficou responsável por assessorar o Acionista do ponto de vista técnico, além de atuar na fiscalização e monitoramento da construção (EPC).

Foi estudado um número de configurações possíveis, avaliando-se os requerimentos de potência e oferta de vapor, e observando restrições como a utilização de gases residuais ricos em hidrogênio, disponibilidade de terras, disponibilidade de refrigeração da água, conexão com o sistema de linhas de transmissão, emissão de NOx e seu impacto ambiental, e finalmente possibilidade de ampliação da geração de energia e vapor.

A configuração sugerida pelo Engenheiro Independente é a utilização de uma turbina de 150 MW com um HRSG que produz 350 toneladas/hora de vapor. Esta configuração é a que melhor equilibra os requerimentos necessários com as restrições cabíveis, além de maximizar o rendimento da operação de queima dos combustíveis, o que reduz o consumo de gás natural e reduz o impacto ambiental do empreendimento.

5.2.2 Questão Ambiental

Uma questão importante a se mencionar se refere ao impacto ambiental causado pelas térmicas a gás natural. A quantidade de ar injetado na turbina pelo compressor é proporcionalmente maior que em térmicas abastecidas com outros combustíveis. Assim, observa-se a maior formação de óxidos de Nitrogênio, genericamente conhecidos por NOx, e que são lançados na atmosfera.

A definição dos limites de emissão desses gases no ambiente é feito caso a caso para cada térmica, sendo que se avalia principalmente a poluição atmosférica da região onde está localizada a usina para estabelecer os limites. O órgão responsável por este assunto é a Secretaria do Meio Ambiente do estado onde o projeto se localiza.

No caso da Usina de Cogeração, a Secretaria do Meio Ambiente de São Paulo é responsável por emitir a licença ambiental de operação, que dentre outras coisas, define os limites de emissão de NOx da usina. No entanto, devido à sobrecarga de trabalho neste órgão, a permissão ambiental tem levado muito tempo para ser dada. Hoje em dia, segundo a própria Secretaria, há 17 projetos requisitando a licença, entre eles a Usina de Cogeração,

e a previsão é de se demorar pelo menos um ano para estes projetos obterem suas licenças.

5.3 ESTRUTURA DO PROJETO

A estrutura do projeto, como um típico *project finance*, está erguida sob uma rede de contratos estabelecidos entre a SPC e as demais companhias participantes.

O contrato que garante à SPC o direito a erguer a usina com suas características especificadas é o de Autorização de Uso. Este contrato tem a mesma função de um contrato de concessão.

A construção da usina é regulada pelo contrato de EPC (*Engineering, Procurement, Construction* – Engenharia, Fornecimento, Construção). O EPC ainda não foi assinado, embora algumas pré-condições para sua efetivação já tenham sido identificadas, tais como experiência do contratado, término com data fixa e garantias de performance e compleição. Um aspecto importante é que atualmente há uma escassez de turbinas a gás no mercado mundial, e seus principais fabricantes (Alstom, Siemens, Westinghouse, ABB) dizem que só aceitam encomendas para depois de 2002. Sendo assim, a SPC se adiantou ao EPC e encomendou sua turbina, o que, portanto, deve diminuir o preço global do EPC, estimado em R\$ 85 milhões.

A operação da usina, por sua vez, é regulada pelo contrato de O&M (Operação e Manutenção), que também não foi assinado até o momento. Buscar-se-á um operador com experiência em plantas de cogeração, ao qual será dado incentivos com base no desempenho da planta. Os pagamentos pelo O&M são divididos em uma parcela fixa e uma variável em relação à quantidade de energia produzida. A parcela fixa corresponde basicamente aos pagamentos por mão-de-obra e manutenção preventiva, sendo que para esta é necessário interromper o funcionamento da planta por alguns dias. A parte variável do O&M se refere aos consumíveis, como por exemplo combustível para as caldeiras. Estima-se que o valor total do O&M gire em torno de R\$ 5 milhões por ano.

O contrato de suprimento de gás, GSA, foi assinado em 1998 com a Distribuidora de Gás. A Petrobrás irá fornecer para a Distribuidora de Gás o gás para o projeto, proveniente da Bolívia, e esta deverá construir um pequeno gasoduto de 1,5 km ligando o projeto ao ponto

de distribuição da cidade onde se localiza a Usina de Cogeração, o portão da cidade.

Este GSA é um dos mais importantes contratos vigentes da Distribuidora de Gás, pois além de vender o gás para o projeto, a Distribuidora de Gás irá fornecer gás também para as caldeiras da Indústria, que hoje funcionam a base de óleo *diesel*, mas que serão convertidas em gás natural com a assistência da SPC.

O GSA é um contrato “pegue ou pague” (tradução livre de *take or pay*). De acordo com este tipo de contrato, a SPC tem a obrigação de pagar por um mínimo de gás, 900 mil m³ por dia, mesmo que não utilize toda essa quantidade, sendo o volume medido e contabilizado anualmente. Por outro lado, seu consumo não pode ultrapassar 1,1 milhão de m³/dia. Caso a Distribuidora de Gás não entregue o gás acordado, ela pagará ao projeto o custo de um combustível suplente e das devidas adaptações para seu uso. O preço do gás ainda não foi acordado, mas espera-se que seja próximo ao valor estabelecido pelo MME através da Portaria 03/2000.

O GSA ainda possui algumas cláusulas que oferecem um conforto extra ao projeto, como por exemplo a garantia de fornecimento do menor preço praticado pela Distribuidora de Gás para usinas térmicas. Ou seja, caso a Distribuidora de Gás assine um contrato com outra usina térmica com um preço mais baixo, automaticamente a SPC passa a pagar este mesmo preço. Outra cláusula importante é a de que se a SPC receber uma oferta formal de outra distribuidora de gás por 50% do volume do contrato a um preço mais baixo, a Distribuidora de Gás terá 120 dias para abaixar seu preço, senão a SPC tem o direito de rescisão do contrato sem nenhum ônus. Com esses dispositivos, a SPC fica com garantias de longo prazo de abastecimento de gás natural a preços condizentes com os praticados no mercado.

As receitas do projeto são provenientes de duas fontes distintas: o contrato de venda de energia, PPA, e o contrato de venda de vapor. O PPA corresponde a aproximadamente 65% da receita operacional total do projeto, enquanto o vapor representa os 35% restantes.

O PPA está em negociação no momento com a provável compradora da energia. Assim, não temos nada definido, embora os principais parâmetros possam ser estimados. A energia garantida da planta é de 1.245 GWh, o que corresponde a uma taxa de utilização da capacidade anual de 95%, ou 8.300 horas por ano. Este valor de energia gerada tende a

diminuir com o passar dos anos, sendo que a degradação estimada da planta, ou seja, a diminuição de sua capacidade de gerar energia, é a seguinte:

Tabela 21: Degradação Anual da Usina de Cogeração

Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7
1.5%	2.5%	3.2%	3.6%	3.9%	4.1%	4.2%

Fonte: SPC

Ainda não está definido o valor de venda da energia, mas o que é mais provável é que seja uma quantia próxima ao Valor Normativo, definido pela Aneel em julho de 1999 como sendo R\$ 57,20/MWh. O VN é reajustado anualmente de acordo com uma fórmula própria para empreendimentos de termelétricas, em que se pondera valores de constantes K1, K2 e K3. Estas constantes são respectivamente o IGP-M, o preço do gás natural e a variação cambial, e sua ponderação é estudada caso a caso, ficando a fórmula final sob aprovação da Aneel.

A outra fonte de receita do projeto é o contrato de venda de vapor, assinado entre a SPC e a Indústria. Na verdade, este contrato acaba ditando as normas do relacionamento entre o projeto e a Indústria, já que além de estabelecer direitos e deveres referentes ao vapor, discorre também sobre a compra e venda do gás residual produzido na Indústria e utilizado na usina, a operação e manutenção das caldeiras da Indústria por parte da SPC, e, por fim, sobre o acordo de utilização do terreno, já que a planta de cogeração será instalada dentro das instalações da Indústria.

A parte referente à compra e venda de vapor garante à Indústria a compra de vapor produzido pelo HRSG. As obrigações da Indústria são dimensionadas para oferecer um desconto inicial de 10% em relação aos atuais custos de operação das caldeiras. Os pagamentos serão divididos em uma parcela fixa mensal e um pagamento variável, que permite o repasse de parte dos custos do gás natural destinado à produção de vapor, que corresponde a 30% do total de combustível.

O HRSG produz 350 toneladas de vapor por hora, o que significa anualmente 3.066 mil toneladas de vapor, que são inteiramente consumidos pela Indústria.

Como vimos, o projeto irá utilizar, junto com o gás natural, gás residual dos processos produtivos da Indústria na geração de energia e vapor. O pagamento por este gás será calculado em relação ao preço do gás natural, proporcional ao poder calorífico de cada um. A quantidade de gás residual contratada é de 400.000 m³/dia.

Com relação a operação e manutenção das caldeiras pertencentes à Indústria, que será realizada pela SPC, o contrato de venda de vapor diz que as caldeiras devem fornecer vapor no evento do HRSG não estar disponível. As caldeiras devem estar cobertas por um seguro, pago pela própria Indústria.

Por fim, o contrato de venda de vapor discorre sobre o uso da terra pelo projeto, já que o terreno pertence à Indústria. Será assinado um Acordo de Usufruto entre a Indústria e a SPC, que garante a esta última o direito sobre os ativos construídos no terreno, além de garantir o direito à primeira recusa de aquisição caso a Indústria tenha a intenção de vender as terras.

Com os contratos citados acima, assinados e por assinar, teremos uma estruturação que consegue mitigar vários dos riscos levantados no capítulo 2, advindos de um *project finance*. Pode-se considerar, no entanto, que a demora no fechamento da operação de financiamento ao projeto se deve basicamente à difícil negociação de alguns desses contratos. O PPA, por exemplo, vai depender ainda da definição por parte do governo, através de sua agência regulatória, a Aneel, da questão da frequência do reajuste da tarifa de energia, como exposto anteriormente.

5.4 ESTRUTURA FINANCEIRA

Como um típico *project finance*, a SPC tem como alvo uma estrutura altamente alavancada, compreendendo 70% de dívida e 30% de capital do patrocinador. Algumas características do *project finance* que aparecem na estruturação são a presença de condicionantes referentes a dívida, como conta reserva de serviço e exigência de um índice de cobertura mínimo de 1,30. Além disso, os desembolsos de caixa do projeto são regulados de acordo com o chamado *cash waterfall*, que é a sequência de utilização do caixa do projeto em relação às suas obrigações. Esta sequência determina, por exemplo, que a remuneração dos

acionistas seja posterior ao pagamento das obrigações dos financiamentos.

O quadro de usos e fontes do projeto está a seguir:

Tabela 22: Usos e Fontes do Projeto da Usina de Cogeração

Fontes	R\$ milhões	Usos	R\$ milhões
Dívidas			
Multilateral	56.2	Obras Civas	11.3
BNDES	56.2	Equipamentos	74.3
Total Dívida	112.4	Total contrato EPC	85.6
Capital		Interconexão com Sistema	2.0
Capital Investido	48.1	Outros Custos de Construção	26.7
Total Capital	48.1	Juros Durante a Construção	9.9
		Despesas Administrativas	1.7
		Contas Reserva	7.8
		Impostos	15.5
		Custos de Financiamento	5.1
		Outros	6.2
Total Fontes	160.5	Total Usos	160.5

Elaborado pelo Autor

5.4.1 Fontes

No momento, as fontes garantidas para o projeto são o capital dos acionistas e o financiamento do BNDES. A outra fatia da dívida está sendo pleiteada junto a agências multilaterais e outros possíveis financiadores.

O capital dos acionistas será utilizado para o início da obra, pois o fechamento financeiro deve ocorrer após o início das construções, previsto para 2001. Além disso, alguns usos do projeto terão que ser arcados com capital, como é o caso dos juros durante a construção, preenchimento inicial das contas reserva e custos de financiamento.

O empréstimo do BNDES tem prazo total de 14 anos, com amortização segundo a Tabela

Price (pagamentos constantes). O custo do financiamento é de TJLP acrescido de um *spread* de 4% ao ano. Esta taxa possui um mecanismo de capitalização, que funciona da mesma maneira como o descrito no estudo de caso da Hidrelétrica de Itá: o percentual do valor que exceder a 6% da TJLP é capitalizado, ou seja, ele não é pago, sendo incorporado ao saldo da dívida para ser amortizado posteriormente. Este mecanismo de capitalização é utilizado para o projeto enquanto ele estiver no período de construção, quando não é capaz de gerar caixa para o pagamento dos juros (por isso estes são pagos com capital).

O empréstimo que se espera conseguir de uma Agência Multilateral será denominado em dólares, sendo seu valor equivalente a R\$ 56 milhões.

5.4.2 Usos

No quadro acima, o EPC está como o principal custo do projeto, representando 53% do total de usos. No entanto, dissemos anteriormente que a compra da turbina a gás será efetuada paralela à contratação do EPC, o que reduziria seu valor. O que vai ocorrer é que tentar-se-á expandir as garantias que o EPC fornece também para o equipamento, mediante negociação com o construtor e o fabricante de turbinas.

O gasto com interconexão ao sistema é devido à necessidade de se construir uma linha de transmissão que ligue a Usina de Cogeração ao Sistema Interconectado Sul/Sudeste/Centro-Oeste. Como consequência, a usina será integrada à operação do ONS, ficando também exposta ao MAE.

Como dito, os juros durante a construção, no valor de R\$ 9,9 milhões, são os juros inerentes ao empréstimo do BNDES que não são capitalizados, sendo inteiramente pagos por capital. As contas reserva do projeto, dimensionadas para garantir o pagamento de um semestre de serviço da dívida e do custo de operação e manutenção, são preenchidas com capital logo antes de se começar a incorrer em tais dispêndios, no início da operação da planta. Já o gasto com despesas administrativas diz respeito ao capital de giro necessário ao dia-a-dia da empresa durante a construção.

Por fim, os custos de financiamento são referentes às comissões devidas ao Banco, e outros gastos necessários para a efetivação dos empréstimos, como a contratação de auditores independentes.

5.5 MODELO ECONÔMICO FINANCEIRO

Um dos principais papéis do Banco como assessor financeiro do acionista do projeto era a elaboração de um modelo que pudesse servir de base para uma série de decisões referentes ao projeto. O objetivo principal do modelo é possibilitar o estudo e análise das projeções do fluxo de caixa do projeto para cada configuração que sua estruturação pode tomar, já que esta é a principal garantia oferecida para o financiamento no âmbito do *project finance*.

O modelo suporta diversos tipos de sensibilidades, cujos resultados são confrontados com os resultados do caso base, que é o cenário de referência do projeto.

Para a elaboração do modelo, foram adotadas algumas premissas macroeconômicas e tributárias, que constam no anexo VIII, levantadas as características do financiamento, além de se definir os principais parâmetros que dão origem aos custos operacionais da planta de cogeração.

5.5.1 Características dos Financiamentos

Como vimos, o projeto vai contrair dívidas em duas instituições diferentes: o BNDES e provavelmente o BID. Ambos financiamentos terão montantes iguais, equivalentes a R\$ 56 milhões.

O financiamento do BNDES terá prazo de 14 anos, com período de carência para o repagamento compreendendo o período de construção mais seis meses. Durante a construção, os juros são parcialmente capitalizados, e a parcela paga é bancada por capital dos acionistas. O financiamento é indexado à TJLP, com *spread* de 4,0% a.a. A amortização é trimestral, seguindo a Tabela Price.

Por sua vez, o empréstimo do BID acompanhará nos prazos o empréstimo do BNDES. Os parâmetros deste financiamento, como ainda não foram definidos, serão baseados nos recentes empréstimos do BID para projetos semelhantes ao da Usina de Cogeração. Temos como exemplos o projeto da hidrelétrica de Itá, onde o BID liberou duas tranches, uma com *spread* de 4,25% e a outra a 4,75%. Para a termelétrica *Termovalle*, na Colômbia, o *spread*

foi de 2,625%. Outro exemplo, a hidrelétrica de Canabrava, pagou 3,25% de *spread*. Com esses valores, e baseado nas condições do mercado atuais, estimou-se um *spread* de 3,5% a.a sobre a *Libor*. Como nestes empréstimos, os juros durante a construção serão totalmente pagos pelos acionistas. A amortização será seguindo a Tabela Price, com pagamentos de juros e principal constantes.

5.5.2 Custos Operacionais e Depreciação

Tabela 23: Custos Operacionais Utilizados no Modelo da Usina de Cogeração

Ítem	Valor	Mecanismo de Reajuste
O&M fixo (R\$/ano)	3.500.000,00	IGP-M
O&M variável (R\$ /MWh)	1,50	IGP-M
Gás Natural (R\$/1000 m³)	150,43	Definido trimestralmente através da variação da cotação de um óleo combustível com teor de enxofre 2,5% no mercado americano, e pela variação cambial
Gases Residuais (R\$/1000 m³)	58,93	IGP-M
Taxa da Aneel	0,5% sobre receita bruta	IGP-M
Seguros (R\$ mil)	800	IGP-M

Fonte: Elaborado pelo Autor

Os pagamentos vislumbrados no contrato de O&M devem ser compostos por uma parcela fixa e outra variável em função da quantidade de energia gerada. Em condições normais de operação, produz-se 1.245 GWh, e o gasto anual com O&M é portanto R\$ 5.367 mil.

O gás natural corresponde ao maior custo operacional para o projeto. Sua utilização se dá tanto na combustão na turbina, como no HRSG e também na operação das caldeiras, quando a planta está paralisada para manutenção, o que ocorre aproximadamente 25 dias por ano. O consumo de gás natural na turbina é de 26.250 m³/hora e no HRSG é de 11.250m³/hora.

O preço do gás natural utilizado no modelo é baseado na Portaria 03/2000 do Ministério de

Minas e Energia, que define valores da *commodity* e do seu transporte. Para o trimestre de Abril a Junho, este valor era de R\$ 131,03 por 1000 m³ de gás, mais o transporte de R\$ 19,40 por 1000 m³, totalizando R\$ 150,43 por 1000 m³.

Por sua vez, os gases residuais também são utilizados na turbina e no HRSG. O consumo na turbina é de 6.500 m³/hora e no HRSG é de 10.100 m³/hora. Seu preço foi estimado no modelo como sendo 45% do preço do gás, proporção definida pelo Engenheiro Independente em função do poder calorífico deste gás em relação ao fornecido pela Distribuidora de Gás. Assim, o custo dos gases residuais é de R\$ 58,96 por 1000 m³, sem considerar a parcela de transporte, já que o gás é produzido na própria Indústria.

A taxa da Aneel é uma contribuição cobrada pelos serviços de fiscalização da agência, e é devida por qualquer empresa do setor elétrico. Já o prêmio do seguro é um custo anual, pago por uma apólice que cobre as instalações do projeto.

A depreciação do ativo imobilizado e a amortização do ativo diferido são outros itens do demonstrativo de resultados projetado do projeto. A taxa utilizada na depreciação e na amortização é linear, obtida através do período de maturação dos ativos. Na Resolução nº 02 de 24 de dezembro de 1997, a Aneel estipula os períodos de depreciação e amortização para os ativos das empresas do setor, como mostrado no quadro abaixo:

Tabela 24: Períodos de Depreciação e Amortização dos Ativos da Usina de Cogeração

Ítem	Período de Depreciação
Construção	20 anos
Equipamentos e Materiais	20 anos
Engenharia e Custos Pré-Operacionais	20 anos
Juros Durante a Construção	10 anos
Ganhos ou Perdas de Variação Cambial	5 anos

Fonte: Elaborado pelo Autor

5.5.3 Cálculo da Receita Operacional

O cálculo da receita operacional computa os valores de vendas de energia elétrica e vapor.

O cálculo de receita de vendas de energia elétrica é realizado tomando-se algumas premissas como base. Como ainda não foi definido no PPA os valores da tarifa de venda de energia, assumiremos no modelo como sendo 110% do Valor Normativo. Este valor foi baseado na comparação com os preços de colocação da energia das usinas térmicas no MAE. No anexo X há uma tabela com esses valores.

Assumiremos também os valores a serem tomados pelas constantes K1, K2 e K3, que servem de parâmetros para o reajuste do VN. Estas constantes serão determinadas também no PPA, através de uma análise da estrutura de custos incorridos para a produção da energia elétrica. Tais constates representam uma ponderação dos custos em Reais (K1 é a variação do IGP-M), do custo do gás (K2 é a variação no preço do gás) e dos custos em dólares (K3 é a variação do Real frente ao Dólar americano). Uma análise preliminar indica que o principal custo do projeto é o gás natural, correspondendo a 65% do total de custos operacionais. Portanto, K2 deve ter uma ponderação maior. Afinal, chegou-se em valores tentativos de $K1 = 30\%$, $K2 = 50\%$ e $K3 = 20\%$, que além de representarem a estrutura de custos do projeto, satisfazem a algumas exigências impostas pela Aneel.

Outro dado importante no cálculo da receita proveniente da venda de energia elétrica é o de depreciação da planta, ou quanto ela perde por ano de capacidade de geração. Na seção 4 (“Estrutura do Projeto”), há uma tabela com os valores de depreciação da planta estimados pela SPC.

Por sua vez, o cálculo da receita da venda das 3.066 mil toneladas de vapor produzidas pela usina por ano considera uma tarifa estimada, já que esta ainda não foi definida no Contrato de Vapor. Como vimos, os pagamentos pelo vapor são divididos em pagamentos fixos por capacidade e pagamentos variáveis. O pagamento total deve, segundo o Contrato de Vapor, oferecer um desconto de 10% em relação ao custo atual de operação das caldeiras, que é de R\$ 15/tonelada. O pagamento variável deve considerar o custo do gás natural para a produção durante um mês, sabendo-se que 30% do combustível comprado é utilizado na produção de vapor. As outras variáveis consideradas na determinação da parcela variável da tarifa do vapor foram estimadas em conjunto com o Engenheiro Independente. Assim,

chegamos à tarifa de venda de vapor tentativa para o modelo de R\$ 13,50/tonelada, constituída de uma parcela variável de R\$ 13,10/tonelada e uma parcela fixa de R\$ 100.000/mês.

O reajuste da tarifa de vapor se dá através do IGP-M para a parcela fixa, e uma combinação de IGP-M e custo do gás para a parcela variável, combinação esta de 30% do custo do gás e o restante pelo índice de inflação. No cálculo da receita da venda de vapor também se assume a degradação da capacidade de geração da planta, de acordo com a tabela constante na seção 4 ("Estrutura do Projeto").

5.6 CASO BASE E ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

5.6.1 Variáveis do Caso Base

As premissas apresentadas acima compõe o chamado caso base, que é o cenário de referência em que se trabalham as sensibilidades do projeto no modelo econômico financeiro.

Os resultados que se buscarão auferir e que servirão de comparação no decorrer da análise de sensibilidade são o retorno para o acionista, o custo da energia gerada na planta e o índice de cobertura do serviço da dívida. Acompanhando-se o comportamento destes indicadores, ter-se-á uma visão da qualidade do projeto, do ponto de vista econômico financeiro.

O retorno do acionista é medido pela taxa interna de retorno do fluxo de caixa do projeto. Segundo Carvalho, Rodrigues, Pinto e Rodrigues (1985), "conhecendo-se o fluxo de caixa, a taxa interna de rentabilidade é a taxa de juros compostos que torna a soma dos valores atuais das receitas líquidas do fluxo, em certa data, igual à soma dos valores atuais dos investimentos e custos, nesta mesma data". No caso, as receitas líquidas são as remunerações do acionista, materializadas em dividendos e juros sobre capital próprio. Em última instância, podemos dizer que esta taxa mostra o grau de adesão do acionista ao projeto, já que com taxas atrativas, o acionista estará mais estimulado a desenvolver o empreendimento.

O custo de energia é importante para verificar a margem obtida na comercialização da

energia através do PPA, e é uma base de comparação com outros empreendimentos de geração. Ele é calculado somando-se para cada ano todos os desembolsos realizados no período com o intuito de produção de energia. Esta somatória é descontada pela taxa da inflação da data base até o período em questão, e então calcula-se a média ponderada pelo tempo dos valores descontados, obtendo-se assim um custo de energia que reflete com maior intensidade o horizonte de curto prazo.

O cálculo dos desembolsos mencionados acima necessita de se separar os custos incorridos para a produção de energia dos custos para a produção de vapor. Para os custos variáveis a separação é óbvia, como é o caso dos gastos por consumo de gás natural e de gases residuais. Os outros custos operacionais e desembolsos, no entanto, são compartilhados entre a produção de energia e vapor, e o critério utilizado para o reconhecimento dos custos é simplificado: como 65% da receita do projeto é proveniente da venda de energia, iremos considerar que 65% dos desembolsos (custos fixos, serviço da dívida) são destinados a este produto. Por conseguinte, os restantes 35% são destinados à produção de vapor.

Como vimos, o cálculo do índice de cobertura da dívida e a requisição de que ele seja superior a 1,30 é uma das condições para a liberação do financiamento pelos agentes financiadores em um *project finance*. Além disso, o índice de cobertura do serviço da dívida é um indicador que reflete a robustez das projeções de fluxo de caixa do projeto, que é uma característica importante na avaliação dos riscos financeiros de um empreendimento.

Seu cálculo obedece à seguinte relação, para o período t :

Geração de Caixa $_t$

Serviço da Dívida $_t$

Onde:

Geração de Caixa $_t$ = lucro operacional $_t$ + receita financeira $_t$ + aporte de capital $_t$ + empréstimos tomados $_t$ - investimentos $_t$ - impostos $_t$ + caixa acumulado $_{t-1}$

Serviço da Dívida $_t$ = amortização do principal $_t$ + pagamento de juros $_t$

A remuneração do acionista não entra neste cálculo, já que pela questão da senioridade da dívida discutida no capítulo 2, só se remuneram os acionistas se as obrigações com terceiros no período já tiverem sido liquidadas.

Agora que definimos os parâmetros básicos de comparação das sensibilidades, podemos

apresentar os resultados obtidos no caso base.

Tabela 25: Resultados do Caso Base do Modelo da Usina de Cogeração

Caso Base		
Custo de Energia	(R\$/MWh) 56,84	(US\$/MWh) 29,44
Taxa de retorno	(R\$) 15,79 %	(US\$) 11,20%
Índice de Cobertura	Mín 1,30	Médio 1,55

Fonte: Elaborado pelo Autor

Este nível de custo de energia garante uma margem de contribuição em relação à tarifa de venda da energia. Se compararmos com o valor da tarifa estabelecido para o modelo vemos uma margem de 11%. Em relação à tarifa *spot* no mercado à vista para a região Sul/Sudeste/Centro-Oeste, que em Julho de 2000 era de R\$ 150/MWh, o custo da energia gerada pela Usina de Cogeração é bem inferior, o que revela uma boa competitividade no âmbito do MAE.

A margem de contribuição também é responsável pelo valor obtido de índice de cobertura da dívida, com média 1,55. Podemos considerar que este valor de 0,25 sobre o índice de cobertura mínimo funciona como uma gordura a mais no fluxo de caixa, e se configura como uma garantia informal adicional, incorporada ao caixa acumulado do projeto, e que não pode ser objeto de remuneração para os acionistas porque esbarra nas limitações legais de seus instrumentos (dividendos e juros sobre capital próprio).

Toda a remuneração que se paga aos acionistas ao longo do prazo do projeto em relação ao investimento inicial é traduzida pela taxa de retorno. Seu valor, de 15,79% em reais pode ser comparado com alguns índices e rendimentos no mercado financeiro, como CDI, IGPM e Ibovespa.

Tabela 26: Taxas do Mercado Financeiro desde 1997

	1997	1998	1999	2000	2001
CDI	39,1%	29,0%	18,8%	17,5%	14,5%
IGPM	7,7%	1,8%	20,1%	10,0%	5,5%
Ibovespa	44,9%	-33,5%	151,9%	-5,0%	30,0%

Fonte: Bloomberg e Departamento Econômico do Banco

Como vemos, a rentabilidade do projeto de 15,79% é comparável com o índice CDI, a taxa *overnight* do mercado financeiro brasileiro. Atualmente, o CDI leva alguma vantagem, mas no horizonte de médio e longo prazo ele tende a cair para um patamar de aproximadamente 12% ao ano, situação em que o projeto estaria dando um retorno maior. A comparação com índices de ações, como o Ibovespa, não é muito concreta, porque o nível de retorno que se pode obter está ligado com o nível de risco existente neste mercado. Como observamos na tabela acima, historicamente é o índice que sofre as maiores variações.

5.6.2 Análise de Sensibilidade

As sensibilidades mais importantes a realizar no modelo são a resistência do projeto a mudanças no quadro macroeconômico brasileiro, resistência ao aumento do preço do gás natural, e finalmente a análise das consequências da não possibilidade de repasse trimestral de variação cambial à tarifa de energia elétrica.

Para dar uma maior consistência às sensibilidades do cenário macro, iremos identificar na história recente brasileira o comportamento das variáveis macroeconômicas (basicamente taxa de câmbio, taxa de juros e inflação) em épocas de crise, quando portanto elas apresentaram maiores disparidades.

As crises internacionais que afetaram mais evidentemente o cenário econômico brasileiro foram as crises da Ásia em 1997 e a da Rússia em 1998. O efeito acumulado destas crises, que geraram nos investidores grandes receios quanto ao futuro da economia brasileira, acabaram por pressionar o regime de câmbio por bandas pré-determinadas, levando a sua mudança abrupta e uma consequente maxi-desvalorização do real. O efeito inflacionário

que a desvalorização causou, por aumentar o preço de insumos importados foi um dos fatores que dirigiram o aumento da taxa de juros como uma medida de restrição ao crédito e ao consumo. Além de seu caráter inibidor de inflação, o aumento da taxa de juros se justificou como uma tentativa de manter os investidores externos no país. Portanto, observamos neste período um cenário extremo, com o dólar chegando a R\$ 2,05, a TJLP indo para 18% e o IGP-M para 20%.

A sensibilidade do projeto frente às variações macroeconômicas considera uma desvalorização de 45% no primeiro ano de operação da usina, com a TJLP a 18% e o IGP-M a 20%. Os resultados obtidos estão na tabela seguinte:

Tabela 27: Resultados da Sensibilidade 1 do Modelo da Usina de Cogeração

Sensibilidade: Cenário Macroeconômico		
Custo de Energia	(R\$/MWh) 62,11	(US\$/MWh) 31,40
Taxa de retorno	(R\$) 15,08%	(US\$) 10,89%
Índice de Cobertura	Mín 1,30	Médio 1,39

Fonte: Elaborado pelo Autor

Como vemos, os resultados do projeto não são muito penalizados. De fato, pela razão de que a correção da tarifa de energia elétrica é feita trimestralmente, através de uma ponderação entre IGP-M, preço do gás e variação cambial (K1, K2 e K3 respectivamente), parte dos efeitos de estresse são repassados para a tarifa, penalizando o consumidor final do insumo. A diminuição do índice de cobertura se deve basicamente ao aumento do serviço da dívida contraída junto ao BNDES, que é indexada à TJLP, e não possui mecanismo de repasse ao preço de venda de energia e vapor.

Outra sensibilidade importante a realizar é a de aumento do preço do gás natural. Como vimos, o gás natural é o combustível utilizado na turbina para ser queimado e gerar energia, além de ser utilizado também no HRSG e nas caldeiras para a produção de vapor. O gás natural se configura como o principal custo operacional do projeto.

O preço do gás natural é determinado trimestralmente pela Gaspetro, subsidiária da Petrobras responsável pelos negócios com gás natural do grupo. O preço é, de acordo com a

Portaria Interministerial nº 90 de 29 de Abril de 1999 do Ministério da Fazenda e do MME, baseado na média das cotações médias trimestrais no mercado de *commodities* americano, de um óleo combustível com teor de enxofre máximo de 2,5%. Este preço é publicado pela *Platt's Oilgrams U.S. Marketscan* e pela *Argus US Products Report*, que são organizações dos produtores de petróleo americanos. Este preço é utilizado tanto para o gás proveniente da Bolívia quanto para o gás produzido no Brasil. A diferença é que o primeiro é denominado em dólares e o segundo em reais.

A Gaspetro é a fornecedora de gás natural para as empresas de distribuição, entre elas a Distribuidora de Gás. A Distribuidora de Gás tem a liberdade de repassar trimestralmente as variações dos preços pagos à Gaspetro ao *Gas Supply Agreement* e outros contratos de abastecimento que ela porventura possua. Portanto, tanto um aumento da cotação do óleo no mercado americano, quanto um aumento da taxa de câmbio afetam diretamente os preços pagos pelo gás na Usina de Cogeração.

Considerando apenas um aumento na cotação do óleo no mercado americano, observaremos a sensibilidade do projeto a um aumento em reais de 20% no preço do gás natural fornecido pela Distribuidora de Gás. Os resultados obtidos constam no quadro abaixo:

Tabela 28: Resultados da Sensibilidade 2 do Modelo da Usina de Cogeração

Sensibilidade: Aumento do Preço do Gás Natural		
Custo de Energia	(R\$/MWh) 59,97	(US\$/MWh) 31,06
Taxa de retorno	(R%) 15,33%	(US\$) 11,02%
Índice de Cobertura	Mín 1,30	Médio 1,45

Fonte: Elaborado pelo Autor

No PPA e no Contrato de Vapor, a correção dos preços de venda de energia e vapor é feita através de uma fórmula ponderada, em que a variação do preço do gás entra como *input*. Nesta sensibilidade, o aumento do preço do gás é causado por um aumento da *commodity* no mercado americano, e não implica em desvalorização cambial. Assim, a revisão das tarifas não seria afetada pelo fator câmbio.

Portanto, o aumento no custo de energia é diretamente proporcional ao valor de ponderação do preço do gás nas fórmulas de correção dos preços. Se este fosse igual a 1, a receita seria corrigida em 20%, e os resultados seriam pouco afetados, apenas haveria um maior pagamento de impostos incidentes na receita bruta, como PIS, Cofins e ICMS.

Finalmente, analisaremos a situação de repasse de uma variação cambial ao preço final da energia elétrica apenas anualmente, ao invés de trimestralmente.

Como vimos, a regulamentação atual indica a prática de revisão das tarifas de energia elétrica anualmente. Entretanto, o modelo assume esta revisão trimestral, baseado na iminente mudança da regulamentação neste sentido. O fato de um déficit energético ser um evento cada vez mais concreto contribui para a decisão pela revisão mais frequente, já que beneficia os empreendimentos de geração na medida que encurta a exposição destes ao risco cambial. Em contrapartida, as empresas de distribuição preferem a revisão anual, já que elas corrigem a energia para o consumidor final apenas uma vez ao ano.

Os resultados obtidos com a correção anual para uma desvalorização de 20% logo no início do primeiro ano de operação são os seguintes:

Tabela 29: Resultados da Sensibilidade 3 do Modelo da Usina de Cogeração

Sensibilidade: Correção Anual das Tarifas		
Custo de Energia	(R\$/MWh) 61,38	(US\$/MWh) 31,23
Taxa de retorno	(R%) 15,18%	(US\$) 10,93%
Índice de Cobertura	Mín 1,09	Médio 1,32

Fonte: Elaborado pelo Autor

O que mais chama a atenção no quadro acima é a queda do índice de cobertura da dívida para um patamar inferior a 1,30, observado no primeiro ano de operação da usina. Isto porque o aumento dos custos em dólares não é acompanhado *pari passú* por um aumento das tarifas de energia e vapor, representado este na ponderação das respectivas fórmulas de ajuste.

Este descasamento temporal reflete no fluxo de caixa do projeto, devido ao aumento do

serviço da dívida denominada em dólares e no preço do gás natural. A redução do índice de cobertura pode colocar em risco o fechamento financeiro da operação de empréstimo. Se não inviabilizar definitivamente os empréstimos, ao menos pode-se esperar a requisição por parte dos bancos emprestadores de garantias extras dos acionistas, já que a condição do mínimo de 1,30 não foi satisfeita.

Esta sensibilidade demonstrou a delicadeza da questão de frequência de revisão das tarifas de venda de energia elétrica e vapor. Pudemos observar que a exposição ao risco cambial por um longo período é muito arriscado para o projeto, dado que o principal custo operacional, o gás natural, é indexado ao dólar.

5.7 CONCLUSÃO

Neste estudo de caso, pudemos observar o desenvolvimento de outro projeto de geração de energia elétrica, desta vez uma termelétrica.

A estruturação, compreendendo os contratos e as garantias prestadas por cada parte envolvida no empreendimento, está sendo feita de maneira a eliminar grande parte dos riscos inerentes ao *project finance*.

A grande pendência do projeto da Usina de Cogeração diz respeito à própria regulamentação da atividade, na questão amplamente discutida de frequência de revisão das tarifas visando diminuir o risco cambial associado à operação. A análise de sensibilidade feita para este ponto demonstrou ser uma questão crítica para o fechamento da operação, e que deve ser resolvida com urgência pelas autoridades competentes em face à possibilidade de déficit energético no curto prazo.

As alternativas que se apresentam para a resolução desta questão são três até o momento:

- **Revisão trimestral da tarifa de energia elétrica:** solução lógica e simples, pois acaba com o descasamento temporal de reajustes. No entanto, fere a lei de real, que proíbe revisões de preços inferiores a doze meses. Além disso, poderia provocar contestações por parte das distribuidoras de energia, que também só podem reajustar anualmente as tarifas. O efeito em cascata poderia, portanto, levar ao aumento da inflação.

- **Gaspetro (Petrobras) assumiria o risco cambial:** também uma solução simples, seria o ajuste temporal trazendo a revisão do preço do gás natural de trimestral para anual. Com essa medida, a exposição ao risco cambial seria transportada para a Petrobras, ou seja, teria suporte do governo. Entretanto, como a tendência da Petrobras hoje em dia é de se desvincilhar do guarda-chuva do governo, com uma administração profissional ao invés de política, esta solução seria difícil de se concretizar.
- **Criação de um fundo de proteção à variação cambial:** a constituição de um fundo mútuo, cujos sócios seriam os projetos de termelétricas, tem o objetivo de compensar a variação cambial através do saque de recursos para cobrir caixa quando a variação cambial mensal exceder franquias. O fundo seria lastreado em títulos cambiais do governo, como as NTN (Notas do Tesouro Nacional). Esta opção é a menos atrativa das três para as geradoras, pois demandam uma contribuição proporcional ao direito de saque, se configurando em um custo periódico aos geradores.

As três alternativas de proteção contra a variação cambial apresentadas acima são as possibilidades levantadas até agora para equacionar o problema de descasamento do reajuste de gás natural e energia elétrica, que prejudicam os investidores em geração.

Seja qual a opção que a Aneel determinar e regulamentar, poderemos tentar auferir o posicionamento do governo no novo sistema elétrico que amadurece no Brasil. A primeira opção indicaria um posicionamento flexível dado a possibilidade de crise energética, mas que necessitaria de medidas paralelas para impedir o processo inflacionário que esta alternativa gera. A segunda opção indicaria um papel de subsidiador dos investimentos privados, papel esse ultrapassado e que o governo deveria evitar para não desbalancear suas contas no evento de uma desvalorização cambial. A terceira opção indicaria um posicionamento independente, em que o governo reforçaria seu papel de fiscalizador do setor elétrico, sem participação direta nos empreendimentos.

Conclusão

Neste trabalho, pudemos observar o grande potencial do *project finance* como um instrumento de financiamento de projetos de geração de energia elétrica. As principais características que fazem do *project finance* uma grande alternativa para o desenvolvimento de projetos são:

- principal garantia para o financiamento é o fluxo de caixa futuro gerado pelo projeto, não envolvendo ativos do empreendedor;
- alta alavancagem financeira, demandando menor volume de recursos do empreendedor;
- não onerar o balanço do agente empreendedor, através da criação de uma sociedade específica para desenvolver o projeto.

Estas características tornam o *project finance* atrativo para os empreendedores, pois os liberam de muitas responsabilidades que teriam se desenvolvessem um projeto com empréstimos tradicionais (corporativos). Por causa disso, o *project finance* pode ser utilizado em larga escala pelos empreendedores, representando assim grande volume de investimentos disponibilizado ao setor de infra-estrutura, o que é particularmente importante para o setor elétrico.

Como observamos no trabalho, o setor elétrico tem evoluído muito no sentido de se tornar mais competitivo. O modelo de mercado à vista de energia injeta no setor grande sensibilidade à lei da oferta e demanda, com a oscilação decorrente nos preços. Tendo em vista a possibilidade de déficit energético nos próximos anos, os preços de energia no MAE seriam pressionados, e atingiriam patamares que colocariam a energia como um fator de produção crítico para inúmeras empresas. Portanto, o desenvolvimento dos empreendimentos de geração financiados via *project finance* é fundamental neste cenário, já que aliviarão a oferta de energia. Os dois casos apresentados neste trabalho são exemplos de operações que fortaleceriam o sistema elétrico brasileiro.

Demonstramos, através dos casos, que a estruturação do *project finance* passa necessariamente pela elaboração do modelo econômico financeiro. Esta ferramenta possibilita a simulação de cenários e eventos, auxiliando na determinação da estrutura de mitigação dos riscos.

Embora o objetivo de se apresentar os dois estudos de caso não era de comparação entre

eles, pudemos tirar uma conclusão muito importante frente à diferença de resultados que se observam até o momento na hidrelétrica e na termelétrica. Como observamos, os entraves regulatórios existentes na atividade de geração térmica acabam prejudicando a estruturação do *project finance* como um todo, o que resulta na dificuldade de se financiar os empreendimentos. Nesse sentido, é mister que o governo trabalhe no sentido de facilitar o desenvolvimento das térmicas a gás natural, promovendo uma regulamentação simples, com uma eficiente alocação dos riscos envolvidos no negócio. Só assim o *project finance* poderá se tornar realmente um veículo de desenvolvimento de empreendimentos em geração de energia que poderá levar ao equilíbrio do setor elétrico brasileiro e à auto-suficiência energética.

Bibliografia

BIBLIOGRAFIA

1. Anayotos, A. Infrastructure Investment Funds
Private Sector Note no. 18, World Bank, 1994
2. Brealey, Richard, Myers, Stephen, Principles of Corporate Finance
Mc Graw Hill 4th. Edition – Nova York: 1991
3. Carraro, Fernando Romero, CSN - Operations Continue Strong
ABN Amro – Julho 2000
4. Carvalho, Fernando; et al. Análise e Administração Financeira.
2º ed. Rio de Janeiro: IBMEC, 1985
5. Copeland, Tom; Koller, Tim; Murrin, Jack, Valuation: Measuring and Managing the Value of Companies
John Wiley & Sons - Nova York: 1994
6. Damodaran, Aswath, Investment Valuation
John Wiley & Sons – Nova York: 1996 – University Edition
7. Epelbaum, Mario, The Electrometer
Morgan Stanley Dean Witter – Outubro de 2000
8. Finnerty, John, Project Financing: Asset Based Financial Engineering
John Wiley & Sons Inc. – Toronto: 1996
9. Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos, Plano Decenal de Expansão 1999/2008, – Minuta Março de 1999, Eletrobrás
10. IFC, Project finance in Developing Countries: IFC's Lessons of Experience
1999
11. Inter American Development Bank, IDB Projects Report
March 2000 – Vol. VII Issue 2

12. Jennergreen, Peter, *A Tutorial on the McKinsey Model for Valuation of Companies*
Working Paper Series in Business Administration No. 1998:1, *Stockholm School of Economics*
13. Kaen, Fred, *Corporate Finance – Concepts and Policies*
Blackwell Business – 1ª edição -Cambridge: 1995
14. Lélis, Rogério, *Project finance: Conceitos e Caracterização de sua Evolução no Brasil*
Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP – Instituto de Economia - 1998
15. Moreira, Hélio, *Project finance – Uma Abordagem pelo Engenheiro do BNDES*
Rio de Janeiro, Outubro de 1999
16. Paixão, Lindolfo, *O Projeto RE-SEB*
1ª ed., Rio de Janeiro: 1998
17. Perona, Vittorio, *Brazilian Electric Sector: an Overview of the Privatization*,
Dresdner Kleinwort Benson - Março de 2000 -
18. Rosenberg, Barr, “*The Corporate Use of Beta*”. In:- *The Revolution in Corporate Finance*, editado por Stern, Joel, Chew, Donald
Third Edition – *Blackwell Business* - Cambridge: 1998
19. Ross, Westerfield, Jaffe, *Corporate Finance*
1ª ed. , John Wiley and Sons – Nova Work: 1993
20. Skilnik, Claudio, *Project Finance: Conceitos e Aplicações para o Setor Elétrico*
Departamento de Engenharia de Produção da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo - 1995
21. Tinsley, Richard, *Practical Introduction to Project Finance*
Euromoney/DC Gardner Workbook – London: 1994

22. Sites Pesquisados

www.aneel.gov.br

www.eletrobras.gov.br

www.asmae.com.br

www.ons.com.br

www.lightrio.com.br

www.csn.com.br

www.cvm.gov.br

www.gaspetro.com.br

www.gasnet.com.br

www.enre.gov.ar

www.iadb.org

www.ifc.org

www.bndes.gov.br

www.mme.gov.br

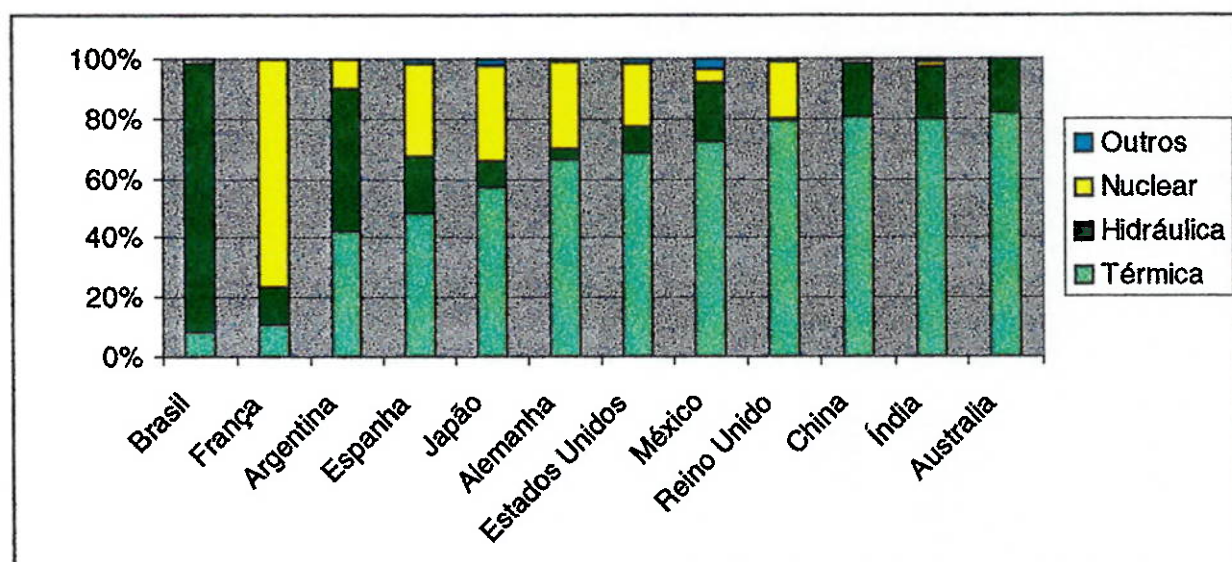
23. Bloomberg

Anexos

8.1 ANEXO I

Comparação da Matriz Energética entre Países

Gráfico 10: Distribuição da Geração por Fonte de Energia



Fonte: Departamento de Energia dos Estados Unidos

Tabela 30: Potência instalada em Alguns Países

	Capacidade Instalada (GW)
Argentina	21.8
África do Sul	36.5
México	38.1
Austrália	38.5
Espanha	43.4
Brasil	63.2
Reino Unido	69.7
Índia	100
Alemanha	110
França	113
Japão	219
China	254
Estados Unidos	768

Fonte: Departamento de Energia dos Estados Unidos

8.2 ANEXO II

Cálculo do Beta

Para se calcular o beta desalavancado do setor de energia elétrica, pega-se uma amostra de empresas que possuem papéis negociados na bolsa de valores. Cada uma dessas empresas possui um beta diferente, ditado basicamente pelo grau de alavancagem financeira, já que ao se considerar empresas do mesmo setor, tem-se uma estrutura de custos fixos e custos variáveis semelhantes, e portanto o grau de alavancagem operacional estará embutido no efeito setorial do beta.

A desalavancagem do beta de cada empresa é feito segundo a fórmula:

$$\beta^D = \beta^M / [1 + (1 - \tau) * (D^M / C^M)]$$

Onde:

β^M = beta de cada empresa do setor

τ = taxa de imposto de renda

D^M = total da dívida que a empresa possui

C^M = capitalização da empresa (valor de mercado do total de ações da empresa em bolsa)

A tabela abaixo mostra as maiores empresas de energia elétrica americanas, em termos de capitalização total, negociadas na NYSE (*New York Stock Exchange*, a maior bolsa de valores dos Estados Unidos), para o cálculo do beta do setor. Tabela A2: Cálculo do Beta Desalavancado para o Setor de Energia Elétrica

Tabela 31: Cálculo do Beta do Setor Elétrico

Nome Empresa	Beta *	Empréstimo GP *	Empréstimo LP *	Gaio *	Market Cap *	Imposto *	Total Dívida	Dívida/Capital	Desalavancado	Beta
	Alavancado	US\$ milhões	US\$ milhões	US\$ milhões	US\$ milhões		US\$ milhões			
Duke Energy	0.322	915.0	9,220.0	30.0	19,718.0	26.42%	10,108.0	51.2%	0.2472	0.3472
AES	1.036	1,413.0	5,241.0	491.0	16,923.0	26.56%	6,163.0	36.4%	0.8174	0.8174
Southern	0.381	3,254.0	10,472.0	878.0	15,405.0	35.52%	12,954.0	79.0%	0.2538	0.2538
Edison International	0.408	1,485.0	8,008.0	584.0	9,635.0	39.09%	8,909.0	92.5%	0.2610	0.2610
Texas Utilities	0.423	4,022.0	15,133.0	795.0	9,022.0	39.76%	13,366.0	149.8%	0.1931	0.1931
PG&E	0.417	2,272.0	9,743.0	286.0	8,327.0	43.31%	11,729.0	140.9%	0.2319	0.2319
Utilicom	0.233	2,517.0	8,149.0	55.0	8,197.0	38.07%	10,581.0	130.5%	0.2128	0.2128
Dominion	0.455	1,924.0	5,070.0	425.0	7,715.0	32.46%	6,569.0	85.1%	0.2889	0.2889
Power Energy	0.031	965.5	3,034.0	49.0	7,823.0	36.87%	2,911.5	37.0%	0.0254	0.3189
FPL	0.400	469.0	2,347.0	187.0	7,322.0	29.12%	2,829.0	38.9%	0.3189	0.3189
Public Service Enterprise	0.437	1,474.0	4,783.0	148.0	7,117.0	39.71%	5,097.0	71.7%	0.2923	0.2923
Consolidated Edison	0.411	225.0	4,087.0	102.0	6,978.0	35.71%	4,210.0	60.3%	0.2961	0.2961
Refiant	0.438	2,210.0	5,900.0	29.0	6,557.0	21.29%	8,381.0	126.0%	0.2415	0.2415
Citizens Utilities	0.789	119.0	1,900.0	31.0	6,616.0	30.22%	1,988.0	30.0%	0.6522	0.6522
AEI	0.448	604.0	6,798.0	172.0	6,174.0	36.63%	7,531.0	122.0%	0.2037	0.2037
Entergy	0.404	728.0	6,816.0	1,184.0	5,579.0	24.65%	6,360.0	114.0%	0.2173	0.2173
Carolina P&L	0.392	53.0	2,514.0	28.0	5,053.0	35.31%	2,530.0	50.0%	0.2300	0.2300
FirstEnergy	0.435	1,131.0	6,382.0	78.0	5,053.0	38.81%	7,405.0	146.5%	0.2293	0.2293
Generation Energy	0.445	541.0	3,128.0	174.0	4,355.0	25.82%	3,495.0	79.6%	0.3351	0.3351
DTE Energy	0.469	643.0	4,323.0	251.0	4,713.0	25.54%	4,715.0	100.0%	0.2688	0.2688
Manitoba Power	0.431	465.0	596.0	10.0	4,576.0	31.35%	854.0	18.3%	0.4558	0.4558
Florida Progress	0.419	382.0	2,250.0	3.0	4,270.0	34.53%	2,829.0	61.6%	0.2986	0.2986
American Gas	0.458	260.0	2,290.0	77.0	4,253.0	40.15%	2,473.0	58.1%	0.3457	0.3457
Central & South West	0.451	1,761.0	4,120.0	157.0	4,013.0	29.94%	5,724.0	142.6%	0.2256	0.2256
Cheniere	0.427	1,023.0	2,804.0	100.0	3,955.0	35.48%	3,443.0	86.6%	0.2410	0.2410
GPU	0.456	1,058.0	3,825.0	72.0	3,455.0	35.93%	4,811.0	139.2%	0.2410	0.2410
EDF	0.343	100.0	1,401.0	108.0	3,348.0	33.02%	1,333.0	41.6%	0.2737	0.2737
DPL	0.530	199.0	1,061.0	13.0	3,311.0	38.79%	1,247.0	37.7%	0.4307	0.4307
Illiana	0.382	634.0	2,331.0	518.0	3,333.0	3.71%	2,470.0	75.0%	0.3204	0.3204
New Century Energy	0.342	682.0	2,205.0	57.0	3,235.0	27.10%	2,810.0	86.9%	0.2094	0.2094
New England Electric	0.572	35.0	1,055.0	183.0	3,124.0	37.08%	3,589.0	114.5%	0.3183	0.3183
PP&L	0.432	801.0	2,983.0	195.0	3,134.0	39.06%	3,589.0	114.5%	0.2544	0.2544
Allegheny Energy	0.503	258.0	2,179.0	17.0	3,057.0	38.81%	2,423.0	79.2%	0.3378	0.3378
Northern States Power	0.435	609.0	1,851.0	43.0	2,921.0	26.01%	2,417.0	82.7%	0.2698	0.2698
Energy East Corp	0.258	184.0	1,435.0	48.0	2,841.0	40.35%	1,571.0	55.3%	0.1840	0.1840
Pinnacle West	0.370	346.0	2,048.0	20.0	2,579.0	39.45%	2,374.0	92.1%	0.2376	0.2376
Reliance Electric Power	0.353	257.0	2,730.0	86.0	2,563.0	35.67%	2,904.0	113.8%	0.2095	0.2095
Northeast Utilities	0.376	548.0	3,370.0	136.0	2,549.0	15.00%	3,782.0	148.4%	0.1663	0.1663
Teco Energy	0.317	265.0	1,278.0	37.0	2,451.0	29.78%	1,897.0	55.2%	0.2125	0.2125
Alliant	0.386	248.0	1,556.0	31.0	2,376.0	35.99%	1,773.0	74.6%	0.2612	0.2612
Wegman Mchaw's	0.025	312.0	6,417.0	173.0	2,333.0	95.59%	5,555.0	201.5%	0.2257	0.2257
Wisconsin Energy	0.362	406.0	1,749.0	16.0	2,224.0	32.73%	2,139.0	96.2%	0.2198	0.2198
Midwest Inc	0.388	417.0	1,657.0	60.0	2,180.0	33.05%	2,824.0	92.8%	0.3272	0.3272
CMS	0.409	621.0	4,831.0	101.0	2,156.0	25.45%	5,351.0	248.2%	0.1435	0.1435
LoME Energy	0.438	330.0	1,510.0	109.0	2,039.0	38.53%	1,767.0	84.2%	0.3025	0.3025
Puget Sound Energy	0.402	557.0	1,474.0	25.0	1,870.0	38.88%	2,006.0	107.3%	0.2883	0.2883
Calpine Energy	0.477	494.0	1,375.0	120.0	1,355.0	29.08%	1,739.0	105.1%	0.2899	0.2899
Palco Enterprises	0.416	26.0	907.0	10.0	1,357.0	36.03%	923.0	68.0%	0.2899	0.2899
Comcast Ent	0.342	510.0	1,789.0	65.0	1,502.0	38.67%	2,327.0	154.9%	0.2003	0.2003
Oge Energy	0.379	935.0	77.0	1,502.0	39.58%	39.58%	979.0	65.2%	0.2719	0.2719
Kansas City P&L	0.331	173.0	740.0	43.0	1,377.0	21.27%	873.0	63.8%	0.3223	0.3223
Minnesota P&L	0.373	105.0	712.0	101.0	1,240.0	43.81%	716.0	57.7%	0.2816	0.2816
Idemip	0.431	44.0	815.0	23.0	1,133.0	28.03%	835.0	70.5%	0.3654	0.3654
Western Resources	0.462	479.0	2,063.0	44.0	1,089.0	23.82%	2,497.0	229.3%	0.1682	0.1682
Avista Corp	0.433	30.0	730.0	73.0	1,064.0	35.67%	577.0	55.5%	0.3117	0.3117

* = Fonte: Bloomberg

Beta Setor 0.2751

Como vemos, o beta desalavancado para o setor de energia elétrica é de 0,2751.

Isso significa que se o mercado subir 1% em determinado período, espera-se que uma empresa do setor suba 0,2751%. Logo, o retorno proporcionado por este papel é menor que a média do mercado, e a percepção de risco que ele carrega é também menor.

Apenas a título de curiosidade, na tabela abaixo há um apanhado de betas de outros setores da economia dos Estados Unidos, segundo publicado no site da Stern School of *Business* da Universidade de Nova York.

Tabela 32: Beta em Diversos Setores

Setor	Beta Desalavancado
Alumínio	0.78
Alimentos e Bebidas	0.60
Bancos	0.76
Computadores (hardware)	1.15
Computadores (software)	1.26
Gás	0.42
Internet	1.52
Mineração e Metalurgia	0.66
Papel e Celulose	0.66
Petróleo	0.73
Químico	0.76
Saneamento	0.37
Siderurgia	0.69
Telecomunicações (Equipamentos)	1.21
Telecomunicações (Serviços)	1.01

Fonte: Stern - New York University

Como vemos, os setores de alta tecnologia (Internet, telecomunicações) apresentam maiores betas, significando ser mais arriscados e oferecerem maiores retornos. Em contrapartida, setores tradicionais, como saneamento e gás, possuem betas semelhantes ao de energia elétrica calculado com os dados das empresas do setor, denotando um menor risco.

8.3 ANEXO III

Cálculo do Risco País

A tabela abaixo contém os valores de juros pagos pelos títulos soberanos dos Estados Unidos e Brasil. Os títulos escolhidos, o *Global 27* do Brasil e o *US Treasury Bond* dos Estados Unidos, possuem vencimentos semelhantes. O *Global* foi emitido em 09/06/97 e tem sua maturidade em 15/05/27. Já o *Treasury Bond* foi emitido em 15/08/96 e vence em 15/08/26.

O risco país é dado pela média entre as diferenças dos prêmios pagos pelos dois papéis, e é igual a 6,76%.

Tabela 33: Cálculo do Risco Brasil

	Global 27	US Treasury Bond	Diferença
Jun-97	10.534	6.824	3.710
Jul-97	10.010	6.334	3.676
Aug-97	10.356	6.661	3.695
Sep-97	10.109	6.447	3.662
Oct-97	12.891	6.202	6.689
Nov-97	11.584	6.126	5.458
Dec-97	10.877	5.999	4.878
Jan-98	10.773	5.869	4.904
Feb-98	10.445	5.986	4.459
Mar-98	10.174	5.999	4.175
Apr-98	10.404	6.018	4.386
May-98	11.170	5.891	5.279
Jun-98	11.806	5.712	6.094
Jul-98	11.359	5.791	5.568
Aug-98	17.780	5.409	12.371
Sep-98	16.442	5.191	11.251
Oct-98	14.820	5.355	9.465
Nov-98	13.262	5.307	7.955
Dec-98	15.168	5.363	9.805
Jan-99	16.321	5.319	11.002
Feb-99	15.921	5.805	10.116
Mar-99	14.052	5.889	8.163
Apr-99	12.698	5.891	6.807
May-99	13.950	6.071	7.879
Jun-99	13.908	6.192	7.716
Jul-99	14.214	6.297	7.917
Aug-99	14.261	6.391	7.870
Sep-99	13.437	6.374	7.063
Oct-99	12.954	6.431	6.523
Nov-99	12.657	6.529	6.128
Dec-99	11.953	6.712	5.241
Jan-00	13.056	6.609	6.447
Feb-00	12.637	6.340	6.297
Mar-00	12.526	6.068	6.458
Apr-00	13.069	6.215	6.854
May-00	13.560	6.297	7.263
Jun-00	12.927	6.175	6.752
Risco País			6.76

Fonte: Bloomberg

8.4 ANEXO IV

Empresas de Energia Elétrica no Brasil

8.4.1 Empresas Exclusivamente de Geração

Podemos dividir este grupo em mais dois sub-grupos: empresas públicas e empresas privadas.

Empresas Públicas

A geração de energia no Brasil é ainda feita predominantemente (aproximadamente 65%) por empresas públicas, as quais permanecem sob o controle da *holding* Eletrobrás. A Eletrobrás é uma empresa federal que, além de possuir ativos de geração, possui ativos de transmissão, é responsável pelo planejamento do setor, e é ainda um importante agente financiador. As empresas de geração controladas pela Eletrobrás são:

- Companhia Hidrelétrica do São Francisco - CHESF: é a maior empresa de geração do Brasil, com 14 hidrelétricas e 2 termelétricas, totalizando uma capacidade instalada de 10.705 MW. A energia gerada na CHESF é utilizada basicamente nos estados do Nordeste. A CHESF possui ainda ativos de transmissão.
- Centrais Elétricas do Norte do Brasil – Eletronorte: responsável pela geração e transmissão de energia elétrica na região norte do país. A Eletronorte possui 4 hidrelétricas (entre elas Tucuruí, a maior hidrelétrica brasileira) e 14 térmicas, totalizando 5.380 MW de capacidade instalada. Na verdade, a empresa agrupa 6 sistemas isolados, que não se conectam entre si, explicando a grande necessidade de usinas térmicas, muitas delas movidas a óleo diesel.
- Furnas Centrais Elétricas: a empresa possui 9 hidrelétricas (8.450 MW) e 2 térmicas (630 MW) totalizando uma capacidade instalada de 9.080 MW. As hidrelétricas se localizam em 3 rios, nos estados de Minas Geras, São Paulo e Goiás, e as térmicas se localizam no Rio de Janeiro. Furnas possui ainda mais de 10.000 km de linhas de transmissão, incluindo todas as ligações com a usina de Itaipu.
- Itaipu Binacional: a usina hidrelétrica de Itaipu é atualmente a maior do mundo, com

12.600 MW de capacidade instalada. Ela foi desenvolvida pelo Brasil e Paraguai, ficando situada na divisa dos dois países. Pelo Tratado Binacional sobre Itaipu assinado entre os dois países, cada país fica com metade da produção da usina, ou 6.300 MW. No entanto, como Paraguai não tem capacidade de consumir essa quantia de energia, o Brasil acaba comprando aproximadamente 45% adicionais, ficando assim com 95% da energia de Itaipu. Um detalhe é que a tarifa da energia cobrada por Itaipu é denominada em dólar.

- Eletrobrás Termonuclear - Eletronuclear: a empresa é responsável pelos ativos de geração nuclear brasileiros. Em operação normal existe a Angra I, com 657 MW. Em Julho de 2000, Angra II entrou em operação, acrescentando aproximadamente 1.308 MW ao sistema. Angra III deve entrar em operação em 2006, possuindo o mesmo arranjo de Angra II, com 1.308 MW de capacidade.

Além das empresas que são controladas pela Eletrobrás, temos ainda uma geradora estadual, pertencente ao estado de São Paulo.

- Companhia Energética de São Paulo-CESP-Paraná: A empresa, originada da cisão dos ativos da CESP, possui cinco usinas hidrelétricas localizadas no Rio Paraná, com total instalado de 6.218 MW. A maior delas é a usina Sergio Motta, com 1.814 MW, construída recentemente através da contração de dívidas de R\$ 7 bilhões. Tamanho passivo cria muita dificuldade em privatizar a empresa, como ocorrido com as outras companhias originadas da cisão da CESP: Tietê e Paranapanema.

Empresas Privadas

As empresas de geração de eletricidade privadas tiveram suas origens de duas formas: ou foram recentemente privatizadas ou foram criadas após o início do processo de reestruturação do setor. Entre as principais, podemos destacar:

- Gerasul: A Gerasul foi formada em 1998, através da divisão dos ativos de geração e transmissão da Eletrosul, que continua uma estatal, responsável por uma malha de transmissão no Sul do país (vide abaixo). Em Setembro de 1998, o governo federal vendeu 50.01 % do capital votante da Gerasul pelo preço mínimo fixado em R\$ 945 milhões (US\$ 801 milhões na época). A quantia foi paga pela Tractebel, uma empresa

de eletricidade belga, com investimentos em mais de 100 países. A empresa possui 3.688 MW instalados, dos quais 2.718 são hidráulicos e 970 são térmicos. Seu mercado de atuação (Região Sul) abrange 11 % do território nacional, onde a população é de 25 milhões de pessoas. A demanda por energia nos estados do Sul deve mostrar um crescimento constante nos próximos anos, devido ao grande fluxo de investimentos e ao crescimento econômico presenciado nesta região.

- . CESP Tietê e CESP Paranapanema: são empresas que foram privatizadas após a cisão dos ativos da CESP. Ambas fornecem energia para as distribuidoras do estado de São Paulo. Tietê tem capacidade instalada de 2.651 MW e Paranapanema de 2.307 MW.
- Cachoeira Dourada: empresa criada em 1996 após a cisão com a Celg cujo principal ativo é a usina hidrelétrica Cachoeira Dourada, com 658 MW de potência. Foi privatizada em 1997.

8.4.2 Empresas Exclusivamente de Transmissão

- Eletrosul: subsidiária da Eletrobrás, a Eletrosul possui 8,5 mil km de linhas de transmissão na região Sul do país.
- Empresa Paulista de Transmissão de Energia – EPTE: é a maior empresa brasileira de transmissão, responsável pela área de São Paulo. A EPTE surgiu da cisão dos ativos da Eletropaulo, e possui cerca de 17.000 km de linhas de transmissão.

8.4.3 Empresas Exclusivamente de Distribuição

- Eletropaulo Metropolitana: é a maior empresa de distribuição da América Latina, com 4.500.000 clientes e 35.000 GWh de vendas por ano. Distribui energia na região metropolitana de São Paulo.
- Light Serviços de Eletricidade: é a segunda maior empresa de distribuição do Brasil, atuando no estado do Rio de Janeiro. A Light foi privatizada em Maio de 1996, quando foi adquirida pela EdF (Electricité de France), AES Corporation, Reliant *Energy* e CSN. A participação da CSN no capital da Light é de 7,325%. A Light é acionista majoritária da Lightgás, a qual detém o controle acionário da Eletropaulo Metropolitana, distribuidora de energia elétrica da região metropolitana de São Paulo, adquirida em leilão de privatização em Abril de 1998.

- **Empresa Bandeirante de Energia:** é a terceira maior empresa de distribuição, atua em São Paulo e vende 22.000 GWh por ano. Resulta da cisão da Eletropaulo.
- **CPFL:** a empresa possui 2.650.000 consumidores e entrega cerca de 19.000 GWh anualmente. Atua no interior de São Paulo.
- **Diversas empresas privadas:** Elektro (São Paulo), Coelba (Bahia), Celpe (Pernambuco), Cerj (Rio de Janeiro), Escelsa (Espírito Santo), Enersul (Mato Grosso do Sul), CEEE, AES-Sul, RGE (Rio Grande do Sul), Cemat (Mato Grosso), Energipe (Sergipe), Celpa (Pará), Celtins (Tocantins), Cemar (Maranhão), Coelce (Ceará)
- **Diversas empresas ainda estatais:** CEB (Distrito Federal), Celesc (Santa Catarina), Cepisa (Piauí), Ceal (Alagoas), Ceron (Rondônia), Eletroacre (Acre), Saelpa (Paraíba).

8.4.4 Empresas Integradas

O Brasil possui apenas duas empresas que atuam nas três atividades principais do mercado de energia: geração, transmissão e distribuição de energia. São elas:

- **Cemig:** a empresa que atende o estado de Minas Gerais possui 35 usinas de geração, totalizando uma capacidade instalada de 5.500 MW. Essa energia é transmitida através de 20.584km de linhas de transmissão para ser distribuída para 4,7 milhões de consumidores, que em 1999 consumiram 35.587 GWh de energia.
- **Copel:** a empresa de energia do estado do Paraná possui 17 usinas de geração (16 hidrelétricas e apenas 1 térmica), com potência instalada de 4.235 MW. Além disso, a empresa possui 6.350 km em linhas de transmissão e suas vendas excedem 16.000 GWh por ano, para 2,7 milhões de clientes.

8.4.5 Produtores Independentes de Energia

Tabela 34: Principais Produtores Independentes de Energia (até Julho de 2000)

Projeto	Tipo	Capacidade (MW)	Estado	Patrocinador
Serra da Mesa	Hidro	1.273	GO	VBC Energia
Itá	Hidro	1.450	RS/SC	OPP, CSN, Gerasul
Machadinho	Hidro	1.140	RS	Votorantim, Alcoa, Valesul, Celesc, etc.
Lajeado	Hidro	850	TO	EdP, Vale Paranapanema, CEB, Celtins
Cana Brava	Hidro	450	GO	Tractebel, Voith, Siemens, Odebrecht
Campos Novos	Hidro	880	SC	Copel, Celesc, CEEE
Dona Francisca	Hidro	125	RS	Inepar, Copel, Celesc, Gerdau, Desenvix
Itapebi	Hidro	450	BA	Coelba, Previ, Banco do Brasil – BI
Guilman Amorim	Hidro	140	MG	Belgo Mineira, Samarco
Uruguaiana	Termo	600	RS	AES
Cuiabá	Termo	480	MT	Enron
Pecém	Termo	240	CE	Texaco
Norte Fluminense	Termo	750	RJ	Cerj, Light, Escelsa, Petrobras

Fonte: Aneel, WebSites das Empresa

8.5 ANEXO V

Privatizações e Licitações no Brasil

Tabela 35: Privatizações no Setor Elétrico até Julho de 2000

Empresa	Data	Valor (US\$ mln)	Ágio (%)	Investidores
Escelsa	07/95	387	11.8	Iven/GTD
Light	05/96	2.036	0.0	EdF/AES/CSN/Houston
Cerj	11/96	587	30.3	Chilectra, EdP, Endesa
Cemig	05/97	1.053	0.0	AES/Southern/Opportunity
Coelba	07/97	1.598	77.3	Iberdrola/ Previ/BB
D2 (CEEE)	10/97	1.373	93.6	AES
D3 (CEEE)	10/97	1.485	82.6	VBC/CEA
CPFL	11/97	2.731	70.1	VBC/Previ
Enersul	11/97	565	84.0	Escelsa
Cemat	11/97	353	20.9	Rede/Inepar
Cosern	12/97	606	73.8	Coelba/Iberdrola
Coelce	11/97	868	27.2	Endesa/Enersis/Cerj
Metropolitana	04/98	1.777	0.0	Light
Elektro	07/98	1.273	98.3	Enron
Gerasul	09/98	802	0.0	Tractebel
Bandeirante	09/98	816	0.0	VBC/EdP
CESP Paranapanema	07/99	1.239	90.2	Duke Energy
CESP Tietê	09/99	471	30.0	AES
Celpe	02/00	1.040	0.0	Coelba/Iberdrola

Fonte: Eletrobras

Tabela 36: Linhas de Transmissão Incluídas para Licitação (até Julho de 2000)

Empreendimento	UF	Tensão (kV)	Extensão (km)
LT Tucuruí – Vila do Conde	PA	500	329
LT Taquaruçu – Assis - Sumaré	SP	440	509
LT Campos Novos - Blumenau	SC	525	253
LT Curitiba – São Paulo	PR/SP	500	285
Interligação dos Sistemas Centro Oeste e Nordeste	TO/BA	500	1014
Interligação dos Sistemas Norte e Nordeste	PA/MA	500	803
Interligação dos Sistemas Sudeste e Norte	MA/TO GO/DF	500	1876

Fonte: Aneel

8.6 ANEXO VI

Participantes do Projeto de Itá

8.6.1 CSN

A CSN é um dos Acionistas do projeto, possuindo 48,75 % das ações ordinárias da SPC, o que lhe garante a compra de 169 MW.

A CSN é a maior produtora de aço da América Latina, e uma das maiores do mundo. Foi fundada em 1941 pelo Governo Federal, e foi privatizada em 1993, sendo adquirida por um consórcio formado pelo Grupo Bradesco, Vicunha e fundos de pensão. Sua capacidade de produção de aço cru é de 5 milhões de toneladas por ano. Seus principais produtos são:

- laminados não planos, utilizados em construção ferroviária e construção civil;
- laminados planos a quente (bobinas e chapas), utilizados na indústria automobilística, tubos, botijões;
- laminados planos a frio (bobinas e chapas), utilizados na indústria de utilidades domésticas, implementos agrícolas;

Em 1999, as vendas da empresa foram 65 % para o mercado interno. Seus principais clientes são: indústria automotiva (12%), indústria de processamento de aço (31%), construção civil (13%) e indústria de embalagens de alimentos (22%).

Será realizado mais adiante um estudo de caso que buscará demonstrar, entre outras coisas, a vantagem para a CSN de investir no projeto de Itá. Para isso, será calculado a Taxa Interna de Retorno para o projeto, levando em consideração os investimentos realizados e os benefícios trazidos.

8.6.2 Odequi

A Odequi é um dos Acionistas do projeto, possuindo 48,75 % das ações ordinárias da SPC, o que lhe garante a compra de 169 MW.

A Odequi é uma *holding* do grupo Odebrecht S.A. responsável pelos negócios na área petroquímica. A energia proveniente de Itá será utilizada em duas subsidiárias da Odequi: a OPP Petroquímica e a OPE Polietilenos.

A OPP foi fundada em 1983 produzindo polipropileno (PP), insumo utilizado em embalagens de alimentos, garrafas plásticas, utensílios domésticos, entre outros.

A empresa possui três fábricas que produzem o PP localizadas no polo petroquímico de Triunfo, no estado do Rio Grande do Sul, totalizando uma capacidade instalada de 540.000 toneladas por ano. O propileno, principal matéria prima do PP, é fornecido pela petroquímica de primeira geração Copesul, também localizado no polo de Triunfo. A OPP exerce, juntamente com a Ipiranga Petróleo S.A., o controle sobre a Copesul.

A OPP é a maior produtora de PP do Brasil e do Mercosul, com uma fatia de 40 % e 49 % do market share, respectivamente. Suas vendas vem crescendo consistentemente, em média 12 % ao ano desde 1996.

A OPE, por sua vez, produz diversas resinas de polietileno (PE) em suas três fábricas, localizadas em Triunfo, Capuava (São Paulo) e Camaçari (Bahia). A capacidade total de produção é de 535.000 toneladas ao ano. A principal matéria prima para essas resinas é o etileno, fornecido, para cada fábrica, pelas petroquímicas Copesul, PQU e Copene respectivamente.

A OPE figura em um contundente primeiro lugar no mercado brasileiro e do Mercosul, liderando o market share para todas as resinas de PE.

8.6.3 Itambé

A Itambé é outro acionista da Itasa, detendo 2.5 % das ações ordinárias, o que lhe garante 9 MW de energia. Esse volume de energia corresponde a 60 % da atual necessidade energética da Itambé.

A Companhia de Cimento Itambé foi fundada em 1970 em Curitiba. Possui capacidade de produzir mais de 1,5 milhões de toneladas de cimento por ano, divididos em cinco tipos. Sua planta está localizada em Balsa Nova, Paraná, a 380 km da usina de Itá.

8.6.4 Eletrobrás

A empresa foi descrita no anexo IV.

8.6.5 Consórcio Construtor - CONITA

As empresas que fazem parte do Consórcio Construtor de Itá (CONITA) são as seguintes: CBPO (construção civil), Engevix Engenharia (projeto e design de engenharia), Tenenge (trabalhos de fundação), e empresas fornecedoras de equipamentos (Asea Brown Boveri, Bardella, GEC-Alstom, Coemsa Ansaldo, Mecanica Pesada, Voith).

Todas as empresas do consórcio possuem vasta experiência em construção e fornecimento de equipamentos para hidrelétricas. Afinal, devido a forte concentração de hidrelétricas no país (aproximadamente 90 % da energia gerada é hidráulica), se formou uma base de empresas com muita experiência em hidrelétricas.

8.6.6 Gerasul

A Gerasul é a outra empresa participante do consórcio para desenvolver o projeto de Itá, além de ser também a operadora do empreendimento. Ela receberá 39% da energia garantida, o que corresponde a 260 MW, além de assinar um PPA para a compra de 61 MW adicionais.

A empresa foi descrita com maior detalhes no anexo IV.

8.7 ANEXO VII

Participantes do Projeto da Usina de Cogeração

Os principais participantes do projeto da Usina de Cogeração, até o momento, são:

8.7.1 Acionista

O Acionista é uma das maiores fabricantes de equipamentos industriais da Europa. Embora a Acionista possua uma vasta experiência em equipamentos para termelétricas, a turbina a ser fornecida para a Usina de Cogeração não atende às especificações de seus produtos e será encomendada em outra empresa.

O Acionista está presente em mais de 125 países, e suas vendas em 1999 chegaram em US\$ 6,8 bilhões.

O Acionista desenvolve projetos em diversos países, como Polônia, Turquia, Espanha, Hungria, Mexico, Colombia, Argentina, Brasil, Filipinas, Índia, Tailândia, Austrália, entre outros.

Atualmente, o Acionista possui cinco projetos em operação gerando 340 MW, seis projetos em construção que adicionarão mais 260 MW, além de doze projetos em negociação, somando mais 604 MW. O custo total destes projetos é de aproximadamente US\$ 1,1 bilhão.

8.7.2 Indústria

A Indústria é uma petroquímica da primeira geração, fornecedora de matérias primas como o etileno e o propileno.

A Indústria possui capacidade de processar 1,5 milhões de toneladas por ano, 500 mil só de etileno. O nafta, principal matéria prima utilizada pela Indústria, é fornecido pela Petrobras. O vapor produzido pela Usina de Cogeração é um importante insumo nos processos produtivos da companhia. Atualmente, ela opera caldeiras que fornecem vapor, mas que possuem custos operativos elevados e eficiência baixa. Além disso, a Indústria se beneficia do projeto por este consumir (e pagar por) gases residuais provenientes de seu processo de

produtivo.

8.7.3 Distribuidora de Gás

A Distribuidora de Gás é uma das maiores distribuidoras de gás canalizado do Brasil e foi privatizada recentemente.

Para abastecer sua demanda, a Distribuidora de Gás assinou em 1987 um contrato inicial com a Petrobras de 3 milhões de metros cúbicos de gás por dia, gás este proveniente da bacia de Campos, no Rio de Janeiro. Em Dezembro de 1997, o contrato foi prorrogado para até 2007, além de aumentar a quantidade de gás para 4.5 milhões de m³/dia.

Em 1996, a Distribuidora de Gás assinou mais um contrato com a Petrobras, este assegurando a compra de gás proveniente da Bolívia através do gasoduto Brasil-Bolívia. Por este contrato, válido até 2019, a Distribuidora de Gás recebe inicialmente 4.0 milhões de m³/dia, quantia esta aumentando progressivamente até 2007, quando chega a 8.1 milhões de m³/dia.

Através destes contratos, a região atendida pela Distribuidora de Gás terá garantido o abastecimento de gás natural por pelo menos 20 anos, com folga para crescimento de demanda ou mesmo a busca de novos mercados.

O contrato de abastecimento (GSA) da SPC representa aproximadamente 30% do total de vendas diárias para o setor industrial da Distribuidora de Gás. Pelo contrato, a usina irá consumir, quando em operação normal, entre 900 mil e 1,1 milhão de m³ por dia. O GSA será discutido mais adiante neste capítulo.

8.8 ANEXO VIII

Hipóteses Macroeconômicas e Tributárias dos Modelos de Itá e da Usina de Cogeração

8.8.1 Premissas Macroeconômicas

As hipótese macroeconômicas utilizadas no caso base dos modelos econômicos financeiros estão no quadro seguinte:

Tabela 37: Hipóteses Macroeconômicas Utilizadas nos Modelos

Variável	Hipóteses
IGP-M	10% em 2000, 6% em 2001, 5% em 2002 e 4% de 2003 em diante
Desvalorização cambial	5% em 2000, 4% em 2001, 3% em 2002 e 2% de 2003 em diante
Libor	5.97% em 2000
TJLP	10.7% em 2000, 8.7% em 2001 e 8.0% de 2002 em diante

Fonte: Departamento Econômico do Banco

O índice de inflação utilizado é o IGP-M, divulgado pela Fundação Getúlio Vargas. Os dados de desvalorização cambial e Libor (taxa do interbancário de Londres, usada geralmente como índice base em empréstimos internacionais) apenas serão utilizados caso o financiamento seja concluído com algum empréstimo em dólar.

A TJLP no último trimestre de 2000 era de 9,75%. O valor apresentado no quadro acima para o ano 2000 é a média da TJLP durante o ano (1º trimestre foi 12,0%, 2º trimestre foi 11,0%, 3º trimestre foi 10,25%)

8.8.2 Hipóteses Tributárias

As hipóteses tributárias referentes ao caso base estão dispostas na tabela seguinte.

Tabela 38: Hipóteses Tributárias Utilizadas nos Modelos

Impostos sobre Vendas	
ICMS nas vendas dentro do estado	18%
ICMS nas vendas para outros estados	25%
ICMS nas vendas para o MAE	0%
PIS	0.65%
Cofins	3.0%
Impostos Corporativos	
Imposto de Renda	25%
Contribuição Social	9%

Fonte: Departamento Econômico do Banco

Segundo o artigo 1º da Lei número 6.374-89, o ICMS (Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços) tem como fato gerador a operação relativa à circulação de mercadoria ou a prestação de serviço de transporte interestadual ou intermunicipal ou de comunicação. O ICMS é um imposto que não onera o produto para quem é usuário intermediário do mesmo, já que a quantia que se paga na compra de insumos é repassada para o produto produzido. No caso da energia, o consumidor que a utiliza em processos produtivos irá reaver o ICMS pago no momento da venda de seu produto. Já para consumidores finais, como o residencial, o ICMS representa um gasto efetivo, já que ele não pode repassá-lo. .

O ICMS é um imposto cobrado na esfera estadual sobre a receita bruta. O cálculo utilizado para determinar o valor do ICMS a pagar é feito da seguinte maneira:

Receita bruta no período: R\$ 100

Base de cálculo para ICMS: $(100/(1-25\%)) = \text{R\$ } 133,33$

ICMS a pagar: $25\% * 133,33 = \text{R\$ } 33,33$

O PIS e o Cofins são tributos que também incidem na receita bruta, e que são pagos para o Governo Federal. O Cofins é utilizado para financiar o fundo de previdência social.

Já o imposto de renda e a contribuição social incidem no lucro líquido, e também são pagos para o Governo Federal.

8.9 ANEXO IX

Tabela 39: Fluxo de Caixa do Projeto de Itá

ITASA Cash Flow Statement		Total									
R\$ '000											
Operating Profit	Amortization/Depreciation	1,858,486	43,800	124,621	141,004	147,721	155,241	160,150	178,589		
		916,015	31,330	29,646	29,703	29,763	29,824	30,208	30,665		
Operating Cash Flow		2,774,500	75,130	164,267	170,737	177,484	185,066	193,099	208,544		
Debt Amortization	Interest Expense	(1,070,205)	(0,797)	(39,245)	(44,759)	(50,381)	(57,004)	(64,859)	(73,237)		
	Capitalized Interest	(827,102)	(49,659)	(88,616)	(94,562)	(102,515)	(109,817)	(118,257)	(126,919)		
	Interest Income	0	0	0	0	0	0	0	0		
	Other Financial Expenses	107,418	3,256	6,735	6,892	7,046	7,198	7,349	7,478		
	Income Tax & Social Contribution Paid	0	0	0	0	0	0	0	0		
	Provision Accounts Maintenance	(385,509)	0	(5,562)	(7,289)	(9,122)	(11,659)	(14,470)	(18,462)		
		66,730	(2,670)	(862)	(862)	(860)	(787)	(700)	(617)		
Cash Flow After Non-Discretionary Items		654,462	0	17,475	40,480	41,707	42,984	44,212	45,556		
Capex		0	0	0	0	0	0	0	0		
Retirements		(65,360)	0	(1,709)	(1,777)	(1,849)	(1,922)	(1,999)	(2,079)		
Cash Flow Before Eletrobrás Dividends		569,102	0	17,475	37,978	39,702	39,859	41,951	42,212	43,577	
Eletrobrás Dividends		(47,670)	0	(1,027)	(4,895)	(5,888)	(5,314)	(5,464)	(5,503)	(5,383)	
Net Cash Flow			0	16,448	33,772	33,814	34,545	35,998	36,710	38,193	

R\$ '000											
Operating Profit	Amortization/Depreciation	195,977	211,855	195,453	210,086	225,821	213,503	76,757	(27,746)	(27,739)	
		39,004	30,098	30,171	30,249	30,330	30,416	30,502	30,593	30,686	
Operating Cash Flow		226,001	241,952	225,624	240,335	256,151	243,917	108,259	2,345	2,959	
Debt Amortization Interest Expense Capitalized Interest Interest Income Other Financial Expenses Income Tax & Social Contribution Paid Reserve Accounts Maintenance		(82,943)	(90,377)	(90,813)	(100,469)	(117,844)	(133,889)	(113,005)	0	0	
		(69,072)	(60,179)	(62,725)	(65,000)	(65,731)	(64,614)	(11,462)	(0)	(0)	
		7,807	7,787	9,015	9,359	9,672	9,598	9,078	0	0	
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		(37,100)	(48,128)	(43,227)	(31,625)	(91,130)	(82,173)	(22,862)	0	0	
		207	(6,552)	(2,481)	(2,073)	(2,464)	10,940	70,683	(9)	(9)	
		47,959	47,413	45,399	46,978	48,614	50,181	40,070	2,345	2,959	
Cash Flow After Non-Discretionary Items			0	0	0	0	0	0			
Capex		(2,162)	(3,949)	(2,359)	(2,452)	(2,509)	(2,631)	(2,736)	(2,940)	(2,959)	
Retirements											
Cash Flow Before Eletrobras Dividends		44,897	45,154	43,061	44,546	46,084	47,850	37,354	0	0	
Eletrobras Dividends		(5,065)	(4,453)	(3,466)	(2,054)	0	0	0	0	0	
Net Cash Flow		39,832	40,701	39,594	42,492	46,084	47,850	37,354	0	0	

Fonte: Elaborado pelo Autor

8.10 ANEXO X

Preço de Geração Térmica

A tabela abaixo apresenta os dados de custo de operação das usinas térmicas no âmbito do MAE. A partir destes valores, a energia disponibilizada é colocada em uma sequência crescente, de menor custo para maior custo. Em seguir, a energia é despachada de acordo com a demanda, e o preço da tarifa spot é definido como o custo imediatamente superior ao absorvido pela demanda.

Tabela 40: Preços da Energia de Térmicas em Setembro de 2000

<u>Térmica</u>	<u>R\$/MWh</u>
Cuiabá	36.74
Reduc	45.91
Rio Gen	46.13
J Lacerda	56.51
Araucária	59.66
W Arjona	70.00
Igarapé	72.70
R Silveira	75.40
Uruguaiana	75.44
Figueira	78.48
São Jeronimo	88.72
Piratininga	111.91
Alegrete	112.67
Carioba	131.36

Fonte: MAE

A média destes valores é R\$ 75,83/MWh. Este valor representa aproximadamente 110% do Valor Normativo definido pela Aneel, corrigido desde Julho de 1999 até Setembro de 2000 (o equivalente a 18,48% de inflação medido pelo IGP-M).