

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA

MONOGRAFIA DE FINAL DE CURSO

PROJECT FINANCE APLICADO
ÀS TERMOELÉTRICAS NO BRASIL

Felipe Portes Rizzo Assunção
9714828

Orientador: Marina Figueira de Mello

Dezembro de 2001

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA

MONOGRAFIA DE FINAL DE CURSO

PROJECT FINANCE APLICADO
ÀS TERMOELÉTRICAS NO BRASIL

Felipe Portes Rizzo Assunção
9714628

Orientador: Marina Figueira de Mello

Dezembro de 2001

“Declaro que o presente trabalho é de minha autoria e que não recorri para realizá-lo a nenhuma forma de ajuda externa, exceto quando autorizado pelo professor tutor”.

“As opiniões expressas neste trabalho são de responsabilidade única e exclusiva do autor”.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a minha família, amigos e companheiros de trabalho que sempre me apoiaram ao longo da realização desta monografia.

Agradecimentos especiais à minha orientadora Marina Figueira de Mello, por toda a ajuda e dedicação; a Andrea Azeredo, Rui Gomes e Viviana Faria por todas as sugestões de material bibliográfico e constante ajuda; a Fernando Rizzo, Maria Luiza Rizzo e Raquel Floriano pelas periódicas revisões ortográficas.

ÍNDICE	
LISTA DE QUADROS E FIGURAS	5
INTRODUÇÃO	6
I A MODALIDADE “ <i>PROJECT FINANCE</i> ”	8
I.1 Características de um <i>Project Finance</i>	8
I.2 Garantia aos Financiadores	12
I.3 Agentes Envolvidos	15
II ANALISANDO A VIABILIDADE DE UM PROJETO	17
II.1 Viabilidade Econômica	17
II.2 Viabilidade Técnica	17
II.3 Risco Financeiro	18
II.4 Outros Riscos de um <i>Project Finance</i> de Termoelétricas	19
II.5 Contratos	22
III GERAÇÃO TERMELÉTRICA NO BRASIL	28
III.1 Histórico do Investimento em Geração e o Processo de Privatização	28
III.2 O Processo de Privatização e a Crise Energética Brasileira	30
III.3 As dificuldades de Implementação do <i>Project Finance</i> no Brasil	33
III.4 A Geração Termelétrica	36
III.5 O Gás Natural	38
IV ESTUDO DE CASO: USINA ELÉTRICA A GÁS (UEG) DE ARAUCÁRIA	42
IV.1 Descrição do Projeto	43
IV.2 Agentes Envolvidos no Projeto	44
IV.3 Contratos	46
IV.4 Análise de Riscos do Projeto	49
IV.5 A Estrutura de Financiamento	53
IV.6 Garantias aos Financiadores	54
IV.7 A Importância do Projeto Araucária	55
V CONCLUSÃO	56
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	58
ANEXOS	61
VI.1 ANEXO I: Termoelétricas a Gás Natural no Brasil	61
VI.2 ANEXO II: Gasodutos no Brasil	62

LISTA DE QUADROS E FIGURAS

Tabela 1: Classificação dos Créditos na Falência	14
Tabela 2: Riscos da Fase de Construção	19
Tabela 3: Riscos de Operação	20
Tabela 4: Riscos de Suprimento ou Matéria-Prima	20
Tabela 5: Riscos de Tecnologia	21
Tabela 6: Riscos da Produção ou do Mercado	21
Tabela 7: Riscos Políticos ou de Regulação	21
Tabela 8: Riscos de Caso Fortuito ou Força Maior	22
Tabela 9: Tipos de Contratos de Compra e Venda	25
Tabela 10: Vantagens e Desvantagens das Termoelétricas a gás	37
Tabela 11: Estrutura Acionária da UEG Araucária	43
Tabela 12: Riscos durante a Fase de Construção	50
Tabela 13: Riscos da Fase Operacional	51
Tabela 14: Riscos da Fase Operacional (Cont.)	52
Tabela 15: Pacote de Garantias Esperado para o Período de Construção	54
Tabela 16: Pacote de Garantias Esperado para o Período de Operação	55
Figura 1: Estrutura Básica do <i>Project Finance</i>	23
Figura 2: Estrutura Acionária do Gasoduto Bolívia-Brasil	40
Figura 3: Estrutura Contratual do Projeto Araucária	46
Figura 4: Transporte de Gás: Cadeia de Abastecimento	47

INTRODUÇÃO

O Brasil atualmente enfrenta um quadro de racionamento de energia elétrica, basicamente gerado pelo descompasso entre o crescimento da demanda e os investimentos efetuados para o aumento da oferta de eletricidade no país.

O papel de investidor do setor elétrico brasileiro, que vem sendo gradualmente abandonado pelo Estado, ainda não foi totalmente assumido pela iniciativa privada. Sendo assim, este estudo tem por objetivo identificar os principais motivos para esta incapacidade do governo de manter os níveis desejáveis de investimento e discutir o uso do *Project Finance* como alternativa para a viabilização de projetos de geração termelétrica patrocinados por capital privado.

Apesar desta modalidade de financiamento, na sua concepção original, ser extremamente rara, mesmo em nível mundial, acredita-se que, a partir da adaptação desta técnica ao contexto brasileiro, seja possível identificar práticas que podem ser utilizadas para o desenvolvimento do setor.

Desta forma, a importância desta ferramenta para o desenvolvimento de projetos de geração de energia para o país e a deficiência da literatura acadêmica nacional sobre o tema justificam a relevância deste trabalho.

Esta monografia também procura analisar as dificuldades inerentes ao setor elétrico brasileiro, visando identificar os pontos que precisam ser adaptados ou modificados pelas autoridades nacionais, na tentativa de facilitar a aplicação desta modalidade de financiamento.

Esta monografia está estruturada em cinco capítulos, além desta breve introdução.

O primeiro capítulo inclui a definição de *Project Finance*, diferenciando-o de um financiamento corporativo, destacando as suas vantagens e peculiaridades e dando um

enfoque internacional ao tema. Após esta explicação introdutória, serão identificados os instrumentos de garantia deste financiamento e os agentes envolvidos neste tipo de projeto.

O segundo capítulo detalha o processo de análise da viabilidade do projeto e especificação dos riscos aos quais está exposto. Com os riscos citados, começa-se a descrição de como, através de uma complexa rede de contratos, estes podem vir a ser mitigados.

O terceiro capítulo apresenta o histórico do investimento em geração e a identificação das causas do atual déficit de energia. Somado a isso, são comentados os motivos que dificultam a implementação do *Project Finance* no Brasil e as vantagens que poderiam explicar a escolha pela geração termelétrica. Ainda neste capítulo há uma breve apresentação do gás natural e o motivo que levou este combustível a ser o mais indicado para tais projetos.

Por último, é feito um estudo de caso sobre a Usina Termelétrica de Araucária, visando reconhecer, na prática, os agentes envolvidos, as características e as dificuldades de implementação deste tipo de projeto através do *Project Finance*.

I - A MODALIDADE *PROJECT FINANCE*

“O *Project Finance* pode ser definido como a captação de recursos para financiar um projeto de investimento de capital economicamente separável, no qual os provedores de recursos vêem o fluxo de caixa vindo do projeto como fonte primária de recursos para atender ao serviço de seus empréstimos e fornecer o retorno sobre seu capital investido no projeto¹.”(Finnerty, 1996, p. 2)

I.1 – CARACTERÍSTICAS DE UM *PROJECT FINANCE*

O primeiro aspecto a ser considerado neste estudo é a diferenciação entre as características de um financiamento corporativo, em relação a um *Project Finance*. Em um financiamento corporativo, o crédito é baseado no histórico financeiro e na capacidade de pagamento futuro da empresa e não apenas na capacidade de pagamento do projeto separadamente. O custo do financiamento, então, irá refletir o risco da empresa, não havendo como dissociar o seu risco do risco do novo projeto.

É necessário, então, que os patrocinadores comparem as duas modalidades de financiamento para que possam decidir qual seria a mais interessante para o projeto. A seguir estão descritas algumas características que distinguem estas duas formas de financiamento:

¹ Geralmente os patrocinadores do projeto oferecem, em situações específicas, algumas garantias adicionais.

No *Project Finance* a principal garantia é o próprio projeto. Para isso, é criada uma entidade jurídica distinta chamada de Empresa de Propósito Específico (EPE)², a quem pertencem os ativos, contratos, fluxo de caixa projetado e dívidas do projeto que são dados em garantia aos financiadores.

Na EPE, todos os agentes envolvidos no projeto se relacionam através de contratos que acabam por unir todos em um objetivo comum: o sucesso do projeto, já que a rentabilidade de todos fica de alguma forma relacionada. Em um *Project Finance*, é também possível o financiamento ficar fora do balanço patrimonial dos acionistas (“*Off-Balance Sheet*”), não comprometendo, portanto, o passivo dos patrocinadores³.

O *Project Finance* aloca retornos e riscos de forma mais eficiente que o financiamento convencional devido ao exercício detalhado de análise de riscos e à alocação dos mesmos, de forma bem definida, através de uma rede de contratos. São pagos prêmios maiores às partes que assumiram maiores riscos e os riscos são assumidos pelas partes que melhor podem administrá-los. No Capítulo 2, será apresentada uma análise dos contratos presentes em projetos termelétricos e da alocação e mitigação de riscos neste tipo de financiamento.

O *Project Finance* permite aos Patrocinadores maior capacidade de alavancagem⁴ do projeto. Esta maior alavancagem implica em um maior risco financeiro, mas também proporciona maiores retornos para o acionista⁵.

Apesar do *Project Finance* apresentar maiores custos de transação do que o financiamento convencional, devido aos custos relacionados com assessoria jurídica e financeira e com a elaboração dos arranjos contratuais, estes gastos, em grandes projetos, são superados pelo impacto positivo da alta alavancagem e os longos prazos alcançados para o repagamento da dívida.

²Há outras terminologias como: SPE (Sociedade de Propósito Específico) ou *SPC (Special Purpose Company)*.

³ Segundo Azeredo (1999), no Brasil, a consolidação é imposta, às Sociedades Anônimas, apenas quando os investimentos em controladas (i.e. empresas nas quais detém mais que 50% do capital votante) supera 30% do Patrimônio Líquido da controladora. Essa regra varia de país para país, na Inglaterra, por exemplo, a consolidação é parcial, caso a controladora detenha entre 25% a 50% do capital votante da controlada, e total, se detiver mais que 50% do capital votante.

⁴ Alavancagem: Pode ser definida como a participação da dívida sobre o patrimônio do projeto.

⁵ Segundo as regras do Brazilian GAAP, o serviço da dívida é encarado como uma despesa, o que diminui a parcela de lucro tributável e conseqüentemente a carga tributária da empresa. Para maiores esclarecimentos a respeito de benefícios fiscais associados à estrutura de capital de uma empresa (“Tax Shield”), ver Brealey Myers (2000, p. 509 et seq.).

No *Project Finance*, como o financiamento é através da EPE, há maior controle do gerenciamento por parte dos bancos, enquanto que no financiamento corporativo é mais difícil se certificar de que o montante que foi emprestado esteja sendo gasto no projeto específico. Desta forma, pode-se dizer que há uma redução nos custos de monitoramento.

Adicionalmente, os financiadores do projeto não podem recorrer aos acionistas em caso de inadimplência e os acionistas não podem utilizar fluxos de caixa do projeto para saldar dívidas que não estejam relacionadas com o mesmo. Vale também ressaltar que a EPE independe da situação dos seus acionistas no mercado, de forma que a falência de um acionista não implica em falência do projeto.

O *Project Finance* apresenta riscos distintos para as diferentes fases do projeto. Desta forma, depois de superada a fase de construção, onde os riscos são maiores, é possível modificar a composição do financiamento, tornando-o mais compatível com os riscos desta nova fase. Em outras palavras, é comum haver uma renegociação do financiamento a taxas de juros mais baixas depois da entrada em operação do projeto dado que os riscos de construção já estão superados e o projeto já possui um ativo operando e gerando caixa.

Desta forma, o *Project Finance*, é uma modalidade de financiamento que só é viável se o projeto em questão é capaz de operar por conta própria de forma lucrativa. Isto o torna indicado como uma modalidade de financiamento que poderia ser utilizada para projetos economicamente viáveis mas que, devido às falhas conjunturais ou estruturais presentes no mercado⁶, enfrentam maiores dificuldades ao serem desenvolvidos através do financiamento corporativo.

Deste modo, é possível resumir as seguintes vantagens do *Project Finance* para os patrocinadores do projeto:

- Viabilização de um maior número de projetos (já que há maior possibilidade de alavancagem), diversificando o risco do Patrocinador e aumentando o retorno sobre o capital investido.
- Realização de projetos maiores, possibilitando as economias de escala presentes no setor de infra-estrutura e viabilizando projetos que seriam grandes demais para um único patrocinador.

- Preservação da capacidade de endividamento (no caso do acionista não ser sócio majoritário⁷).
- Possibilidade de estruturar a operação de forma que os ativos do patrocinador, que não os da EPE, fiquem isolados de riscos.
- Compartilhamento de riscos de acordo com as vantagens comparativas de cada agente.
- Geração de incentivos à eficiência (tais como cláusulas contratuais ou o próprio retorno do projeto) para todos os agentes envolvidos no empreendimento, reduzindo, entre outros, os custos de monitoração e financiamento do projeto.
- Eficácia na remuneração da gerência. Como a EPE é responsável por um projeto específico, o desempenho da gerência está diretamente atrelado aos resultados alcançados.

Desvantagens:

- Morosidade – Devido a sua complexa rede de contratos, o Project Finance requer um tempo maior para que possam ser feitos os arranjos contratuais.
- Custo de elaboração - Devido à alta complexidade dos contratos, são necessárias assessorias tanto jurídicas quanto financeiras e técnicas, o que eleva os custos de elaboração do projeto.
- Redução do poder de decisão - Ao estabelecer um Project Finance o acionista está também se comprometendo a relatar suas decisões e ações aos financiadores, que passam a ter direitos de intervenção em muitas das decisões a serem tomadas. Este fato pode ser considerado como uma desvantagem, na medida em que restringe o poder de decisão do acionista sobre o projeto.

⁶ Falhas como ausência de apetite por financiamento de longo prazo para empresas sem cobertura de risco político, mas liquidez para projetos que atraiam multilaterais.

⁷ Por exemplo: No caso da hidrelétrica de Cana Brava, feito através de um *Project Finance Limited Recourse*, a Gerasul é o único patrocinador e, desta forma, ela não desfruta deste benefício, tendo esta dívida atrelada ao seu balanço patrimonial consolidado.

I.2 – GARANTIA AOS FINANCIADORES

Nível de Garantia dos Patrocinadores

Uma característica do *Project Finance* é a definição da estrutura de garantias exigida pelos financiadores. Este nível de participação pode ser classificado de três formas:

Sem Garantia Patrimonial (*Non Recourse*) – Nesta modalidade não há qualquer tipo de garantia apoiada no patrimônio dos patrocinadores. Tipicamente, utilizam-se como garantias aos financiadores: (1) a caução das ações e contas bancárias da EPE, (2) direito sobre todos os contratos do projeto, (3) participação como favorecido nas apólices de seguro e hipoteca de todos os bens móveis e imóveis do projeto.

Com Garantia Patrimonial (*Full Recourse*) – Nesta modalidade o patrocinador absorve todo o endividamento em seu balanço patrimonial, fazendo com que o pagamento da dívida independa dos resultados operacionais do projeto financiado.

Garantia Patrimonial Limitada (*Limited Recourse*) – Nesta modalidade, além das garantias usuais de um *Project Finance*, são prestadas garantias pelos patrocinadores. Estas garantias são formalizadas através de uma rede de contratos que identificam os riscos que serão cobertos e estipulam limites para esta cobertura.

Instrumentos de Garantia aos Financiadores

No financiamento de projetos através de *Project Finance*, é de praxe a utilização de um pacote de garantias, estruturado de forma a permitir o direito de intervenção (“*step in*”), transferência de ativos e dos direitos sobre o projeto, aos financiadores, em caso de inadimplência.

Esta estrutura de garantias é resultante do processo de *Due Diligence*⁸, onde os riscos são identificados e distribuídos entre os agentes do projeto. Segundo Azeredo (1999, p. 51), “idealmente o pacote de garantias será a combinação de diversas garantias fornecidas pelos vários participantes do projeto de forma a permitir conforto aos financiadores e uma divisão equilibrada entre os riscos do projeto.”

Dentre todas estas garantias, é válido ressaltar o papel dos *Covenants*:

⁸“Due Diligence” é o processo de análise e avaliação do projeto.

***Covenants* positivos, negativos e financeiros**

Os *covenants* são cláusulas contratuais do contrato de financiamento que definem limites para a atuação dos acionistas e do projeto ou as medidas que serão exigidas aos mesmos.

Os *covenants* podem ser divididos, basicamente, em três categorias: positivos, negativos e financeiros. Os positivos exigem ações por parte do tomador do empréstimo, enquanto que os negativos restringem a atuação em certas atividades do tomador. Os *covenants* financeiros estabelecem indicadores financeiros (como Índice de Cobertura do Serviço da Dívida e Índice de Liquidez Corrente) que funcionam como alerta quanto a uma possível inadimplência, auxiliando a tomada de medidas de precaução ou cura da falha /problema existente. Há, ainda, a existência de outros *covenants* que dão mais direitos e benefícios aos financiadores como: (1) *Cross-Default*, que estabelece que na ocorrência de inadimplência de qualquer contrato da empresa ou acionistas com outros credores, isto seja estendido ao contrato de financiamento; (2) Contas de Reserva, que garantem aos financiadores a cobertura de determinadas obrigações⁹.

Créditos Privilegiados e a Conta Caução (*Escrow Account*)

Devido à legislação brasileira¹⁰, no caso de falência da firma, os bens, ao invés de serem divididos proporcionalmente a quanto era devido a cada agente, obedecem a uma ordem hierárquica de recebimento. De acordo com esta hierarquia, todos de uma classe de credores recebem integralmente o que lhes era devido antes da classe seguinte receber qualquer quantia e, por isto, é conhecida como Créditos Privilegiados. Esta ordem se dá de forma que os últimos a receber sejam os agentes que tinham melhor condição de prever os riscos de insolvência da firma. Sendo assim, de acordo com esta lei, os bancos são os últimos (excetuando-se os Patrocinadores) credores a receber seus pagamentos, já que eles trabalham, justamente, com a avaliação de riscos de um empréstimo. A ordem de recebimento se dá segundo a tabela a seguir:

⁹ Para mais detalhes sobre este assunto, ver Azeredo (1999), p. 54 et seq.

¹⁰ Lei da Falência, Lei 7.661, de 21 de junho de 1945.

Classificação dos Créditos na Falência	
Ordem:	Credores:
1 ^a	Trabalhistas
2 ^a	Fiscais (União, Estado e Município)
3 ^a	Garantias Reais (hipoteca, penhor e Alienação fiduciária) ¹¹
4 ^a	Privilégio Especial sobre determinados bens
5 ^a	Privilégio Geral
6 ^a	Quirografários ¹²
7 ^a	Tomadores subordinados S/A
8 ^a	Sócios

Fonte: Borges (2000) e Requião (1995)

Tabela 1: Classificação dos Créditos na Falência

Dentre as Contas de Reserva, mencionadas anteriormente, pode ser destacada, então, a Conta caução para o serviço da dívida (*DSRA – Debt Service Reserve Account*). Nesta conta o projeto deve depositar, periodicamente, determinados valores para cobrir obrigações de serviço da dívida, possibilitando uma ordenação dos pagamentos e contornando, no curto prazo, a questão dos créditos privilegiados estabelecidos pela legislação brasileira.

Esta possibilidade acaba tornando mais atrativo o investimento de recursos da iniciativa privada no financiamento destes projetos, pois do caixa disponível da EPE, os financiadores serão os primeiros a receberem seus pagamentos. Para o recebimento desta quantia, é formada uma nova ordem de pagamento, no qual os bancos estariam à frente dos trabalhadores. Desta forma o BID e BNDES podem entrar no fundo da hierarquia dos bancos, diminuindo parte do risco financeiro dos outros financiadores e diminuindo também o montante de recursos que estas instituições de fomento seriam obrigadas a comprometer para a viabilização do projeto.

¹¹Para mais detalhes sobre estas garantias, ver Borges (1999).

¹²“É o credor que não possui qualquer título de garantia ou preferência em relação aos bens do devedor (...)” Silva (1999, p. 231).

I.3 – AGENTES ENVOLVIDOS

Como dito anteriormente, é necessário o comprometimento e participação de vários agentes para a realização de um *Project Finance*. A título de ilustração, serão apresentados abaixo os agentes envolvidos em um *Project Finance* de uma termelétrica a gás, lembrando que um agente pode exercer mais de uma função, assim como uma função pode ser exercida por mais de um agente.

- Poder Concedente – No caso de termelétricas acima de 5MW o órgão público regulador do setor elétrico, a ANEEL¹³, precisa conceder uma autorização para que a geradora possa entrar em operação¹⁴. A Agência também é responsável pelo estabelecimento do ambiente regulatório do setor.
- Patrocinadores – Estes agentes enxergam uma oportunidade de negócio e pedem autorização à ANEEL para desenvolvê-la. Os Patrocinadores irão então estabelecer uma EPE, da qual terão uma participação acionária, que terá o propósito específico de desenvolver o projeto da termelétrica.
- Operador – Este agente será responsável pela operação da usina.
- Construtor do Projeto - Responsável pela construção da usina.
- Fornecedores de equipamentos – Agentes responsáveis pelo fornecimento da turbina e dos outros equipamentos que serão necessários para que a usina possa entrar em operação.
- Financiadores - Responsáveis pelo aporte de grande parte dos recursos para o desenvolvimento do projeto. Por exemplo: Agências de Crédito às Exportações - ECAs, Agências Multilaterais, Seguradoras de Risco Político, Bancos de Desenvolvimento, Investidores, Clientes, Fornecedores e Bancos Comerciais.
- Seguradora – Seguradoras e agências de resseguro assumem os riscos que estão além da capacidade dos outros agentes envolvidos no projeto. Por exemplo: acidentes, falhas de performance, falhas de pagamentos, risco político, transporte de cargas etc.

¹³ Instaurada pela Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Modificada pela Lei 9.648, de 1998.

¹⁴ Lei nº 9074 de julho de 1995 que estabelece as regras sobre autorização de termelétricas.

- Comprador da energia (“*off-taker*”) – Responsável pela compra da energia produzida.
- Fornecedor de gás natural – Responsável pelo abastecimento de combustível.
- Engenheiro Independente – Contratado para dar um parecer a cerca das condições e viabilidade técnica do projeto.
- Assessor Financeiro – Contratado para fazer a análise de viabilidade econômica do projeto, estruturação comercial e negociação de financiamentos.
- Assessor Jurídico – Contratado para assessorar a formulação da complexa rede de contratos, típica desta modalidade de financiamento.
- Assessor de Mercado – Contratado para dar um parecer sobre o mercado de atuação e a competitividade do projeto.

II - ANALISANDO A VIABILIDADE DE UM PROJETO

O *Project Finance* tem como uma de suas características o alto grau de endividamento assumido pelo projeto. Para que se consiga atrair o capital para o financiamento deste empreendimento, é necessária uma análise mostrando que o *Project Finance* é viável tanto do ponto de vista técnico como econômico. Após esta análise, os acionistas decidirão, muitas vezes com o assessor financeiro, qual a melhor estrutura contratual e qual a alocação ideal de riscos. Este capítulo tratará das questões mais relevantes para a estruturação de um *Project Finance* para termoeletricas, ressaltando a análise de viabilidade do projeto, a identificação dos riscos e as formas de mitigá-los.

II.1 - Viabilidade Econômica

Para um projeto ser viável economicamente é necessário que o valor presente líquido (VPL) do seu fluxo de caixa seja positivo. Partindo-se de algumas premissas macroeconômicas e de estudos de mercado é possível estimar a demanda pelo produto (no caso a eletricidade) e saber se será suficiente para que se venda nos preços e volumes planejados, de forma a cobrir os custos de produção, serviço da dívida e remuneração do capital dos acionistas.

II.2 - Viabilidade Técnica:

É possível reduzir as incertezas da construção de uma termelétrica ao se utilizar uma tecnologia conhecida ou previamente testada. Saber se a tecnologia será eficiente, para a escala na qual estará operando ou para as condições do local onde será implantada, também são boas formas de se mitigar riscos de construção e de operação. Para realizar

esta análise é comum a contratação de um engenheiro independente para dar um parecer, respondendo algumas questões que causam desconforto aos investidores, tais como: Será possível construir no tempo estimado? Depois de construída a planta será capaz de operar como planejado? As estimativas de custos de construção do projeto, que levam em conta algumas contingências para imprevistos, seriam suficientes para a sua conclusão?

II.3 – Risco Financeiro

Como a maioria dos *Project Finance* começam antes da construção da usina¹⁵, geralmente não há nenhum tipo de histórico financeiro ou ativos desta EPE que possam ser utilizados como garantia para um financiamento. É importante ressaltar a existência de inúmeros riscos na implantação efetiva do projeto. Os montantes de dívida que o projeto é capaz de captar ficam, então, diretamente relacionados às seguintes variáveis:

- Quantidade de capital próprio investida pelos acionistas – Quanto maior o aporte de capital próprio, maior o comprometimento dos acionistas com o projeto (menor a alavancagem - *debt to equity ratio*¹⁶) e menor o serviço da dívida. Muitas vezes a alavancagem do projeto é definida por sua capacidade de adequação de caixa futuro para saldar a dívida.
- Capacidade dos fluxos de caixa futuros saldarem o serviço da dívida – Tal análise se baseia em indicadores financeiros tais como: Índice de Cobertura da Dívida e o Índice de Liquidez Corrente¹⁷.
- Rentabilidade esperada do projeto – Quanto mais rentável for um projeto, maiores as chances dele honrar seus compromissos, pois será gerado mais caixa.
- Qualidade de crédito das partes envolvidas no projeto – Quanto maior for a credibilidade das partes envolvidas, maior será o crédito do projeto (menores as chances de falências, não cumprimento dos contratos etc.).
- Valor dos ativos incluídos no projeto – Os ativos são parte do pacote de garantias da EPE, desta forma, quanto maior o valor dos mesmos, maiores as chances da dívida ser saldada.

¹⁵ A este tipo de projeto dá-se o nome de *Greenfield* pois é todo estruturado antes de ser construído.

¹⁶ (Dívida) / (Capital próprio).

¹⁷ Para maiores informações sobre estes índices, ler Borges (1999, p. 126) e Azeredo (1999, p. 56)

II.4 – OUTROS RISCOS DE UM *PROJECT FINANCE* DE TERMOELÉTRICAS

O *Project Finance*, como já explicado anteriormente, tem como uma de suas características a diluição de seus riscos entre os agentes envolvidos. Estes riscos são distribuídos levando em consideração as áreas de atuação destes agentes e as suas possibilidades de honrarem estes compromissos, de forma a não comprometer o desenvolvimento do projeto.

A análise de todos os riscos do projeto, bem como a descrição da forma encontrada para minimizá-los, é imprescindível para que se possa dar aos financiadores a segurança, por eles requisitada, na hora de concederem estes empréstimos. Este processo de análise faz parte da “*due diligence*”. O resultado deste processo será a identificação de vários riscos, a delegação destes riscos aos agentes mais capazes de assumi-los e uma série de contratos firmados entre os agentes. Estes contratos devem ser muito precisos, de forma que as responsabilidades sejam muito bem definidas, com o intuito de evitar problemas no futuro ou comportamentos oportunistas de alguma das partes envolvidas.

A seguir estão listados diferentes riscos presentes em um projeto e a forma como são mitigados:

Os riscos da fase de construção	Serão mitigados por:
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Abandono ou não conclusão da obra ➤ Atraso na conclusão da obra ➤ Custos superiores aos previstos ➤ Performance inferior a prevista 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Garantias contratuais do EPC ➤ Comprometimento de capital próprio dos patrocinadores ➤ Reputação do contratante ➤ EPC por empreitada, “chave-na-mão”, com contrato com preço fixado ➤ Tecnologia comprovada da turbina ➤ Revisão de engenheiros independentes ➤ Políticas de seguros

Tabela 2: Riscos da Fase de Construção
Fonte: Borges (2000)

Os riscos de Operação	Serão mitigados por:
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Redução da produção ou condição operacional ➤ Aumento dos custos em operação e gerência ➤ Gastos inesperados de capital 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Construção e operação bem definidas ➤ Tecnologia e aplicação comprovadas ➤ Contratos de operação e gerência de longo prazo com a COPEL ➤ Garantias de performance ➤ Bônus/provisão de penalidades ➤ Provisão de controle de custos ➤ Direitos assegurados contratualmente ➤ Revisão através de engenheiros independentes ➤ Seguro

Tabela 3: Riscos de Operação
Fonte: Borges (2000)

Os riscos de Suprimento ou Matéria-Prima	Serão mitigados por:
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Disponibilidade ➤ Custos ➤ Qualidade ➤ Flutuação da moeda 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Contratos de longo prazo com a COPEL ➤ Reservas apropriadas ➤ Condições de mercado em geral ➤ Relação entre custo e receita ➤ Garantia do fornecedor de materiais incertos ➤ Controle de qualidade ➤ Ajustes de câmbio ou <i>hedges</i>

Tabela 4: Riscos de Suprimento ou Matéria-Prima
Fonte: Borges (2000)

Os riscos de Tecnologia	Ações Minimizadoras:
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Obsolescência ➤ Compatibilidade ➤ Custos 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Credibilidade do fornecedor ➤ Obrigação de atualização ➤ Garantias contratuais ➤ Comprometimento dos patrocinadores ➤ Cenários e acompanhamento ➤ Controle de qualidade ➤ Reservas apropriadas

Tabela 5: Riscos de Tecnologia
Fonte: Borges (2000)

Os riscos da Produção ou do Mercado	Ações Minimizadoras:
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Demanda ➤ Flutuações de preços ➤ Flutuações da moeda 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Contratos de longo prazo através do PPA ➤ Estudo do mercado ➤ Correlação entre receita e despesas ➤ Ajustes contratuais de câmbio ➤ <i>Hedges</i> financeiros ➤ Proteção ao usuário/consumidor

Tabela 6: Riscos da Produção ou do Mercado
Fonte: Borges (2000)

Os Riscos Políticos ou de Regulação (Atos de Império)	Ações Mitigadoras:
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Lei Ambiental ➤ Regulamentação (p.ex. defesa da concorrência) ➤ Moratória ou Transferência 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Ressarcimento de impactos para o projeto pelo responsável pelo dano (construtor, operador etc.) ➤ Custos repassados ao consumidor ➤ Indenização do patrocinador ou contrapartida ➤ Contas reservas ➤ Seguro de risco político

Tabela 7: Riscos Políticos ou de Regulação
Fonte: Borges (2000)

Os Riscos de Caso Fortuito ou Força Maior	Ações Mitigadoras:
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Descontinuidade ou Atrasos ➤ Custos superiores aos previstos 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Seguro de propriedade e sinistro ➤ Seguro de interrupção do negócio ➤ Seguro de eficácia ➤ Atraso de abertura / seguro de estouro de orçamento ➤ Repasse ao consumidor ➤ Reservas apropriadas ➤ Comprometimentos dos patrocinadores

Tabela 8: Riscos de Caso Fortuito ou Força Maior
Fonte: Borges (2000)

II.5 - Contratos

Os contratos firmados para o projeto são de fundamental importância para a estruturação de um *Project Finance* bem sucedido. Esta complexa rede de contratos será responsável pelo suporte jurídico às garantias prestadas pelas partes envolvidas no projeto que, como mencionado anteriormente, darão aos financiadores a confiança e segurança necessárias.

O tipo de parceria estabelecida entre os setores público e privado depende do nível de regulamentação em vigor no setor ao qual pertence. No caso das usinas termoeletricas a gás o processo parte do agente privado, que: (i) identifica a oportunidade de desenvolvimento de um projeto de interesse público, (ii) solicita ao Poder Concedente **autorização** para desenvolvê-lo ou propõe uma parceria.

Os acionistas se unem e concretizam essa união em um **Memorando de Entendimentos** onde esclarecem questões como: a participação de cada acionista, processo decisório, confidencialidade etc. Quando a empresa é estabelecida, esses e outros detalhes passam a ser definidos no Estatuto Social da Empresa e é comum a existência de um **Acordo de Acionistas** que é analisado pelos financiadores. Nele, estão esclarecidos pontos como: grau de comprometimento dos acionistas relacionado ao aporte de capital, frequência desse aporte, condições para a saída de um sócio e outros pontos que possam representar algum risco para o futuro do projeto. A seguir será apresentada uma estrutura contratual típica de um *Project Finance* para termoeletricas:

Estrutura Básica do Project Finance

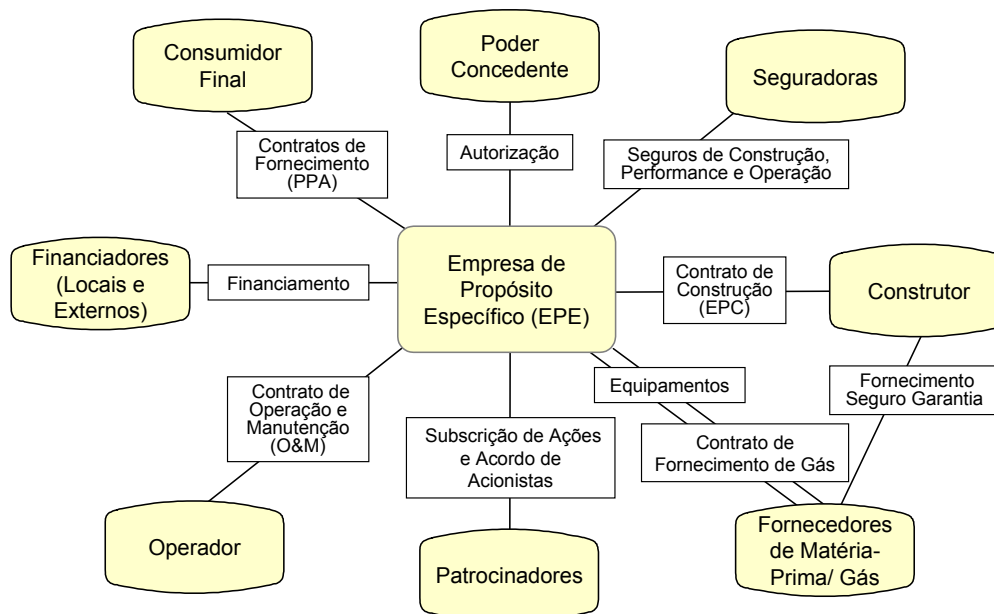


Figura 1: Estrutura Básica do *Project Finance*
Fonte: Próprio Autor

II.5.1 Contrato de Compra e Venda de Energia

Também conhecido como *Power Purchase Agreement* (PPA) funciona como a garantia das receitas futuras do projeto e, portanto, recebe atenção especial dos financiadores. O estabelecimento de um contrato de longo prazo para aquisição da energia é crucial para garantir as receitas futuras, especialmente no setor elétrico, onde as incertezas quanto ao comportamento da demanda e dos preços é maior.

A seguir, destacam-se algumas condições necessárias para que este contrato seja adequado para o pacote de garantias de um *Project Finance*:

- O **volume** contratado deve gerar receitas suficientes para cobrir os custos operacionais, o pagamento do financiamento e o retorno do capital.
- O Comprador deve garantir um **preço** mínimo que permita que, ao volume contratado, seja possível cobrir os custos operacionais, o pagamento do financiamento e o retorno do capital. Por se tratar de um contrato de longo prazo, o reajuste dos preços também deve estar muito bem definido para que se evite

problemas relativos a descasamentos entre custos e receita. Desta forma a correção dos preços deve acompanhar o reajuste dos custos na mesma proporção.

- Os prazos e frequências dos **pagamentos** também devem estar muito bem especificados neste documento.
- O **prazo** do contrato deve superar o prazo total da dívida em pelo menos alguns anos, de forma a se criar uma margem de segurança na eventualidade de uma ampliação do período de amortização da dívida.
- Normalmente, dependendo da qualidade de crédito do comprador, são exigidas algumas **garantias adicionais**. Como o Brasil não possui classificação de risco na faixa de Investimento Prudente¹⁸, os compradores nacionais não apresentam qualidade de crédito suficientemente forte e, portanto, os financiadores exigem garantias como: o depósito em conta caução (*escrow account*) de valores, ou recebíveis de primeira linha, correspondentes a um determinado número de pagamentos.

Neste contrato, assim como em todos os demais, deve-se estabelecer, com muita clareza, as cláusulas de força maior, término de contrato, bem como as penalidades às quais as partes estarão expostas no caso de não cumprimento de alguma das suas obrigações.

II.5.2 Contrato de Fornecimento de Gás

Também conhecido como *Fuel Supply Agreement* (FSA), este documento busca mitigar os riscos do principal insumo das termoelétricas: o gás natural. Este contrato deve conter provisões quanto ao reajuste de preços, obrigação de fornecimento de um volume mínimo, padrões de qualidade a serem respeitados, penalidades no caso de não cumprimento de algum dos itens mencionados acima.

“Normalmente a obrigação de fornecimento de um volume mínimo possui a contrapartida de obrigação de aquisição de um volume mínimo. Esta trata-se da cláusula de

¹⁸Investimento Prudente (ou Investment Grade) são todos aqueles que recebem nota superior a BBB - (Standard & Poor's e Fitch IBCA Duff & Phelps) ou Baa3 (Moody's), para obrigações de longo prazo em moeda estrangeira.

take-or-pay que define que uma parcela do volume contratado tem que ser paga independentemente do seu consumo.” (Azeredo , 1999, pg.50).

A tabela abaixo mostra os tipos de Contrato de Compra e Venda existentes que são utilizados na definição dos PPAs e FSAs.

TIPOS DE CONTRATOS DE COMPRA E VENDA

TIPO DE CONTRATO	GRAU DE SUPORTE CREDITÍCIO OFERECIDO
Contrato Leve se Oferecido (<i>Take-if-Offered</i>)	O contrato obriga o comprador da produção ou dos serviços do projeto a receber e pagar os serviços ou produção apenas se o projeto for capaz de entregá-los.
Contrato de Compra Firme (<i>Take-or-Pay</i>)	É semelhante ao <i>Take-if-Offered</i> , mas obriga o comprador da produção ou dos serviços do projeto a pagar por tal produção ou serviços, mesmo sem recebê-los.
Contrato Haja-o-Que-Houver (<i>Hell-or-High-Water</i>)	É semelhante ao <i>Take-or-Pay</i> , exceto pelo fato de que não há qualquer saída, mesmo em circunstâncias adversas fora do controle do comprador, como, por exemplo eventos de força maior. O comprador deverá pagar em qualquer advento, mesmo que nenhuma produção lhe seja entregue.
Acordo <i>Throughput</i>	Durante um período de tempo especificado, os transportadores, ou seja, empresas de petróleo ou produtores de gás, transportam quantidade suficiente do produto através de oleoduto ou gasoduto para suprir o duto com receita em dinheiro suficiente para pagar todos os seus custos operacionais e atender a todas as suas obrigações de serviço da dívida.
Contrato de Custo de Serviço (<i>Cost of Service Contract</i>)	O contrato exige que cada cliente pague sua parte proporcional dos custos do projeto à medida que forem efetivamente incorridos, em troca de uma parcela, definida em contrato, da produção (ex: energia elétrica) ou dos serviços disponíveis do projeto (ex: espaço num gasoduto).
Acordo de Pedágio (<i>Tolling Agreement</i>)	A EPE cobra pedágio pelo processamento de matérias-primas , que, geralmente, pertencem e são entregues pelos patrocinadores do projeto.

Fonte: *Finnerty (1996, p. 60)*

Adaptado pelo autor.

Tabela 9: Tipos de Contratos de Compra e Venda

II.5.3 Contrato de Construção, Fornecimento e Montagem de Equipamentos (EPC)

Este contrato, além de representar a maior parte dos custos do empreendimento, está intimamente relacionado com a qualidade, eficiência e o início da operação do projeto. Por estas razões ele pode ser destacado como um dos ingredientes básicos na estruturação de um *Project Finance*.

Este contrato recebe a denominação de *Engineering, Procurement and Construction* (EPC) e pode ser fechado na forma “Chave-na-mão” (*turn-key*), isto é, um só contrato para construção, fornecimento e montagem de equipamentos. A empresa é contratada a um preço fixo e com um prazo de entrega definido, ficando responsável pelas subcontratações necessárias e estando sujeita às penalidades do contrato, em caso de não cumprimento de alguma dessas cláusulas.

Em um contrato EPC devem constar os seguintes pontos:

- O custo deve ser fixado de forma que não haja aumentos inesperados durante os trabalhos.
- Os prazos devem ser bastante rígidos para não haver atrasos, multas ou perdas de receita.
- Devem ser realizados testes para comprovar a qualidade e as especificações dos equipamentos e deve haver um período de garantia para os equipamentos.
- Deve-se estabelecer garantias na forma de seguros de performance (*Performance Bonds*)¹⁹, de entrega do produto (*Bid Bond*), cartas de crédito, retenções de pagamento conforme o andamento das obras e/ou garantias da contratada, de acordo com sua classificação de crédito.
- Todos os equipamentos e a obra devem estar segurados contra todos os riscos aos quais estão expostos.
- Os prazos e metas deste contrato devem estar intimamente relacionados com as condições do Contrato de Compra e Venda de Serviços.

¹⁹Modalidade de seguro que garante a execução de um serviço contratado. Para mais detalhes sobre este assunto, ver Azeredo (1999, p. 47).

II.5.4 Contrato de Operação e Manutenção (O&M)

A operação e a manutenção do projeto e seus ativos podem ser contratadas com um único prestador de serviços ou de forma independente. Em muitos casos o patrocinador é o próprio operador do projeto, quando este possui experiência na atividade. O importante é que sejam agentes de reconhecida competência na atividade, estando envolvidos no projeto desde o seu início, para reconhecerem possíveis dificuldades ou falhas, a tempo de serem corrigidas.

Além de estar intimamente ligado com o PPA, este contrato deve conter cláusulas bem específicas a cerca das garantias, seguros, penalidades, remuneração e término do mesmo. Um ponto que vale ser ressaltado, seria a questão da transferência de propriedade intelectual e treinamento dos empregados da própria EPE, que também deveriam ter um lugar especial neste documento.

III - GERAÇÃO TERMELÉTRICA NO BRASIL

III.1 Histórico do Investimento em Geração e o Processo de Privatização

Antes da criação da Eletrobrás, em 1962²⁰, os investimentos do setor elétrico brasileiro dependiam principalmente do financiamento privado das concessionárias estrangeiras, detentoras de grande parte da capacidade instalada e redes de distribuição e que, devido a algumas restrições da época, não eram incentivadas a fazer estes investimentos. Um fator limitante que pode ser destacado era o controle de preços e tarifas, praticado pelo governo como forma de combate à inflação. Este controle desestimulava o reinvestimento das receitas tarifárias no setor. Outros instrumentos de financiamento disponíveis no período eram os aportes de capital, o Imposto Único sobre Energia Elétrica (instaurado em 1954) e as linhas de crédito disponibilizadas por instituições de fomento (como BNDE e BID).

Segundo Faria, Bento & Rodrigues (2000) a constituição da Eletrobrás em 1962 permitiu uma profunda transformação da política financeira no setor. A base da nova política repousou na premissa de que os recursos demandados pelo setor teriam origem interna, ou seja, adviriam dos consumidores de energia em todas as classes: industrial, residencial, comercial, serviços públicos e outros.

Esta transformação possibilitou a utilização dos seguintes instrumentos financeiros:

- empréstimos compulsórios;

²⁰A Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobrás) foi criada pela Lei nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, e instalada em 11 de junho de 1962, com o objetivo de promover estudos e projetos de construção e operação de usinas geradoras, linhas de transmissão e subestações, destinadas ao suprimento do país.

- arrecadação tarifária suficiente para a viabilização das operações de geração, transmissão e distribuição;
- utilização de recursos arrecadados pela Reserva Global de Reversão (RGR)²¹ para fins de desenvolvimento do setor elétrico brasileiro;
- empréstimos e financiamentos, tanto internos (BNDE, FINAME, BNH, BNB e financiadores privados nacionais) quanto externos (BID, BIRD, bancos comerciais e empréstimos de fornecedores).

Em 1964, com a instauração do regime militar, o Governo assumiu progressivamente uma postura ainda mais intervencionista, responsabilizando-se pela expansão do setor e reforçando o seu papel como prestador de serviços. Deste modo, as empresas estatais assumiram os investimentos de maior porte e com longo prazo de maturação, já que as falhas de mercado presentes não tornavam atrativos os investimentos privados nestes empreendimentos.

Esta lógica de financiamento, porém, começa a ser flexibilizada a partir da década de 90 com a implementação do Programa Nacional de Desestatização (PND)²². O Estado, então, que estava com suas contas debilitadas desde a segunda crise do petróleo em 1979 e que havia agravado sua situação com a moratória de 1986, desocupa a função de empreendedor, passando para a iniciativa privada a tarefa de investir no setor de energia. Desta forma, o Governo passaria apenas a regular o setor, já que a sua capacidade de captar crédito e investir estava cada vez mais restrita, tanto por falta de credibilidade no mercado de capitais quanto por limitações impostas por resoluções do Banco Central a linhas de crédito direcionadas a empresas estatais (por exemplo: Resolução nº 1.789/1989).

Para a implantação deste novo modelo, onde Poder Concedente continuaria a ser o Estado, mas as Concessionárias passariam a ser privadas, foram criados os seguintes agentes:

- Para a regulação do setor foi criada a ANEEL, que seria responsável pela criação das regras e pela implantação de um ambiente regulatório adequado;

²¹A reserva Global de Reversão foi instituída pela Lei 5.655, de 1971, e estabelece que todas as concessionárias de serviço público devem contribuir para angariar fundos para cobrir a indenização dos investimentos realizados quando há reversão dos bens da concessão ao Poder Concedente.

²²O PND foi estabelecido pela Lei 8.031, de 1990; o Decreto 1503, de 1995, inclui as empresas federais de geração neste programa.

- Para a otimização da matriz energética brasileira foi criado o Operador Nacional do Sistema (ONS)²³;
- Para a compra e venda do excedente de energia foi criado o Mercado Atacadista de Energia (MAE)²⁴, que seria responsável por dar flexibilidade à oferta de energia, incentivando investimentos em geração.

O país entrou, então, em um processo de privatização, onde a iniciativa privada assumiria o papel de investidor, papel este que já havia sido abandonado pelo Estado, mas que ainda não pertencia a nenhum outro agente²⁵.

III.2 O Processo de Privatização e a Crise Energética Brasileira

A privatização do Setor Elétrico Brasileiro iniciou-se em 1995 com a venda da concessionária do estado do Espírito Santo - Escelsa. Posteriormente, com a venda da distribuidora do Rio de Janeiro - Light²⁶, observou-se a entrada maciça de empresas internacionais no mercado para aquisição de empresas de energia no país (Pinhel 2000). Atualmente 68,2% do setor de distribuição está sob controle do capital privado, enquanto que apenas 28,8% do setor de geração foi privatizado²⁷. Estas privatizações, porém, não foram o suficiente para gerar os investimentos necessários para atender o aumento da demanda, resultando no atual quadro de déficit energético.

De acordo com o relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica²⁸, a crise energética brasileira teve como causa a conjunção de 2 fatores: a hidrologia desfavorável verificada em 2001 e o desequilíbrio do sistema hidrelétrico²⁹. O primeiro fator, na verdade, apenas precipitou a crise, já que o descompasso entre demanda e oferta de energia, inevitavelmente, conduziria o país ao racionamento.

²³O ONS foi criado pela Lei 9.648, de 27 de maio de 1998, e suas regras foram definidas pelo Decreto 2.655, de 2 de julho de 1998.

²⁴O MAE foi criado pela Lei 9.648, de 27 de maio de 1998, e suas regras foram definidas pelo Decreto 2.655, de 2 de julho de 1998. A Implementação das regras do MAE é definida pela Resolução 290, de 3 de agosto de 2000.

²⁵Maiores informações sobre o histórico do processo de privatização no Brasil, consultar Silva Junior (1998).

²⁶Segundo Pinhel (2000), é na venda da Light que surge a primeira garantia contratual de reajustes tarifários.

²⁷Dados cedidos pelo Dresdner Kleinwort Wasserstein.

²⁸Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica foi criada por Decreto Presidencial, de 22 de maio de 2001.

²⁹Segundo a Comissão, o sistema está equilibrado quando é possível gerar suficiente energia para atender a demanda, com um pequeno risco de falha.

Apesar do consumo de energia ter correspondido aos valores previstos pelo Plano Decenal de Expansão³⁰ de 1998, o aumento da oferta não correspondeu ao programado devido a atrasos no início de obras de geração/transmissão e a não execução de outras obras previstas no plano decenal. A conclusão destas obras, porém, era essencial para compensar a defasagem de investimentos que ocorreu desde o início dos anos noventa. Desta forma, o sistema hidrelétrico se encontrou em desequilíbrio, tendo que esvaziar gradualmente os seus reservatórios para suprir a demanda de energia no país.

A partir de 1998, houve um significativo descompasso entre o rápido desmonte do modelo anterior e a velocidade com que se conseguia implantar o novo modelo para o setor. Abaixo estão identificadas as principais causas para a falta de investimento em geração como identificadas no relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica (2001).

1) As Lacunas de atribuições e de atuação:

“Nenhuma instituição esteve encarregada de verificar a ‘lógica’ global do processo e exercer a coordenação, entre as esferas de Governo, na implementação da política energética, especialmente na transição para o novo modelo e no enfrentamento de crises.”

2) Dificuldades na implantação de um ambiente regulatório adequado:

“A regulação não se caracterizou por regras estáveis, claras e concisas de forma a criar um ambiente de credibilidade que tivesse propiciado o investimento contemplando, ao mesmo tempo, o interesse do consumidor”.

Durante o processo de transição e implantação do novo ambiente regulatório, a ANEEL enfatizou os aspectos tarifários, com a preocupação de evitar o aumento de tarifas para os consumidores. Entretanto, algumas das condições básicas para que os investidores iniciassem as obras necessárias à expansão do Setor não foram definidas. Sendo assim, pode-se concluir que as aparentes vantagens de uma tarifa inferior à necessária não foram devidamente pesadas contra a possibilidade de falta de energia, gerada pela remuneração inadequada aos investidores.

³⁰A Eletrobrás publica anualmente o Plano Decenal de Expansão, com cálculos e previsões de dados do setor elétrico brasileiro para os próximos 10 anos.

3) **Desobediência a condições contratuais: O caso de Angra II:** Devido ao atraso nas obras de Angra II, a empresa não foi capaz de honrar os compromissos assumidos no PPA, ficando, portanto, sujeita às penalidades do mesmo. A divergência quanto aos compromissos contratuais da usina levou à paralisação das atividades de contabilização e liquidação do MAE por um ano. Esta atitude gerou duas conseqüências graves para o setor: a perda da confiança dos agentes no MAE (fundamental para o funcionamento do Setor) e uma falta de incentivo para uma avaliação realista de riscos e benefícios na negociação dos contratos, devido à possibilidade de um não cumprimento integral do mesmo.

4) **Legislação incompleta e insuficiente:** “A legislação existente algumas vezes é vaga e conflitante. Nem sempre define com clareza as atribuições de cada instituição e nem aloca responsabilidades específicas na gestão do setor.”

5) **Desvalorização do Real em janeiro de 1999:** Com esta desvalorização, não só houve a descapitalização das concessionárias como o aumento do risco regulatório e, conseqüentemente, a inviabilização de qualquer tentativa de retomada dos investimentos. As empresas recém privatizadas se endividaram consideravelmente em moeda estrangeira, já que precisavam cumprir os acordos de investimento dos contratos de concessão e, desta forma, tiveram um grande aumento do seu passivo. Por outro lado, os ativos destas mesmas empresas tiveram o seu valor patrimonial (em dólares) reduzido na mesma proporção que a desvalorização cambial, provocando um grande desequilíbrio em seus balanços patrimoniais.

Outro efeito desta desvalorização foi o descasamento no fluxo de caixa das concessionárias públicas, já que estas empresas são impedidas por lei³¹ de repassar os aumentos de custos resultantes da variação cambial.

6) **Distribuidoras sem condições de desempenhar o papel de Comprador de Energia:** Dado o que foi dito no ponto anterior, as distribuidoras, que seriam os agentes mais indicados para assumir o risco de venda de energia (assinando PPAs de longo prazo), encontravam-se em situação financeira desconfortável, não estando dispostos a assumir este risco. Em resumo, devido às incertezas quanto aos preços futuros da energia, há uma relutância das distribuidoras em assinar PPAs de longo prazo, pois além de enrijecer seus custos se transforma em uma obrigação de compra, independentemente do quanto é

³¹ Medida Provisória nº 542, convertida na Lei nº 9.069, de 29 de junho de 1995 – Lei do Real.

demandado pelos consumidores. As dúvidas não são apenas quanto à capacidade de repasse dos custos para o consumidor final, que serão permitidos pela legislação, mas também quanto à manutenção de seus mercados cativos³².

7) **Indefinição sobre a privatização de Hidrelétricas Estatais:** Devido a capacidade de gerar energia a um custo muito mais baixo do que o das termoelétricas, ou até mesmo que outras hidrelétricas, a privatização de estatais como Furnas, Chesf e Eletronorte se tornou uma questão inibidora de investimentos de capital privado em geração. Era necessário saber se estas empresas seriam privatizadas e em que condições isto ocorreria, para que não se corresse o risco de uma concorrência desleal. Além disso, pode-se ressaltar que a compra dos ativos existentes é uma operação muito mais segura do que construir um novo projeto.

8) **Indefinições sobre investimentos em linhas de transmissão:** Devido à indefinição e atraso dos investimentos em linhas de transmissão, em parte provocado pelo atraso nas licitações promovidas pelo Governo, a iniciativa privada se deparava com mais uma incerteza na hora de sua tomada de decisão quanto aos seus investimentos em geração. Áreas que poderiam justificar a construção de uma termelétrica perdiam esta atratividade, no caso da construção de uma linha de transmissão que pudesse trazer energia de outra localidade a um preço mais barato.

III.3 As dificuldades de Implementação do *Project Finance* no Brasil

Além de todos os empecilhos identificados na seção anterior, aqui estão listados alguns outros que tratam da dificuldade de se investir através da modalidade *Project Finance* no financiamento de termoelétricas a gás no Brasil³³.

Diferenças jurídicas – O *Project Finance* foi desenvolvido conforme os institutos Anglo-Saxônicos de Direito Civil e Comercial, enquanto a nossa estrutura é Romano-Germânica. Desta forma, é necessário um esforço adaptativo para compatibilizar estas duas estruturas legais.

³²Os mercados cativos são compostos pelos consumidores de energia que não tem a opção de escolha da distribuidora que lhe fornecerá sua energia. A partir de uma data, ainda a ser definida pela ANEEL, porém, será permitido a qualquer consumidor este direito de escolha.

³³Ver Faria, Bento & Rodrigues (2000).

Limitação de fontes de financiamento de longo prazo e mercado de capitais pouco desenvolvido – Devido à limitada capacidade local de financiamento de longo prazo, o país é muito dependente do capital externo e, por isso, fica extremamente suscetível ao risco cambial. Os Patrocinadores estrangeiros querem o retorno do capital em dólares, assim como os Financiadores requerem projetos robustos quanto à proteção cambial.

Até o presente momento, o BNDES se constitui como a única fonte de recursos de longo prazo, em reais, para o setor elétrico. Somado a isso, cabe ressaltar que o mercado de capitais nacional ainda está muito pouco desenvolvido, não atendendo às demandas por linhas de financiamento de longo prazo. Há, então, uma necessidade de se desenvolver alternativas para financiamento em moeda local ou opções de proteção contra o risco cambial de moedas para o longo prazo. O desenvolvimento e o aumento da participação dos fundos de pensão e companhias seguradoras poderiam vir a ser uma forma de desenvolver e consolidar este mercado.

O Risco Cambial - Além dos fatos mencionados acima, no caso das termoeletricas, o risco cambial é agravado pela indexação do gás natural ao dólar, o grande número de componentes e equipamentos estrangeiros e a utilização de *funding* externo necessários para o desenvolvimento do projeto.

O descasamento entre as receitas em reais (provenientes da venda da energia gerada) e os custos em dólar (remuneração do capital, dívida em moeda estrangeira, gás natural e equipamentos estrangeiros), em princípio, aumentam a exposição cambial do projeto.

Risco regulatório e político – As regras do MAE, bem como todo o ambiente regulatório que ainda está sendo implementado e constantemente modificado pela ANEEL, contribuem para o aumento das incertezas dos investidores (sejam eles patrocinadores ou financiadores). Somado a isso, pode-se acrescentar ainda que: (1) A experiência em termoeletricas a gás no setor elétrico brasileiro, que é basicamente hidrelétrico, é praticamente inexistente, gerando incertezas quanto às regras de despacho; (2) A indexação da tarifa de energia ao aumento dos custos do gás fica impedida pela Lei do Real, que

impede, explicitamente, esta prática (há porém algumas excepcionalidades que abrem brecha para um reajuste atrelado a moedas estrangeiras.³⁴).

A legislação brasileira prevê reajustes anuais das tarifas de energia através do IGP-M. Porém, através de uma análise da desvalorização do real em 1999, pode-se facilmente ver que a inflação não acompanhou a depreciação da moeda, tornando necessária uma outra forma de reajuste para aqueles custos vinculados à moeda estrangeira. A ANEEL prevê também, em seu corpo regulatório, a possibilidade da concessionária pedir um reajuste extraordinário em caso de situações de desequilíbrio econômico-financeiro. Com esse mecanismo seria possível, então, contornar estes problemas no longo prazo, mas o problema está no risco cambial de curto prazo que, por enquanto, está sendo assumido pela Petrobras³⁵.

Instabilidade macroeconômica brasileira – A instabilidade macroeconômica gera incertezas quanto aos fluxos de caixa dos projetos e sua viabilidade econômica, restringindo, ainda mais, as fontes de financiamento.

Incapacidade das empresas seguradoras nacionais – As seguradoras nacionais ainda não são plenamente capazes de segurar os grandes projetos do setor de infraestrutura. Desta forma, faz-se necessária a atuação de seguradoras ou resseguradoras internacionais. A questão dos resseguros no Brasil, porém, ainda não está bem resolvida, já que só podem ser feitos através do Instituto de Resseguros do Brasil (IRB), que ainda detém o monopólio deste tipo de operação.

Sistema tributário vigente – A alta carga tributária brasileira e a existência de impostos em cascata e sobre transações como o PIS, Cofins e CPMF fazem com que sejam geradas ineficiências fiscais. A inclusão de uma empresa intermediária faz com que transações correntes entre a EPE e as empresas patrocinadoras sejam duplamente taxadas.

³⁴ Medida Provisória 2227, de 4 de setembro de 2001; decreto-lei 857, de 1969 (Decreto-Ouro).

³⁵ Ver p. 37, Programa Prioritário das Termoelétricas.

III.4 Geração Termelétrica

Vantagens e Desvantagens das Termoelétricas

As geradoras termoelétricas podem ser construídas em prazos muito menores do que as hidrelétricas. Desta forma, apresentam-se como uma alternativa para resolver, no curto prazo, o problema do déficit de energia no Brasil e como uma forma de trazer, em um menor período de tempo, o retorno financeiro do projeto. Por outro lado, para a construção de hidrelétricas é requerida uma maior participação do Estado, devido aos problemas de alagamentos, reassentamentos, obtenção da concessão. Além deste fato, pode-se ressaltar que as limitações impostas pela ANEEL sobre os direitos de hipoteca dos ativos, cessão de contratos, caução das ações, somadas aos direitos de intervenção da agência sobre os projetos de geração hidrelétrica prejudicam o pacote de garantias dadas aos financiadores³⁶. Desta forma, os investidores ficam mais expostos à intervenção do Estado, no caso de optarem pela construção de uma hidrelétrica.

Pode-se, ainda, acrescentar que o modelo de propriedade dos ativos utilizado, no caso de uma usina termelétrica, é o *Build-Own-Operate* (BOO). Neste modelo, a iniciativa privada é proprietária de seus ativos e possui autorização para operar, por um período de tempo, sem, no entanto, ter que devolver o ativo ao final desta autorização. Sendo assim, é possível renovar esta autorização até que o ativo se deprecie por completo ou, então, se aproveitar da característica de modularidade das térmicas e vender ou transferir estes ativos³⁷.

A seguir, é apresentada uma tabela resumida com as vantagens e desvantagens das térmicas a gás em relação às hidrelétricas.

³⁶ Lei das Concessões nº 9074 de julho de 1995.

³⁷ Andrea Azeredo (pg. 28 e 29).

VANTAGENS	DESVANTAGENS
Curto período de construção e menor investimento unitário em \$/kW instalado.	Custo marginal de geração não competitivo quando comparado a uma usina hidrelétrica.
Opção de construir próximo ao centro de carga ou "city gate" ³⁸ do gasoduto gera maior aproveitamento/ eficiência energética.	Emissões de CO ₂ (há porém a possibilidade de créditos de CO ₂ evitados, de acordo com a Conferência de Kioto, em 1997).
Não há necessidade de reassentamentos.	Maior custo de manutenção e risco técnico.
Possibilidade de obtenção de empréstimos de longo prazo para importação de equipamentos.	Exposição ao risco cambial, devido ao preço do gás, equipamentos importados e serviço da dívida em dólares.
Autorização ao invés de concessão / Possibilidade de renovar a autorização até que o ativo se deprecie por completo.	Energia de reserva para o caso de paradas programadas, de manutenção e não programadas.
Menor risco de custos acima do programado ou de atrasos devido ao risco geológico na construção.	Pequena experiência de operação e despacho de energia com termoeletricas a gás no Brasil.
Sem risco hidrológico.	Dependência de um único gasoduto.
Flexibilidade da produção, podendo operar apenas no horário de pico	<i>Know how</i> brasileiro em geração hidrelétrica (profissionais, equipamentos, construtoras etc.) dificulta a disseminação das termoeletricas.
Devido às características modulares das térmicas, é possível desmontá-las e transferi-las para outro lugar ³⁹ .	

Fonte: Elaboração própria do autor

Tabela 10: Vantagens e Desvantagens das Termoeletricas a gás

O Programa Prioritário das Termoeletricas

O Programa Prioritário de Termoeletricidade (PPT)⁴⁰ foi concebido com o propósito de solucionar o problema da crise energética, tornando-se, assim, o principal foco de preocupações do MME. Data desta época a identificação das 49 térmicas que se enquadravam nos critérios estabelecidos pelo Comitê de Acompanhamento da Expansão Termelétrica (CAET) e que teriam condições especiais para os equipamentos que entrassem em operação antes de 2003.

O Programa Emergencial de Termoeletricas foi uma reorientação do PPT, concentrando esforços em cerca de 15 projetos, sendo a Petrobras acionista da maioria absoluta dos projetos.

³⁸ *City gate*: Fronteira entre a rede de transporte e a rede de distribuição de gás. Ao se construir uma termelétrica próxima a um *City Gate*, é possível evitar o pagamento de tarifa à distribuidora.

³⁹ As hidrelétricas são constituídas de ativos específicos (nem as suas turbinas podem ser reaproveitadas).

⁴⁰ Estabelecido pela Portaria 43, do Ministério de Minas e Energia, MME, de 25 de fevereiro de 2000 (alterado pela Portaria 215, do MME, de 2000).

Através da Portaria Interministerial 176 do Ministério da Fazenda e do MME⁴¹, os benefícios concedidos às térmicas por se enquadrarem no PPT, foram ampliados. A Portaria estabelece para todas as usinas que entrarem em operação até junho de 2003, o direito de comprar o gás natural da Petrobras a um preço fixo em reais.

Além de estabelecer um preço de referência para o gás, a portaria prevê: i) a decomposição do preço da commodity em duas componentes (80% do custo em US\$, indexado à inflação norte-americana, e 20% dos custos locais indexados ao IGP-M) e ii) estabelecimento de um mecanismo de repasse (conta gráfica) das variações cambiais ocorridas intra-ano para o ano seguinte, corrigidas pela taxa SELIC. Desta forma, o risco cambial de curto prazo deste insumo é assumido pela estatal, que têm o direito de reajustar, anualmente, esta tarifa de forma a recuperar as perdas financeiras geradas pelas variações da moeda no período inferior a um ano.

III.5 - O Gás Natural

A Utilização do Gás Natural (GN)

Uma das principais vantagens da geração de energia elétrica, utilizando o GN, são os reduzidos impactos ao meio ambiente. Devido a essa baixa emissão de resíduos possibilita também uma maior vida útil para os equipamentos, bem como menores custos de manutenção (vis-a-vis óleo combustível ou carvão).

Adicionalmente, o GN apresenta um rendimento energético superior ao dos demais combustíveis, fazendo dele o mais indicado para a utilização na geração termelétrica.

Com relação ao aspecto de segurança, pode-se destacar o fato de possuir densidade específica menor que a do ar, o que facilita a sua dispersão para a atmosfera, reduzindo os riscos de acidentes, ao contrário do gás de cozinha (GLP). Este, sendo mais pesado que o ar, acumula-se ao nível do solo, podendo causar sérios acidentes por intoxicação ou explosão.

⁴¹Portaria Nº 176, de 1º de junho de 2001. Republicada no Diário Oficial de 5/06/2001, por ter saído com incorreção, do original, no D.O. de 4/06/2001.

O Mercado de Gás Natural no Brasil

Historicamente, a participação do gás natural na matriz energética é muito baixa quando comparado com outros países da América do Sul, sendo uma barreira potencial para o desenvolvimento de um parque térmico do país. O governo brasileiro, mais efetivamente a partir da lei 9478/ 97 (Lei do Petróleo), implementou políticas no intuito de desenvolver o mercado de GN para que sua participação alcance, em 2010, um percentual de 12% da matriz energética e possa, concomitantemente, propiciar uma diversificação do parque gerador, estimulando a implantação de usinas termoelétricas a gás natural.

Além disso, uma das vantagens associadas a esta geração seria a utilização desta energia para atender à demanda de pico, enquanto que as hidrelétricas entrariam na base do sistema dando maior flexibilidade para este.

Segundo Rodrigues & Faria (2001), o mercado de gás natural ainda precisa superar barreiras que impedem a sua evolução e o estabelecimento de um cenário competitivo e, para tanto, seria necessária a criação de um marco regulatório. Com uma maior participação do GN na matriz energética brasileira, seria possível a existência de um mercado secundário para o gás e o desenvolvimento da malha nacional de gasodutos, que ainda é extremamente pequena em distância e capacidade de volume a ser transportado⁴².

Dados estes dois fatores, os riscos das termoelétricas seriam diminuídos, na medida em que:

(1) com a existência de um mercado secundário, a usina passa a ter a opção de vender o gás natural e comprar energia no MAE ao invés de produzi-la⁴³. Esta atitude poderia ser justificada em caso de problemas técnicos ou do custo de produzir a energia ser maior do que comprá-la no MAE.

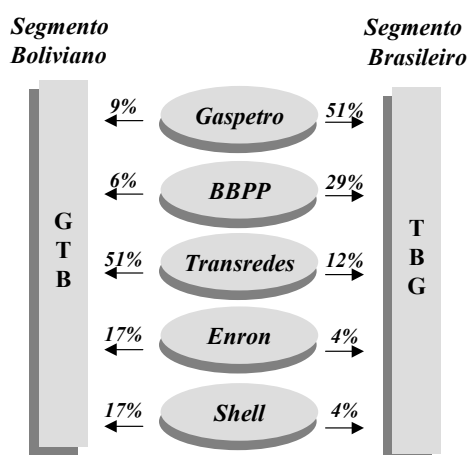
(2) Com a existência de uma malha nacional de gasodutos de transporte e de distribuição, o risco de suprimento de combustível seria minimizado e, em de regimes hidrológicos favoráveis, onde o preço das termoelétricas não é competitivo, o gás poderia ser revendido.

⁴² Fazendo uma comparação com a malha de gasodutos da Argentina, somente a rede de gasodutos supera 7000km, enquanto toda a malha brasileira (considerando os gasodutos e dutos paralelos) é de 8071km.

⁴³ Segundo Pinhel (2000), o GN corresponde a parcela superior a 60% do custo de geração.

Gasoduto Bolívia-Brasil

O gasoduto Bolívia-Brasil será o responsável pelo fornecimento de grande parte do gás natural requisitado pelas termoeletricas brasileiras. Este gasoduto foi estruturado através de uma operação com características de um *Project Finance*, pela iniciativa dos governos da Bolívia e do Brasil, e está dividido em duas seções – no território boliviano e no brasileiro, respectivamente – cada uma controlada por uma EPE diferente (como apresentado abaixo). A Petrobras é a maior proprietária da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG), através da Gaspetro (com 51%), enquanto a Transredes possui 51% do segmento boliviano, com o nome de GasTransboliviano S.A. (GTB). O diagrama a seguir apresenta a organização acionária existente:



Nota:

BBPP é um empreendimento conjunto da British Gas, El Paso Energy e TotalFina em iguais proporções
A Transredes tem como acionistas:
 F. de Pensão Bolivianos (50%), Enron (25%) e Shell (25%)

Fonte: www.tbg.com.br

Figura 2: Estrutura Acionária do Gasoduto Bolívia-Brasil

A capacidade máxima do projeto do gasoduto é de 30 milhões m³/dia dos quais 22 milhões m³/dia foram pré-contratados em um contrato de compra firme (*take-or-pay*) pela Petrobras a fim de confirmar o lucro e a base do financiamento do Projeto.⁴⁴

Além dos contratos de transporte de gás, os contratos chave são os seguintes:

- Um contrato de compra de gás com a YPF (na Bolívia) para 100% do abastecimento de gás.
- Um contrato de abastecimento para a venda do gás com os distribuidores de São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul e com outros compradores.

⁴⁴ Dados fornecidos pela Petrobras.

Desta forma, a Petrobras abastece o Gasoduto Bolívia-Brasil com sua cadeia de resultados, absorve (e dispensa) a demanda de gás e os riscos de preço e assume a responsabilidade pela conclusão do projeto.

O Papel da Petrobras

Com a falta de incentivos para a entrada dos investidores privados na geração de energia elétrica e com o agravamento da situação energética no Brasil, a Petrobras assumiu o papel de investidora na maioria dos projetos do plano prioritário das termoelétricas. Do ponto de vista estritamente empresarial, esta era uma operação arriscada, onde a Petrobras seria obrigada a assumir o risco cambial. Pode-se destacar que esta atitude foi tomada basicamente pelos seguintes motivos:

- A Petrobras é a principal acionista do gasoduto Brasil-Bolívia, inaugurado em 1998, e que ainda opera com menos de 40% de sua capacidade, por falta de demanda.
- Esta situação começou a gerar pressões para que a Petrobras cedesse espaço no gasoduto para empresas concorrentes, o que de fato acabaria com o monopólio da empresa no setor.
- Somado a isso é válido lembrar que o contrato que a Petrobras assinou é do tipo “*take-or-pay*”. Ou seja, a empresa é obrigada a pagar por todo o gás que poderia ser entregue, usando-o ou não⁴⁵. Esta situação gerava um prejuízo financeiro, que justificava o risco do novo negócio.
- Por outro lado, entrando diretamente na produção de energia elétrica, ela diversificaria sua atuação, fortalecendo sua posição estratégica.

A Petrobras preserva, então, a sua posição monopolista e contribui para que o país saia, no curto prazo, da situação de crise energética.

⁴⁵Este contrato foi assinado dentro de um contexto de monopólio, onde a Petrobras não precisava se preocupar muito com custos, pois eles poderiam facilmente ser repassados para os consumidores.

IV - ESTUDO DE CASO: USINA ELÉTRICA A GÁS (UEG) DE ARAUCÁRIA

O setor elétrico brasileiro encontra-se em fase avançada de um processo de reestruturação. As mudanças implementadas nos últimos anos apontam para um novo cenário de crescente competição. Dentre as principais mudanças pode-se citar: a privatização de 100% das distribuidoras e de parte das empresas geradoras estatais monopolistas; a desregulamentação parcial; a criação de um novo mercado atacadista de energia; a figura do novo Agente Operador Nacional do Sistema; a criação da nova Agência reguladora e a liberação do acesso às redes de transmissão.

Esse novo contexto torna bastante oportuna a consideração de alternativas eficientes de geração de energia elétrica no curto prazo, sobretudo quando são analisadas as perspectivas de evolução da demanda em comparação à incipiente ampliação da oferta. A construção de termoeletricas a gás natural permitirá, portanto, a otimização do uso da potência hidrelétrica e, conseqüentemente, possibilitará a formação e a manutenção das reservas de água, condição essencial para o atendimento dos picos sazonais de demanda.

Neste contexto, a entrada em operação da Usina Elétrica a Gás de Araucária (UEG Araucária) contribuirá para a melhoria da qualidade e da confiabilidade do suprimento de energia à Região Metropolitana de Curitiba e, em especial, aos centros de consumo representados pela Cidade Industrial de Curitiba e o Centro Industrial de Araucária.

A capacidade de geração da Usina permitirá atender a uma demanda equivalente a mais da metade do atual consumo da região de Curitiba.

IV.1 Descrição do Projeto

O Projeto Araucária consiste em uma usina termelétrica de ciclo combinado, movida a gás natural, totalizando 469 MW de capacidade instalada. A Usina está sendo construída próximo à cidade de Curitiba, no estado do Paraná, e será uma das primeiras termoelétricas do Brasil a utilizar o gás natural do gasoduto Bolívia-Brasil.

A UEG Araucária foi constituída e autorizada pela ANEEL⁴⁶ para atuar na modalidade de Produtor Independente de Energia Elétrica, de acordo com a legislação brasileira que regulamenta essa forma de atividade, para a geração e comercialização de eletricidade no País. Esta EPE é constituída conforme as leis brasileiras na forma de uma Sociedade por Quotas de Responsabilidade Limitada (Ltda.) e apresenta a seguinte estrutura acionária:

Acionista	%
EL Paso Energy	60%
COPEL	20%
Petrobras	20%
Total	100%

Fonte: UEG Araucária

Tabela 11: Estrutura Acionária da UEG Araucária

O projeto iniciou sua construção em outubro de 2000 e sua operação comercial está prevista para o último trimestre de 2002⁴⁷.

⁴⁶ Resolução 351, de 22 de dezembro de 1999.

⁴⁷ Fonte: UEG Araucária.

IV.2 Agentes Envolvidos no Projeto

Segue uma descrição dos principais participantes do projeto:

A UEG Araucária

A EPE é responsável pela construção, desenvolvimento, financiamento e propriedade da Usina Elétrica. É também responsável pela venda da energia gerada para a COPEL através de um contrato de compra de capacidade para um período de 20 anos.

OS PATROCINADORES

COPEL – Companhia Paranaense de Energia

Descrição: A COPEL é uma companhia pública de energia elétrica, comprometida com a geração, transmissão e distribuição de eletricidade no Estado do Paraná. Atualmente, ela é a maior companhia do Estado e a maior estatal na região Sul do Brasil. A companhia será a única compradora da energia produzida e também atuará como operadora do Projeto. O processo de privatização da companhia encontra-se em fase avançada.

Função no Projeto: Acionista, Compradora da Produção, Fornecedora de Gás e Operadora

Interesse no Projeto: A UEG será construída no principal centro de carga da COPEL (região metropolitana de Curitiba), minimizando os custos do investimento, bem como as perdas e riscos na rede de transmissão. Adicionalmente este investimento permitirá a diversificação da matriz energética da COPEL, que é predominantemente hidrelétrica.

El Paso Energy

Descrição: A El Paso Energy, é uma empresa norte-americana que atua em diversos países e opera nas áreas de transporte, armazenamento e processamento de gás natural, venda de energia e desenvolvimento de infra-estrutura para energia elétrica.

Função no Projeto: Acionista

Interesse no Projeto: A El Paso busca entrar com força no mercado de energia brasileiro e portanto está investindo na construção de várias termoeletricas no País.

Petrobras – Petróleo Brasileiro S.A.

Descrição: A Petrobras é uma empresa petrolífera estatal criada em 1953 (Lei nº2004). A companhia possui participações em 12 companhias estatais de distribuição de gás natural no Brasil e trabalha na exploração, transporte e venda de gás natural, sendo a maior produtora de gás natural no país.

Função no Projeto: Acionista e fornecedora de combustível através do Gasoduto Bolívia-Brasil.

Interesse no Projeto: Venda de gás natural e diversificação da sua atuação através da produção de energia elétrica.

POSSÍVEIS FINANCIADORES

<p>OPIC – Overseas Private Investment Corporation</p> <p>Descrição: A OPIC é uma agência governamental norte-americana que atua em países em desenvolvimento, provendo financiamento e seguro de risco político para empreendimentos com participação de investidores norte-americanos.</p>	<p>US Eximbank</p> <p>Descrição: O US Eximbank é uma Agência de Crédito à Exportação (ECA – <i>Export Credit Agency</i>) do governo dos EUA, capaz de fornecer condições atrativas de financiamento, subsídios nas taxas de juros, seguro ou garantia contra risco político e/ou comercial.</p>
<p>Função no Projeto: Financiadora</p>	<p>Função no Projeto: Financiamento dos equipamentos e serviços associados.</p>
<p>Interesse no Projeto: Incentivar o setor privado americano a investir em projetos nos países em desenvolvimento.</p>	<p>Interesse no Projeto: O US Eximbank tem como objetivo promover as exportações dos EUA, financiando projetos que envolvam a aquisição de bens ou serviços originários de seu país.</p>

<p>BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social</p> <p>Descrição: O BNDES é um banco estatal criado para o desenvolvimento do setor de infra-estrutura brasileiro. Ele é o único provedor nacional de financiamentos de longo prazo para o setor privado.</p>
<p>Função no Projeto: Financiador</p>
<p>Interesse no Projeto: Desenvolver o setor elétrico brasileiro.</p>

OUTROS PARTICIPANTES

<p>Compagás – Companhia Paranaense de Gás</p> <p>Descrição: A Compagás é a concessionária de distribuição de gás no Estado do Paraná. Constituída oficialmente em 28 de dezembro de 1994, seus acionistas são a COPEL (51%), Petrobras (24,5%), e Dutopar (Enron) (24,5%).</p>
<p>Função no Projeto: Fornecedora intermediária de gás</p>

<p>Bechtel Corporation</p> <p>Descrição: A Bechtel Corporation é uma organização de engenharia norte-americana com atuação global, que fornece serviços técnicos e serviços relacionados diretamente ao desenvolvimento, gerenciamento, execução, construção e operação de instalações para seus clientes em todo o mundo.</p>
<p>Função no Projeto: Construtora</p>

<p>Siemens-Westinghouse</p> <p>Descrição: A Siemens-Westinghouse é uma das maiores empresas de energia do mundo. Esta corporação pertence ao grupo SIEMENS, e é uma das maiores fabricantes mundiais de turbinas em ciclo combinado para termoeletricas.</p>
<p>Função no Projeto: Fornecedora de Turbina</p>

IV.3 Contratos

A estrutura contratual do Projeto está definida da seguinte forma:

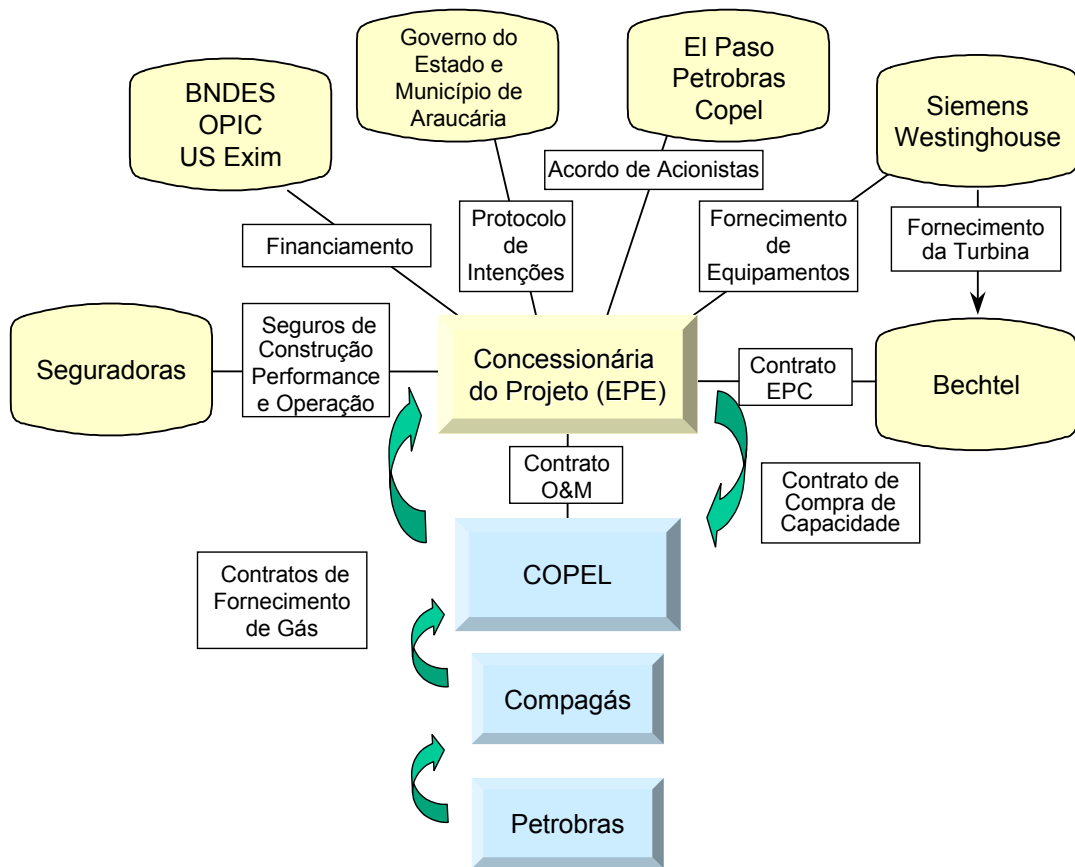


Figura 3: Estrutura Contratual do Projeto Araucária
Fonte: Elaboração própria do autor

Contrato de Compra de Capacidade (PPA)

Nessa estrutura, também conhecida como pedágio (*“tolling”*), a UEG Araucária receberá pagamentos mensais fixos da COPEL através de um Contrato de Compra de Capacidade, firmado pelo prazo de 20 anos.

Contrato de Fornecimento de Combustível

O suprimento de combustível será atendido mediante dois contratos, o primeiro entre a Petrobras e a Compagás e o outro entre a Compagás e a COPEL. A COPEL assumirá o risco e, conseqüentemente, o direito de determinar quando a usina elétrica será despachada e a quantidade de combustível a ser consumida. A COPEL será responsável pela aquisição de combustível para o Projeto e está, atualmente, em processo de negociação de contratos “back-to-back”⁴⁸ com a Compagás e com a Petrobras. A Cadeia de Fornecimento de Gás é apresentada no diagrama abaixo:

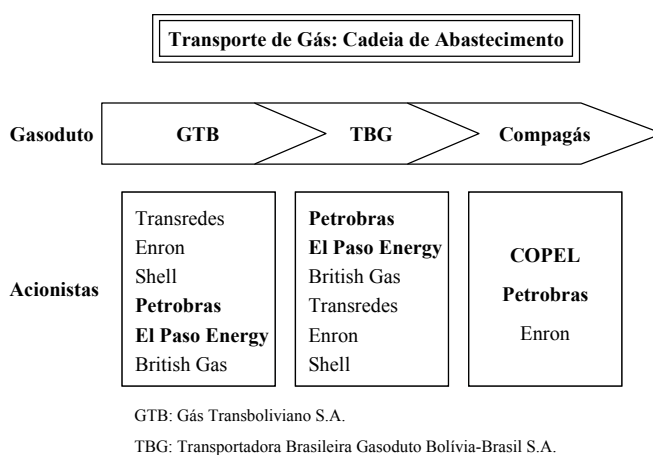


Figura 4: Transporte de Gás: Cadeia de Abastecimento
Fonte: UEG Araucária

Contrato de Operação e Manutenção (O&M)

A COPEL também será responsável pela operação e manutenção da usina e assumirá todos os riscos de performance, sujeita às obrigações descritas no Contrato de Compra de Capacidade. Alternativamente, a COPEL poderá optar por contratar um Fornecedor de Serviços de Operação e Manutenção, desde que satisfeitas as exigências de qualificações acordadas com a UEG Araucária. A UEG Araucária também estará ativamente envolvida na tomada de decisão e no monitoramento das operações.

A COPEL será obrigada a celebrar um Contrato de Manutenção com um fornecedor internacionalmente reconhecido de serviços de manutenção de turbinas a gás, de acordo com as exigências do Contrato de Compra de Capacidade. A COPEL também terá que submeter à UEG Araucária, para aprovação, uma companhia experiente a ser contratada pela COPEL para a manutenção das turbinas e aquecedores a vapor.

⁴⁸ Neste tipo de contratos as cláusulas são espelhadas de forma a garantir conciliação entre os documentos.

Contrato de Engenharia, Aquisição de Equipamentos e Construção

A Usina está sendo construída em conformidade com um Contrato de Engenharia, Aquisição de Equipamentos e Construção (“Contrato EPC”) com a Bechtel, que foi selecionada após a UEG Araucária ter concluído um processo de licitação internacional. O Projeto está sendo implementado por empreitada integral (também conhecido como “Chave-na-Mão”) com preço fixo. A EPE assinou um contrato de compra de turbina a gás com a Siemens-Westinghouse para garantir a entrega da turbina.

A Usina será composta de duas turbinas a gás e uma a vapor. A tecnologia utilizada está disponível desde 1992, o que garante maior confiabilidade, já que não é considerada uma tecnologia nova, com os riscos presentes que esta poderia trazer.

Contrato de Implementação (“Protocolo de Intenções”)

A UEG Araucária assinou também um Protocolo de Intenções com o Governo do Estado do Paraná e o Município de Araucária no qual essas entidades se comprometem a apoiar o Projeto através de assistência na obtenção de consentimentos, obrigações sem interferência, incentivos fiscais⁴⁹ e fornecimento de infra-estrutura.

Seguros

A UEG Araucária garantirá uma gestão de riscos adequada junto a seguradoras localmente autorizadas, apoiadas por resseguradores internacionais, de acordo com as leis brasileiras. A UEG Araucária propõe que se mantenha (ou exija que seus contratantes mantenham, quando apropriado) apólices de seguro. Cada apólice estará sujeita aos termos, condições e exclusões específicos.

Apólices da Fase de Construção:

Seguro Fornecido pelo Contratante

- (i) Construção & Fundação “Todos os Riscos” (“CEAR”)
- (ii) Atraso no Início das Atividades

⁴⁹Isenção de impostos como IPTU e ISS por um determinado período de tempo; redução no valor de taxas como: iluminação pública, coleta de lixo e combate a incêndio; e benefícios em relação ao pagamento do ICMS, como por exemplo, o seu diferimento.

- (iii) Responsabilidade Geral de Terceiros (TPL Geral)
- (iv) Carga Marinha
- (v) Compensação dos Trabalhadores e Responsabilidade do Empregador
- (vi) Coberturas Estatutárias

Seguro Fornecido ao Proprietário

- (i) Coberturas Estatutárias

Apólices da Fase de Operações:

Seguro Fornecido ao Proprietário

- (i) Danos de Propriedade
- (ii) Interrupção dos Negócios
- (iii) Avaria nas Máquinas
- (iv) Avaria nas Máquinas e Interrupção nos Negócios
- (i) Responsabilidade Geral de Terceiros

Coberturas Estatutárias

Quaisquer seguros estatutários exigem que sejam obtidos pela UEG Araucária para a UEG Araucária, conforme as leis de seguro do Brasil.

Seguro Fornecido ao Operador

- (i) Compensação dos Trabalhadores e Responsabilidade do Empregador
- (ii) Responsabilidade Geral de Terceiros

Coberturas Estatutárias

Quaisquer seguros estatutários exigem que sejam obtidos pelo Contratante para o Contratante, conforme as leis de seguro do Brasil.

IV.4 Análise de Riscos do Projeto

A tabela a seguir ilustra uma matriz qualitativa de riscos do projeto Araucária. Esta é uma matriz típica, elaborada durante o processo de *due diligence* destacando, de forma sucinta, os riscos, suas causas, o efeito sobre o projeto e a forma de mitigá-los.

A. RISCOS DURANTE A FASE DE CONSTRUÇÃO

Risco	Causa Específica	Efeito sobre o Projeto	Mitigação / Comentário
Aumento nos custos de construção	(1) Inflação (2) Variações na taxa de câmbio (3) Aumento nas taxas de juros (4) Mudanças na Lei durante a construção ou aumento de taxas ou impostos de importação	Possível aumento no custo do projeto, falta de fontes de financiamento suficientes e aumento do serviço da dívida	(1) Contrato de venda de energia ajustado pela inflação brasileira e/ou estabelecimento de contingências adequadas para reduzir o impacto frente a qualquer aumento nos custos de construção (2) O financiamento em dólares deve ser suficiente para cobrir os custos em dólares e, desta forma, evitar a exposição do projeto a uma desvalorização do Real durante a construção. (3) Maximizar empréstimos a juros fixos (4) Maximizar a absorção de custos pelo Construtor; financiamento "stand-by"; possibilidade de aumento da tarifa
Atraso da Conclusão da Obra	(1) Atraso ou falha na obtenção das permissões, aprovações e licenças (2) Condições adversas do terreno não previstas (3) Eventos de Força Maior (4) Atraso no início das operações em função de não cumprimento do prazo previsto para Construção (5) Atraso da na conclusão dos Sistemas de Interconexão e Transmissão	(1) Possível atraso do início das operações /adiamento da geração de receitas (2) Aumento nos custos de construção (3) Extensão do prazo para a Conclusão (4) Possíveis penalidades em função do atraso previstas no PPA e perda de receitas (5) Atraso nas operações comerciais da usina	(1) Planejamento, envolvimento e absorção do risco pelo Construtor (2) absorção do risco pelo Construtor, multas contratuais por atraso (3) Contratação de Seguros e a definição de cláusulas de Força Maior no Contrato EPC (tais como guerra; contaminação etc.; rebelião, revolução ou desordens no Brasil; tempestades, terremotos etc.). (4) Estabelecimento de multas no Contrato EPC suficientes para cobrir o atraso; contratação de construtor experiente. (5) Estabelecimento de multas no Contrato EPC suficientes para cobrir o atraso
Risco do Construtor	(1) Construtor não cumpre as suas obrigações previstas no contrato EPC / Falência do Construtor	O término do contrato e a substituição do Construtor podem ser necessários	(1) <i>Performance Bond</i> limitado a um percentual do Valor Total do Contrato (1) Garantia da controladora do Construtor no Contrato EPC (1) Construtor experiente e com boa saúde financeira
Desempenho	(1) Falha em atingir os Requisitos Mínimos de Desempenho	Possível perda de receita prevista no PPA	(1) Penalidades de desempenho apropriadas (1) Utilização de tecnologia previamente testada

Tabela 12: Riscos durante a Fase de Construção
 Fonte: UEG Araucária e Azeredo (1999)

B. RISCOS DURANTE A FASE OPERACIONAL

Risco	Causa	Efeito sobre o Projeto	Mitigação / Comentário
Risco de pagamento do Comprador da Produção	(1) Não cumprimento das obrigações mensais de pagamento	Perda de receita	(1) Suporte de Crédito do comprador na forma da caução de recebíveis equivalente a duas vezes o valor do Pagamento Mensal (1) Conta Reserva para o Serviço da Dívida ou Carta de Crédito garantindo o serviço da dívida por um período de tempo
Desempenho Operacional	(1) Falha na Operação e Manutenção da Planta ou contínuo descumprimento de suas obrigações de O&M (2) Deterioração da capacidade (3) Deterioração da taxa térmica (4) Não disponibilidade da Potência Assegurada da usina (5) Avarias nas máquinas	(1) Performance operacional reduzida e deterioração dos ativos (2) Performance operacional reduzida e deterioração dos ativos (3) Aumento do consumo de combustível, levando a um aumento dos custos operacionais (4) Reduzido desempenho operacional (5) Perda de receita	(1) Contrato de manutenção de longo prazo com empresa internacionalmente conhecida (1) Definição e contínua supervisão dos padrões de O&M por um Comitê Operacional (2) (3) Teste de desempenho do equipamento de acordo com o Contrato EPC (4) COPEL continua efetuando os pagamentos previstos no PPA. Multas contratuais pagas pelo construtor são repassadas para COPEL (5) Garantia do fornecedor de turbina
Custos de Operação e Manutenção	(1) Custos de operação e manutenção acima do previsto no orçamento	Aumento dos custos	(1) Os custos adicionais de O&M serão inteiramente assumidos pelo operador
A Planta não é despachada quando disponível	(1) Não despacho pelo ONS (2) Incapacidade do comprador em receber energia	(1) Não há geração de eletricidade (2) Não há entrega de eletricidade	(1) e (2) COPEL continua efetuando os pagamentos previstos no PPA.

Tabela 13: Riscos da Fase Operacional
Fonte: UEG Araucária e Azeredo (1999)

B. RISCOS DURANTE A FASE OPERACIONAL (CONT.)

Risco	Causa	Efeito sobre o Projeto	Mitigação / Comentário
Interrupção do suprimento de combustível	(1) Não entrega do gás	Não há geração de eletricidade	(1) Penalidades no contrato de fornecimento de gás. (1) O risco, porém, deve ser absorvido pelo comprador no caso de Força Maior
Suprimento de Combustível - aumento de custos	(1) Aumento do preço do gás devido a inflação ou a mudanças na taxa de câmbio	Aumento dos custos	(1) Repasse para a tarifa da energia
Deficiência na qualidade do combustível	(1) As especificações requeridas para o gás não são atendidas	Poderia levar a uma recusa do fornecimento de gás, aumento na taxa de aquecimento, maior deterioração do equipamento e possíveis problemas ambientais	(1) COPEL continua efetuando os pagamentos previstos no PPA. Multas contratuais pagas pelo fornecedor de gás são repassadas para COPEL
Força Maior	(1) Usina afetada por eventos de Força Maior	Destruição ou outros danos que afetam a Planta e suas operações, enquanto as Partes vinculadas ao PPA isentas de suas obrigações	(1) Seguros (1) Conta Reserva para Serviço da Dívida
Mudanças na Lei	(1) Mudança na Lei afetando a Planta ou as suas operações	Elevação dos custos, perda de receita ou investimento obrigatório	(1) Cláusulas com reajuste da tarifa para qualquer Mudança de Lei
Risco Econômico / Financeiro	(1) Inflação (2) Variações na taxa de câmbio (3) Aumento na taxa de juros	(1) Aumento dos custos afetando a capacidade do serviço da dívida ou o retorno do capital (2) Afeta a capacidade do serviço da dívida em dólares bem como o retorno dos acionistas estrangeiros (3) Aumento do serviço da dívida, deteriorando os índices de cobertura	(1) A componente da tarifa de custos locais é indexada à inflação brasileira (2) Reajuste da parcela da tarifa indexada ao dólar (3) Maximização das taxas fixas e criação de uma Conta Reserva para o Serviço da Dívida
Riscos ambientais	(1) Infração de normas ambientais existentes (2) Implementação de novos e mais rígidos padrões ambientais durante a operação da usina	(1) Usina recebe ordem de parar a geração levando a perdas de receita, possíveis multas e provavelmente a necessidade de novos investimentos (2) Necessidade de novos investimentos para adaptar a usina aos novos padrões	(1) Utilização de equipamentos com tecnologia que atinjam as metas ambientais locais e do Banco Mundial (1) Os padrões de O&M devem atender às exigências ambientais (2) Reajuste do Preço de Compra da Potência devido à mudança na Legislação

Tabela 14: Riscos da Fase Operacional (Cont.)

Fonte: UEG Araucária e Azeredo (1999)

Além de todos estes riscos, ainda pode-se ressaltar o risco da privatização da COPEL. Como a COPEL é a compradora final da energia produzida (além de fornecedora do gás e operadora da planta), ela será a responsável pelos fluxos de caixa futuros do projeto e, portanto, o risco de crédito para o mesmo. A transição da empresa para iniciativa privada gera incertezas, na medida em que não se sabe se haverá uma deterioração do risco de crédito nos próximos anos. Para reduzir este risco foram, então, adicionadas cláusulas contratuais ao PPA.

IV.5 A Estrutura de Financiamento

O Plano de Financiamento considera que 25% dos Custos do Projeto serão financiados pelos recursos próprios dos acionistas e 75% através de dívida. A partir do início da construção até o Fechamento Financeiro, os Custos do Projeto serão financiados exclusivamente por recursos próprios dos acionistas.

O Projeto está na fase final de negociação para o fechamento financeiro na modalidade *Project Finance*, com garantias limitadas dos acionistas (*Limited Recourse*). A estrutura da dívida é baseada em uma combinação de financiamento em dólares norte-americanos (USExim e OPIC) e Reais (BNDES).

IV.6 Garantias aos Financiadores

Pacote de Garantias Esperado para o Período de Construção

Garantia	Mitigação
Cessão do contrato EPC	Penalidades <i>Performance Bond</i> Garantia da Bechtel Power Corp. Garantia (“ <i>Warranty</i> ”) da Siemens
Acordo direto do financiador com a Bechtel	Direitos de intervenção (“ <i>step-in</i> ”) / Período de Cura
Cessão do contrato PPA	Início dos pagamentos de capacidade
Cessão das apólices de seguro	Cobertura por dano à planta Cobertura por atraso no início da obra (“ <i>start up</i> ”)
Contingência do Projeto	Fundos extras para cobertura de custos acima do estimado (EPC e outros)
Garantia Contingente dos Acionistas	Recursos limitados para garantia de custos não cobertos pela Contingência do Projeto
Penhor das Quotas	Capacidade de tomar o controle do projeto

Figura 15: Pacote de Garantias Esperado para o Período de Construção
Fonte: Elaboração própria do autor

Pacote de Garantias Esperado para o Período de Operação

Garantia	Mitigação
Cessão do contrato PPA	Direito aos Recebíveis Futuros
Acordo direto do financiador com a COPEL	Direitos de intervenção (“ <i>step-in</i> ”) / Período de Cura
Cessão das apólices de seguro	Cobertura por dano à planta Cobertura por lucros cessantes (“ <i>business interruption</i> ”)
Penhor das Quotas	Capacidade de tomar o controle do projeto
Conta Reserva para o Serviço da Dívida (DSRA)	Proteção adicional por qualquer evento
Caução das Contas do Projeto	Direito ao Caixa do Projeto

Figura 16: Pacote de Garantias Esperado para o Período de Operação
Fonte: Elaboração própria do autor

IV.7 A Importância do Projeto Araucária

O Projeto Araucária, caso obtenha sucesso em seu financiamento, poderá ser o primeiro projeto de termelétrica a gás no Brasil a ser realizado através de um *Project Finance* na modalidade *limited recourse*. O Projeto servirá, então, de exemplo para todos os próximos projetos, na medida em que terá superado uma série de questões e incertezas (como a indexação da tarifa) que não haviam sido resolvidas anteriormente. É válido, porém, lembrar que o *Project Finance* apresenta diferentes soluções para cada caso específico e, por isso, pode apresentar soluções que só sejam aplicáveis especificamente para o projeto.

V - CONCLUSÃO

O objetivo deste trabalho foi descrever o *Project Finance* e apresentá-lo como uma alternativa para viabilizar a construção de usinas termoelétricas no Brasil. É válido lembrar que esta modalidade de financiamento não se trata de uma fórmula que se adeque a qualquer situação e, por isso, exige uma detalhada análise dos aspectos técnicos, legais e econômicos do projeto, antes de se definir pela utilização desta engenharia financeira.

Como principais vantagens desta modalidade pode-se apontar os altos índices de alavancagem atingidos, a possibilidade de manter o financiamento do projeto fora do passivo dos patrocinadores e a alocação de riscos da forma mais eficiente possível. Esta estrutura viabiliza, também, o acesso de empresas localizadas em mercados emergentes a recursos de longo prazo, muitas vezes escassos nos mercados locais.

Este estudo visa, também, demonstrar a possibilidade de encadeamento dos interesses do Estado com os interesses privados, na tentativa de solucionar a atual crise de déficit de energia. Pode-se destacar que o Estado ainda precisa tomar uma série de atitudes para resolver questões regulatórias e para estabelecer um ambiente estável, sem lacunas na legislação e propício para atrair os investimentos necessários para o setor.

Questões como o repasse de preços para os consumidores e a indexação das tarifas foram responsáveis por atrasos no desenvolvimento dos projetos de geração. Assim como estes, ainda existem vários pontos a serem discutidos e solucionados de forma a facilitar a implementação de um *Project Finance* no Brasil. Algumas das dificuldades levantadas neste estudo foram: as limitadas fontes de financiamento de longo prazo e o mercado de capitais pouco desenvolvido, a falta de mecanismos para se contornar o risco cambial e a instabilidade tanto macroeconômica quanto regulatória no país.

Somado a estes entraves, pode-se ressaltar a existência de estatais que detêm poder de monopólio e com as quais não há como competir. Estas empresas obrigam a iniciativa privada a desenvolver projetos em parceria com o governo, não por escolha própria, mas por falta de opção. As condições ideais seriam aquelas baseadas na existência de um mercado competitivo, devidamente regulado, no qual tanto os consumidores quanto os investidores poderiam desfrutar dos ganhos de produtividade promovidos pela concorrência.

Por último, através do estudo do caso de UEG Araucária, procura-se demonstrar os riscos e as dificuldades do desenvolvimento deste tipo de projeto, em que muitos aspectos ainda carecem de soluções. Dentre estes, pode-se ressaltar a questão da indexação das tarifas e do repasse destes custos aos consumidores. Desta forma, espera-se que as soluções que venham a ser utilizadas por esta empresa possam contribuir para todo o mercado, na medida em que este projeto é pioneiro no setor e enfrenta todas as dificuldades inerentes a esta sua condição.

Como sugestões para estudos futuros pode-se indicar: o impacto da geração termelétrica na determinação das tarifas de energia, estudos comparativos do uso de *Project Finance* em outros países em desenvolvimento e estudos de caso de projetos termelétricos que tenham alcançado o seu fechamento financeiro.

Bibliografia

FINNERTY, J. D., *Project Financing: Asset – Based Financial Engineering*, Nova Iorque, John Wiley & Sons, Inc., 1996.

AZEREDO, Andrea Rangel. *Financiamento de Longo Prazo no Brasil: Project Finance como Alternativa para a Infra-estrutura*. Rio de Janeiro: Tese (Mestrado em Administração de Empresas) UFRJ/ COPPEAD, 1999.

CASTRO, Claudio Moura. *Estrutura e Apresentação de Publicações Científicas*. São Paulo: MacGraw Hill, 1976.

BORGES, L. F. X., *Project Finance e Infra-estrutura: Descrição e Críticas*. RJ: Revista do BNDES, v. 5, n. 9, p. 105-122, 1998.

_____, *Covenants: Instrumento de Garantia em Project Finance*: RJ: Revista do BNDES, v. 6, n. 11, p. 117-136, 1999.

_____, *Introdução ao Project Finance Internacional*. BNDES. Área de Projetos de Infra-Estrutura Urbana, 2000.

MONTEIRO, D.C., CASTRO, M.P.S, “*Project Finance para a Indústria: Estruturação de Financiamento*” : RJ: Revista do BNDES, v. 7, n. 14, p. 107-124, 2000.

GIAMBIAGI, Fábio. *O Estado e as Empresas Estatais no Desenvolvimento Econômico*. In: _____. *Finanças Públicas*, Cap 03.

ALVES, Leandro Mitraud. *A Participação da Securitização em Project Finance: Uma Análise Aplicada ao Setor Elétrico Brasileiro*. Monografia (Graduação em Ciências Econômicas) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2000.

KELMAN, Jerson et al. *O Desequilíbrio entre a Oferta e a Demanda de Energia Elétrica*, Brasília DF. Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico, 2001.

BREALEY, Richard A.; MYERS, Stewart C.: *Principles of Corporate Finance*. 6ª Edição: Irwin/McGraw-Hill, 2000.

FARIA, V. C. de S., BENTO, L. S. & RODRIGUES, A. P. *O Papel do Project Finance na viabilização de Projetos de Energia Elétrica*. Brasília: D.F., VIII SEPEF (Sem. de Plan. Econ. Financ. do Setor Elétrico), 2000.

PINHEL, A. C. da C. *Simulação de Uma Usina Térmica a Gás no Novo Contexto do Setor Elétrico - Análise Risco X Retorno*. Rio de Janeiro: 2000.

SILVA JUNIOR, R.G. da, *Efeitos da Privatização sobre o Desempenho das Ex-Estatais Brasileiras*. 1998. Tese (Mestrado em Administração de Empresas) Departamento de Administração de Empresas Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 1998.

FARIA, V. C. de S., RODRIGUES, A. P. *Position Paper sobre o Setor de Gás Natural no Brasil* CBIE Rio de Janeiro, 2001.

CARVALHO, A.G., MELLO, Marina. *Financiamento de Empresas x Project Finance*. _____, *Project Financing: Financiamento à infra-estrutura*.

SILVA, De Plácido e. *Vocabulário Jurídico*. 15ª ed. Rio de Janeiro. Editora Forense, 1999.

REQUIÃO, Rubens. *Curso de Direito Falimentar*. 16ª edição, v.1. SãoPaulo Saraiva, 1995 p.281 et seq.

Ministério de Minas e Energia, www.mme.gov.br

ANEEL, www.aneel.gov.br

Asmae, www.asmae.com.br

Operador Nacional do Sistema, www.ons.com.br

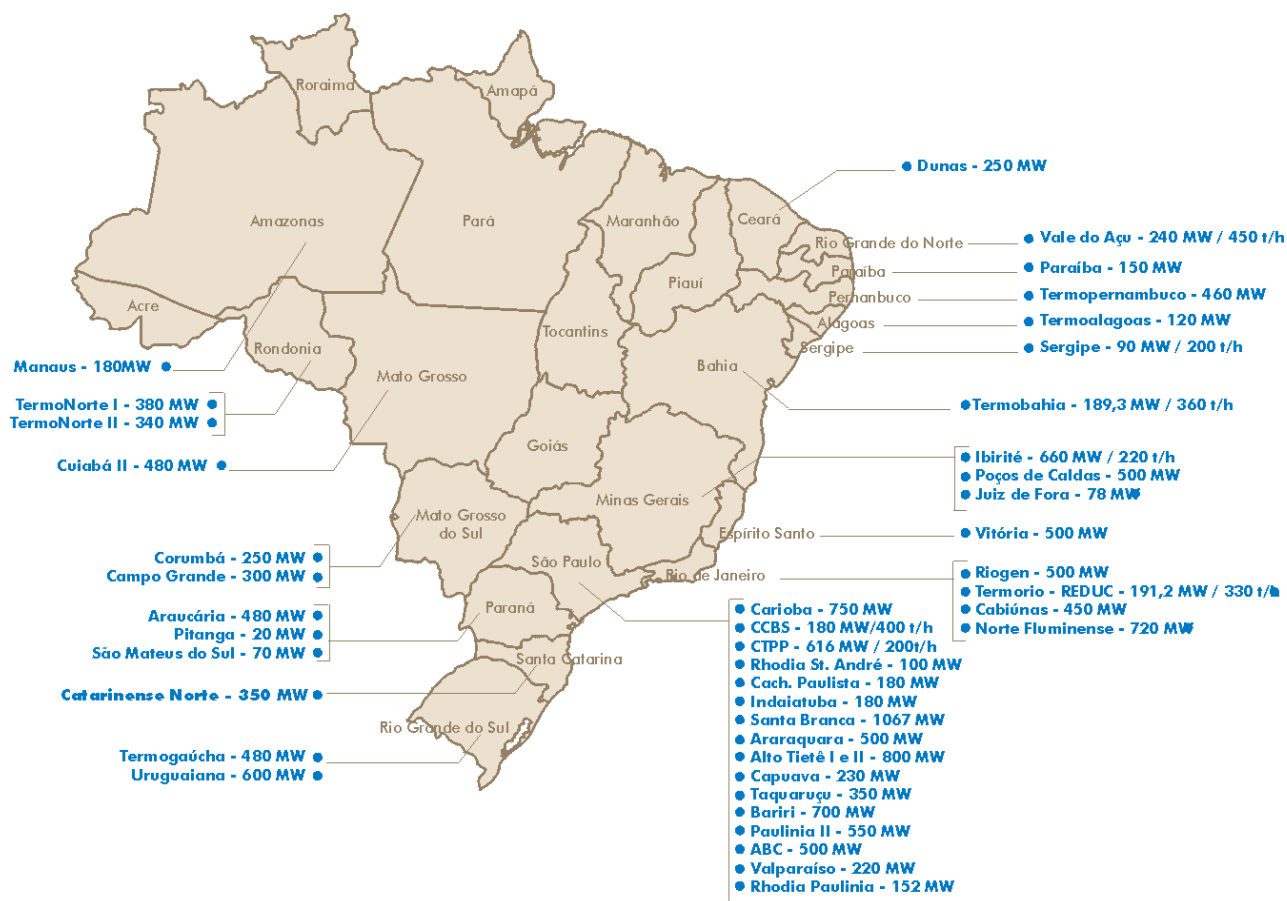
Centro Brasileiro de Infra Estrutura, www.cbie.com.br

Gas Net, www.gasnet.com.br

TBG, www.tbg.com.br

ANEXOS

ANEXO I: Termoeletricas a Gás Natural no Brasil



Fonte: www.gasnet.com.br

ANEXO II: Gasodutos no Brasil



Fonte: www.gasnet.com.br