

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS ECONÔMICAS**

MARCUS VINÍCIUS FERREIRA DE SANTANA

**DESCRIÇÃO DE UMA PARCERIA PÚBLICO-PRIVADA NA
MODALIDADE AMPLA – O CASO DA USINA HIDRELÉTRICA DE
MACHADINHO**

Florianópolis, agosto de 2006.

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS ECONÔMICAS**

**DESCRIÇÃO DE UMA PARCERIA PÚBLICO-PRIVADA NA
MODALIDADE AMPLA – O CASO DA USINA HIDRELÉTRICA DE
MACHADINHO**

Monografia submetida ao Departamento de Ciências Econômicas para aprovação na
disciplina CNM 5420 – Monografia.

Por: Marcus Vinícius Ferreira de Santana

Orientador: Fernando Seabra

Área de Pesquisa:

Palavras-Chaves: 1 – Parceria Público Privada
2 – Project Finance
3 – Setor Elétrico

Florianópolis, agosto de 2006.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS ECONÔMICAS

A Banca Examinadora resolveu atribuir a nota 6,5 ao aluno Marcus Vinícius Ferreira de Santana na Disciplina CNM 5420 – Monografia, pela apresentação deste trabalho.

Banca Examinadora:



**Prof. Fernando
Seabra
Presidente**



Prof. Renata Lebarbendorn



**Prof. Ricardo José Araújo de
Oliveira**

*Onde estou
É de onde me lanço.
Hoje, este momento,
É sempre o começo
De novos desafios.
Quando penso no meu futuro,
Coragem e força ilimitadas
Surtem em meu coração.*

(Dr. Daisaku Ikeda)

AGRADECIMENTOS

Ao meu mestre da vida Dr. Daisaku Ikeda, que através de seus incentivos e orientações me direciona ao caminho correto para ser feliz, tornar as pessoas felizes e alcançar todos os meus objetivos.

Ao Professor Fernando Seabra, pela dedicação à realização deste trabalho, e pelos incentivos a jamais desistir. Seu conhecimento e persistência contribuíram muito para a minha formação e aprendizado. Muito Obrigado!

Aos meus pais, Edvaldo e Dalva Beatriz, e meus irmãos Thiago e Renata, que são a minha razão de ser. A família é o início de tudo, espero ter correspondido todo o amor e carinho que me foi dado durante toda a minha existência.

A minha Noiva Tatiana, que deu um novo significado a minha vida, a quem eu devo boa parte do meu sucesso. Agradeço os gestos de carinho e amor, que me deram energia para continuar adiante, não me deixando desistir das metas que tracei.

A todos os meus amigos, em especial a turma 2001.1, que iniciou comigo esta jornada. Agradeço também aos amigos que fiz durante este curso, Alexandre Rosa, Beatriz, Marcelo, aos meus colegas de trabalho, e todos aqueles que me ajudaram a superar as dificuldades que surgiram no caminho.

Enfim, agradeço a todos aqueles que aqui não foram citados, mas que de alguma forma estiveram presentes neste importante momento da minha vida.

RESUMO

Neste estudo, toma-se um projeto que pode ser denominado como uma parceria público privada na modalidade ampla, que é o caso da Usina Hidrelétrica Machadinho, para descrever como foi implantada a parceria, suas motivações e situação dos riscos considerando as mudanças recentes nos modelos institucional e comercial.

O elevado déficit público acumulado a partir dos anos 70, somado à crise da dívida nos anos 80, tornou necessário que os Governos buscassem novas formas de financiar os investimentos em infra-estrutura, o que tornou oportuna a participação da iniciativa privada.

A oferta do serviço de infra-estrutura normalmente decorre de legislação que diz respeito à concessão de serviços públicos, regulamentadas pelas leis 8.987/95, 9.074/95 e, mais recentemente, pela lei 11.079/04 (que ficou conhecida como Lei das PPPs).

A noção de Parceria Público Privada não é recente, e tem sido utilizada em diversos países da Europa desde os anos 80.

O investimento deve ser conduzido societariamente de forma separada das corporações que dele fazem parte, o que implica na criação de uma empresa de propósito específico, no caso deste estudo a MAESA S/A.

A energia gerada pela Usina Hidrelétrica Machadinho foi arrendada a seus acionistas, fugindo da forma tradicional de *Power Purchase Agreements*, fazendo com que os acionistas, e não a MAESA, disponibilizassem as garantias para o financiamento através do BNDES.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

PPP	Parceria Público Privada
FMI	Fundo Monetário Internacional
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social.
UHE	Usina Hidrelétrica
EPE	Empresa de Propósito Específico
EPC	Empresa de Engenharia Projeto e Execução
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
IPCA	Índice de Preço
PIE	Produtor Independente de Energia
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
CEEE	Companhia Estadual de Energia Elétrica
CN	Comprador Único
ONS	Operador Nacional do Sistema
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ACL	Ambiente de Contratação Livre
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
MME	Ministério de Minas e Energia
SIN	Sistema Integrado Nacional
RGR	Reserva Global de Reversão
UHM	Usina Hidrelétrica Machadinho
GEAM	Grupo de Empresas Associadas Machadinho
MAESA	Machadinho Energética S/A
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina
DME	Departamento Municipal de Energia
CBA	Companhia Brasileira de Alumínio
TJLP	Taxa de Juros de Longo Prazo

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 – Caso Clássico de Estruturação de uma PPP	27
FIGURA 2 – Estrutura Tradicional de uma EPE	32
FIGURA 3 – Estrutura Simplificada de Direitos e Obrigações	56

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 – Composição Acionária do Consórcio MAESA.....	52
TABELA 2 – Participação das Empresas na Usina	53
TABELA 3 – Comparação com a Lei Atual das PPPs.....	54

SUMÁRIO

RESUMO.....	6
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS	7
LISTA DE FIGURAS.....	8
LISTA DE TABELAS.....	9
1. INTRODUÇÃO	12
1.1 Objetivo Geral	16
1.2 Objetivos Específicos	17
1.3 Relevância do Tema e Justificativas.....	17
1.4 Metodologia Básica.....	18
1.5 Estrutura da Monografia.....	19
2. A Parceria Público-Privada: Aspectos conceituais e Regulatórios.....	20
2.1 Considerações iniciais	20
2.2 A Aplicação do Conceito Amplo.....	20
2.3 O Uso de um Conceito Restrito	28
2.4 A Constituição da Empresa de Propósito Específico	31
2.5 Conclusão do Capítulo	34
3. O Setor Elétrico Brasileiro	35
3.1 Considerações Iniciais.....	35
3.2 Algumas Características Gerais do Setor Elétrico.....	35
3.3 As Reestruturações Recentes, incluindo o caso do SEB.....	39
3.3.1 O Modelo 1 – Monopólio Verticalizado.....	40
3.3.2 O Modelo 2 – Modelo do Comprador Único	41
3.3.3 O Modelo 3 – Competição no Atacado	42
3.3.4 O Modelo 4 – Competição no Varejo	45
3.3.5 O Modelo Brasileiro Atual	45
3.4 Conclusão do Capítulo	47
4. Discutindo a Usina de Machadinho como uma PPP	48
4.1 Considerações Iniciais.....	48
4.2 Alguns Antecedentes.....	48
4.3 Estruturação do Consórcio e do Financiamento.....	51
4.4 Abordagem dos Riscos após a Operação.....	57

4.4.1. Risco Macroeconômico	58
4.4.2 Risco País e Risco Regulatório.....	58
4.4.3 Risco Comercial, Financeiro e de Negócio	61
4.5 Conclusão do Capítulo.....	62
5. Conclusões e Recomendações	63
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	66

INTRODUÇÃO

A década de 70 foi caracterizada em nível mundial e, particularmente no Brasil, como um período de inflação alta, elevado déficit público - se levado em consideração o nível recomendável para se manter o equilíbrio macroeconômico - e expansionismo estatal. O investimento em infra-estrutura era uma responsabilidade do Estado, que foi financiado neste período por recursos públicos e capitais provenientes de organismos internacionais, instituindo dessa forma os projetos de infra-estrutura.

Segundo Moreira e Carneiro (1994, p. 28), “uma série de fatores – entre eles a crise fiscal e financeira (...) levou a um progressivo esgotamento desse modelo de financiamento”. No Brasil, soma-se a isso a crise da dívida nos anos 80, gerando um quadro de deterioração bastante generalizada na infra-estrutura econômica. A demanda por recursos para investimento se originava de um conjunto de fatores, com destaque para:

- Baixo nível de eficiência operacional, associado ao elevado volume de perdas e pela falta de confiabilidade nos sistemas, resultando em baixa qualidade dos serviços prestados;
- Crescente deterioração física dos ativos, causada pela manutenção inadequada dos mesmos; e
- Viés em favor de novos investimentos, em detrimento da manutenção e otimização dos ativos existentes, justificado em parte pelo interesse político, que privilegia a realização de novas obras.

Os investimentos em infra-estrutura (rodovias, energia elétrica, telecomunicações, saneamento e outros) eram realizados por empresas estatais (Pires e Giambiagi, 2000), que obtinham financiamentos com avais das estâncias do governo (federal, estadual e municipal, no caso das grandes cidades). Os governos, por outro lado, disponibilizavam no mercado títulos públicos, de razoável liquidez, como garantia de pagamento das obrigações das dívidas, o que acabou gerando uma crise de endividamento, tendo em vista que os investimentos em geral não tinham rentabilidade compatível com o compromisso de juros assumido (Rigolon e Piccinini, 1997).

O resultado de tudo isso foi uma diminuição na taxa de crescimento dos investimentos nas décadas de 80 e 90, com reflexos no crescimento da economia¹, sendo esse reflexo mais significativo nas economias subdesenvolvidas, como Brasil, Argentina, México e Chile (Pires e Giambiagi, 2000). Isso porque segundo a ANP (1999), o aumento dos juros internacionais no final dos anos 70 fez com que aumentasse os encargos financeiros das dívidas contraídas no período. Um outro resultado importante é que parecia evidente a necessidade de se buscar novas formas de financiamento da expansão da infra-estrutura, o que tornou oportuna a participação da iniciativa privada.

A oferta do serviço de infra-estrutura normalmente decorre de legislação que diz respeito à concessão de serviços públicos. No Brasil, por exemplo, diversos serviços (energia elétrica, telecomunicação, transporte urbano e interurbano, rodovias, ferrovias, saneamento e outros) são oferecidos à população através de concessões. Ou seja, são serviços públicos que, através de concessões, é repassada a exploração para terceiros, em geral empresas privadas. Tais concessões são regulamentadas pelas leis 8.987/95, 9.074/95 e, mais recentemente, pela lei 11.079/04 (que ficou conhecida como Lei das PPPs).

Foi a partir desse cenário que se verificou a necessidade de uma maior cooperação (parceria) entre o público e o privado. A noção da Parceria Pública e Privada (PPP) não é recente. É um importante instrumento de viabilização de projetos e vem sendo utilizada com forte intensidade em diversos países da Europa desde os anos 80. Mesmo no Brasil, como será mostrado no capítulo 2, tal tipo de parceria já foi bem utilizado em diversos setores.

As PPPs não tem aplicação apenas em países menos desenvolvidos ou com maiores limitações de recursos financeiras. Tal mecanismo é, na prática, uma alternativa bastante flexível, permitindo adaptar aspectos legais e culturais das regiões aonde

¹ Uma abordagem que quantifica os efeitos, através de um modelo econométrico, entre investimentos em infra-estrutura e crescimento do PIB é encontrada em Rigolon e Piccinini (1997), que também apresenta uma revisão bibliográfica sobre o mesmo tema.

venham ser aplicadas. É por essa razão que as PPPs são recomendadas pelo Banco Mundial², FMI e outras instituições (Guasch et.al., 2003).

A abrangência da aplicação das PPPs é também significativa. Se for levado em conta tão somente as informações disponíveis no site do Banco Mundial (www.worldbank.org), verifica-se que, apenas na América Latina, mais de 300 projetos de PPP já foram financiados por aquela instituição. No Reino Unido, até dezembro de 2002 existiam 502 empreendimentos firmados na modalidade de PPP, conforme pode ser verificado em estudo realizado por Ribeiro e Araújo (2004), que atuam na Consultoria de Orçamento e Fiscalização Financeira da Câmara de Deputados. Esses projetos vão desde o transporte urbano e chegam até os setores de água e saneamento, telecomunicações e energia elétrica.

Na França, bons exemplos de iniciativas que usam uma parceria entre o público e o privado são o plano diretor e o plano de ocupação do solo, que resultaram da lei de ocupação do solo, estabelecida para Paris desde meados dos anos 60. No caso francês, cabe ao prefeito decidir sobre as exceções ao plano de ocupação do solo e, em razão do interesse coletivo e em nome do Estado, pode ser autorizada a uma empresa privada a execução das atividades vinculadas a uma determinada concessão³.

Na China, conforme descrito em Savelli (2003), a parceria público-privada tem sido utilizada também para a implantação de grandes empreendimentos urbanos e para a recuperação de centros históricos. No caso, o Estado participa cedendo terrenos sem qualquer tipo de utilização econômica e a iniciativa privada entra com recursos que viabilizam diversos tipos de investimentos, cuja recuperação dos recursos investidos decorre da cobrança de serviços aos usuários finais.

As parcerias envolvendo a participação de entidades públicas e empresas privadas, porém, não têm implementação trivial, assim como não são sempre positivos os resultados dos projetos já em operação. Os problemas possuem diversas naturezas (Santa Catarina, 2003):

² Existe um número muito grande de textos do Banco Mundial, todos disponibilizados em www.worldbank.org, sobre o tema PPP. No entanto, em razão da dificuldade de tradução dos mesmos foram utilizados apenas dois dos vários textos encontrados.

³ Em Savelli (2003) tem uma descrição do uso da PPP na cidade de Paris.

(a) o desenvolvimento de conceitos vinculados à viabilidade econômica e financeira de projetos que envolvem as PPPs é ainda recente, o que implica em muitas dificuldades para instalação;

(b) da mesma forma, apesar do elevado número de projetos já em atividade, as experiências não são repassadas para outros, apesar do esforço do Banco Mundial e do BNDES para divulgar os resultados;

(c) há relevantes restrições de natureza política para a consolidação das PPPs, dado que, em vários países, seu uso é interpretado como privatização;

(d) em países da América Latina, há uma razoável instabilidade regulatória, o que exige grandes e demoradas negociações dos termos de um contrato⁴; e

(e) as condições macroeconômicas cada vez mais implicam a discussão de salvaguardas vinculadas à alocação dos riscos, de forma especial os riscos cambiais (no caso de projetos com participação de recursos estrangeiros) e de preço.

Logo, descrever esses problemas de implementação e operação são objetivos importantes para trabalhos acadêmicos, dadas as eventuais contribuições que tais trabalhos podem trazer em termos conceituais ou práticos. Some-se a isso o fato de que, no Brasil, apenas em 30 de dezembro de 2004 foi publicada a Lei nº 11.079/04, que vem a ser o principal marco regulatório para as PPPs. Os governos, nos diferentes níveis (federal, estadual e municipal), confiam muito nas vantagens de tal lei para a ampliação de vários equipamentos de infra-estrutura, como estradas, transporte urbano e saneamento básico.

O desenvolvimento que se tem observado nas pesquisas da PPP (Borges e Neves, 2005) tem seu foco na discussão das melhores sistemáticas para a análise, quantificação e compartilhamento dos riscos⁵. As razões para tal direcionamento das

⁴ Segundo Estache et. al (2003), por diversas razões, cerca de 30% dos contratos de concessão celebrados na América Latina foram renegociados, o que não é um bom sinal do ponto de vista da estabilidade dos contratos..

⁵ Uma amostra bastante significativa desses estudos, com um objetivo bastante prático, pode ser encontrada em www.worldbank.org e, em um campo mais teórico, em www.bndes.gov.br.

pesquisas estão na renegociação dos contratos em virtude dos riscos macroeconômicos e regulatórios porque passaram as economias menos desenvolvidas no transcorrer dos anos e 90 e início dos anos 2000 (Santos, 2004).

Neste estudo, toma-se um projeto que pode ser denominado como uma parceria público privada na modalidade ampla, que é o caso de uma usina hidrelétrica (Usina Hidrelétrica de Machadinho), para descrever como foi implantada a parceria, suas motivações e situação dos riscos considerando as mudanças recentes nos modelos institucional e comercial. A referida usina teve seu *project finance* formulado antes da recente Lei da PPP, que limita, para novas usinas, a estruturação de uma parceria tal como a que foi adotada pela antiga Eletrosul, que era a concessionária original da usina.

Observe-se que, conceitualmente, do discutido acima, para ser uma PPP não seria uma condição que os projetos não fossem auto-suficientes. Tal condição foi colocada na lei atual brasileira, descrita com pouco mais detalhe adiante, e visa limitar as ações do setor público, no caso a administração pública direta, para o caso da PPP, aos serviços concedidos que, necessariamente, precisa de suplemento financeiro de orçamentos públicos.

A usina de Machadinho, objeto desta monografia foi enquadrada como uma PPP porque, na época, a Eletrosul era uma estatal, que dependia, além da receita tarifária com a venda de energia, de recursos orçamentários, totalmente controlados pelo Executivo e aprovado pelo Congresso Nacional, como pode ser verificado em Pires e Giambiagi (2000). Portanto, mesmo que, pela regra atual, tal projeto não seja enquadrado como uma PPP, sua análise a partir de tal conceito é válida, dado que o mesmo foi financiado como uma PPP, conforme previsto inclusive na Lei de Concessões (Lei 8.987/95).

1.1. Objetivo geral

Esta monografia tem como principal objetivo mostrar, a partir do projeto da Usina Hidrelétrica de Machadinho, (a) uma descrição de tal projeto a partir de seus riscos, considerando os resultados atuais do empreendimento e levando em conta a reestruturação ocorrida no setor elétrico após a contratação do consórcio, (b) as

motivações de tal projeto e (c) a identificação de pontos de aperfeiçoamentos para outras iniciativas de PPP, mesmo que tais iniciativas não estejam relacionadas à construção de usinas hidrelétricas.

1.2. Objetivos específicos

O trabalho possui ainda os seguintes objetivos específicos:

- (i) Analisar, com base na literatura especializada e em documentos oficiais, disponibilizados em vários *sites*, os conceitos de natureza econômica associados à idéia de PPP;
- (ii) Discutir a opinião de dois textos (Pasin e Borges, 2003; Borges e Neves, 2005) acerca da diferença no uso do conceito de PPP no Brasil e em outros países;
- (iii) Descrever as razões que levam à necessidade de participação da iniciativa privada em projetos que poderiam ser patrocinados pelo Estado; e
- (iv) Apresentar, ainda que de forma bastante preliminar os principais riscos associados aos projetos que podem ser implementados e operados sob a forma de PPP.

1.3. Relevância do tema e justificativas

Como já mencionado na introdução desta monografia, a implementação e a operação de projetos sob a forma de PPP apresentam algumas restrições. Em alguns casos, questões políticas atuam como impeditivo à formulação da parceria tal como deveria, tendo em vista que, por divergência de interesses de grupos de atores importantes, a participação privada pode não ser bem vista, o que induz ao desenho de um projeto de forma equivocada.

Da mesma forma, motivações de ordem política podem inviabilizar a operação do projeto após sua implantação, bastando que para isso o grupo condutor do projeto após sua implantação tenha divergências políticas e conceituais com o grupo responsável pela condução da parceria na sua fase inicial.

Um caso bem conhecido é o da SC-401, conduzida, na sua implantação, como uma PPP (em meados dos anos 90, no governo do PMDB), mas que, por razões políticas do governo seguinte, segundo as notícias que circularam nos jornais por um bom tempo, teve sua filosofia totalmente alterada (o pedágio jamais funcionou). Neste caso, as condições financeiras do projeto ficaram dependentes de decisões judiciais, mas não temos informações precisas quanto ao resultado final da disputa.

Por outro lado, os diferentes tipos de riscos relacionados à implantação (risco construção, risco cambial e outros) e à operação (risco negócio, risco regulatório, risco cambial, risco de preço e outros) tendem a tornar mais oneroso o próprio projeto, uma vez que os investidores tendem a exigir um retorno maior para os recursos que se dispõem a investir.

A apresentação formal de um caso que abranja esses e outros tipos de restrições ao sucesso das PPPs justificam a realização do trabalho. Além disso, o tema vem sendo objeto de freqüentes discussões nos campos acadêmico, político, de investidores e de financiadores, o que o torna bastante oportuno e fornece um caráter prático aos resultados da monografia. Já existem trabalhos sobre a UHE Machadinho (Bonomi e Malvessi, 2003 e Boamar, 2003, por exemplo), mas os mesmos não tratam da descrição do projeto considerando-se os riscos envolvidos, que é um dos objetivos desta monografia.

1.4. Metodologia básica

O trabalho tem como fonte básica de pesquisa os relatórios encontrados nos sites da Tractebel (www.tractebenergia.com.br) e do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES (www.bndes.gov.br). Outras informações sobre a usina foram também encontradas em Boamar (2003), que discute os aspectos sócio-ambientais vinculados ao projeto, incluindo as alternativas adotadas para resolver problemas tais como os de realocação da população atingida pela barragem. São, portanto, fontes secundárias de dados de informações, as quais foram fundamentais para a consolidação dos resultados desta monografia.

A pesquisa de aspectos de natureza conceitual foi realizada com base em referências bibliográficas bem recentes, especialmente no Estudo nº 005/2004, da Consultoria de Orçamento e Fiscalização Financeira da Câmara dos Deputados, elaborado por Ribeiro e Araújo (2004), em Pasin e Borges (2003) e em Borges e Neves (2005). Com esse mesmo objetivo foram adotados dois livros textos (Finnerty, 1999 e Bonomi e Malvessi, 2002), com diversos exemplos sobre estruturação de *project finance*⁶, vários deles formulados como uma PPP.

Ainda sob o ponto de vista conceitual e de que forma estão evoluindo as PPPs em diversos países, foram pesquisados alguns artigos disponíveis no site do Banco Mundial (www.worldbank.org). Dentre esses artigos, destacam-se, Guasch et. al (2003) e Estache et. al. (2003).

Os detalhes específicos quanto à estruturação da PPP e, principalmente, quanto aos resultados atuais em termos de riscos relativamente à Usina Hidrelétrica de Machadinho foram pesquisados diretamente com técnicos do atual controlador operacional do empreendimento, a Tractebel, que não puderam entrar em detalhe quanto às receitas atuais do empreendimento.

1.5. Estrutura da monografia

O trabalho foi estruturado em mais quatro capítulos, da seguinte maneira. O capítulo 2 trata da descrição de diversos conceitos associados às PPPs, incluindo os aspectos legais, regulatórios e vinculados à avaliação e alocação de riscos e aspectos da Lei 11.079/04, denominada Lei das PPPs. Uma análise descritiva do funcionamento do setor elétrico é mostrada no capítulo 3, enquanto no capítulo 4 é elaborada a análise do caso da Usina de Machadinho propriamente dita, abordando o problema sob a forma de PPP e considerando-se os riscos envolvidos. Por último, no capítulo 5 são destacadas algumas conclusões gerais sobre o estudo realizado, constando também recomendações para próximos trabalhos.

⁶ Dá-se o nome de *project finance* à modalidade de financiamento de projetos, em geral de infra-estrutura, em que a principal garantia do financiamento é a própria receita do projeto. A alternativa é o financiamento na modalidade de *corporate finance*, em que podem ser oferecidas garantias das corporações que participam do projeto (Finnerty, 1999; Borges e Faria, 2002).

2. A PARCERIA PÚBLICO-PRIVADA: ASPECTOS CONCEITUAIS E REGULATÓRIOS

2.1. Considerações iniciais

Este capítulo tem como objetivo principal apresentar uma descrição e análise de conceitos básicos relacionados à noção de PPP, caracterizando, com base na legislação, as vantagens e desvantagens de duas naturezas de conceitos, o amplo e o restrito.

2.2. A aplicação de um conceito amplo

O termo Parceria Público-Privada já existe no Brasil desde o início dos anos 90, assim como diversos projetos já foram estruturados sob tal forma. Todavia, a utilização da terminologia, no passado e a partir das normas atuais, já é objeto de interessantes discussões. A rigor, como está muito bem detalhado em Borges e Neves (2005), uma das novidades do modelo de PPP aprovado recentemente pela Lei 11.079/04 é a limitação do uso de seu conceito.

“Sempre houve PPP no Brasil, especialmente em projetos assistenciais, no sentido de atuação privada mantida com recursos públicos. Talvez a denominação PPP devesse ter sido guardada para todo o gênero, buscando-se nomes próprios para cada uma das espécies, o que obrigará sempre o autor a explicar sobre que conceito pretende tratar. Para as operações de colaboração financeira dos agentes financeiros públicos, a PPP será apenas mais uma das muitas modalidades de apoio, não devendo alterar profundamente sua atuação, a partir das experiências com a concessão tradicional e com os instrumentos de *project finance*.” (Borges e Neves, 2005, p. 74).

Ou seja, antes da lei acima o conceito tinha uma aplicação mais abrangente, dado que incluía os projetos que se sustentariam com suas próprias receitas, como as usinas de energia elétrica, hidráulicas ou térmicas. Pela nova lei federal, o essencial para que um projeto seja configurado como PPP é que ele não seja auto-sustentável, isto é, requer, de maneira total ou parcial, o uso de recursos orçamentários de origem pública (Ribeiro e Araújo, 2004; Borges e Neves, 2005).

As aplicações anteriores da noção de PPP no Brasil eram bem mais amplas e tinham como base a Lei 8.987/95. No inciso II do art. 2º de tal lei federal consta que deve ser entendida como uma “concessão de serviço público a delegação de sua prestação, feita pelo poder concedente, mediante licitação, na modalidade de concorrência, à pessoa jurídica ou consórcio de empresas que demonstre capacidade para seu desempenho, por sua conta e risco e por prazo determinado”.

Logo, qualquer serviço (conforme previsto no art.175 da Constituição Federal) poderia ser concedido à iniciativa privada e esta deveria implementá-lo e operá-lo por sua conta e risco. A concessão pode ou não exigir a execução de obras (construção total ou parcial, reforma, ampliação ou melhoramentos), como consta claramente no inciso II do art. 2º da Lei 8.987/95. Com base nesses fundamentos legais, vários projetos foram realizados no Brasil (Borges e Faria, 2002), sendo que em alguns setores, como o de energia elétrica, grandes hidrelétricas foram contratadas sob a forma da PPP (Hidrelétricas de Itá, Machadinho, Dona Francisca e a Termelétrica de Araucária, para ficar apenas nesses casos).

Neste trabalho, o conceito de PPP será utilizado no seu sentido mais amplo, ou seja, em que, através de tal forma de cooperação, a iniciativa privada viabiliza os recursos para que, por meio de um dado projeto, sejam fornecidos à população benefícios (equipamentos) que fazem parte dos objetivos do Estado e, de outra parte, seria assegurado ao investidor privado o retorno adequado em empreendimentos que antes se configurariam como ações exclusivas do setor público.

Por essa definição, a cooperação (parceria) entre o público e o privado visaria o cumprimento de objetivos que deveriam ser atendidos pelo setor público e que, provavelmente, em razão de limitações de recursos públicos orçamentários, requer a participação de instituições privadas que teriam mais flexibilidade e capacidade para viabilizar a captação de recursos financeiros. É por essa motivação que a idéia da PPP sempre aparece vinculada com as restrições de recursos por parte de quem deveria garantir a prestação de um dado serviço, no caso o poder público.

Assim, uma usina hidrelétrica, um trecho de rodovia ou a travessia de um rio através de barcos, mesmo sendo serviços públicos, podem ser formulados de maneira

que incentivem a participação de capitais privados. Nesses exemplos, os projetos poderiam ser viabilizados com suas próprias receitas (auto-sustentados), o que facilita o financiamento, inclusive por entidades não governamentais⁷.

Na prática, como está bem claro em Faria (2003), se um empreendimento de PPP é financiado como um *project finance*⁸, sua estruturação e análise deve levar em conta que:

- (a) O investimento deve ser conduzido societariamente de forma separada das corporações que dele fazem parte, o que implica na criação de uma empresa de propósito específico;
- (b) O valor do investimento deve ser relevante, o que exigiria, se o financiamento fosse com recursos da corporação, elevado grau de endividamento (alavancagem) para os acionistas;
- (c) A entrada e a saída de recursos (fluxo de caixa) e a conseqüente taxa de retorno devem ser previsíveis, o que minimiza o risco do negócio;
- (d) Deve ser tornada possível a separação e distribuição dos riscos entre os participantes do empreendimento, aqui incluído os próprios usuários; e
- (e) Sempre que necessário, os credores podem agir no sentido de assumirem a responsabilidade da execução e operação do empreendimento, medidas essas que se fazem presente através da divisão de atribuições dentro da empresa de propósito específico, assunto que será discutido na seção 2.3.

Ou seja, aspectos de diferentes naturezas devem ser considerados quando da organização de um empreendimento (parceria) que será financiado sob a forma de *project finance*. Se o projeto é auto-sustentável, sem necessidade de complementação de recursos por parte do Estado, a experiência tem mostrado que o cumprimento das

⁷ É mostrado adiante que a Lei 11.079, de dezembro de 2004, restringe o uso da PPP a projetos que não se sustentam com suas próprias receitas.

⁸ De acordo com Bonomi e Malvessi (2002), entende-se como *project finance* à forma de implementar e financiar empreendimentos em que suas próprias receitas são as principais garantias de pagamento do financiamento concedido e dos compromissos assumidos durante sua construção e montagem.

premissas acima é relativamente mais fácil (Bonomi e Malvessi, 2002), principalmente no que diz respeito aos itens (c), (d) e (e).

Quando se forma uma parceria, que envolve uma ou mais empresas privadas e uma ou mais instituições públicas, normalmente não se deseja misturar os demais negócios das empresas com o projeto objeto da referida parceria. Da mesma forma, não se espera que, por exemplo, a participação da Eletrobrás como parceira na construção de uma usina permita comprometer financeiramente uma de suas empresas controladas, como a Eletrosul e Furnas. Por isso, um dos primeiros passos da formulação de uma PPP é a criação de uma empresa de propósito específico (EPE), cujo único objetivo consiste na implantação e na operação do projeto pretendido por meio da parceria (Borges, 2002).

Essa combinação de vantagens entre PPP e *project finance* faz com que, em boa parte do mundo, tal parceria seja importante para a prestação de um dado serviço por meio de concessões. No Reino Unido, na Argentina (Ribeiro e Araújo, 2004; Borges e Neves, 2005) e porque não dizer, também no Brasil, desde a edição da Lei 8.987/95 uma parte relevante das concessões (especialmente de rodovias e de algumas usinas hidrelétricas) estão sendo implementadas e operadas através de PPPs e com o financiamento viabilizado por meio de *project finance*.

Como o projeto deve ser implementado por conta e risco do investidor privado (concessionário) e dado que este terá que assinar um contrato de concessão com o poder público, então os estudos que devem mostrar as melhores formas de alocar tais riscos nos custos e como isso deve refletir no contrato de concessão é uma etapa fundamental para o sucesso de uma PPP. Na prática, como em qualquer outro projeto, em uma PPP, quando a receita do empreendimento é o principal mecanismo de garantias financeiras para viabilizar o financiamento, os efeitos dos riscos sobre o retorno dos investimentos são os elementos mais importantes de análise por parte dos interessados (parceiro privado e financiadores).

Desse modo, a incorporação, no contrato de concessão e no contrato de venda do serviço (no caso deste estudo, trata-se de energia elétrica) de variáveis e dispositivos que permitam alocar tais riscos é uma tarefa necessária na formulação da PPP e não

uma tarefa que possa ser realizada sem grandes estudos econômicos e de engenharia (Borges e Faria, 2002; Santos, 2004; Borges e Neves, 2005).

Bonomi e Malvessi (2002), em um texto totalmente dedicado à elaboração de estruturas de financiamentos sob a forma de *project finance*, classificam os riscos em dois grupos (1) os **riscos sistêmicos**, que são aqueles associados aos sistemas econômico, político e social (ex.: crises econômica e política agudas); e (2) os **riscos próprios**, ou seja, inerente à própria atividade a que o projeto estaria vinculado (ex.: desvios acentuados na demanda, risco geológico e outros).

Em geral, conforme consta de forma bem detalhada em Borges e Faria (2002), Faria (2003) e, de forma mais atualizada em Borges e Neves (2005), os seguintes riscos que afetam uma contratação que segue o padrão de uma PPP são os seguintes:

Riscos macroeconômico e cambial: decorrem de situações macroeconômicas e de evolução da taxa cambial que podem afetar os resultados financeiros do projeto. Por exemplo, mudanças importantes na política da taxa de juros ou de definição de tributos que reflitam, por exemplo, no comportamento da inflação, ou possíveis intervenções, internas (Banco Central) ou externas (crise de outros países) que possam alterar o ritmo de evolução da taxa de câmbio. Em países ou regiões cujos fundamentos da macroeconomia estão sujeitos a grandes variações esses riscos são muito valorizados, podendo até inviabilizar um projeto, especialmente quando envolve recursos em moedas estrangeiras. Normalmente os investidores encontram alternativas para minimizar os efeitos de tais riscos, mas, em casos muito graves, como na Argentina até recentemente e no Brasil no final dos anos 90, essas alternativas também não são viáveis ou têm custos muito elevados;

Risco comercial: o risco comercial está associado a eventos que vão desde a etapa de desenvolvimento do projeto até a operação do empreendimento. Dessa forma, a conclusão da obra de acordo com o cronograma, a adequação da tecnologia a ser empregada, a correta estimativa de custos e receitas, a consideração de forma adequada das restrições ambientais e o cumprimento das exigências das entidades reguladoras são os aspectos que mais afetam o risco comercial.

Risco financeiro: tem forte dependência dos dois riscos acima. Eventuais mudanças em variáveis macroeconômicas, como as taxa de juros e de inflação, podem afetar o fluxo de caixa do empreendimento. De um lado porque tem efeitos sobre os custos e, de outro, porque podem reduzir as receitas. Da mesma forma, elementos vinculados ao cronograma e a tecnologia do projeto, que também afetariam os custos do empreendimento, influenciam o retorno sobre o capital investido, o que prejudicaria a busca de recursos financeiros;

Risco caso ou fortuito ou força maior: é um risco inerente a todos os tipos de empreendimentos, de forma especial aos de infra-estrutura. Refere-se a catástrofes, guerras revoluções, aspectos geológicos, novas exigências governamentais (meio ambiente, por exemplo) etc. que possam influenciar e até mesmo inviabilizar o projeto. É um risco que, quando vinculado a catástrofes, não tem qualquer controle, mas há arranjos de seguros para minimização de seus custos. No caso de guerras e revoluções, que são eventos de natureza política, a minimização de seus efeitos por meio de seguros é bastante caro e é uma atividade muito complexa (Finnerty, 1999);

Risco do país: está normalmente vinculado ao potencial de um determinado país adotar o estatuto da soberania para estabelecer medidas que são fundamentadas no que se chama de “atos do príncipe”, que significa uma interferência governamental em uma relação privada pactuada através de contratos, inclusive o contrato de concessão. Resultam, então, de aspectos políticos e pode ser exemplificado como o caso recente da Bolívia, em que o governo local alterou a lei de concessão da exploração do gás natural, afetando os direitos dos investidores que celebraram os contratos considerando uma outra norma legal. No Brasil, o confisco de recursos durante o Plano Collor é também um exemplo de “ato do príncipe”;

Risco setorial ou regulatório: é dos riscos mais importantes para empreendimentos em setores de infra-estrutura, dado que tais setores em geral são regulamentados e fiscalizados por uma agência reguladora. Estão associados à estrutura e grau de competição do setor (o que se chama de modelo setorial) e ao esquema regulatório que é aplicado. Assim, mudanças no formato do modelo, que alterem de maneira unilateral a estrutura do mercado e o grau de competição, e modificações no esquema regulatório

que venham a atingir cláusulas do contrato de concessão são elementos que afetam de forma substancial o risco do projeto e são de complexa quantificação:

Risco negócio⁹: o fluxo de recursos entre o prestador de serviço e o mercado (consumidor) também está sujeito a riscos. A inadimplência dos consumidores e a criação de restrições ilegais que prejudiquem a produção ou a prestação do serviço e a receita do empreendimento são os casos mais conhecidos. Um exemplo de restrição ilegal é a proibição, por parte de grupos organizados, que a empresa tenha acesso às residências para entregar a fatura pelo serviço prestado no fornecimento de água. Outro exemplo é a ação de pessoas e grupos que, de forma organizada ou não, encontram formas de ter acesso ao serviço sem o devido pagamento (furto de energia elétrica, de água ou clonagem de telefone celular).

Bonomi e Malvessi (2002) também caracterizam os riscos de acordo com as alternativas para alocá-los entre as partes envolvidas. São três essas alternativas: (1) **riscos estratégicos**, que, em geral são alocados através de contratos (exemplo clássico é o contrato de compra e venda de energia celebrado entre uma usina e uma distribuidora ou mesmo um consumidor. Neste caso, tal contrato estabelece alguns riscos (como os associados à evolução do índice reajuste de preços) para os compradores de energia; (2) **riscos seguráveis**, que são aqueles para os quais existiriam forma de alocá-los via seguradora (no caso de uma usina hidrelétrica, os riscos geológicos são passíveis de serem alocados através de uma apólice de seguro); e (3) **riscos com cobertura via mercado financeiro**, ou seja, que podem ser alocados através de um mercado de derivativos, tais como um contrato a termo ou um contrato de opções.

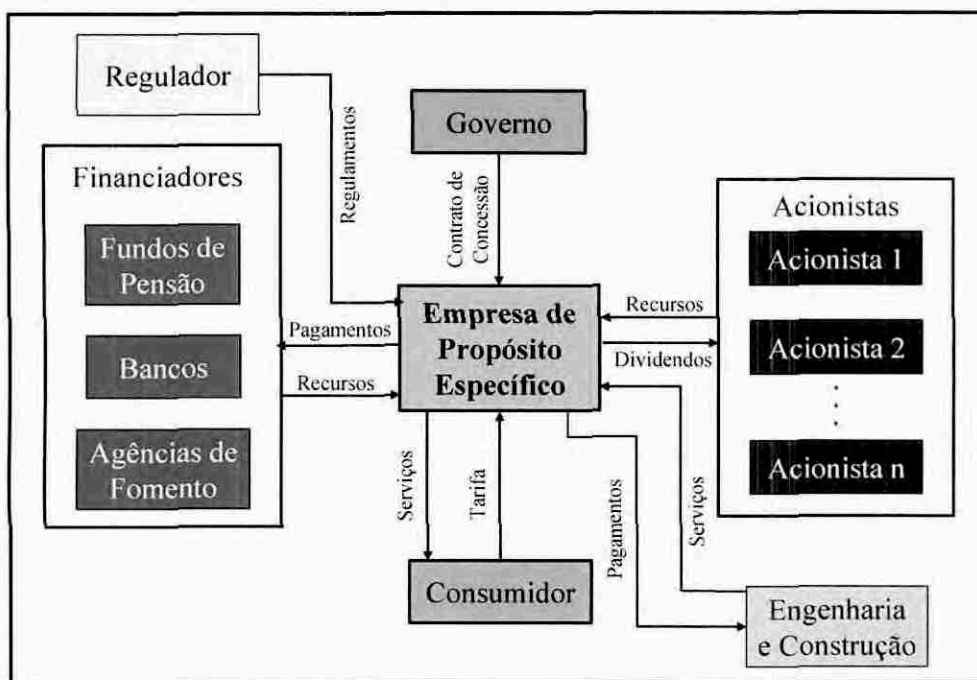
Existem diferentes formas de minimizar os efeitos dos riscos listados acima (várias delas apresentadas em Borges e Faria (2002)), mas a discussão dessas alternativas não é objeto desta monografia, pois mudaria seu foco. Mesmo assim, pode-se destacar que a aplicação de uma outra forma de minimização dos riscos resultaria no aumento dos custos de implantação do projeto, mas certamente a taxa de juros do financiamento tende a ser menor, o que compensaria eventuais aumentos nos custos direto do projeto (de contratação de seguradoras etc.).

⁹ Este risco não está definido nas referências bibliográficas utilizadas, que em geral o tratam como parte do risco financeiro.

A figura 1 apresenta de forma resumida o fluxo de recursos e serviços entre os envolvidos. Todos os inter-relacionamentos (setas na figura) há riscos, os quais foram descritos acima. O governo, que celebra o contrato de concessão, tem a ele vinculado dois tipos de risco, o risco país (ato do príncipe) e o regulatório. O regulador, quando não é próprio governo, tem influência sobre o risco setorial ou regulatório.

Os financiadores, que emprestam recursos de terceiros e cobram juros sobre tais empréstimos, estão interessados nos efeitos de todos os riscos sobre o retorno do capital financiado. O recebimento dos juros, juntamente com as amortizações, depende das receitas do projeto. Da mesma forma, os acionistas, que colocam seus recursos próprios no projeto, também têm seus retornos (dividendos) vinculados aos resultados do empreendimento. O prestador de serviços de engenharia e construção, por outro lado, tem sua receita vinculada ao fluxo de financiamento do projeto, exceto quando tal prestador de serviço é acionista do empreendimento. Por último, o consumidor, que paga uma tarifa pelo serviço que lhe é prestado e é para quem é alocado os custos vinculados à realização do projeto, o que incorpora os riscos correspondentes.

Figura 1. Caso clássico de estruturação de uma PPP.



Fonte: adaptado de borges e neves (2005)

2.3. O uso de um conceito restrito

No estudo em que a área técnica da Câmara dos Deputados (Ribeiro e Araújo, 2004) discute os termos do Projeto de Lei que resultou na Lei nº 11.079/04, o conceito de PPP é, em princípio, entendido de forma ampla, mas logo se verifica que sua aplicação, relativamente ao conceito anterior, é bem restrita. Ali, as PPPs consistiriam “em uma modalidade de contratação em que os entes públicos e as organizações privadas, *mediante compartilhamento de riscos* e com *financiamento obtido pelo setor privado*, assumem a realização de serviços ou empreendimentos públicos” (Ribeiro e Araújo, 2004; p. 1).

Na realidade, a Lei 11.079/04 estabelece, em seu artigo 2º, o seguinte:

“Art. 2º Parceria público-privada é o contrato administrativo de concessão, na modalidade patrocinada ou administrativa.

§ 1º Concessão patrocinada é a concessão de serviços públicos ou de obras públicas de que trata a Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, quando envolver, adicionalmente à tarifa cobrada dos usuários, contraprestação pecuniária do parceiro público ao parceiro privado.

.....

§ 3º Não constitui parceria público-privada a concessão comum, assim entendida a concessão (...) de que trata a Lei nº 8.987/05, quando não envolver a contraprestação pecuniária do parceiro público ao parceiro privado.”

No inciso III do art. 5º da mesma lei consta ainda que as cláusulas do contrato de PPP devam também prever “a repartição de riscos entre as partes, inclusive os referentes a caso fortuito, força maior, fato do príncipe e álea econômica extraordinária”.

A interpretação dos dispositivos acima permite deduzir que, de agora em diante, para ser uma PPP, o projeto tem que envolver uma complementação da receita pelo poder público (o empreendimento não se viabiliza com a própria receita do serviço) e, necessariamente, um compartilhamento de riscos e assumindo-se a aleatoriedade de diversos eventos econômicos possíveis de acontecer. Em resumo, uma PPP tal como prevista na nova lei implica na análise de todos os riscos discutidos na seção anterior.

Ao contrário do conceito mais amplo, visto na última seção, a abordagem utilizada na nova Lei 11.079/04, estudada em Ribeiro e Araújo (2004), tem algumas características que tornam bem mais limitado o uso da PPP. Em primeiro lugar, os

riscos devem ser compartilhados entre os entes públicos e privados, enquanto no conceito mais amplo os riscos seriam assumidos pelo participante privado e pelo usuário. Ou seja, ao celebrar um contrato de concessão com (por exemplo) a União, a empresa privada, pelo que consta da lei 8.987/95, saberia que o serviço, concedido através de licitação, seria prestado por sua conta risco. Seriam suas as eventuais diferenças de custos por não ter ajustado de forma apropriada riscos tais como os descritos anteriormente.

No conceito restrito, que está vinculado à Lei 11.079/04, a entidade pública também estaria sujeita a riscos, o que torna a forma de avaliar e alocar esses riscos uma atribuição que deve ser executada a partir da percepção do público e do privado. Tendo em vista que a busca do financiamento é responsabilidade do parceiro privado, de quem seria também a obrigação de cumprir os compromissos com os financiadores, a inclusão do parceiro público na divisão dos riscos torna tanto a avaliação como a distribuição dos riscos uma tarefa ainda mais complexa¹⁰.

Como tem que complementar (contraprestação pecuniária) a receita da prestação do serviço, o poder público precisa, pelo menos, estar certo de que a avaliação e a distribuição dos riscos feitas pelo investidor privado está correta.

Onde quer que venha sendo aplicada, a PPP tem como principal característica a possibilidade do(s) investidor (es) privado(s) ficar (em) responsáveis pelos riscos, tendo os mesmos a liberdade para alocar tais riscos em seus custos/preços, dado que o negócio é por sua conta e risco. Na medida em que a entidade pública participante é também obrigada a participar da repartição dos riscos, três são as possíveis conseqüências: (1) a avaliação de riscos pode ser diferente para o investidor privado e a entidade pública; (2) a avaliação dos riscos por parte do ente público deveria ser precedida do cumprimento de uma série de normas (Ribeiro e Araújo, 2004), como, no caso brasileiro, uma aprovação do Tribunal de Contas (da União dos Estados ou do Município), o que tende retardar o processo de análise; e (3) a flexibilidade que teria o investidor privado na

¹⁰ Segundo Finnerty (1999) e Borges e Farias (2005), entre a elaboração de um projeto e a captação dos recursos financeiros na modalidade de *project finance* tem-se a duração média de 18 meses, e a etapa mais intensiva em tempo e esforço de negociação entre os parceiros é exatamente a alocação dos riscos de acordo com os custos percebidos pelas partes envolvidas. Na medida em que o parceiro público é também responsável pelos custos, ainda que não pelo financiamento do empreendimento, tal prazo pode ser ainda maior.

alocação dos riscos e, em razão disso, em captar rapidamente os recursos financeiros, deixaria de existir ou seria limitada, o que reduz uma importante vantagem da contratação por meio da PPP.

Portanto, nessa segunda maneira de apresentar o conceito de PPP, a análise e alocação dos riscos entre as partes envolvidas continua sendo um elemento fundamental. Porém, em razão das exigências do poder público também ser incorporado na alocação, tal tarefa torna-se ainda mais complexa. Na verdade, a entrada de um investidor privado em um projeto, de PPP ou não, é função, dentre outros aspectos, dos riscos associados ou, em outras palavras, da possibilidade dos custos correspondentes a esses riscos serem incorporados na sua taxa mínima de retorno exigida (Camacho, 2004).

Independentemente da abrangência conceitual da PPP (quer seja o sentido mais amplo, utilizado até a publicação da Lei 11.070/04, ou sentido restrito, a ser utilizado a partir de tal lei), um dado projeto que procure atrair capitais privados deve contemplar duas características essenciais: (1) deve ser capaz de ser financiado com a receita decorrente da operação do projeto, o que implica uma taxa de retorno que permita recuperar os recursos próprios e de terceiros investidos; ou, caso isso não seja possível (2) deve ficar claro e devidamente quantificado o montante de recursos a ser aportado pelo Estado e a fonte da receita orçamentária que será utilizada para esse fim.

É exatamente neste segundo ponto que residem às dificuldades de programar uma PPP na modalidade prevista na Lei 11.079/04. A quantificação do montante de recursos e a identificação das fontes de receitas orçamentárias são tarefas difíceis, mas que podem ser executadas até com certa rapidez. Todavia, não há como se assegurar a priori que tais recursos serão aportados em tempo hábil.

Na verdade, o poder público até procura incluir no orçamento anual as despesas com a complementação pecuniária. A receita orçamentária, por sua vez, depende da receita com tributos e impostos, o que acrescenta ao projeto dois tipos de riscos¹¹: (a) **risco orçamentário**: como o orçamento é anual, deve ser aprovado pelo legislativo

¹¹ A caracterização desses dois tipos de risco não foi encontrada na bibliografia pesquisada, muito provavelmente porque o tema (PPP no sentido restrito) seja bem recente.

(federal, estadual ou municipal) e, por isso, tem um forte conteúdo político, o parceiro privado corre o risco de, no legislativo, a inclusão da contraprestação pecuniária não ser bem sucedida; e (b) **risco receita de tributos e impostos**: mesmo que a inclusão da contraprestação pecuniária no orçamento seja bem sucedida, a complementação da receita do projeto pelo poder público estaria na dependência da receita com impostos e tributos, que seria função do desempenho da economia como um todo.

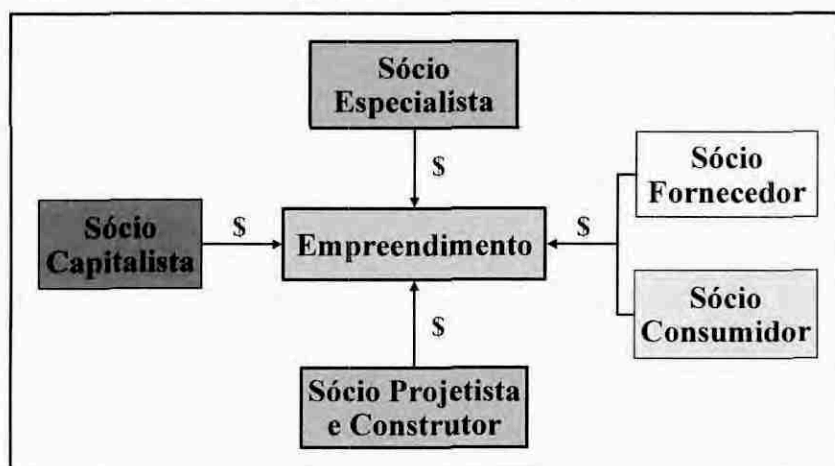
Logo, o contingenciamento de recursos orçamentários e a mudança de prioridade por parte dos governos são os grandes obstáculos para isso. Dessa forma, a parte privada da parceria tende a quantificar um volume de riscos (e custos) maior do que aquele que seria adequado caso não houvesse o risco de não ser atendida a premissa básica do aporte de recursos por parte do parceiro público. Na verdade, o não atendimento dessa premissa básica pode inviabilizar o projeto após sua implementação (total ou parcial), ficando a parte privada com o risco de não recuperar os investimentos realizados (tal como no exemplo já descrito da SC-401).

2.4. A constituição da empresa de propósito específico.

Dado que uma PPP tem que estabelecer-se sob a forma de uma empresa de propósito específico (EPE), a forma de organizar tal empresa (estrutura societária e estrutura organizacional) também deve refletir e, na medida do possível, alocar os riscos que ainda restarem, ou seja, ainda não alocados por algum mecanismo de distribuição de risco (como seguros e contratos de vendas dos serviços). Por essas razões a constituição de EPE não é uma tarefa simples, tomando um bom tempo do total destinado a implantar o projeto.

Normalmente, procura-se incluir na EPE todos aqueles que integralizam capital próprio, que se transforma em sócios acionistas. Entre esses acionistas estão, de forma geral, como mostrado na Figura 2:

Figura 2. Estrutura tradicional de uma SPE



Fonte: Bonomi e Malvessi (2002)

- (a) O **especialista na operação do projeto**. Por exemplo, se o projeto é de uma usina hidrelétrica, entre os sócios é prudente que se tenha uma empresa com experiência na operação e manutenção desse tipo de empreendimento;
- (b) O **principal provedor de recursos financeiros sob a forma capital próprio** (sócio capitalista). Um bom exemplo desse tipo de acionista são os fundos de pensão, que possuem interesse em participar de projetos cuja rentabilidade seja segura e de longo prazo;
- (c) O **especialista em projeto, construção e montagem** do empreendimento, o que se chama de empresa de engenharia, projeto e construção (EPC). São firmas que têm razoáveis experiências com a implantação do empreendimento propriamente dito. É por essa razão que os grandes projetos de PPP têm sempre uma grande empresa de engenharia e construção;
- (d) O(s) **fornecedor (es) de insumos**. Não é tão normal quanto nos três casos acima, mas há situações em que é interessante ter como sócio do negócio os fornecedores de insumos, nesse caso incluindo-se os supridores de equipamentos e de combustível, quando é necessário o uso de gás natural, óleo diesel etc.;
- (e) Os **principais usuários ou consumidores**. É um caso bem presente no Brasil, especialmente no setor elétrico, pois grande parte dos

sócios de usinas implantadas sob a forma de PPP é também um grande consumidor de energia elétrica¹².

A estruturação da PPP com os participantes destacados acima, apresenta algumas vantagens importantes. Em primeiro lugar, se entre os sócios existem especialistas no negócio, fornecedores de recursos financeiros e outros fornecedores, o montante de riscos, avaliado pelos financiadores do projeto, tende a ser menor, dado que a própria presença desses sócios cria uma boa imagem organizacional do empreendimento (Bonomi e Malvessi, 2002).

Em segundo lugar, uma das etapas mais intensivas em tempo para a viabilização do projeto consiste na busca de compradores (consumidores ou usuários) para o produto ou serviço objeto do empreendimento¹³. Quando se trata, por exemplo, de uma usina hidrelétrica ou termelétrica, a viabilização do negócio ocorre com a venda de energia através de contratos de longo prazo, que são dados como garantias para as instituições financiadoras do empreendimento. Portanto, se um ou mais sócios são também os compradores dos serviços, menores são os riscos do negócio e menor é o tempo gasto para a assinatura do contrato de compra e venda de energia, por exemplo¹⁴.

O conjunto de sócios definidos na forma acima (e representados na Figura 2) fornece, para o projeto, como já dito anteriormente, recursos sob tipo de capital próprio e recebem dividendos após o empreendimento entrar em operação comercial.

Convém destacar que a participação (quota) de cada acionista na EPE também depende da estratégia negociada com os financiadores para a minimização dos riscos (Borges e Faria, 2003 e Borges e Neves, 2005). Assim, em alguns casos é possível que, dependendo das condições econômicas e financeiras do sócio especialista, que o mesmo

¹² Este caso é visto com mais detalhe no capítulo seguinte, quando será analisada a PPP para a usina hidrelétrica de Machadinho.

¹³ Exceto no caso de empreendimentos cuja demanda não é involuntária, como no caso de rodovias, pois os usuários devem usá-las para se dirigirem de um lugar para outro. Nas rodovias (ou nos empreendimentos de saneamento público), a relação entre usuários e empreendedor não é efetivada através de um contrato, mas sim por intermédio de regras estabelecidas pelo poder concedente ou pelo regulador.

¹⁴ No próximo capítulo é mostrado que a venda de energia pode ocorrer também em um mercado de curto prazo, ou mercado *spot*, cujo preço é bastante volátil, motivo pelo qual não é aconselhado pelos financiadores das PPP's, que preferem contratos de longos prazos.

tenha uma participação acionária maior do que o sócio capitalista, ao contrário do que se esperaria para os casos ditos normais (Faria, 2003). Isso resulta do fato de que, em atividades muito complexas, como a geração de energia elétrica, que requer grandes conhecimentos do negócio, um maior comprometimento acionário da entidade que vai operar o empreendimento tende a minimizar os riscos comercial e financeiro, definidos na seção 2.1 acima.

2.5. Conclusão do capítulo

Foi visto neste capítulo que o arcabouço regulatório atual (pós-Lei 11.079/04) para o uso das parcerias público-privadas pode ser enquadrado como do tipo restrito, ou seja, que não permite a aplicação da cooperação entre o público e o privado sem a necessidade de complementação pecuniária da receita do projeto. Por outro lado, o modelo de PPP anterior, modelo amplo, permitia diferentes tipos de associações entre o público e o privado e não somente aquelas em que a viabilidade do projeto depende de uma complementação financeira de governos específicos.

Verificamos, ainda, que, de maneira geral, a PPP tem diferentes tipos de riscos que devem ser avaliados (quantificados) e alocados e que tais riscos podem ser avaliados em função do tipo de parceria que está sendo implementado, ou seja, se o amplo ou o restrito, dado que a avaliação dos governos quanto aos riscos pode não ser a mesma do parceiro privado.

Foi visto, finalmente, que a estruturação de uma empresa de propósito específico para a operação do projeto é a forma mais indicada para esquematizar uma PPP. Além disso, a participação acionária dos sócios é também uma maneira interessante de alocar os riscos, dado que mostra, através da distribuição das quotas, as responsabilidades das partes envolvidas, priorizando suas respectivas especialidades.

3. O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO¹⁵

3.1. Considerações iniciais

Em quase todos os países desenvolvidos ou em desenvolvimento o setor de energia elétrica (ou setor elétrico) tem passado por importantes mudanças desde o final dos anos 80. As mudanças foram mais profundas na Inglaterra, na Espanha, na Noruega e demais países nórdicos, em vários estados dos Estados Unidos, na Argentina e no Chile, e um pouco menos no Brasil, na Alemanha e na França (Santana, 2004).

A característica básica das mudanças consistiu na introdução da competição onde fosse possível, por exemplo, nos segmentos de geração e comercialização (Santana e Oliveira, 1998; Vinhaes, 1999). Sendo assim, as formas de comercializar a energia e os riscos correspondentes merecem ser analisados para que se tenha de forma mais detalhada a formulação de um modelo de PPP para o setor elétrico brasileiro. Este capítulo visa descrever as principais características do setor elétrico brasileiro, destacando-se os aspectos relacionados aos modelos de operação e comercialização da energia.

3.2. Algumas características gerais do setor elétrico

O setor elétrico brasileiro (SEB), sob o ponto de vista das fontes de geração, é predominantemente hidráulico (mais de 90% da capacidade de geração, conforme pode ser verificado nos *sites* www.aneel.gov.br e www.ons.org.br). A maior parte da energia produzida vem de usinas hidrelétricas, as quais estão localizadas em diversas regiões do país. Tais regiões são denominadas de submercados, que existem em número de quatro: os submercados Sul, Sudeste mais Centro Oeste, Nordeste e Norte.

As usinas hidrelétricas em geral estão longe dos centros de consumo, razão pela qual a interligação das mesmas com a carga (ou consumo) ocorre através de grandes linhas de transmissão. Importante destacar que a seqüência de construção das usinas

¹⁵ Este capítulo foi elaborado com base em um referencial bibliográfico que está centrado em Gomes (1997), Oliveira (1998), Santana e Oliveira (1999), Vinhaes (1999) e Almeida (2005).

obedece à lógica dos custos marginais de longo prazo, o que resulta em que primeiro são construídas as usinas mais baratas e por último, as de maiores custos.

As usinas termelétricas, por outro lado, normalmente estão muito próximas dos locais de consumo, o que resulta em menores custos para interligar essas usinas aos consumidores (Almeida, 2005). Este é um dos motivos utilizados pelos defensores das termelétricas para mostrar suas vantagens, ou seja, de redução dos custos de transmissão. Observe-se que como essas mesmas usinas estão próximas dos centros de consumo, as perdas de transmissão também são menores do que no caso das usinas hidrelétricas, que, como já descrito acima, estão distantes dos pontos de consumo (Vinhaes, 1999).

Outra característica importante do setor elétrico brasileiro é que cerca de 25% do consumo de energia da região sudeste, que é responsável por aproximadamente 2/3 do consumo total do Brasil, são atendidos por usina binacional, no caso a Itaipu.

Até a metade da década de 90 quase 100% do serviço de energia elétrica era prestado por empresas estatais, algumas sob controle federal (normalmente as empresas de geração), outras de controle estadual (em geral as distribuidoras) e algumas poucas controladas pelos municípios (quase sempre distribuidoras). Desde então, o SEB, a exemplo do que aconteceu na Inglaterra e na Argentina, passou por um intenso programa de privatizações, a ponto de, atualmente, cerca de 70% do serviço de distribuição já ser prestado por empresas privadas (Almeida, 2005).

No segmento de geração, por outro lado, apenas pouco mais de 25% da oferta foi privatizada (Almeida, 2005). Porém, as novas usinas (que entraram em operação a partir do ano 2000) são de propriedade privada ou tem maior participação de capitais privados, como é o caso da UHE de Machadinho, objeto desta monografia.

As privatizações não foram as únicas mudanças que ocorreram no SEB. Antes mesmo de começarem as privatizações o setor passou por importante modificação no que se refere ao acompanhamento (ou controle) econômico dos serviços. Até 1993, o serviço era do tipo remuneração garantida (ou custo do serviço), situação em que a União garantia aos prestadores de serviço (geradoras e distribuidoras) uma taxa de

remuneração dos ativos em serviço limitada a 12% ao ano. A partir de março desse mesmo ano, com a edição da Lei 8.631/93, o serviço passou a ser do tipo preço garantido, evoluindo em seguida para o sistema chamado de teto de preço ou *price-cap*.

Gomes (1997) e Oliveira (1998), principalmente o segundo autor, apontam as desvantagens do método antigo. A mais importante delas é em termos da eficiência. Segundo tais autores, se a remuneração é garantida e limitada a um determinado valor, as empresas não têm o menor incentivo para reduzirem custos, tendo em vista que todo o custo é remunerado e tal remuneração está relacionada com os investimentos. Ou seja,

$$r = \frac{LO}{IS} \quad (3.1)$$

$$r \leq \alpha \quad (3.2)$$

onde r é a taxa de remuneração garantida, LO é o lucro operacional da concessionária, IS é o montante de investimentos em serviço e α é o valor limite da taxa de remuneração. Qualquer custo que resulte em uma taxa de remuneração que esteja dentro do limite é repassado para os consumidores.

Portanto, como a remuneração (r) é limitada a 12% (α) ao ano e o que interessa a empresa é o aumento do lucro, uma forma de fazer isso e obedecer ao limite de remuneração implica em aumentar o denominador da equação (3.1), ou seja, o valor dos investimentos em serviço. Isso implica em investimentos desnecessários, que é um sério problema de ineficiência nas decisões, dado que os custos unitários da expansão nada teriam a ver com os custos marginais. Esta, segundo Gomes (1997) e Oliveira (1998), é a segunda grande desvantagem.

No modelo de regulação que é chamado de preço garantido, as concessionárias encaminhavam ao poder concedente (o antigo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE) uma proposta de preço, devidamente fundamentada, a qual era avaliada e acatada completamente, parcialmente ou até mesmo não acatada por aquele departamento. Se acatada, que é o caso que interessa, o valor do preço resultante, independentemente da rentabilidade dos ativos dele decorrente, era mantido durante a vigência do contrato de concessão, com as devidas atualizações monetárias (Gomes, 1997).

A evolução seguinte do modelo de regulação consistiu no uso do sistema preço-teto (*price-cap*), adotado originalmente no Reino Unido a partir do início dos anos 90 (Gomes, 1997). Por tal método de regulação econômica, cujo princípio básico também é o preço garantido, e não a remuneração, a cada horizonte de tempo (em geral, quatro anos) previsto no contrato de concessão, os preços cobrados aos consumidores são revisados, considerando uma atualização monetária por determinado índice de inflação (IPCA, por exemplo) e subtraindo-se um determinado índice produtividade. É por isso que a equação básica do sistema preço-teto é dada por:

$$P_z = P_0 (IPCA - Y) \quad (3.3)$$

onde P_z é o preço a ser aplicado em cada um dos anos (z) durante o período pós-revisão, P_0 é o preço do ano anterior e Y é o índice de produtividade calculado para o período anterior ao da revisão.

Por tal método, as distribuidoras têm um razoável incentivo para reduzir custos, pois, no período anterior à revisão, todo o ganho de produtividade é do acionista. A desvantagem do método é que o mesmo é muito vulnerável à assimetria de informações e não há consenso quanto à determinação do índice de produtividade a ser utilizado (Gomes, 1997 e Santana, 2002).

Com a Lei 8.987, de 1995, também chamada de “lei de concessões”, as novas concessões (especialmente de usinas e linhas de transmissão) passaram a ser concedidas através de licitações, tal como previa o art 175 da Constituição Federal de 1988. Também em 1995 foram criadas, através da Lei 9.074, de julho de 1995, as figuras do produtor independente de energia (PIE) e dos consumidores livres, isto é, aqueles consumidores que podem escolher de quem comprar a energia que lhe está sendo fornecida.

O PIE e os consumidores livres são entidades criadas no Reino Unido, com as mudanças do final dos anos 80, sendo elementos importantes para o incentivo à competição. O produtor independente é um agente de geração, que ao investir por sua conta e risco, pode comercializar a totalidade ou o excedente da energia que é produzida por sua usina ou por seu conjunto de usinas. Portanto, o produtor independente, ao

contrário dos concessionários de serviço público de geração antigos, não teria qualquer direito a preço garantido, devendo negociar livremente a venda de sua energia.

O consumidor livre, por sua vez, são aqueles consumidores que, atendidas algumas condições (demanda maior que três MW¹⁶ e ligados à rede de transmissão ou distribuição em qualquer tensão de fornecimento), podem escolher seu fornecedor de energia, que não necessariamente seria aquela distribuidora onde o mesmo está conectado. Na verdade o consumidor livre pode comprar energia até mesmo de um produtor independente de energia.

Essa liberdade de escolha, que visa estimular a competição, só tornou-se possível no Brasil porque a Lei 9.074/95 também determinou o livre acesso de todos os agentes às redes de transmissão e distribuição. Na prática, tal como descrito em Oliveira (1998) e em Santana e Oliveira (1999), o setor elétrico pode ser configurado como uma indústria em rede, em que a produção total depende das interfaces entre cada elo da cadeia de ativos (geração, transmissão, distribuição e comercialização). As redes (transmissão e distribuição), neste caso, seriam os elos de interligação entre a carga e as fontes de geração. Por isso, o livre acesso à rede é essencial para a livre escolha por parte dos consumidores.

3.3. As reestruturações recentes, incluindo o caso do SEB.

No decorrer dos anos 80, durante o governo Thatcher na Inglaterra, passou a ganhar corpo às discussões em torno da reestruturação do setor elétrico. A premissa básica era a privatização, mas entendia-se que não seria prudente a privatização de grandes monopólios, como existia na Inglaterra na Argentina e no Brasil (Oliveira, 1998).

Desse modo, buscou-se a formulação de um modelo que incentivasse a eficiência através da competição, aproveitando-se de diversas características do setor, como, por exemplo, o livre acesso de vendedores e compradores às redes. Discutia-se na

¹⁶ Na Inglaterra e na Noruega qualquer consumidor, inclusive os residenciais, pode escolher de quem comprar energia. Na Argentina e no Chile, as exigências de carga mínima são de 30 kW e 0,5 MW, respectivamente.

época quatro modelos básicos, os quais são descritos em Santana e Oliveira (1999) e com mais detalhe em Almeida (2005).

3.3.1. O modelo 1 – Monopólio Verticalizado.

Se a premissa básica era a competição, a mesma poderia ser alcançada de diversas maneiras, ou seja, com a estruturação do setor em diferentes formas. Como pode ser verificado em Almeida (2005), são quatro as formas (ou modelos) de estruturar o setor elétrico, ainda que apenas três delas tenham como foco a competição. O primeiro modelo, ou *modelo 1*, consiste em um monopólio verticalizado, pois só uma empresa seria responsável pela geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. É o modelo que muito se aproxima do caso francês, onde a EdF é a entidade que atua nos quatro segmentos da cadeia de produção de energia.

Uma variante desse modelo era o aplicado no Brasil até meados dos anos 90. Embora nem todas as atividades fossem executadas por uma só empresa, quase 95% das atividades eram exercidas por empresas estatais, algumas totalmente verticalizadas, como a CEMIG, COPEL e a CEEE, e havia uma coordenação central dos planejamentos da expansão e da operação do sistema, que era exercida pela Eletrobrás, que controlava grandes empresas de geração e participava acionariamente de quase todas as outras empresas controladas por governos estaduais.

A principal crítica a esse modelo é que o mesmo não estimulava a eficiência, dado que o monopolista, estatal ou privado, não teria maiores incentivos à redução de seus custos de expansão e de operação. Normalmente utiliza-se, como forma de regulação econômica, a remuneração garantida, com as dificuldades já destacadas na seção anterior. Sua principal vantagem é que, como as empresas são verticalizadas e há uma coordenação central do planejamento, os custos de negociação de contratos praticamente não existem.

3.3.2. O modelo 2 – Modelo do Comprador Único.

O *modelo 2*, muito bem descrito em Santana e Oliveira (1999) e Almeida (2005), consiste no que também se chama de “modelo do comprador único”¹⁷. No caso, uma só empresa compra, através de um processo competitivo, toda a energia gerada no sistema e revende para as distribuidoras e todas as outras organizações que atendem a consumidores finais, incluindo nos custos de compra os custos de transmissão e uma margem de lucro.

O comprador único (CN) pode ser também o dono e o operador do sistema de transmissão, tendo em vista que a minimização do custo da energia comprada depende também da forma de operar o sistema, isto é, de como será feito o uso do sistema pelas usinas para atender à carga. Na verdade, o CN assina contratos em que a usina¹⁸ U_i , por exemplo, se compromete a vender X MWh de energia por ano durante a vigência do contrato. O somatório da energia comprada das diferentes usinas compõe a oferta que deve ser a cada instante (t) igual à demanda (D_t). Ou seja,

$$\sum_{i=1}^N U_i = D_t; \forall t \quad (3.4)$$

Ocorre que é praticamente impossível o consumo de energia ser, a cada instante igual à demanda contratada, bem como, em razão do atendimento de determinadas leis da física, dificilmente uma determinada usina estaria produzindo aquilo que lhe foi contratado¹⁹. Isso faz com que o volume de energia produzida por uma dada usina não depende unicamente de suas decisões, dado que a operação ótima do sistema é realizada por uma outra entidade.

¹⁷ Tal modelo é representação prática do que na microeconomia se chama de monopsonio.

¹⁸ Para esse efeito, os termos “usina” e “empresas de geração” possuem os mesmos significados neste trabalho.

¹⁹ A energia elétrica, conforme consta em Santana e Oliveira (1999), tem seu fluxo determinado na proporção inversa da impedância da rede. Ou seja, se há um congestionamento na transmissão (que eleva a impedância) possivelmente uma determinada usina não poderia produzir, ou produziria a menor, mesmo não sendo tal restrição um problema seu.

A crítica que é feita ao *modelo 2* é que o mesmo implica em um excesso de poder na mão do comprador único e a enorme capacidade financeira que deve ter tal empresa para garantir o fiel pagamento de toda a energia comprada (Almeida, 2005). No Brasil, excluindo-se o que se compra de Itaipu, o total da energia comprada corresponde a cerca de R\$ 15 bilhões ao ano. (informação disponível [site www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)). Como toda essa energia é revendida, o comprador único deve assegurar-se de que não haverá inadimplência por parte de seus supridos, do contrário terá enorme dificuldades para cumprir seus compromissos com as usinas.

A principal vantagem do modelo é que, em razão da competição entre as usinas, que só dispõem de uma empresa para quem vender a energia que devem produzir, os custos da energia comprada tendem a ser minimizados (Santana e Oliveira, 1999).

3.3.3. O modelo 3 – Competição no Atacado.

O *modelo 3*, também denominado de modelo de “competição no atacado”, tem como característica fundamental a livre negociação entre geradoras e distribuidoras para a compra e venda de energia. Ou seja, como é livre o acesso às redes de transmissão e distribuição, as usinas competem entre si para a venda de energia para as distribuidoras. Os vencedores dessa competição celebram contratos de venda de energia, com montantes, preços e prazos livremente negociados.

Como já afirmado para o *modelo 2*, a demanda, em tempo real, raramente ocorre tal como contratado, o mesmo acontecendo com a oferta. Neste contexto, existe sempre uma diferença entre o contratado e o realizado, o que requer a criação de mecanismos para comercializar essas diferenças. Esses mecanismos é que se denomina no setor elétrico de “mercado *spot*” (Santana, 2004).

No caso do *modelo 2*, a operação do sistema pode ser realizada pelo CN, dado que tal entidade é também a responsável por adquirir a energia ao menor custo. Neste caso, não importa ao CN se a energia que está recebendo vem da usina U_1 ou U_2 , mas sim que o suprimento seja feito ao menor custo. Em tal situação a receita das respectivas usinas não seria afetada com o montante de energia gerado, pois o valor gerado em tempo real dependeu de decisões do CN e não de cada uma das usinas.

No *modelo 3*, no entanto, cada usina vende energia para diferentes compradores (e não para o CN) com quem possui contrato. Assim, como a produção de uma usina, em tempo real, não depende apenas de sua vontade própria, então a coordenação da operação do sistema deve ser exercida por uma entidade independente (operador independente do sistema), que no Brasil é chamada de Operador Nacional do Sistema (ONS), que planeja a operação e realiza o despacho²⁰ das usinas.

O despacho das usinas pode ser determinado de duas formas (Santana, 2004 e Almeida, 2005): considerando os preços que cada usina exige para produzir energia ou com base em modelo de otimização que leva em conta os custos de cada usina e outras condições elétricas (situação das redes de transmissão) e energéticas (regime hidrológico, oferta de combustível etc.).

No primeiro caso, dada a demanda a cada instante, o operador do sistema constrói a curva de oferta ordenando as usinas na ordem crescente de seus preços. Desse modo, o preço oferecido pela última usina utilizada para atender à demanda representa o custo marginal de curto prazo e passa a ser o valor a ser recebido pelas usinas que são despachadas.

No segundo caso, o custo marginal de curto prazo é calculado pelo modelo de otimização utilizado pelo operador do sistema, com base em informações e em decisões que são de sua responsabilidade. Esse custo marginal também representa o preço *spot*, tal como no primeiro caso. Este segundo formato de cálculo do preço *spot* é o que é utilizado no Brasil desde 1998. O primeiro formato é utilizado em quase todos os países que passaram a adotar a competição como o principal mecanismo de busca de eficiência (Santana, 2004 e Almeida, 2005).

Assim, se a usina U_1 tem um contrato de 100 MWh, seu comprador consome o que foi contratado, mas só é despachada em 90 MWh, então essa diferença ela estaria

²⁰ Denomina-se de despacho ao ato do operador que resulta no montante de energia que cada usina deve produzir durante um determinado tempo para atender instantaneamente à carga.

comprando ao preço *spot*, no mercado *spot*²¹, calculado de uma das duas formas acima. Se, por outro lado, a distribuidora contrata 100 MWh mas consome 110 MWh, a diferença entre o contratado e o consumido ela deve comprar no mercado *spot* e pagar o preço que estiver em vigor naquela hora, dia, semana ou mês²² (Santana, 2004). Naturalmente, se as diferenças forem favoráveis à usina e a distribuidora, nesse exemplo, seriam vendedoras ao preço *spot*.

Nas situações acima as empresas (vendedoras ou compradoras) incorrem em riscos ao ficarem expostas negativamente (com déficit em relação ao contrato) ou podem obter vantagens ao ficarem expostas positivamente (com sobras em relação ao contrato). O preço *spot*, em geral, é muito volátil, dependendo do preço do combustível nos sistemas de base térmica (Reino Unido) e do regime hidrológico nos sistemas que tem predominância de hidrelétricas, como no Brasil. Em razão disso, mais do que 95% da energia elétrica consumida é comercializada por meio de contratos de longo prazo (Santana, 2004).

Desse mercado atacadista podem também participar os consumidores que têm liberdade para escolher de quem deseja comprar sua energia, ou seja, os consumidores livres. No Brasil, até agosto de 2004, quando foi publicada a Medida Provisória 144/2004, o modelo utilizado era muito semelhante ao *modelo 3*, inclusive quanto à participação dos consumidores livres.

A crítica mais relevante a este modelo é que os incentivos à expansão do parque gerador são fortemente dependentes dos custos marginais de curto prazo (preço *spot*), que é bastante volátil, como vimos acima. Logo, se durante um longo tempo há, por exemplo, um regime hidrológico muito favorável, os custos marginais são muito baixos, não estimulando novos investimentos.

Quando ocorre o contrário, os preços são altos e pode haver um excedente de oferta de energia, como aconteceu na Califórnia após o racionamento do ano 2000.

²¹ O mercado *spot*, quando a venda é direta das usinas, para distribuidoras ou consumidores livres, é também chamado de “mercado atacadista de energia”, denominação mais utilizada no Brasil e na Argentina.

²² O preço *spot* pode ser horário (Inglaterra, Noruega e outros), diário (Argentina), semanal (Brasil, atualmente) ou mensal (Brasil até julho de 2003).

A outra crítica importante é que o preço *spot* tende a ser influenciado pelo poder de mercado de alguns geradores, como aconteceu na Inglaterra, até março de 2001, em que mais de 75% da oferta estava sob o domínio de duas únicas empresas (Santana, 2004).

3.3.4. O modelo 4 – Competição no Varejo

A quarta alternativa de estruturação do setor elétrico é o *modelo 4*, ou modelo de competição no varejo. É um modelo muito semelhante ao *modelo 3*, só que todos os consumidores, inclusive os residenciais, podem escolher de quem quer receber energia, podendo até mesmo ficarem expostos ao preço *spot*. Esse tipo de modelo é utilizado, por exemplo, na Inglaterra, Noruega, Espanha e diversos estados dos Estados Unidos. O preço *spot*, no *modelo 4*, é determinado da forma tradicional, ou seja, levando em conta as ofertas de preço de cada uma das usinas, não por um programa de otimização, como no Brasil.

Apesar da vantagem de custos que poderia decorrer da liberdade de escolha por parte dos consumidores, Santana (2004) destaca situações em que em alguns estados norte-americanos, nos quais os consumidores são livres para escolher seu fornecedor, possuem preços maiores do que naqueles em que isso não é possível. Sendo assim, os custos de assegurar tal liberdade de escolha podem ser maiores do que os benefícios.

A vantagem de tal modelo é que a ameaça de substituição do fornecedor (competição potencial) faz com que as empresas distribuidoras e comercializadoras procurem praticar preços próximos dos custos marginais, o que certamente não vem acontecendo em alguns casos, como os mencionados no parágrafo anterior (Vinhaes, 1999).

3.3.5. O modelo brasileiro atual²³

O modelo brasileiro atual é uma combinação entre os *modelos 2, 3 e 4*, sobretudo dos dois primeiros. Existem dois ambientes de contratação, o regulado (ACR) e o livre (ACL). As distribuidoras são obrigadas a contratar 100% de suas respectivas

²³ Muito mais detalhes sobre o modelo brasileiro podem ser encontrados em Almeida (2005).

cargas e fazem isso através de leilões de compra realizados pela ANEEL. Essas compras, que são efetuadas para atender aos consumidores regulados (ou cativos) são realizadas e contabilizadas no ACR.

Os consumidores livres e as comercializadoras realizam suas transações ACL, de uma forma totalmente livre, só que os consumidores livres, a exemplo das distribuidoras, são obrigados a contratar antecipadamente 100% de seus respectivos consumos.

As diferenças entre o contratado e o realizado são liquidadas a um preço *spot* que é calculado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que utiliza o mesmo sistema computacional utilizado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Essa possibilidade de comercialização no mercado atacadista por um preço *spot* aproxima o modelo brasileiro do *modelo 3*. Da mesma forma, como isso é assegurado para uma parte dos consumidores (os livres), isso torna o formato do modelo brasileiro também um pouco semelhante ao *modelo 4*.

Nos leilões de compra para as distribuidoras, a sistemática dos leilões é desenvolvida pela ANEEL, a partir das diretrizes do Ministério de Minas e Energia (MME). Além disso, cada distribuidora informa ao MME o montante de energia que deseja comprar para atender suas cargas, cujo somatório (das cargas) representa a demanda a ser contratada.

Com base em tais informações e dada a sistemática do leilão, as compras são realizadas pela CCEE, sob delegação da ANEEL, mas os contratos de compra de energia são assinados diretamente entre cada distribuidora e as empresas de geração vencedoras do leilão (Almeida, 2005). Portanto, a CCEE, que realiza as compras para todas as distribuidoras, como se fosse um comprador único, apenas as representa nos leilões, o evita as principais limitações vinculadas ao *modelo 2*.

Esses leilões de compra podem envolver energia proveniente de usinas existentes ou de usinas novas, ou seja, que serão ainda construídas. Neste segundo caso, os empreendedores adquirem o direito de celebrar contratos de venda de energia com as distribuidoras, o que é um elemento importante para a garantia de seus projetos de

financiamentos, especialmente se os recursos financeiros são providos sob a forma de *project finance*.

O modelo atual tem três objetivos básicos (a expansão, a segurança do suprimento e a modicidade das tarifas) e tem seu planejamento da expansão centralizado em uma empresa estatal, a Empresa de Planejamento Energético (EPE), pois, tal como vem acontecendo em outros países, os incentivos de mercado não estão sendo suficientes para que o crescimento da capacidade instalada ocorra, pelo menos, no mesmo ritmo do crescimento do consumo de energia (Santana, 2004).

A regulação econômica é definida a partir do sistema de preço teto, como já foi resumido na seção 3.1.

Por último, cabe acrescentar que no modelo brasileiro atual as distribuidoras não podem exercer qualquer atividade relacionada à geração de energia, transmissão ou comercialização com consumidores livres, o que implica na total desverticalização, a exemplo do que acontecia na Inglaterra e na Noruega, por exemplo.

3.4. Conclusão do capítulo

Foi visto neste capítulo que o setor elétrico brasileiro tem passado por importantes mudanças nos últimos anos, tendo saído de uma estrutura estatal, bastante verticalizada, que vigorou até meados dos anos 90, passou para um modelo voltado para o mercado, não tanto como na Inglaterra ou Noruega, mas com grande parte da eficiência sendo alcançada através da competição para a venda para as distribuidoras.

O novo modelo guarda diversas características das estruturas utilizadas nos países mais desenvolvidos e tem um importante foco na expansão da capacidade instalada, o que visa evitar os transtornos por que os submercados Norte, Nordeste e Sudeste-Centro Oeste passaram no racionamento de 2001.

Em tal modelo, as distribuidoras são obrigadas a contratar antecipadamente 100% de suas cargas, o que assegura aos investidores de geração contratos de energia para garantir seus financiamentos.

4. DISCUTINDO A USINA DE MACHADINHO COMO UMA PPP

4.1. Considerações iniciais

Este capítulo tem como principal objetivo a descrição do projeto de PPP na modalidade ampla associada à Usina Hidrelétrica de Machadinho, conforme foi definido no capítulo 1 deste trabalho. O ponto de vista da descrição é o panorama do projeto (implantação e situação atual), considerando os riscos, especialmente os de natureza regulatória, comercial, financeira, de negócio e macroeconômico. As referências aos riscos podem ser efetuadas ao longo do texto, não necessariamente em seções específicas.

4.2. Alguns antecedentes

Como aconteceu com um grande conjunto de usinas hidrelétricas do sistema interligado nacional (SIN), os estudos de inventário relativos à bacia do Rio Uruguai foram realizados no período compreendido entre 1966 e 1969 (Boamar, 2003). A usina hidrelétrica de Machadinho, daqui para frente apenas UHM, fazia parte do Plano Decenal da Expansão de 1984 e tinha como data prevista de entrada em operação 1994. A empresa detentora da concessão original foi a Eletrosul – Centrais Elétricas do Sul do Brasil S/A, na época empresa estatal federal de energia elétrica, que atuava nos segmentos de geração e transmissão²⁴.

Todavia, desde o final dos anos 70 a economia brasileira passou a enfrentar uma séria crise de endividamento, culminando, em 1987, com uma inadimplência de alguns pagamentos, deixando as estatais brasileiras com importantes limitações para fazer empréstimos e financiamentos para a implantação dos novos projetos.

Apesar de todas essas restrições, a Eletrosul conseguiu fazer alguns estudos (de viabilidade técnica e econômica, por exemplo), desenvolveu o projeto básico da usina e dimensionou, ainda que de forma preliminar, os impactos ambientais, apresentando

²⁴ Pouco antes de privatização da Gerasul, que surgiu de uma cisão na antiga Eletrosul, esta última passou a ser apenas uma empresa de transmissão. Com a Lei nº 10.848, de março de 2004, a Eletrosul voltou a ser novamente uma empresa de geração e transmissão de energia elétrica.

também alternativas para equacionamento dos mesmos²⁵. Para isso foram utilizados recursos orçamentários aprovados no congresso nacional.

No decorrer dos anos 90, dado que já era constatada a impossibilidade financeira de a Eletrosul realizar o projeto, começou-se então as discussões para a criação de mecanismos que permitissem a construção da usina com a participação da iniciativa privada. Além disso, já se tinha como certo que o setor passaria por uma reestruturação em um curto espaço de tempo, como de fato aconteceu. O cenário de possível mudança significava um risco regulatório, dado que os novos regulamentos poderiam prejudicar o desempenho comercial do projeto ainda em discussão.

A concessão, como dito acima, pertencia à Eletrosul e, até o início dos anos 90, não havia dispositivos legais que permitissem à empresa detentora da concessão fazer um negócio com a própria concessão. Esse período também coincide com o começo das discussões sobre a reforma do setor elétrico, sendo que a participação de capitais privados foi uma saída apontada para a execução das obras que estavam paralisadas, como era o caso da UHM, da Usina Hidrelétrica de Itá, da Usina Hidrelétrica de Serra da Mesa e outras (Faria, 2003).

Um passo importante nessa direção foi a publicação do Decreto 915, em 6 de setembro de 2003²⁶. O art. 1º do referido decreto autoriza formação de consórcios por empresas com interesse na geração de energia elétrica a ser utilizada nas respectivas unidades consumidoras. Compreende-se deste dispositivo que o consórcio deveria envolver consumidores de energia elétrica, que ao participarem do consórcio se tornariam autoprodutores (produzindo para consumo próprio).

Contudo, o artigo 6º desse mesmo decreto permite também que do consórcio participem concessionárias do serviço público de energia elétrica, o que abriu espaço para distribuidoras e para empresas de geração. A exigência do decreto, para este caso, era que na hipótese de existirem concessionários de serviço público no consórcio, a

²⁵ Há em Boamar (2003) uma boa descrição dos trabalhos que foram realizados para resolver os problemas sócio-ambientais decorrentes da construção da UHM.

²⁶ Nos trabalhos consultados para a realização desta monografia não se verificou qualquer referência a este Decreto, embora o mesmo tenha sido fundamental para a viabilidade do consórcio.

liderança deveria ser de um dos concessionários, dado exigência de experiência na operação de usinas de grande porte.

As exigências descritas nos dois parágrafos anteriores, em lugar de se configurarem em restrições, são na verdade vantagens importantes em termos de minimização dos **riscos**. Como foi verificado no capítulo 2, a formação de uma EPE envolvendo uma empresa com experiência em operação, construção e operação de usinas ou na gestão de sistemas elétricos de grande porte contribui com redução dos **riscos comerciais** e, conseqüentemente, com a redução dos custos do projeto.

Da mesma maneira, se o consórcio tem como um de seus associados um ou mais consumidores de energia, isso também ajuda a minimizar os **riscos comerciais**, tendo em vista que o projeto já teria contratos para garantir seus financiamentos e, por serem sócios do negócio, menores são também as chances de inadimplência, o que minimiza o **risco financeiro**.

O Decreto 915/93 permite ainda que, mesmo a UHM estando localizada no submercado Sul, que a energia a que tem direito o consorciado seja consumida em outro submercado, dado que é assegurado o acesso à rede de transmissão. Observe-se que o decreto acima é anterior à Lei 9.074/05, que assegurou o livre acesso às redes de transmissão e distribuição. Este aspecto (de ter o direito de receber energia em submercado diferente daquele onde fica a usina) tem séria implicação em termos do **risco comercial** e será discutido mais adiante.

Desde o Código de Águas, regulamentado pelo Decreto 41.019, de 1937, todas as usinas são concessões que permanecem sob o controle do concessionário durante o período de concessão, que é de 30 a 35 anos para as usinas hidrelétricas (35 anos para a UHM). Depois desse período, a usina volta para o controle do poder concedente (a União), que indeniza a concessionária através de recursos provenientes de uma conta chamada de Reserva Global de Reversão (RGR), que faz parte da tarifa cobrada dos consumidores finais (Gomes, 1997).

Pela atual Lei de Concessões, que exige licitação para ganho de uma concessão, depois de revertida para a União, a mesma usina só pode ser novamente concedida

através de outra licitação. Pela Constituição Federal de 1988, o serviço de energia elétrica é uma obrigação do poder público, mas pode ser prestado pela iniciativa privada, através de concessões, da forma definida acima. A Lei de Concessões em vigor desde 1995 é uma regulamentação desse dispositivo constitucional.

Se for um serviço público concedido e que após sua operação retorna à União, então a construção de uma usina hidrelétrica com a participação da iniciativa privada pode ser enquadrada como uma PPP, mesmo que o governo não seja sócio da usina. A construção da usina por uma ou mais entidade privada, quando a atribuição seria do poder público já constituiria uma parceria. A entidade privada constrói a usina, opera a mesma durante o período de concessão e depois o empreendimento é revertido ao governo, tal como previsto nas normas atualmente em vigor.

Assim sendo, sob o ponto de vista da legislação a Eletrosul já havia adquirido as condições necessárias para a contratação de um consórcio para a construção da UHM, da mesma forma que outros empreendimentos nas mesmas condições, como a UHE Serra da Mesa e a UHE Itá.

4.3. Estruturação do consorcio e do financiamento.

Em 1996 a Eletrosul realizou a licitação para encontrar parceiros para constituir o empreendimento, que foi vencida pelo consórcio Geam – Grupo de empresas associadas Machadinho, atualmente denominado de Machadinho energética S/A (MAESA), consórcio formado por 11 empresas, destas sete privadas e quatro estatais. Segundo Bonomi e Malvessi (2002), o projeto de construção da UHM deriva de uma concessão compartilhada pelas empresas que constituem a MAESA e a Gerasul (sucessora da Eletrosul). Foi contratada a Unemac – União de Empresas Fornecedoras Machadinho, sendo iniciada as obras de construção da usina em março de 1998.

O investimento de US\$ 1 bilhão durante os cinco anos da obra ficou sob total responsabilidade do consórcio. O consórcio MAESA é na realidade a própria Empresa de Propósito específico (EPE), que de acordo com Pasin e Borges (2003) podem ser formalizadas sob a forma de um consórcio. Para Bonomi e Malvessi (2002) as Empresas de propósito específico “...delimitam com precisão o objeto do

empreendimento, isolando o risco e o retorno de outras atividades dos patrocinadores, compartimentando com muita precisão o risco do investimento, de forma que os investidores, financiadores e demais participantes tenham total dimensão e transparência da operação” (Bonomi e Malvessi, p. 76). Vale ressaltar que a MAESA é uma S/A, que apesar de um custo maior de manutenção, tem um acesso mais fácil ao mercado de capitais, podendo captar recursos através da emissão de Debêntures, que de fato ocorreu neste projeto, como veremos mais adiante.

O referido consórcio, daqui para frente apenas MAESA, tem a seguinte composição acionária²⁷:

Tabela 1. Composição Acionária do Consórcio MAESA

Consoiciado	Participação (%)
Companhia Brasileira de Alumínio	10,88
S.A. Indústrias Votorantim	9,48
Cimento Rio Branco	9,48
Alcoa	23,75
Valesul Alumínio S.A.	8,77
Camargo Corrêa Cimentos	5,58
Inepar	3,48
Celesc	14,64
Copel	5,20
CEEE	5,85
Departamento Municipal de Eletricidade (DME)	2,89
Total	100,00

Fonte: Bonomi e Malvessi (2002)

É um consórcio que tem empresas estatais (Celesc, Copel, CEEE e o DME), que detêm, juntas, 28,58% das ações com direito a voto. A MAESA, porém, participa com 83,06% do total da usina, ficando o restante (16,94%) com a antiga Eletrosul, como forma de recompor todos os custos realizados até então no projeto. Logo, a obtenção da

²⁷ Detalhes importantes sobre as características de cada um dos consorciados podem ser encontrados em Bonomi e Malvessi (2002).

participação de cada consorciado na usina é obtida pelo produto dos percentuais contidos na tabela 1 por 83,06%, obtendo-se os valores dispostos na tabela 2.

Tabela 2. Participação das empresas na usina

Consortiado	Participação (%)
Companhia Brasileira de Alumínio	9,04
S.A. Indústrias Votorantim	7,88
Cimento Rio Branco	7,88
Alcoa	19,72
Valesul Alumínio S.A.	7,28
Camargo Corrêa Cimentos	4,63
Inepar	2,89
Celesc	12,16
Copel	4,32
CEEE	4,86
Departamento Municipal de Eletricidade (DME)	2,40
Eletrosul (Tractebel)	16,94
Total	100,00

Fonte: Bonomi e Malvessi (2002)

Os percentuais da tabela 2, multiplicados pela energia assegurada total da usina, determinam também a participação de cada empresa na energia assegurada da usina, ou seja, o direito de cada uma delas na energia que poderia ser produzida e comercializada. Cada uma das empresas acima, dentro do que estava previsto na legislação vigente no período da licitação e pelo consta atualmente na Lei 8.987/95, recebeu uma concessão com direito de uso de suas parcelas na energia assegurada²⁸.

A tabela acima também serve para explicar porque o projeto era, na época, uma PPP, considerando-se a Lei de Concessões. O percentual de participação da Eletrosul, na época uma estatal, como já descrito neste capítulo, os recursos financeiros que

²⁸ Segundo informações obtidas com técnicos da Tractebel, entre a realização da licitação e a entrada em operação da UHM houve mudanças de participação na usina, dado algumas empresas deixaram de participar do consórcio, como a Inepar. Essa informação, contudo, não está disponível com precisão e nem era importante para o resultado do trabalho.

resultaram no percentual de 16,94% eram orçamentários, ou seja, originados em impostos, o que caracteriza a participação pública. As outras empresas do quadro acima, mesmo que estatais, eram consideradas, para efeitos de uma PPP, como entidades privadas.

A explicação geral, no entanto, é a da Lei de Concessões: como o serviço concedido é construído e operado pela iniciativa privada e depois retorna para o poder concedente (a União, no caso da energia elétrica), então a parceria consistiria em o privado construir, com seus recursos, operar uma atividade que seria obrigação do poder concedente e finalizado o prazo de concessão devolver à esfera pública. Comparativamente à nova lei de PPPs, a situação seria a seguinte:

Tabela 3. Comparação com a Lei atual das PPPs

Aspecto	Nova Lei da PPP	Caso Machadinho
Participação Pública	Recursos orçamentários	Recursos orçamentários gasto nos estudos anteriores
Participação Privada	Empresas consorciadas	Empresas consorciadas
Financiamento	Recursos próprios e financiamentos e recursos orçamentários	Recursos próprios e financiamento
Receita do projeto	Receita com os serviços e suplementação de governos	Somente a Receita com a venda de energia,
Implementação e operação	Pela EPE	Pela EPE
Após o Prazo de Concessão	Retorna ao poder concedente	Retorna ao Poder Concedente

Fonte: elaboração própria.

Os consorciados que também eram consumidores receberam uma concessão para autoprodução, enquanto as distribuidoras e a Eletrosul receberam uma concessão como geradores de serviço público. Após a privatização da parte de geração da antiga Eletrosul, a Tractebel, sucessora de tal empresa, teve a concessão convertida para produção independente, situação em que a prestação do serviço se daria por conta e risco da empresa de geração, tal como previsto na Lei 9.074/95. Dessa forma, o produtor independente Tractebel recebeu uma concessão que dava o direito de tal empresa comercializar 89,6 MW médios (529×0,1694).

Como são os principais acionistas do empreendimento, as entidades privadas, todos grandes consumidores, são também os maiores controladores da usina, com maiores direitos em sua energia assegurada. Segundo informações obtidas em Bonomi e Malvessi (2002) e confirmadas no *site* www.maesa.com.br, três dos acionistas (CBA, S.A Indústrias Votorantim e Cimento Rio Branco) pertencem a um mesmo grupo econômico, o Grupo Votorantim, um dos maiores investidores privados do setor elétrico brasileiro. Tal característica dos investidores privados (grandes consumidores de energia elétrica) talvez mostrasse já em 1996, a preocupação dos mesmos com a escassez de energia, como acabou acontecendo em 2001, quando a UHM ainda não estava concluída.

Outro fator importante é que a usina envolvia, entre seus sócios, alguns interesses divergentes. Os setes grandes consumidores (autoprodutores) tem interesse em obter a energia ao menor custo, recebendo suas parcelas da energia assegurada em seus locais de consumo. As quatro concessionárias, por outro lado, precisam da energia para revender para consumidores finais e, nesta situação, seus sócios consumidores no negócio representariam a redução do mercado potencial para vendas (Bonomi e Malvessi, 2002).

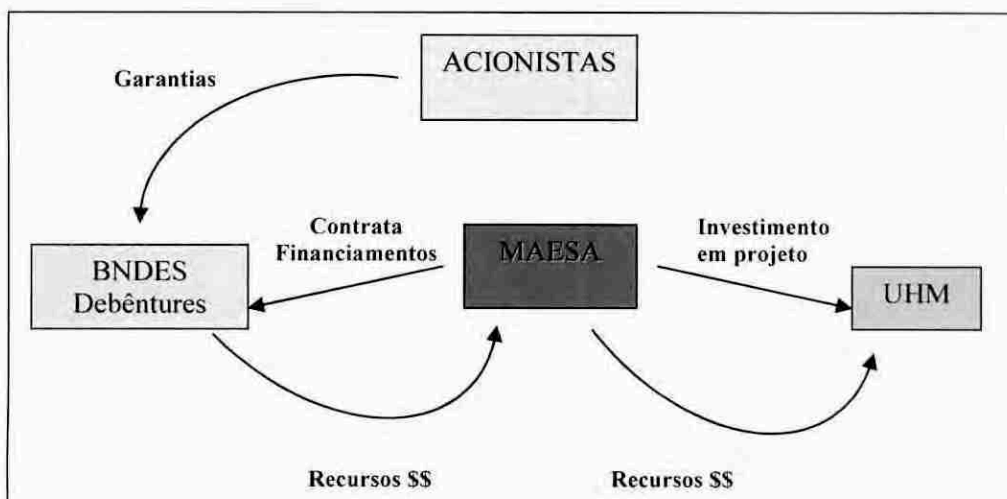
Este fator poderia inviabilizar a realização do empreendimento. Foi necessário construir uma complexa estrutura de governança corporativa, garantindo que os interesses de cada sócio ficassem explícitos, sem que isso interferisse nos propósitos da Empresa de Propósito específico (no caso, a MAESA). O objetivo comum de todos era obter energia elétrica ao menor custo possível.

Uma forma de reduzir o custo da energia produzida foi utilizar uma estrutura contratual de arrendamentos na elaboração dos contratos de fornecimento de energia elétrica, ao invés dos convencionais Power Purchase Agreements (Bonomi e Malvessi, 2002). Embora os contratos de venda de energia sejam as principais garantias de que a UHM gerará recursos suficientes para liquidar os financiamentos, 83% da energia gerada seriam entregues para os próprios sócios autoprodutores, eliminando desta forma a necessidade de contrato de compra e venda de energia. Uma das vantagens de utilizar a estrutura de arrendamentos é a menor carga tributária, uma vez que como não existe

contrato de compra e venda não ocorre a incidência de ICMS (Bonomi e Malvessi, 2002).

Uma particularidade desta PPP é que os sócios autoprodutores, por serem os maiores usuário da energia, foram os fiadores dos contratos que viabilizaram o project finance. Ou seja, as garantias dos contratos partiram dos acionistas da MAESA, e não da EPE, como ocorre em boa parte dos projetos (Bonomi e Malvessi,2002). Desta forma, o devedor perante os agentes financiadores é a EPE MAESA, porém as garantias são dadas pelos acionistas, em particular dos sócios autoprodutores. Isso pode ser visto através da figura 3.

Figura 3. Estrutura Simplificada de Direitos e Obrigações.



Fonte: Elaboração Própria, baseado em Bonomi e Malvessi, 2002

A estrutura de arrendamentos nos contratos de fornecimento de energia dificultou as negociações com agências multilaterais, como o BID, que acabou declinando do empreendimento. Diante disto, o projeto foi todo financiado em Reais (R\$), sendo que 35,7% do total do investimento foram originados de capital próprio disponibilizados pelos acionistas da MAESA. Os 64,3% restantes foram realizados através de financiamentos no mercado local (Bonomi e Malvessi, 2002).

Todos os recursos de terceiros para financiar a UHM foram negociados com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), que correspondeu a aproximadamente 33,1% do custo total do projeto. O valor restante foi obtido através

da emissão de debêntures, com garantia firme de colocação dos bancos privados, e com *put* contra o BNDES. As debêntures foram emitidas com prazo de 12 anos, e custo de CDI + 0,43%. O montante total de debêntures foi de R\$320.000 mil. O custo total (orçado) para a implementação total da usina era de US\$ 1,5 bilhões.

Como todos os *project finance*, foram contratados diversos seguros, contra riscos de engenharia (obras civis, instalação e montagem, atraso na entrega de equipamentos importados e risco no atraso da construção da usina). Esses seguros, em princípio, tendem a aumentar os custos diretos do projeto, mas servem para reduzir os custos do financiamento.

No caso da UHM, foi cobrada a taxa básica de juros para esse tipo de projeto, da seguinte forma: $0,90 \times (\text{TJLP} + 3,5\% \text{ ao ano}) + 0,10 \times (\text{cesta de moedas estrangeiras} + 3,5\% \text{ ao ano})$. Além disso, o prazo de financiamento foi de 12 anos, com prazo de carência de 6 meses após a entrada em operação da usina.

4.4. Abordagem dos riscos após a operação²⁹

A UHM teve os recursos para sua construção captados através de uma estrutura de financiamento típica da modalidade de *project finance*, apesar dos acionistas da MAESA terem sido obrigados pelo financiador a depositar garantias de suas próprias empresas. Em um *project finance*, em que o empreendimento é responsável pela geração de receita para pagamento das dívidas e custos operacionais, é fundamental a análise dos riscos associados.

Foi visto no capítulo 2 que há uma série de riscos vinculados a um empreendimento. Como a usina já foi concluída, a preocupação central desta monografia é com aqueles riscos que ocorrem após o empreendimento entrar em operação comercial, mas se reconhece que muitos desses riscos são determinados também por eventos que aconteceram antes de a usina entrar em operação. Os principais

²⁹ A usina já está em operação comercial desde o primeiro semestre de 2002, tal como previsto originalmente. Sendo assim, não tem muito proveito, atualmente, discutir os riscos que eventualmente poderiam ter acontecido durante a construção, como aqueles vinculados a aspectos geológicos, problemas durante a construção etc.

riscos durante a operação da usina são os riscos macroeconômico, país, regulatório, comercial financeiro e negócio, que são vistos abaixo.

4.4.1. Risco Macroeconômico

A licitação para a contratação de um consórcio para a conclusão das obras da UHM foi realizada em 1996, como mencionado na seção anterior. Naquela época, o país vivia os primeiros dois anos do Plano Real, com a taxa de câmbio em que, na média, US\$ 1,00 = R\$ 1,00. Era uma situação que poderia não se sustentar e muitas discussões já surgiam quanto à necessidade de desvalorização do Real, o que acabou acontecendo em 1999. No final dos anos 90 ocorreu também uma crise cambial nos países que então eram chamados de “tigres asiáticos”, tais como Coreia do Sul, Malásia, Tailândia Hong Kong e outros.

Talvez em razão dessa possibilidade e dados os elevados riscos cambiais que se afiguravam, 100% do financiamento foram obtidos em moedas nacionais, ainda que houvesse uma vinculação de 10% dos custos financeiros a uma cesta de moedas. Portanto, desse ponto de vista pode-se argumentar que o **risco macroeconômico** não afetou os resultados do projeto, pois a desvalorização do Real pouco impactou nos custos da usina.

Da mesma forma, como a taxa de juros do financiamento era fixa, a política de juros elevados adotada pelas autoridades monetárias brasileiras também não afetaram os custos da UHM. Ou seja, a estrutura de financiamento utilizada e sua composição de custos parecem compatíveis com os eventuais riscos associados, dado que o projeto não foi afetado pela crise cambial brasileira de 1999 nem pela política de taxa de juros praticada nos últimos anos.

4.4.2. Risco País e Risco Regulatório

Desde o lançamento do Edital de licitação para contratação do consórcio para construir a UHM o setor elétrico conviveu com dois modelos institucionais e comerciais e, a partir de dezembro de 2004, convive com um terceiro. Todavia, apesar das transições de modelos em tão curto espaço de tempo, verifica-se, através dos

comentários dos próprios técnicos da Tractebel, que em momento algum o projeto foi ameaçado por qualquer ato governamental ou o que se chama de “ato do príncipe”. Além disso, a mudança de governo ocorrida em 2003 não afetou os contratos regulatórios celebrados, indicando que o **risco país** também bastante baixo ou praticamente não existe.

Quanto ao **risco regulatório**, o ambiente de regulação foi bastante tumultuado nos últimos anos, desde 1998, dada a implementação dos dois últimos modelos. No modelo anterior, implantado em 1998, como ficou claro no capítulo anterior, as usinas poderiam negociar livremente as vendas de energia para as distribuidoras e para os consumidores livres. Estava claro também que o Decreto 915/1993 assegurava aos autoprodutores do consórcio o direito de consumir sua energia em qualquer parte do sistema interligado nacional. Essa proteção prevista em tal Decreto foi regulamentada pela ANEEL através da Resolução 290, de agosto de 2000, que aprovava as regras para o mercado competitivo que foi implementado a partir desse ano.

Entretanto, em 2001 três dos quatro submercados brasileiros (Sudeste mais Centro Oeste, Nordeste e Norte) entraram em racionamento, situação em que seus preços *spots* passaram a ser bem maiores do que o preço do Sul, que não estava em racionamento.

Quando existe diferença de preço entre submercados é porque o sistema de transmissão que interliga tais submercados não tem capacidade suficiente para transmitir o excedente de energia do mercado que não está em racionamento para o racionado. Por outro lado, se não há restrição de transmissão os dois submercados podem ser tratados como um só, sendo o preço *spot* igual custo marginal do sistema que tem o menor preço (Santana, 2004).

Quando os preços são diferentes, sendo maior no lugar onde fica a carga e menor no submercado onde se localiza a usina, isso funciona como se o consumidor, por não ter como receber a energia em seu local de consumo, esteja vendendo energia (no Sul,

por exemplo) a um preço menor e comprando (no Sudeste, por exemplo) a um preço bem maior³⁰ (Santana, 2004).

A UHM fica na região Sul e vários de seus sócios autoprodutores estão localizados no Sudeste. Assim, ainda que a usina ainda não estivesse em operação comercial em 2001, era importante verificar se o Decreto 915/93 seria cumprido, tendo em vista que outra usina, a Hidrelétrica de Ita, já estava em operação comercial.

Apesar das discussões que ocorreram, os técnicos da Tractebel com quem conversamos informaram que a norma foi cumprida, o que significa que os autoprodutores do Consórcio Itá receberam suas quotas de energia no submercado em que estão seus pontos de consumo, sem qualquer custo adicional. Foi um grande teste no que se refere ao **risco regulatório**, que se mostrou, neste caso, praticamente inexistente.

Em dezembro de 2004, com a implantação de um novo modelo, que tem algumas características dos **modelos 2, 3 e 4**, verificou-se um novo teste quanto à dimensão do **risco regulatório**. As usinas novas, já em operação, que não tinham sua energia totalmente vendida às distribuidoras ou aos consumidores livres, preferiam vender suas sobras como energia nova, ou seja, valorada ao custo marginal de longo prazo, e não como energia velha, valorada ao custo marginal de curto prazo, que está muito baixo desde o racionamento, dado o elevado volume de sobras (Almeida, 2005).

Houve uma enorme tensão, tendo em vista que, segundo técnicos da Tractebel, a primeira versão da Medida Provisória que circulou no mercado tratava todas as usinas em operação como se fosse energia velha, que só poderiam participar dos leilões de energia provenientes de empreendimentos existentes. No final, o governo cumpriu os atos regulatórios anteriores, dado que foi assegurado às usinas que entraram em operação depois do ano 2000, e cuja energia não estava totalmente contratada, negociar seus saldos nos leilões de energia nova, com possíveis ganhos financeiros. Mais uma vez, o governo deixou claro que os contratos regulatórios não seriam afetados com o novo modelo, o que implica em baixos **riscos regulatórios**.

³⁰ Durante o racionamento, como pode ser verificado no *site* www.ccee.org.br, o preço *spot* no sudeste chegou a R\$ 684/MWh, enquanto no sul foi de no máximo R\$ 25/MWh.

Os técnicos da Tractebel, no entanto, alegam que o simples fato de que o modelo possa ser mudado a cada governo impõem um razoável potencial de **risco regulatório**, ainda que o histórico recente permita afirmar que o governo vem cumprindo seus compromissos contratuais anteriores.

4.4.3. Risco comercial, financeiro e de negócio

Observa-se da seção acima que os **riscos país e regulatórios**, não são representativos no setor elétrico, apesar das mudanças de governo e nos modelos que ocorreram nos últimos anos, mas o último incorpora um potencial de elevação, dadas as mudanças freqüentes de modelo.

Em termos **comerciais**, verifica-se que a UHM entrou em operação (fevereiro de 2002) seis meses antes da data prevista e, apesar de os custos ambientais serem bem maiores do que os previstos (conforme consta em Boamar, 2003), os mesmos não afetaram ou afetam os resultados comerciais do projeto. Na verdade, a energia assegurada da usina foi recalculada em 1997 (conforme informação constante no [site www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)), aumentando os ganhos comerciais para todos os sócios da usina, incluindo a Tractebel.

A partir de agora, a energia assegurada pode ser revista, mas, quando a revisão for para menor a mesma não pode ultrapassar a 5% do valor em vigor, conforme determina o Decreto 2.655, de 1998. Ou seja, mesmo que os atuais 529 MW médios sejam reduzidos, jamais chegará aos 473 MW médios da época da licitação.

Com os riscos macroeconômicos sob controle, ou seja, sem refletir negativamente nos custos do financiamento, e a inflação também sob controle, verifica-se que o fluxo de caixa da usina não vem sofrendo flutuações fora dos padrões, o que significa que, considerando-se seus primeiros três anos, o **risco financeiro** não deve afetar os resultados do projeto, até porque a principal receita da usina vem do arrendamento e é paga pelos próprios acionistas, do que se deduz que o **risco negócio** também não seria relevante.

4.5. Conclusão do capítulo

Foi possível verificar neste capítulo, com base nos documentos analisados de entrevistas não estruturadas com técnicos da Tractebel, que o projeto de implantação da Usina Hidrelétrica de Machadinho pode ser considerado como uma PPP, no seu sentido mais amplo, ou seja, anterior à Lei 11.079/04. Além disso, pode também ser deduzido que o *project finance* foi bem estruturado, dado que os efeitos de alguns riscos, pelo menos até agora, não são relevantes.

Apesar do consócio e o financiamento terem sido estruturados em 1996 e 1997, respectivamente, observa-se que os mecanismos utilizados para a alocação dos riscos estão adequados, tendo em vista que as mudanças recentes não afetaram os custos do projeto, ainda que a frequência de mudanças possa refletir em um risco potencial para o futuro. Convém ressaltar que as mudanças implementadas nos modelos do setor elétrico, olhando-se os quase quatro anos de operação comercial da usina, não impactaram nos custos da usina, mantendo, até agora, os mesmos níveis de risco previstos quando da formulação da PPP, em 1997.

Desse modo, a implementação da usina, a partir de uma PPP entre o poder público e diversos investidores privados, apresentou como principal vantagem o fato dos capitais privados poderem assegurar os recursos necessários para aplicação na usina, dado que a estatal na época responsável pelo projeto não reunia condições financeiras para isso. Sem a participação dos capitais privados, certamente a usina não seria implementada na velocidade de que foi e com os custos alcançados.

5. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Esta monografia tinha como objetivo principal apresentar uma descrição, com base em alguns riscos, de uma PPP para implantação da Usina Hidrelétrica de Machadinho, destacando-se as motivações do projeto e identificação de pontos de aperfeiçoamentos, dados os resultados mais recentes, tendo em vista que a usina já está em operação comercial desde 2002.

Uma das conclusões é que o governo da época tinha motivações legais (a legislação permitia) e econômicas (a Eletrosul não tinha recursos financeiros para a construção da usina) suficientes para licitar o empreendimento, buscando um consórcio com entidades públicas e privadas para a conclusão da usina por sua conta e risco. Se não fosse dessa maneira, provavelmente o projeto, em razão das restrições de recursos financeiros, não seria implementado no tempo necessário para atender à demanda, criando possíveis de dificuldade em nível da qualidade do fornecimento de energia para a região sul.

O formato de financiamento escolhido (o *project finance*) foi adequado, uma vez que a UHM foi concluída em prazo menor do que o esperado e não se obteve qualquer informação, nos documentos consultados e nas conversas com técnicos da Tractebel, de que tenha havido qualquer evento, durante a negociação dos recursos financeiros e da construção da usina, que permita maiores mudanças na alternativa de estruturação que foi adotada.

Quando se considera os riscos a que estaria exposto o empreendimento, também observa-se que os mesmos foram avaliados de forma adequada, tendo em vista que, apesar das grandes mudanças do setor elétrico nos últimos anos e de um racionamento de grandes dimensões, ainda assim não se verificou qualquer efeito dessas mudanças e do racionamento sobre os aspectos econômicos do projeto.

No entanto, pôde-se verificar que o setor elétrico é muito vulnerável a mudanças no modelo (foram duas desde 1998), o que resulta em razoável potencial de risco regulatório, mesmo que a prática tenha mostrado que o governo cumpre com os contratos regulatórios celebrados antes das mudanças.

A análise dos riscos considerando-se o Decreto 915/1993, que permitiu a contratação do consórcio para construir a usina foi um aspecto importante, pois esse Decreto era o documento de governo que declarava alguns direitos para os consorciados. Verificar como anda o cumprimento dessa norma é uma forma de avaliar os riscos do projeto.

Dados os resultados que se observa para o caso da UHM, a constatação é que a Lei 11.079/04, que regulamenta as novas PPPs, impede que novas usinas sejam construídas como uma PPP, o que parece ser um obstáculo que não tem necessidade, pois restringe a prática de parcerias que já deram certo, como pode ser verificado nos exemplos do empreendimento descrito nesta monografia e nas hidrelétricas de Itá, Cana Brava e Serra da Mesa, a última no submercado Sudeste-Centro Oeste.

Os poderes Executivo e Legislativo deveriam repensar o tema, do contrário muitas parcerias deixarão de ser viabilizadas, especialmente aquelas que não necessitariam qualquer complementação pecuniária por parte do Estado. A nova lei, como visto no capítulo 2, tende a impor novos riscos, que foram chamados nesta monografia de **risco orçamentário** e **risco receita de tributo e impostos**.

Talvez o principal ponto de aperfeiçoamento em uma PPP tal como a descrita para a UHM, caso tal modalidade ainda venha a ser permitida, é que, dada a estabilidade da taxa de câmbio, talvez os custos financeiros do projeto pudessem ser reduzidos com uma maior captação de recursos externos, devendo os formuladores da proposta procurarem alternativas financeiras para alocar os riscos de uma desvalorização cambial.

Para próximos trabalhos, uma boa idéia de monografia, e até mesmo de dissertação de mestrado, está no estudo do projeto da SC-401, já concluído (mas com grandes demandas judiciais), ou outra rodovia ainda a viabilizar, a partir de uma PPP tal como previsto na Lei 11.079/04, em que o Governo do Estado de Santa Catarina complementaria os recursos, por exemplo, da população local, que não poderia pagar diariamente o pedágio, dado que a rodovia, para essas pessoas, é praticamente uma rua como outra qualquer.

Outra sugestão de trabalho é pesquisar todos os projetos de usinas financiados sob a forma de PPP e mostrar, a partir da análise dos riscos associados, as principais diferenças de formulação, destacando-se as vantagens e desvantagens de cada uma delas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALMEIDA, L.H.B., “**Análise da implantação de leilões de energia elétrica no processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro**”, Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Elétrica, UNB, 2005.

BOAMAR, P.F.A., “**A implantação de empreendimentos hidrelétricos. O caso da UHE de Machadinho**”, Dissertação de Mestrado, Engenharia de Produção, UFSC, 2003.

BONOMI, C.A., e MALVESSI, O., “**Project finance no Brasil. Fundamentos e estudos de caso**”, Ed. Atlas, São Paulo, 2002.

BORGES, L.F.X., “**Project finance e infra-estrutura: descrição e crítica**”, Revista do BNDES, v. 5, n. 9, p. 105-122 Jun 1998.

BORGES, L.F.X., e FARIA, V.C.S., “**Project finance: considerações sobre a aplicação em infra-estrutura no Brasil**”, Revista do BNDES, v. 9, n.18, p: 241-280, 2002.

BORGES, L.F.X. e NEVES, C., “**Parceria público-privada: riscos e mitigação de riscos em operações estruturadas de infra-estrutura**”, Revista do BNDES, v. 12, n.23, p.73-118, Jun 2005.

CAMACHO, F., “**Custo de capital de indústrias reguladas no Brasil**”, Revista do BNDES, v.11, n.21, p.139-164, 2004.

ESTACHE, A., GUASCH, J.L., and TRUJILLO, L., “**Price-caps, efficiency payoffs, and infrastructure contract renegotiation in Latin America**”, Policy Research Working Paper 3129, The World Bank, August 2003.

FARIA, V.C.S., “**O papel do project finance no financiamento de projeto de energia elétrica: caso da UHE Cana Brava**”, Dissertação de Mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, fevereiro de 2003.

FINNERTY, J.D., “**Project finance: Engenharia financeira baseada em ativos**”, Ed. Qualitymark, Rio de Janeiro, 1998.

GOMES, A.A.C., “**A reestruturação das indústrias em rede: uma avaliação do setor elétrico brasileiro**”, Dissertação de Mestrado, Engenharia de Produção, UFSC, 1997.

GUASCH, J.L., LAFFONT, J.J., and STRAUB, S., “**Renegotiation of concession contracts in Latin America**”, Policy Research Working Paper 3011, The World Bank, April 2003.

OLIVEIRA, C.A.V., **“O surgimento de estruturas híbridas de governança na indústria de energia elétrica no Brasil: a abordagem institucional da economia dos custos de transação”**, Dissertação de Mestrado, Departamento de Economia, UFSC, 1998.

PASIN, J.A.B. e BORGES, L.F.X., **“A nova definição de parceria público privada e sua aplicabilidade na gestão de infra-estrutura pública”**, Revista do BNDES, v. 10, n 20, p.173-196, 2003.

PIRES, J.C.L., GIAMBIAGI, F., e SALES, A., **“As perspectivas do setor elétrico após o racionamento”**, Textos para Discussão nº 97, BNDES, outubro de 2002.

RIBEIRO, R., e ARAÚJO, W.P., **“A parceria público-privada sob a ótica orçamentária: subsídios à apreciação do PL. 2.546/03”**, Estudo nº 005/2004, Câmara dos Deputados, Brasília, 2004.

RIGOLON, F.J.Z. e PICCININI, M.C., **“O investimento em infra-estrutura e a retomada do crescimento econômico sustentado”**, Textos para Discussão nº 63, BNDES, dezembro de 1997.

SANTANA, E.A., e OLIVEIRA, C.A.V., **“A economia dos custos de transação e reforma da indústria de energia elétrica do Brasil”**, Estudos Econômicos, v. 29, n. 3, p. 367-393, 1999.

SANTANA, E.A., **“Contrato satisfatório multidimensional e a teoria do incentivo”**, Revista Brasileira de Economia, v. 56, n.4, p. 661-694, 2002.

SANTANA, E.A., **“Estratégia de geração ao mínimo custo e assimetria de informações: o caso da operação do mercado de energia elétrica do Brasil”**, in: CD/Anais do XXXII ANPEC, Área 4 – Microeconomia, João Pessoa, dezembro de 2004.

SANTOS, R.T., **“Análise econômica de contratos: elementos para discussão de setores de infra-estrutura”**, Revista do BNDES, v.11, n. 21, p.233-254, 2004.

SANTA CATARINA, A., **“Project finance – planejamento de fluxo de caixa utilizando uma abordagem de engenharia sistêmica”**, Dissertação de Mestrado, Engenharia de Produção, UFSC, dezembro de 2003.

SAVELLI, A.M., **“Subsídios para a implementação de parceria público-privada (PPP): operações urbanas em São Paulo”**, Dissertação de Mestrado, Escola Politécnica da USP, 2003.

VINHAES, E., **“A reestruturação da indústria de energia elétrica brasileira: uma avaliação da possibilidade de competição através da teoria dos mercados contestáveis”**, Dissertação de Mestrado, Departamento de Economia, UFSC, 1999.