

4

O estudo de caso

4.1.

Introdução

Nos últimos anos, muito se tem discutido sobre os gargalos que o Brasil possui nas áreas de infra-estrutura, decorrentes, sobretudo, da ineficiência dos modelos públicos de utilização dos recursos financeiros. Dentre essas áreas, destaca-se a de energia elétrica, cujas fontes de exploração estão concentradas, notadamente, nas usinas hidrelétricas, que atualmente correspondem pela geração de mais de 76% de toda a energia elétrica gerada no país¹⁹, conforme tabela 3:

Tipo	Potência outorgada (MW)	Potência fiscalizada²⁰ (MW)	%
Central hidrelétrica	108	108	0.1
Central eolielétrica	239	237	0.3
Pequena central hidrelétrica	1.598	1.568	1.6
Usina hidrelétrica	73.349	72.005	74.8
Usina termelétrica	23.540	20.398	21.2
Usina termonuclear	2.007	2.007	2.0
Total	100.841	96.323	100.0

Tabela 3 – Potencial de geração elétrica no Brasil

Esse potencial de utilização hidrológica para fins de geração de energia que o país possui é também de grande relevância no cenário internacional. Em 2004, a geração hidrelétrica no Brasil totalizou 321 TWh, o que correspondeu a 11.4% da produção mundial desse tipo de energia, ilustrado na figura 7²¹:

¹⁹ Banco de Informações da Geração da Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”) acessado em 8 de fevereiro de 2007.

²⁰ Refere-se à potência efetivamente em funcionamento.

²¹ Balanço Energético Nacional (“BEN”) de 2006 elaborado pela Empresa de Pesquisas Energéticas (“EPE”).

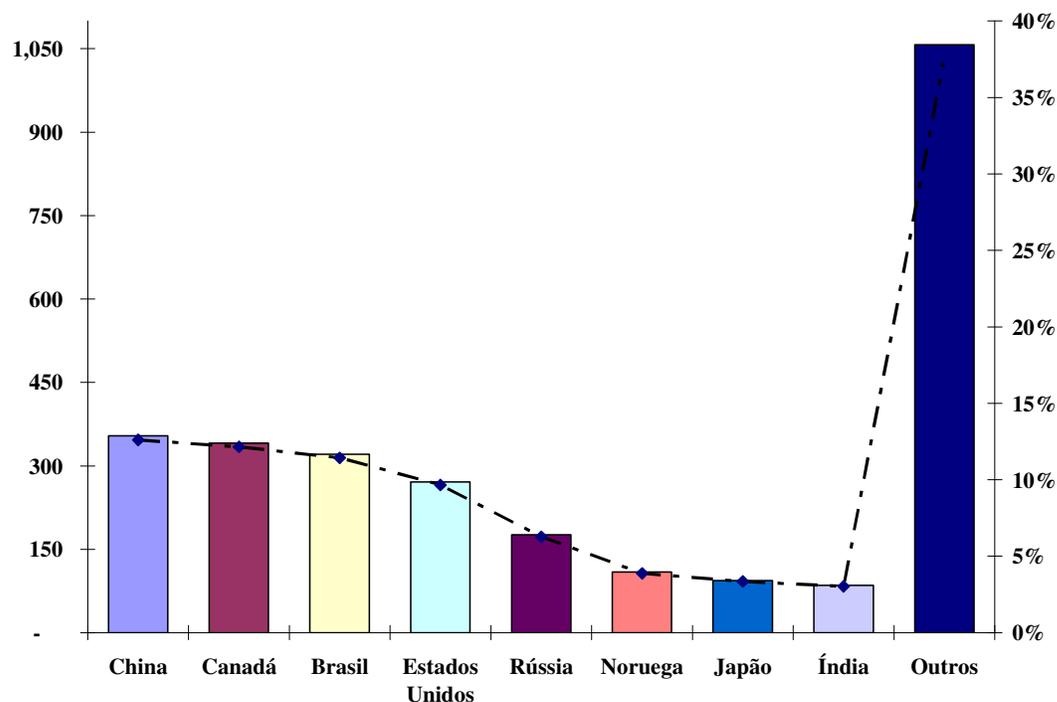


Figura 7 – Produção mundial de energia hidrelétrica em 2004

A forte utilização de usinas hidrelétricas no Brasil pode ser justificada pelo potencial hidrográfico existente e disperso em suas oito bacias hidrográficas, e com uma extensão de drenagem de aproximadamente 9,7 milhões de Km², conforme figura 8 e tabela 4.

É importante destacar também que uma das principais características do setor de energia elétrica no Brasil é a interligação de todas as regiões geográficas por meio de instalações utilizadas para prover o suprimento de energia em todo o país, o que se denomina Sistema Interligado Nacional (“SIN”). Esse sistema é gerenciado e operado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (“ONS”) e pode ser visualizado com base na figura 9.



Figura 8 – Mapa de bacias hidrográficas do Brasil

Fonte: website da ANEEL acessado em 8 de fevereiro de 2007

Bacia hidrográfica ²²	Área de drenagem		Potencial hidrelétrico	
	Em Km ²	%	Em MW	%
1. Amazonas	6.112.000	62.9	106.051,0	40.3
2. Tocantins Araguaia	767.000	7.9	26.846,3	10.2
3. Atlântico Norte Nordeste	996.000	10.3	3.115,3	1.2
4. Rio São Francisco	631.000	6.5	26.622,3	10.1
5. Atlântico Leste	569.000	5.9	14.528,2	5.5
6. Rios Paraná e Paraguai	237.000	2.4	61.399,9	23.3
7. Rio Uruguai	176.000	1.8	15.123,3	5.8
8. Atlântico Sul e Sudeste	224.000	2.3	9.598,6	3.6
Total	9.712.000	100.0	263.284,9	100.0

Tabela 4 – Potencial hidrelétrico brasileiro por bacia hidrográfica

²² Sistema de Informações Gerenciais da ANEEL acessado em 8 de fevereiro de 2007, cujos dados referem-se à data base de fevereiro de 2005.



ONS - 2002 - 0006

Figura 9 – Sistema Interligado Nacional

Fonte: website da ONS acessado em 29 de maio de 2007

Apesar desse potencial hidrográfico²³, no período compreendido entre maio de 2001 e março de 2002, o Brasil experimentou uma crise de racionamento energético, durante a qual estabelecimentos residenciais e alguns setores produtivos

²³ Segundo o Plano Nacional de Energia 2030, elaborado pelo Ministério das Minas e Energia, o Brasil possui um imenso potencial hidrográfico ainda não aproveitado. Na região Norte do país – região de maior potencial – aproximadamente 65% da bacia hidrográfica não é aproveitada para fins de geração de energia elétrica. Nas demais regiões do país, existe um aproveitamento represado de 35%, com destaque para a região Sul que representa 60%.

da economia – comércio e indústria – foram obrigados a racionalizar o consumo de energia elétrica, face à forte estiagem nesse período associada à limitada capacidade instalada de geração de energia elétrica, bem como à forte concentração da matriz energética nacional nas usinas hidrelétricas.

Nesse período, o Governo Federal criou programas de incentivo financeiro, pelos quais eram estabelecidas metas de consumo de energia para fins do racionamento. Paralelamente, foram desenvolvidos diversos programas públicos com o objetivo de alavancar a oferta de energia elétrica, por meio da diversificação das fontes ou mesmo pela expansão e construção de novas usinas hidrelétricas, uma vez que a utilização de eletricidade por parte de alguns setores da economia ainda é bastante representativa, como pode ser observado na tabela 5.

Consumo de energia dos principais setores da economia (%) ²⁴										
Setores/Energia	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Energético										
. Bagaço de cana	55.1	55.8	52.0	50.2	43.0	43.0	44.4	46.6	45.4	45.7
. Petróleo	36.7	36.3	38.7	38.2	40.5	59.3	62.2	64.2	63.6	35.7
. Gás natural	8.0	7.7	9.0	11.4	16.1	16.2	17.7	17.3	17.9	18.4
. Outros	0.2	0.2	0.3	0.2	0.4	0.1	0.1	0.3	0.3	0.2
Comercial										
. Eletricidade	81.2	81.6	82.3	82.2	82.2	80.3	79.1	83.3	83.0	84.4
. GLP	3.6	3.5	3.5	4.2	4.4	5.6	5.4	5.4	5.5	5.7
. Outros	15.2	14.9	14.2	13.6	13.4	14.1	15.5	11.3	11.5	9.9
Público										
. Eletricidade	81.1	80.4	79.1	74.7	77.4	75.6	75.7	79.4	79.1	81.6
. Outros	18.9	19.6	20.9	25.3	22.6	24.4	24.3	20.6	20.9	18.4
Residencial										
. Lenha	32.1	31.6	31.4	31.6	31.8	34.0	37.1	38.1	37.8	37.7
. Eletricidade	31.8	33.2	34.5	34.4	34.7	31.5	30.2	31.3	31.6	32.8
. GLP	32.9	32.2	31.3	31.2	30.6	31.4	29.5	27.3	27.3	26.2
. Outros	3.2	3.0	2.8	2.8	2.9	3.1	3.2	3.3	3.3	3.3
Agropecuário										
. Óleo diesel	61.5	61.9	61.2	61.3	60.8	62.8	61.1	59.2	57.6	56.7
. Lenha	25.7	24.6	24.3	22.9	22.4	21.2	23.0	24.4	25.7	26.1
. Eletricidade	11.6	12.3	13.6	14.5	15.1	13.8	14.2	15.1	15.5	16.1
. Outros	1.2	1.2	0.9	1.3	1.7	2.2	1.7	1.3	1.2	1.1
Industrial										
. Carvão	23.6	22.6	21.0	20.5	22.3	21.2	21.1	21.7	22.4	21.2
. Eletricidade	20.8	20.8	20.4	19.9	20.6	19.5	20.1	20.2	20.5	20.5
. Bagaço de cana	13.6	14.4	16.0	16.6	12.8	16.0	17.0	17.5	17.7	17.8
. Gás natural	4.7	5.0	4.8	5.2	6.3	7.4	8.5	8.6	9.2	9.8
. Outros ²⁵	37.3	37.2	37.8	37.8	38.0	35.9	33.3	32.0	30.2	30.7

Tabela 5 – Demanda de energia elétrica por setores da economia

²⁴ Fonte: BEN 2006.²⁵ Utilização diversificada em lenha, óleo combustível, gás de coqueria, entre outras fontes.

Apesar de todos os esforços por parte do Governo Federal, o “apagão” – como ficou popularmente conhecido o racionamento de energia – transformou-se em fator de preocupação para os investidores nacionais e estrangeiros, tendo em vista que a energia se constitui em um dos principais insumos de produção para a economia, sobretudo nas indústrias de metais ferrosos e não-ferrosos, siderúrgica, química, papel e celulose, cimento, entre outras.

Além disso, atualmente já se discute um novo risco de racionamento de energia no país, especificamente para o ano de 2011, motivado principalmente pelo crescimento da economia brasileira, risco de desabastecimento de gás natural – sobretudo pelo aspecto político envolvendo a Bolívia – bem como pelos entraves de natureza ambiental, ou seja, a morosidade do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (“IBAMA”) na expedição de licenças que autorizem a construção de diversos projetos de usinas hidrelétricas.

De acordo com estudos realizados pelo Instituto Acende Brasil em conjunto com a empresa de consultoria PSR²⁶, e divulgados ao mercado em julho de 2007, o risco de racionamento para 2011 gira em torno de 16.5%, em um cenário de crescimento econômico de 4% ao ano, combinado com o fato de que não ocorrerão atrasos na entrega de gás natural e na conclusão dos projetos de construção de hidrelétricas. Todavia, caso hajam atrasos no abastecimento de gás e na conclusão desses projetos e, ainda, se o crescimento econômico for de 4,8% ao ano, o risco de racionamento passa a 28%.

Nesse contexto, o Governo Federal destinará, como parte do Programa de Aceleração do Crescimento (“PAC”), aproximadamente R\$ 464 bilhões para a indústria de energia, dos quais R\$ 275 bilhões nos próximos 4 anos. As metas definidas no PAC para o segmento de energia, nesse período, são: (i) incrementar a geração de energia elétrica em mais de 12.386 MW, o que equivale a 12.9% do total de energia elétrica atualmente disponibilizada; (ii) construir mais de 13 mil quilômetros de linhas de transmissão de energia elétrica e mais de 4.5 mil quilômetros de gasoduto; (iii) instalar novas usinas de geração de energia alternativa,

²⁶ Programa Energia Transparente – Monitoramento Permanente dos Cenários de Oferta e do Risco de Racionamento, disponibilizado no site do Instituto Acende Brasil (www.acendebrasil.com.br).

tais como biodiesel e etanol; e (iv) construir novas unidades de refino de petróleo e petroquímicas.

Apenas na área de geração de energia elétrica, o Governo Federal investirá mais de R\$ 86,6 bilhões. Entretanto, o sucesso de programas dessa natureza está vinculado também à participação da iniciativa privada. Dessa forma, alguns investidores, como a empresa, iniciaram estudos de viabilidade econômica com o objetivo de participar de projetos de construção de usinas hidrelétricas, considerando a relevância do setor para o país, as oportunidades de investimento existentes, bem como os incentivos oferecidos pelo Governo Federal, tais como desoneração tributária e subsídio financeiro nas linhas de crédito do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (“BNDES”).

Cabe destacar que investimentos em projetos de infra-estrutura possuem longo prazo de maturação, além de incorporarem diversas incertezas, tais como riscos associados às premissas macroeconômicas e operacionais, riscos políticos, fiscais, ambientais, sociais, entre outros. Segundo Brandão (2002, p.74), o investidor adota um prêmio de risco arbitrário para dirimir as incertezas relacionadas ao risco político, o qual é adicionado à taxa de desconto do projeto. Essa taxa é definida de forma arbitrária considerando que esse risco não está correlacionado com qualquer ativo negociado no mercado. Assim, algumas oportunidades de investimento podem ser perdidas, caso os retornos dos projetos não excedam aqueles exigidos pelos investidores.

No caso do projeto de construção da usina, a inclusão do prêmio de risco à taxa de desconto não apenas atenua os eventuais impactos decorrentes da instabilidade política, mas também aqueles originários das constantes modificações na legislação fiscal brasileira; objeto de permanente questionamento por parte dos investidores.

Paralelamente, um projeto com essas características é realizado de acordo com um cronograma físico de eventos, ou seja, em etapas. Dessa forma, ao longo da construção da usina o investidor pode tomar novas decisões na medida em que informações a respeito do mercado e do ativo se tornarem disponíveis ao público. Assim, existe flexibilidade gerencial no que se refere à continuidade do projeto, ou

seja, o cumprimento das demais etapas da construção, ou mesmo o abandono em um determinado momento.

Diante desse cenário de incertezas, a realização de um projeto dessa dimensão é viável do ponto de vista econômico? A aplicação da teoria das Opções Reais contribui para a avaliação financeira do projeto no sentido de capturar os valores de todas as flexibilidades relacionadas à construção da usina hidrelétrica, e, em caso afirmativo, de que forma?

4.2.

Estrutura burocrática do setor elétrico Brasileiro

Após a aprovação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, Lei 10.848 de 15 de março de 2004, o Governo Federal, por intermédio do Ministério de Minas e Energia (“MME”), assumiu certas obrigações que estavam previamente sob a responsabilidade da Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), com destaque para a outorga de concessões e definição de instruções relacionadas aos processos de licitação para as concessões públicas. Nesse contexto, e considerando a diversidade de entidades que compõem a estrutura burocrática do setor elétrico no Brasil, procurou-se identificar e resumir as principais atividades e responsabilidades dos órgãos que integram essa estrutura.

- **Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”)**

Após a promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a ANEEL passou a ter as responsabilidades de regular e supervisionar o setor de energia elétrica em linha com a política delineada pelo MME. As principais responsabilidades da ANEEL podem ser resumidas como segue:

- administrar concessões para atividades de geração, transmissão e distribuição de energia, inclusive com a aprovação de tarifas;
- supervisionar a prestação de serviços pelas concessionárias e impor as multas aplicáveis;

- promulgar normas para o setor elétrico;
 - implantar e regular a exploração de fontes de energia, inclusive o uso de energia hidrelétrica;
 - promover licitações para novas concessões;
 - resolver disputas administrativas entre os agentes do setor; e
 - definir os critérios e a metodologia para determinação de tarifas de transmissão.
- **Conselho Nacional de Política de Energia (“CNPE”)**

Em agosto de 1997, o CNPE foi criado para assessorar a Presidência da República no que se refere ao desenvolvimento da política nacional de energia, garantir o fornecimento de recursos energéticos e otimizar a sua utilização no país. O CNPE é formado, em sua quase totalidade, por ministros do Governo Federal, e é presidido pelo MME.

- **Operador Nacional do Sistema (“ONS”)**

Criado em 1998, o ONS é uma entidade de direito privado sem fins lucrativos constituída por geradores, transmissores, distribuidores, consumidores livres e comercializadores. O papel principal do ONS é coordenar e controlar as operações de geração e transmissão do Sistema Interligado Nacional (“SIN”), sujeito à regulamentação e supervisão da ANEEL. As principais responsabilidades do ONS podem ser sumarizadas como segue:

- planejamento operacional para o setor de geração;
- organização do uso do SIN e interligações internacionais;
- garantir aos agentes do setor acesso à rede de transmissão de maneira não discriminatória;
- assistência na expansão do sistema energético;

- propor ao MME os planos e diretrizes para extensões da Rede; e
 - apresentação de regras para operação do sistema de transmissão para aprovação da ANEEL.
- **O Mercado Atacadista de Energia (“MAE”) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”)**

O MAE, originalmente uma entidade auto-regulada que, a partir de 2002, passou a ser supervisionado e regulamentado pela ANEEL, era responsável pela contabilização e liquidação das diferenças no mercado de energia de curto prazo entre seus agentes participantes.

Em agosto de 2004, o Governo Federal editou um Decreto com o objetivo de regulamentar a criação da nova Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”) e, como consequência, em novembro de 2004 o MAE foi sucedido pela CCEE. A exemplo do MAE, a CCEE é constituída por agentes de geração, distribuição, comercialização e consumidores livres.

Uma das principais atribuições da CCEE é realizar leilões públicos no Ambiente de Contratação Regulada (“ACR”). Paralelamente, é responsável por: (i) registrar os contratos de comercialização de energia no ACR, bem como aqueles resultantes de contratações de ajustes e/ou celebrados no Ambiente de Contratação Livre (“ACL”), ou seja, no qual essas negociações ocorrer livremente com base na lei da oferta e da demanda; e (ii) contabilizar e liquidar as transações de comercialização de energia no mercado de curto prazo.

- **Empresa de Pesquisa Energética (“EPE”)**

Criada em agosto de 2004, a EPE é responsável por conduzir pesquisas estratégicas no setor de energia, dentre as quais se destacam: energia elétrica, petróleo, gás, carvão assim como outras fontes renováveis de energia. As pesquisas realizadas pela EPE são utilizadas para subsidiar as decisões do MME como elaborador de diretrizes e programas que regem o setor energético no Brasil.

- **Contestações à constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico**

O Novo Modelo do Setor Elétrico, instituído pela Medida Provisória 144, a qual foi posteriormente convertida na Lei 10.848, de 15 de março de 2004, teve sua constitucionalidade contestada perante o Supremo Tribunal Federal (“STF”) por meio de ações diretas de inconstitucionalidade, ajuizadas em dezembro de 2003. Os autores dessas ações alegam a invalidade da Medida Provisória, uma vez que determinados dispositivos constitucionais não poderiam ser modificados, senão por meio de emendas à Constituição Federal.

Em julgamento preliminar em 2006, o STF decidiu que as ações não procediam. Não obstante, o mérito das ações não foi apreciado e uma nova e última decisão sobre o tema depende do voto favorável da maioria dos Ministros do STF. Portanto, se a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico for considerada inconstitucional pelo STF, o marco regulatório por ela introduzido poderá perder a sua eficácia, o que gera incertezas a respeito de quando e como o Governo Federal introduzirá novas mudanças no setor elétrico. Todavia, conforme mencionado na seção 1.2., essas questões não foram abordadas na presente dissertação.

4.3.

O projeto da usina hidrelétrica²⁷

A usina hidrelétrica de Orion será construída no leito do rio Saiph, no município de Rigel, estado das Três Marias, e na divisa dos municípios de Betelgeuse e Belatrix, com um aproveitamento hidrelétrico de capacidade instalada e potência assegurada de até 1.087 MW e 845.9 MW, respectivamente. O projeto prevê que a usina terá um reservatório de 555 Km² de superfície e a energia assegurada poderá atingir 584.9 MW médios. A energia gerada pela Orion será utilizada como insumo

²⁷ As informações relacionadas à identificação do projeto bem como sua localização são fictícias e foram atribuídas pelo autor do trabalho, com base nas nomenclaturas da constelação estelar de Orion, no sentido de preservar a identidade do projeto e da empresa detentora da oportunidade de investimento.

industrial para diversas empresas, destacadamente as de produção de alumínio e de extração de minérios de ferro e de bauxita, que possuem forte atuação na área de localização do empreendimento. De uma forma didática, o funcionamento de uma usina hidrelétrica pode ser resumido com base na ilustração da figura 10:

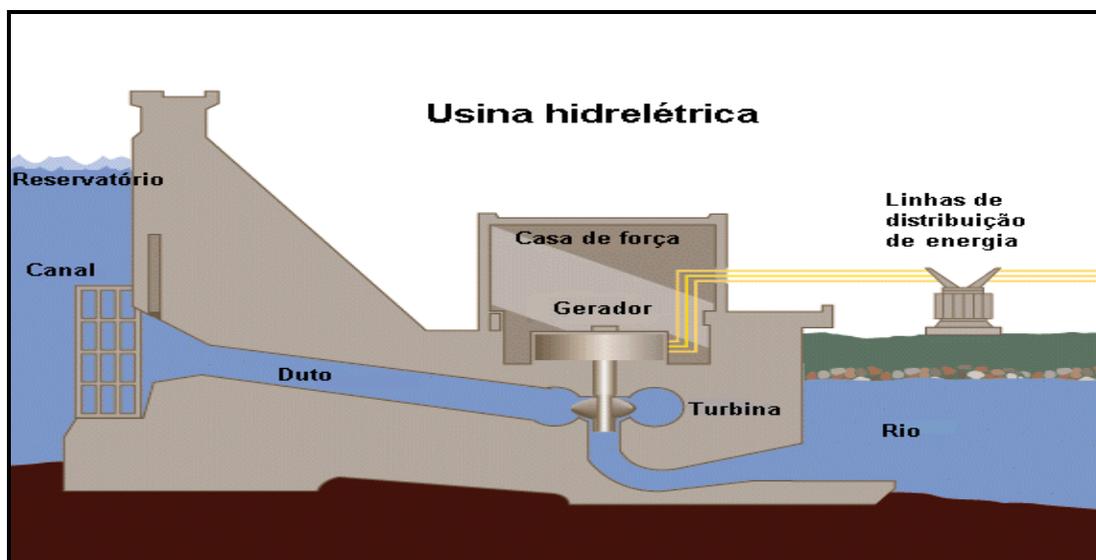


Figura 10 – A operação de uma usina hidrelétrica

A concessão de uso público para exploração desse potencial energético é válida por um período prorrogável de 35 anos, sendo o prazo máximo requerido para o início da geração de energia elétrica de 72 meses, contados após a assinatura do contrato de concessão, ocorrida em 2002.

O preço da concessão da Orion corresponde ao montante equivalente a 29 prestações anuais no valor individual de R\$ 4,1 milhões, amortizáveis a partir do 7º ano. Além disso, os aportes de capital necessários para o projeto não expandido totalizam aproximadamente R\$ 1,8 bilhões, dos quais R\$ 1,4 bilhões serão imobilizados em ativos.

4.4.

Definições das premissas

Estão apresentadas nas próximas seções as premissas relacionadas às projeções futuras dos fluxos de caixa da firma, objeto de discussão na seção 2.2.1.1. desse trabalho. Nesse estudo específico, a “firma” é o projeto de construção da usina hidrelétrica Orion. A identificação e análise crítica desse conjunto de premissas são de fundamental importância para o processo de avaliação do ativo.

4.4.1.

Premissas macroeconômicas

As principais premissas macroeconômicas utilizadas para fins de avaliação do projeto são apresentadas na tabela 6:

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014 em diante
Inflação Brasil²⁸	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%	4.5%
Inflação Estados Unidos	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%
Taxa de câmbio R\$/US\$	2.24	2.24	2.24	2.24	2.24	2.24	2.24	PPC ²⁹
TJLP	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%

Tabela 6 – Resumo das premissas macroeconômicas

4.4.2.

Aspectos relacionados ao orçamento de capital

O orçamento de capital do projeto está representado por desembolsos direcionados para a construção da usina bem como por custos pré-operacionais que

²⁸ Índice Geral de Preços de Mercado (“IGP-M”).

²⁹ Paridade do poder de compra.

serão incorridos até os términos dos anos de 2010 e de 2015, quando serão inauguradas a 5ª e 8ª turbinas de geração do projeto normal e expandido.

4.4.2.1.

Investimentos

Os investimentos para a construção da Orion foram orçados em um total de R\$ 1.390 bilhões, subdividido nos itens resumidos na tabela 7:

Em milhões de reais	2007	2008	2009	2010	Total
Obras civis	215.2	232.9	167.6	50.9	666.6
Equipamentos	207.3	224.3	161.4	49.0	642.0
Montagem	21.5	23.3	16.7	5.1	66.6
Logística	-	8.7	6.2	-	14.9
Total	444.0	489.2	351.9	105.0	1,390.1

Tabela 7 – O orçamento de capital do projeto

Além disso, existe um cronograma específico de desembolsos para fazer face aos custos pré-operacionais referentes a gastos com: (i) licenciamento ambiental; (ii) mitigação de impactos de natureza ambiental e social; (iii) administração do projeto, que engloba despesas administrativas de uma forma geral; e (iv) gastos com seguros do empreendimento. Esse cronograma pode ser resumido conforme tabela 8:

Em milhões de reais	2007	2008	2009³⁰	2010	Total
Gastos sócio ambientais	67.3	96.9	96.9	32.3	293.4
Administração do projeto	26.7	11.0	8.7	2.8	49.2
Seguros	8.4	5.9	3.2	0.5	18.0
Total	102.4	113.8	108.8	35.6	360.6

Tabela 8 – Os custos pré-operacionais do projeto

³⁰ Ainda que a usina entre em operação em outubro de 2008, o projeto contempla o desembolso de custos pré-operacionais nos anos de 2009 e 2010 referentes ao “start-up” das demais turbinas de geração.

Por fim, cabe mencionar que a empresa incorreu em gastos antes do início do projeto, no montante total de R\$ 70 milhões, os quais não foram considerados na modelagem financeira, por se entender que se referem a custos afundados³¹.

4.4.2.2.

Depreciação e amortização

Cada item de investimento está sujeito a uma taxa de depreciação específica, calculada com base no método linear, ou seja, não há alteração no ritmo de depreciação anual. Tal cálculo é realizado com base nas taxas anuais de depreciação relacionadas na tabela 9:

	Taxas anuais de depreciação		
	ANEEL	ANEEL ajustada	Secretaria da Receita Federal
Obras civis	2 %	3,57 %	4 %
Equipamentos	3 %	3,57 %	10 %
Montagem	3 %	3,57 %	10 %
Sistema de transmissão	4 %	3,57 %	10 %
Gastos pré-operacionais	-	-	10%

Tabela 9 – Taxas anuais de depreciação

Para fins da modelagem financeira, assumiu-se as taxas ajustadas de acordo com as regulamentações estabelecidas pela ANEEL, que considera a depreciação integral dos bens do projeto ao longo do prazo de concessão de 35 anos, contados desde a data de assinatura do contrato em 2002. dessa forma, ao final do projeto não haverá valor residual dos montantes capitalizados.

Os gastos pré-operacionais mencionados na seção anterior são amortizados de acordo com a taxa definida pela Secretaria da Receita Federal, a partir da entrada em operação da usina, ou seja, outubro de 2008.

³¹ Segundo Brigham e Houston (1999, p. 410), custo afundado corresponde ao “desembolso de caixa já incorrido e que não pode ser recuperado, independentemente de o projeto ser aceito ou rejeitado.”

4.4.3.

Receitas operacionais

4.4.3.1.

Dados físicos

A receita operacional do projeto é baseada na energia assegurada determinada no contrato de concessão. O projeto possui originalmente cinco unidades geradoras – turbinas – cada uma com capacidade nominal de 135,9 MWh³² médios. As datas de início da operação e o total de energia assegurada referente a cada turbina estão descritos na tabela 10:

Turbinas	Data de operação	Ano de operação	Capacidade instalada	% energia assegurada	Energia assegurada	Potência assegurada
1	01/10/09	2009	135.9	10.3%	111.8	112.5
2	01/12/09	2009	135.9	20.6%	111.8	225.0
3	01/02/10	2010	135.9	30.9%	111.8	337.5
4	01/04/10	2010	135.9	41.1%	111.8	450.0
5	01/06/10	2010	135.9	51.4%	111.8	562.6
6	01/08/14	2014	135.9	61.7%	111.8	675.1
7	01/10/14	2014	135.9	72.0%	111.8	787.6
8	01/12/14	2014	135.9	82.3%	111.8	845.9

Tabela 10 – Dados operacionais por turbina de geração

A receita operacional bruta é baseada na energia assegurada do projeto, obtida com base na multiplicação do preço de energia pelo volume de energia entregue:

- Preço de energia: assumiu-se o preço de referência da energia em R\$140.00/MWh, muito próximo aos valores obtidos nos últimos leilões de comercialização de energia gerada a partir de hidrelétricas, organizados

³² De acordo com os dados técnicos do projeto, a capacidade obtida por cada turbina seria de no máximo 93% da capacidade nominal.

pela ANEEL. Esse preço é corrigido anualmente com base na variação do IGP-M; e

- Volume de energia comercializado: de acordo com o contrato de concessão, a usina deve gerar mensalmente uma quantidade mínima de energia equivalente a 365.6 MWh médios e, de acordo com as regras estabelecidas no Mecanismo de Realocação de Energia³³, o volume de energia que for gerado acima dessa quantidade será comercializado no mercado por meio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”), a preços definidos pela relação de oferta e demanda existente no mercado (*spot*), e não em um ambiente de contratação regulada.

A quantidade de energia gerada por cada turbina foi obtida com base em uma relação matemática, cujas variáveis são a vazão de águas necessária para que as turbinas operem em sua plena capacidade e a quantidade de MWh gerados por cada uma dessas turbinas. Especificamente para o projeto, esse volume de águas é de 650 m³/s e a potência nominal útil de cada turbina de 120.75 MW. O comportamento da vazão de águas anual na região do projeto, em m³/s, pode ser demonstrado conforme figura 11:

³³ Processo comercial pelo qual geradores hidrelétricos compartilham os riscos hidrológicos no âmbito do Sistema Interligado Nacional (“SIN”), que compreende o conjunto de instalações responsáveis pelo suprimento de energia elétrica a todas as regiões interligadas do país. Dessa forma, na hipótese de ocorrerem déficits na geração de energia da usina em estudo, haverá necessidade de se adquirir por meio da CCEE a parcela equivalente à diferença entre o patamar mínimo de energia e a quantidade gerada para o mesmo período. Essas hipóteses foram contempladas na modelagem financeira do projeto.

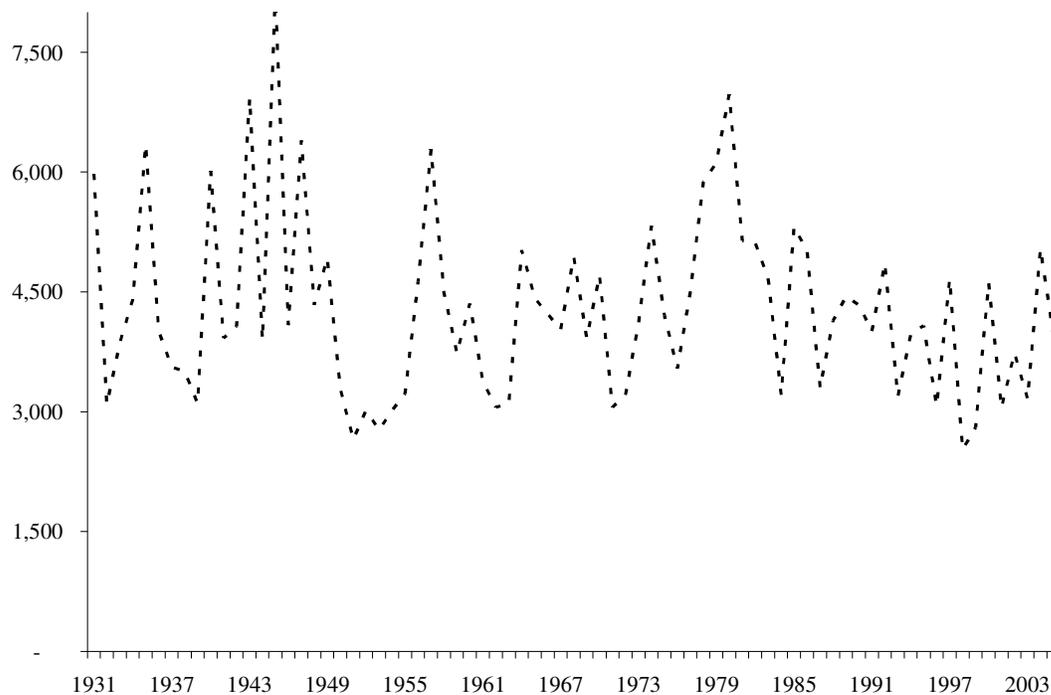


Figura 11 – Comportamento histórico da vazão de águas na região do projeto

Fonte: website da ONS acessado em 29 de maio de 2007

Além disso, foi definido na modelagem financeira um fator de perda na geração de energia do centro de carga, cujo reflexo principal é a entrega de um volume menor de energia elétrica se comparado com aquele produzido na usina. Essas perdas foram assumidas em 3,00% aplicadas sobre a energia assegurada da usina.

4.4.3.2.

Preços e reajustes

Conforme mencionado anteriormente, o preço de negociação foi obtido com base no contrato de concessão, o qual prevê uma correção anual pela variação do IGP-M. Paralelamente, os excedentes de energia, gerados acima do patamar mínimo definido nesse contrato, serão comercializados com base nos preços *spot* de energia

definidos na CCEE. Esse preço foi obtido com base na série histórica disponibilizada pela CCEE para o período de setembro de 2000 a maio de 2007, conforme figura 12.

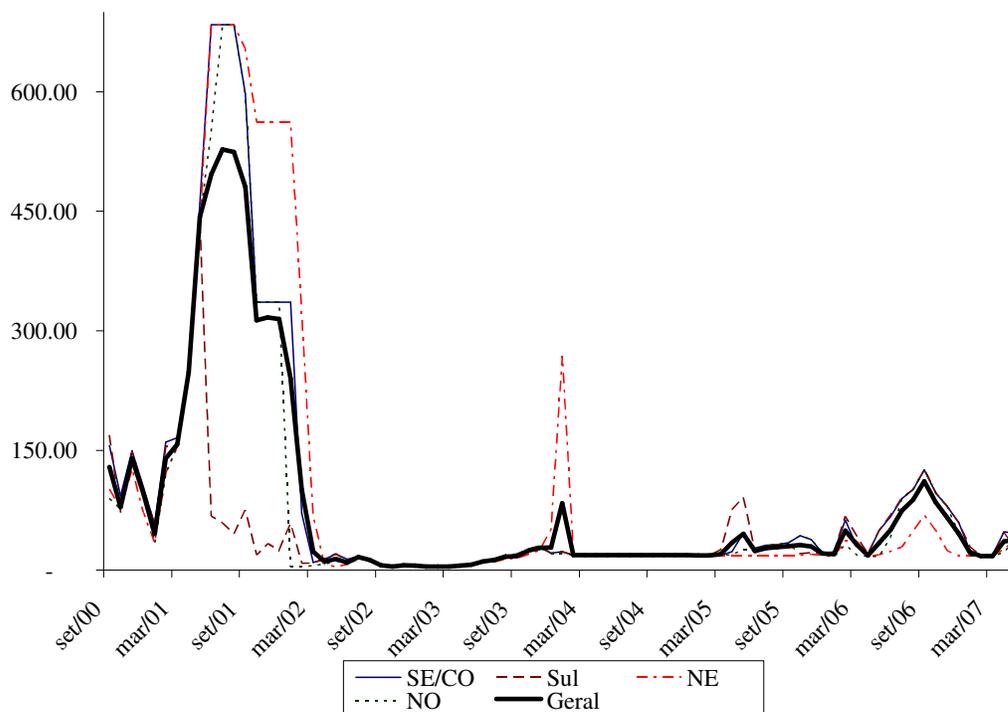


Figura 12 – Série histórica de preços *spot* de energia praticados na CCEE

4.4.4.

Impactos tributários

As principais premissas relacionadas aos impactos tributários podem ser resumidas na tabela 11:

PIS	1,65% sobre a receita bruta e crédito apurado com base na mesma alíquota sobre os custos operacionais, exceto o gasto com a concessão e encargos de depreciação.
COFINS	7,60% sobre a receita bruta e crédito apurado com base na mesma alíquota sobre os custos operacionais, exceto o gasto com a concessão e encargos de depreciação.
Imposto de renda (“IR”)	25,00% sobre o lucro antes do próprio imposto de renda e da contribuição social sobre o lucro.
Contribuição social sobre o lucro (“CS”)	9,00% sobre o lucro antes do imposto de renda e da própria contribuição social sobre o lucro.
CPMF	0,38% sobre os desembolsos incorridos no projeto.

Tabela 11 – Premissas tributárias da modelagem financeira

Além das premissas relacionadas na tabela 11, o projeto é flexível quanto ao percentual da alíquota de IR a ser considerado no período compreendido entre 2008 e 2013, nos termos da Medida Provisória (“MP”) 2.128-8, de 27 de março de 2001:

“Art. 1º: Sem prejuízo das demais normas em vigor aplicáveis à matéria, a partir do ano-calendário de 2000 e até 31 de dezembro de 2013, as pessoas jurídicas que tenham projeto aprovado para instalação, ampliação, modernização ou diversificação enquadrado em setores da economia considerados, em ato do Poder Executivo, prioritários para o desenvolvimento regional, nas áreas de atuação da Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste - SUDENE e da Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia - SUDAM, terão direito à redução de setenta e cinco por cento do imposto sobre a renda e adicionais não restituíveis, calculados com base no lucro da exploração³⁴. (grifos do autor do trabalho).

³⁴ De acordo com a legislação fiscal, o lucro da exploração é obtido a partir do lucro antes do imposto de renda e da contribuição social, ao qual são adicionadas as despesas financeiras, despesas não-operacionais e os resultados negativos das participações societárias, e deduzidas as receitas financeiras, receitas não-operacionais e os resultados positivos das participações societárias.

§ 1º A fruição do benefício fiscal referido no caput dar-se-á a partir do ano-calendário subsequente àquele em que o projeto de instalação, modernização, ampliação ou diversificação entrar em operação, segundo laudo expedido, pela SUDAM ou pela SUDENE, até o último dia útil do mês de março do ano-calendário subsequente ao do início da fruição.

§ 2º Na hipótese de expedição de laudo constitutivo após a data referida no parágrafo anterior, a fruição do benefício dar-se-á a partir do ano-calendário da expedição do laudo.

§ 3º O prazo de fruição do benefício fiscal é igual ao período compreendido entre o ano de início de fruição e 31 de dezembro de 2013, não podendo exceder a dez anos.”

Para fins da modelagem das projeções futuras dos fluxos de caixa, considerou-se o benefício decorrente desse incentivo fiscal, que estabelece a redução do valor devido a título de imposto de renda em 75% até o final do ano de 2013.

4.4.5.

Custos operacionais

Os custos operacionais referem-se aos desembolsos a serem realizados com gastos de transmissão e geração, operação e manutenção, concessão pública, taxa de fiscalização da ANEEL, compensação financeira pela utilização de recursos hídricos, pesquisa e desenvolvimento, despesas com o Operador Nacional do Sistema Elétrico e com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, cujas premissas utilizadas na modelagem financeira do projeto estão descritas nas próximas seções.

4.4.5.1.

Transmissão e geração

Para que se possa utilizar as conexões dos sistemas de transmissão de energia elétrica, componentes da rede básica, é cobrado um valor denominado em R\$/KWh e ponderado em função da capacidade assegurada mensal.

O valor considerado para fins de definição do custo de transmissão até o centro de carga foi o de uma usina, que possui características semelhantes à usina objeto de estudo nessa dissertação, tais como localização geográfica e capacidade instalada, e que corresponde a R\$ 4,870.00/KWh mês para o ano de 2007. Esse valor é ajustado anualmente de acordo com a variação anual do IGP-M e equivale ao preço unitário multiplicado pela potência nominal anual instalada.

4.4.5.2.

Operação e manutenção

A estimativa de desembolsos com gastos relacionados às atividades de operação e manutenção totalizou R\$ 15,5 milhões em 2009, os quais foram proporcionalizados em função do percentual de energia produzida nesse ano. A exemplo dos outros custos relacionados ao projeto, esses gastos também são corrigidos anualmente com base na variação do IGP-M.

4.4.5.3.

Concessão pública

A ANEEL estabelece o pagamento de um valor anual pela concessão do uso de bem público. Segundo o contrato de concessão firmado com a referida Agência, o valor do desembolso anual totaliza R\$ 4,1 milhões, a ser pago do 7º ao 35º ano do prazo da concessão. Considerando-se que o contrato de concessão foi celebrado entre em dezembro de 2002, o primeiro pagamento mensal ocorrerá em dezembro de 2008.

Esses pagamentos também são corrigidos anualmente com base na variação do IGP-M.

Adicionalmente, conforme Portaria 247 do Ministério das Minas e Energia, publicada em 16 de maio de 2005, em função da obtenção de ganho de energia de 50,2MW médios, até o início de operação da usina, a empresa deverá efetuar um pagamento complementar anual de R\$ 360,1 mil até 2015.

Esses pagamentos anuais foram tratados como direitos de uso de bens públicos, amortizados anualmente com base no prazo do contrato de concessão, ou seja, 35 anos.

4.4.5.4.

Outros custos operacionais

Existem outros custos operacionais relacionados à exploração do negócio, os quais podem ser resumidos como segue:

- **Taxa de Fiscalização da ANEEL:** a Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996, fixou a cobrança da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (“TFSEE”) para as concessionárias de serviço público, autoprodutores e produtores independentes de energia elétrica. Esses valores são definidos e cobrados de maneira diferenciada de acordo com as características da operação de cada geradora, transmissora ou distribuidora de energia elétrica, e pode ser calculado com base na seguinte equação:

$$TFSEE = P \times 0,5\% \times B_g, \text{ onde:}$$

P : potência nominal instalada em KW anuais

B_g : benefício econômico gerado, considerado com base no valor do preço de energia definido nos contratos de venda

Esta taxa representa o encargo anual que deverá ser recolhido em parcelas mensais, sempre no mês subsequente ao da competência. A exemplo dos demais custos relacionados ao projeto, o valor da taxa também é corrigido anualmente com base na variação do IGP-M.

- **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (“CFURH”)**: a Lei 7.990, de 28 de dezembro de 1989, estabelece o pagamento de royalties pela utilização dos recursos hídricos. O valor devido é dado pela seguinte fórmula: $6,75\% \times \text{preço de referência R\$/MWh produzido} \times \text{volume de energia produzido em MWh}$.

Segundo a Resolução Homologatória ANEEL 404, de 12 de dezembro de 2006, a tarifa atualizada de referência para o ano de 2007 foi definida em R\$57.63, que também é reajustada anualmente com base na variação do IGP-M.

- **Verba para pesquisa e desenvolvimento no setor elétrico**: conforme o Contrato de Concessão, a empresa aplicará, anualmente, o montante de, no mínimo, 1% (um por cento) de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico, nos termos da Lei 9.991, de 24 de julho de 2000, regulamentada pelo Decreto 3.867, de 16 de julho de 2001. No entanto, todos os gastos com capacitação e treinamento das equipes poderão ser deduzidos deste valor. Sendo assim, foi considerado que 1% da receita operacional líquida do ano anterior serão destinados para projetos em pesquisa e desenvolvimento.
- **Despesas com a Operador Nacional do Sistema Elétrico (“ONS”)**: foi estimado um valor igual à 25% da TFSEE.
- **Despesas com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”)**: foi estimado um valor igual à 25% da TFSEE.

4.4.6.

Fontes de recursos e estrutura de capital

O orçamento de capital associado à construção da Orion pode ser resumido da conforme tabela 12:

Em milhões de reais	2007	2008	2009	2010	Total
Obras civis	215.2	232.9	167.6	50.9	666.6
Equipamentos	207.3	224.3	161.4	49.0	642.0
Montagem	21.5	23.3	16.7	5.1	66.6
Logística	-	8.7	6.2	-	14.9
Gastos sócio ambientais	67.3	96.9	96.9	32.3	293.4
Administração do projeto	26.7	11.0	8.7	2.8	49.2
Seguros	8.4	5.9	3.2	0.5	18.0
Total	546.4	603.1	460.8	140.5	1,750.8

Tabela 12 – Cronograma de investimentos de capital do projeto sem expansão

Esses recursos serão financiados pelos sócios da empresa e por terceiros, especificamente o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (“BNDES”). Partiu-se da premissa de que todos os trâmites burocráticos, para obtenção do financiamento junto ao BNDES, já haviam sido cumpridos.

Além disso, foi definida uma lógica de equalização de capital adotada para a modelagem financeira. Com o objetivo de facilitar o entendimento, partiu-se da premissa de que a estrutura de capital acordada com o BNDES seja de 30% de capital próprio e 70% de capital de terceiros (BNDES):

- A empresa aporta capital próprio até o início dos desembolsos de recursos por parte do BNDES;
- Caso a empresa tenha aportado mais do que 30%, até o momento da primeira liberação do BNDES, os recursos próprios são reembolsados pelo montante que excede os 30%;

- O BNDES passa a liberar os recursos para financiar o projeto, até que se equalize a proporção estabelecida entre a empresa e o banco; e
- Uma vez que a estrutura de capital esteja equilibrada, a empresa e o BNDES passam a fazer desembolsos proporcionais a 30% e 70%, respectivamente.

O cronograma de desembolsos firmado com o BNDES, cujos valores não contemplam correção, pode ser resumido conforme tabela 13:

Em milhões de reais	2007	2008	2009	2010	Total
Linha de financiamento	382.5	422.2	322.5	98.4	1,225.6

Tabela 13 – Cronograma de liberações de capital de terceiros

4.4.6.1.

Recursos de terceiros

De acordo com as condições definidas junto ao BNDES, foram assumidas as seguintes premissas para o financiamento do projeto:

- As proporções das parcelas em TJLP e cesta de moedas são, respectivamente, 70% e 30%;
- O custo financeiro da parcela em TJLP é composto pela TJLP acrescida de um spread de risco de 3,00% a.a.;
- O custo financeiro da parcela em cesta de moedas é composto por taxa anual de juros de 4,50% acrescida de um spread de risco de 3,00% a.a.;
- Os pagamentos dos juros serão realizados em bases trimestrais e mensais, durante³⁵ e após a construção da usina, respectivamente;
- A parcela da TJLP que exceder 4,00% a.a. será capitalizada ao principal; e

³⁵ De acordo com a Deliberação da Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) 193, de 11 de julho de 1996, os encargos financeiros incorridos durante a construção de um determinado ativo poderão ser capitalizados e amortizados a partir da data de entrada em operação desse mesmo ativo, na proporção de sua taxa de depreciação.

- O valor do principal será pago em parcelas mensais, ao longo de um período de 12 anos. Existe um prazo de carência de 6 meses contados a partir da data de entrada em operação da 5ª turbina, quando se atinge 100% da energia assegurada.

O BNDES utiliza um critério específico no cálculo dos juros com o objetivo de “*hedgear*” o investidor em face de eventuais oscilações na taxa de juros. O critério utilizado prevê a capitalização do saldo devedor da parcela da TJLP que exceder 6% a.a.. Por este critério, qualquer volatilidade nas taxas de juros seria distribuída ao longo do restante da vida do financiamento, o que minimiza o impacto financeiro sobre o projeto.

Supondo-se que a TJLP fosse de 8% a.a., seriam pagos 6% a.a. acrescidos do spread de risco. O valor capitalizado seria de 1,89% a.a. conforme cálculo a seguir:

$$\frac{(1 + TJLP)}{(1 + 6\%)} - 1 = \frac{(1 + 8\%)}{(1 + 6\%)} - 1 = \frac{(1.08)}{(1.06)} - 1 = 0.0189 = 1.89\%$$

Normalmente, os financiamentos do BNDES são controlados em URTJLP, que é uma unidade de medida cujo valor baseia-se na variação da TJLP. Dessa forma, os montantes (em Reais) liberados pelo banco são convertidos para URTJLP, nas datas das liberações. Assim, todo o saldo devedor é controlado nessa unidade de medida e, nas datas de pagamento de juros e principal, os valores em URTJLP são convertidos para Reais.

4.4.6.2.

A definição da taxa de desconto do projeto

Considerando que as movimentações de caixa envolvendo recursos de terceiros foram consideradas nas projeções dos fluxos de caixa, ou seja, adotou-se o modelo do fluxo de caixa do acionista, conforme discutido na seção 2.2.1.1..

Em avaliações tradicionais com base no método do FCD, a forma mais adequada de se definir essa taxa seria por meio da metodologia do *CAPM*. Todavia, a utilização dessa metodologia não se constitui como um dos objetivos da presente dissertação e, nesse sentido, a taxa de desconto foi definida em 15% ao ano, que representa o retorno que os investidores desejam obter no referido projeto.

4.5.

Avaliação pelo método do FCD

O modelo de fluxo de caixa adotado para o projeto pode ser resumido conforme figura 13:

	Receita bruta - geração de energia elétrica
-	Impostos incidentes (PIS/COFINS)
=	Receita líquida
-	Custos operacionais
	. Transmissão e geração
	. Operação e manutenção
	. Concessão pública
	. TFSEE
	. CFURH
	. P&D
	. ONS
	. CCEE
-	Custo de aquisição de energia spot
+	Créditos PIS/COFINS
=	Lucro operacional
-	CPMF
-	Depreciação e amortização
=	Lucro antes do IR e da CS
-	IR/CS
=	Lucro líquido de IR/CS
+	Depreciação e amortização
-	Investimentos de capital
=	Fluxo de caixa do projeto
+	Captações BNDES
-	Amortizações BNDES
=	Fluxo de caixa livre para os sócios

Figura 13 – O modelo de fluxo de caixa

O valor do projeto pelo método do FCD foi calculado partindo-se da premissa de que, inicialmente, os sócios irão construir cinco turbinas capazes de assegurar a

geração mínima de energia de 365.6 MWh médios, comercializados com base nos preços definidos nos contratos negociados em um ambiente regulado³⁶. O excedente de geração de energia será comercializado por meio da CCEE a preço *spot* de energia e, se houver déficit na geração, os sócios deverão adquirir, a preço *spot* de energia, a quantidade necessária para garantir o cumprimento do patamar mínimo de 365.6 MWh médios.

Além disso, existe uma opção de expansão do projeto de 42%³⁷, relacionada à construção de 3 novas turbinas, a um investimento de R\$ 0,75 bilhões, que pode ser exercida no início do quinto, décimo ou décimo quinto ano. Nesse cenário, o patamar mínimo de geração do projeto passaria de 365.6 MWh para 584.9 MWh médios.

A fim simular diversos caminhos aleatórios para algumas variáveis contempladas na modelagem financeira do projeto, a partir de suas respectivas distribuições de probabilidades, utilizou-se o software @Risk versão 4.5. O preço *spot* de energia foi modelado de acordo com um processo de reversão à média desenvolvido por Ornstein-Uhlenbeck, conforme equação a seguir:

$$dx = \eta (\bar{X} - X) dt + \sigma dz$$

$$dx = 0.0048 (78.35 - X) dt + 0.1332 \varepsilon \sqrt{dt}$$

A velocidade da reversão à média “ η ” foi calculada com base em uma regressão linear simples obtida a partir da série histórica de preços *spot* de energia, deflacionada pelo IGP-M, para um determinado período “ t ” e para “ $t-1$ ” deduzido da média apurada para essa série, definida como “ \bar{X} ” na equação. O valor inicial de “ X ” foi calculado a partir da média aritmética do preço *spot* para o ano de 2006, ou seja, o ano que antecede o período inicial das projeções dos fluxos de caixa. Além disso, a volatilidade “ σ ” foi obtida a partir do desvio padrão dessa mesma série histórica calculado com base no logaritmo dos incrementos mensais do preço *spot* de energia.

³⁶ Entende-se por ambiente regulado, ou Ambiente de Contratação Regulada (“ACR”), o segmento no qual se realizam as negociações de compra e venda de energia elétrica, precedidas de um processo licitatório.

³⁷ O incremento no valor do projeto foi obtido com base na diferença entre os valores do projeto sem expansão e expandido, apurados de forma determinística por meio da modelagem financeira construída para as projeções dos fluxos de caixa.

$$\sigma = [\ln(x_t/x_{t-1})] / \sqrt{t}$$

As variáveis macroeconômicas TJLP e IGP-M foram modeladas de forma semelhante com base nas respectivas séries históricas, ambas compreendidas para o período de janeiro de 1995 a dezembro de 2006. A exemplo da modelagem utilizada para o preço *spot* de energia, o valor inicial de “X” foi calculado a partir da média aritmética das respectivas variáveis para o ano de 2006.

$$dx = 0.0059 (0.1167 - X) dt + 0.0208 \varepsilon \sqrt{dt} \quad \text{para a TJLP}$$

$$dx = 0.0310 (0.1008 - X) dt + 0.0021 \varepsilon \sqrt{dt} \quad \text{para o IGP-M}$$

Pode-se observar que as médias obtidas para a TJLP e para o IGP-M foram de, respectivamente, 11.67% ao ano e de 10.08% ao ano, ou seja, relativamente altas em relação às perspectivas econômicas consideradas atualmente por algumas fontes de mercado. Esses resultados refletem as fortes oscilações ocorridas nos principais indicadores macroeconômicos brasileiros para os anos de 1995, 1999 e 2002, quando o país experimentou uma depreciação em alguns de seus fundamentos econômicos. Nesse sentido, optou-se por desconsiderar esses impactos e utilizar uma média de longo prazo de 6.5% para a TJLP e de 4.5% para o IGP-M.

Segue na tabela 14 um resumo das principais definições em termos de distribuição, modelagem e estatísticas básicas para cada uma das variáveis estudadas:

Variável	Distribuição/ Modelagem	Média	Volatilidade (%)	Parâmetros adicionais
Preço <i>spot</i> de energia	Normal/MRM ³⁸	R\$ 78.35/MWh	13.32	N/A
TJLP	Normal/MRM	6.5%	2.00	N/A
IGP-M ³⁹	Normal/MRM	4.5%	0.00	N/A
Quantidade de energia assegurada ⁴⁰	Exponencial	111.8 MWh	86.4	N/A
Perda na geração de energia	Triangular	N/A	N/A	1%;3%;5%

Tabela 14 – A modelagem utilizada para as variáveis de incerteza

O valor esperado do projeto, calculado a partir de 10.000 iterações, foi de R\$ 1,449.0 milhões e sua distribuição de probabilidade está ilustrada na figura 14:

³⁸ Com base na figura 12, observa-se que o comportamento da variável preço *spot* de energia tende a se estabilizar, sobretudo a partir do ano 2002, ainda que nos anos de 2004 e 2006 tenham ocorrido algumas oscilações mais significativas (“saltos”). Assim, optou-se por utilizar um processo estocástico de reversão à média para essa variável.

³⁹ As variáveis TJLP e IGP-M apresentam uma correlação de 0.2552, calculada com base na série histórica compreendida para o período de janeiro de 1995 a dezembro de 2006. Esse coeficiente de correlação foi contemplado nas simulações realizadas com o auxílio do software @Risk.

⁴⁰ O patamar de energia assegurada foi obtido com base na série histórica de vazões de águas na região onde a usina será construída, disponibilizada pelo ONS para o período compreendido entre janeiro de 1931 e dezembro de 2005. Com base nesses dados, foi calculada a quantidade anual de energia gerada a partir do volume de águas. Posteriormente, a partir dos dados de energia, foi definida a distribuição de probabilidades que mais se ajustava à curva gerada por esses dados. Essa distribuição foi obtida por meio da ferramenta “*best fit*” do software @Risk versão 4.5 e definida como uma distribuição Exponencial de desvio padrão 96.63 e *shift* de 15.17).

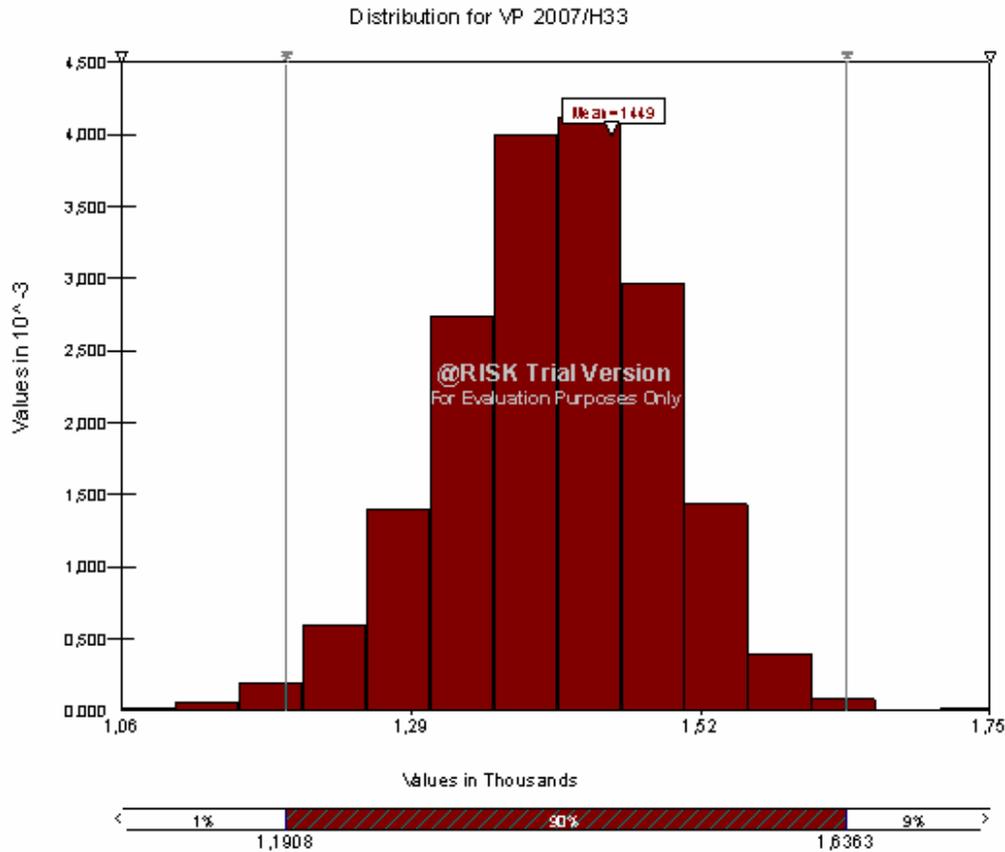


Figura 14 – O valor esperado do projeto calculado a partir do @Risk

Considerando o valor presente dos investimentos requeridos para a construção das 5 turbinas, no montante de R\$ 1,511.0 milhões, verifica-se que o VPL do projeto sem a opção de expansão é negativo em R\$ 62 milhões.

Os parâmetros do modelo de regressão do valor do projeto (R^2 de 67.2%), conforme o gráfico Tornado, podem ser resumidos conforme figura 15:

Regression Sensitivity for VP 2007/H33

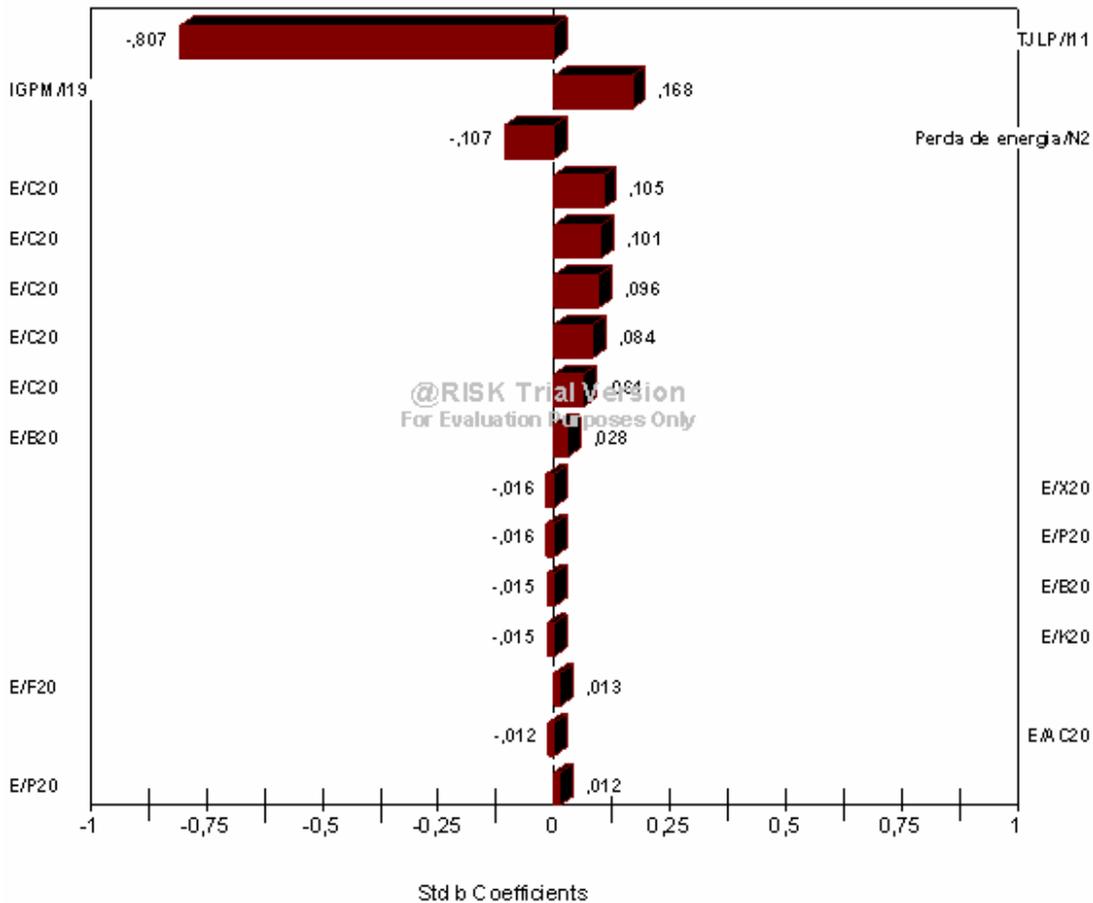


Figura 15 – Análise de regressão da modelagem financeira

Com base no gráfico Tornado gerado a partir do software @Risk 4.5, observa-se que as principais variáveis que influenciam o valor do projeto são a “TJLP” e o “IGP-M”, cujos incrementos impactam de forma negativa e positiva o valor do projeto, respectivamente. Além disso, a variável “E”, que se refere à quantidade de energia gerada a partir do volume de águas na região, está representada diversas vezes no gráfico uma vez que foram obtidas uma quantidade de energia gerada para cada ano da projeção, conforme exposto anteriormente. Ainda que essas variáveis não influenciem o valor do projeto de forma significativa, observa-se que incrementos na quantidade de energia gerada impactam positivamente o valor do projeto.

4.6.

Avaliação pela teoria das Opções Reais

Segundo Copeland e Antikarov (2001, pp. 237-240), é comum que analistas financeiros incorram em alguns equívocos na utilização do modelo das Opções Reais. O primeiro desses equívocos está relacionado à utilização da volatilidade do preço de uma determinada *commodity* como a volatilidade do projeto como um todo. Conforme discutido ao longo desse trabalho, além do preço, existem outras variáveis que devem ser consideradas para fins de determinação da volatilidade de um projeto.

Por outro lado, não seria razoável também utilizar uma extensa gama de variáveis e incertezas na avaliação, o que certamente tornaria o modelo bastante complexo e de difícil interpretação. No estudo da Estatística, especificamente nas análises de modelos de regressão, existe um conceito que pode ser utilizado de forma análoga às modelagens financeiras, que é o da parcimoniedade. Ou seja, em princípio, deve-se optar por modelos menos complexos e, se necessário, aperfeiçoá-los.

Nesse sentido, a volatilidade do projeto foi modelada com base na abordagem do portfólio replicado, ou seja, foi obtida a partir da volatilidade do próprio valor do projeto, como sugerem os autores retromencionados, e incorporou, portanto, incertezas relacionadas ao comportamento das variáveis preço *spot* de energia, TJLP, IGP-M, quantidade de energia assegurada e percentual de perda na transmissão de energia. Essa volatilidade foi calculada para intervalos de tempo de cinco anos, ou seja, foram obtidas para os anos 0, 5, 10, 15, 20 e 25 das projeções, resumidas na tabela 15:

2007	2012	2017	2022	2027	2032
13.47%	14.86%	14.75%	14.45%	14.17%	13.81%

Tabela 15 – As volatilidades associadas ao projeto

Um outro equívoco baseia-se na utilização da fórmula do modelo Black-Scholes para precificar as opções reais. Ainda que de grande valia, o modelo Black-Scholes está suportado por diversas premissas restritivas para fins de precificação de

um ativo real, como por exemplo: (i) a opção é exercível somente no vencimento (européia); (ii) existe apenas uma fonte de incerteza; (iii) a variância associada a essa incerteza é constante ao longo do tempo; (iv) o preço de exercício da opção é constante, entre outras. Dessa forma, a maioria das aplicações práticas de opções reais não podem se suportar nessas premissas e, por consequência, a utilização do referido modelo, nesse caso, não é recomendada.

Dessa forma, a opção de expansão do projeto foi calculada a partir da construção de uma árvore binomial com a utilização das seguintes variáveis: (i) o valor do projeto obtido com base no método do FCD foi utilizado como o valor corrente do ativo subjacente; (ii) o valor do investimento necessário para se expandir a usina foi considerado como o preço de exercício da opção; (iii) os prazos de exercício dessa opção foram de 5, 10 e 15 anos, contados a partir do instante “zero” e a opção foi tratada de maneira excludente, ou seja, pode ser exercida apenas uma vez; (iv) a volatilidade do ativo foi calculada conforme demonstrado anteriormente; (v) a TJLP foi utilizada para fins do cálculo da opção de expansão, haja vista que, no mercado financeiro brasileiro, essa é a principal taxa de juros livre de risco utilizada para projeções efetivamente de longo prazo; e (vi) o cronograma de dividendos obtido a partir da modelagem de projeção dos fluxos de caixa futuros, conforme apresentado na tabela 16:

2010	0.173	2019	0.065	2028	0.163
2011	0.151	2020	0.068	2029	0.175
2012	0.153	2021	0.081	2030	0.191
2013	0.155	2022	0.082	2031	0.213
2014	0.109	2023	0.130	2032	0.244
2015	0.083	2024	0.134	2033	0.290
2016	0.077	2025	0.139	2034	0.368
2017	0.072	2026	0.146	2035	0.526
2018	0.069	2027	0.153	2036	1.000

Tabela 16 – Cronograma de distribuição de dividendos do projeto

O quarto equívoco mencionado pelos autores diz respeito à utilização da abordagem da árvore de decisões para precificar as opções reais, pois, como demonstrado na seção 2.4.4.2., esse método pressupõe a adoção de uma taxa de desconto constante ao longo da vida da opção. No entanto, em cada ponto da árvore existe uma expectativa de risco diferenciada que é gerenciada pela administração do ativo. Dessa forma, a taxa de desconto é ajustada ao risco de acordo com essa flexibilidade gerencial e, assim, a taxa utilizada na abordagem das Opções Reais não é igual àquela definida para mensurar o valor do projeto de acordo com o método do FCD. Dessa forma, a TJLP foi utilizada como taxa de desconto para fins de precificação da opção de expansão.

Por fim, existe um quinto equívoco relacionado à extensão temporal da opção real. Esses autores recomendam que opções que se estendam por mais de 15 anos sejam ignoradas, uma vez que o valor presente dos fluxos de caixa esperados não será relevante no contexto do valor total do projeto, considerando-se a volatilidade associada a esses fluxos bem como a alta taxa de desconto. Todavia, essas opções deverão ser incorporadas no modelo caso os valores desses fluxos de caixa sejam significativos.

No presente trabalho, a opção de expansão do projeto pode ocorrer nos anos 5, 10 e 15 de sua vida útil e, nesse sentido, nenhuma delas foi ignorada para fins do presente estudo.

4.6.1.

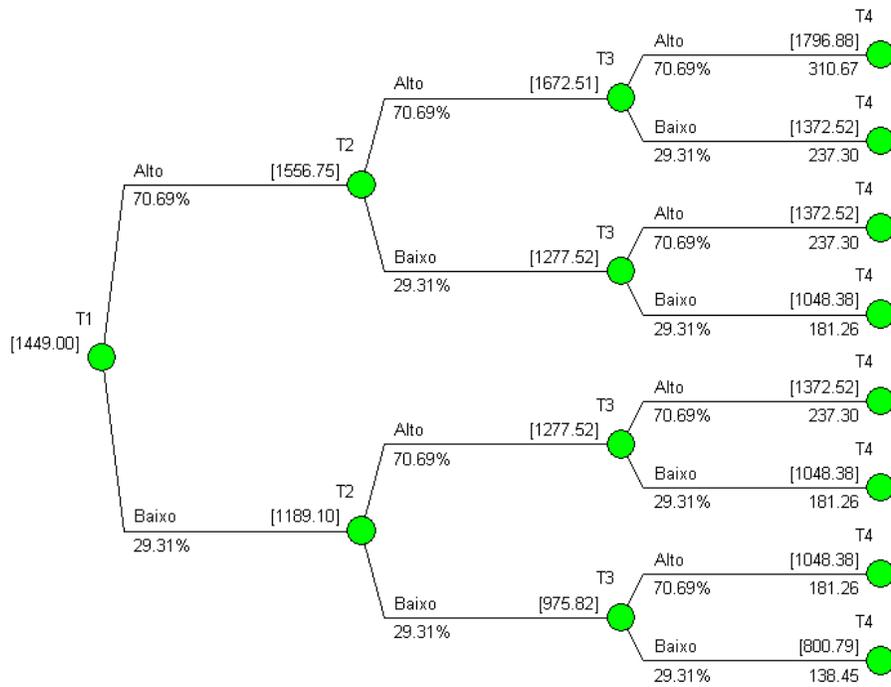
Modelagem do ativo básico

A modelagem do ativo básico foi estruturada no software DPL versão 6.0 e pode ser resumida conforme figura 16:



Figura 16 – A modelagem do ativo básico

O valor esperado do projeto, calculado a partir do software DPL foi de R\$ 1,449.0 milhões, ou seja, idêntico ao valor de R\$ 1,449.0 milhões obtido a partir das 10.000 iterações calculadas a partir do software @Risk; o que demonstra a acurácia do modelo construído no DPL.



Licensed by Syncopation Software for educational and non-commercial research purposes only.

Figura 17 – O valor esperado do projeto calculado a partir do DPL

4.6.2.

As opções de expansão

As opções de expansão no início dos anos 5, 10 e 15 foram modeladas no software DPL versão 6.0 conforme apresentado na figura 18:

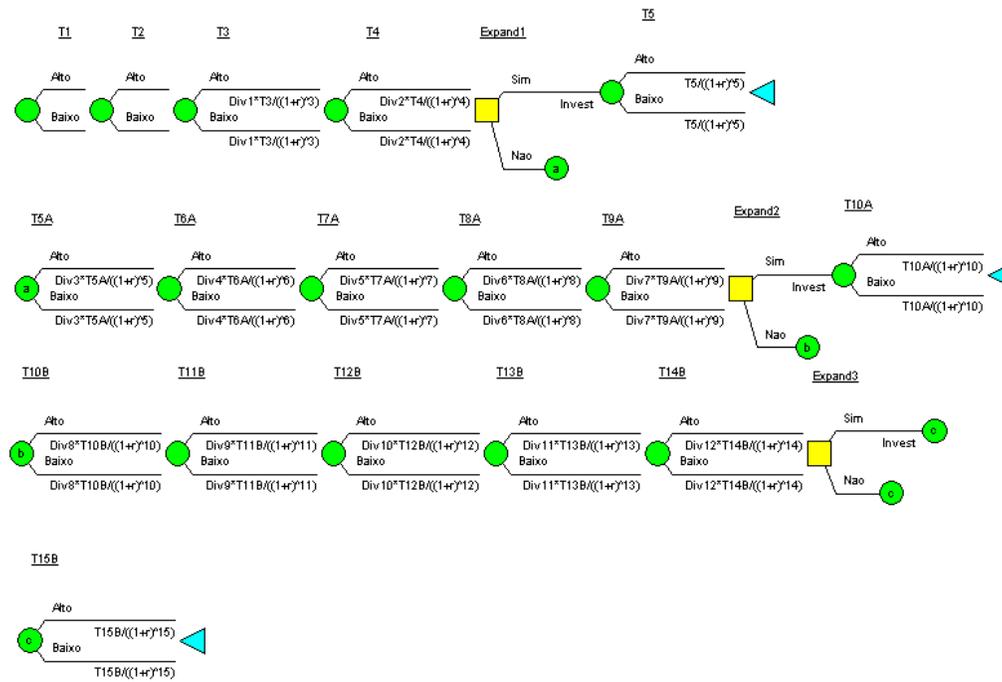


Figura 18 – A modelagem das opções de expansão

O valor do projeto totalizou R\$ 1,466.0 milhões, ou seja, a opção de expansão foi exercida em apenas um momento da vida útil do projeto, especificamente no quinto ano, conforme demonstrado na figura 19:

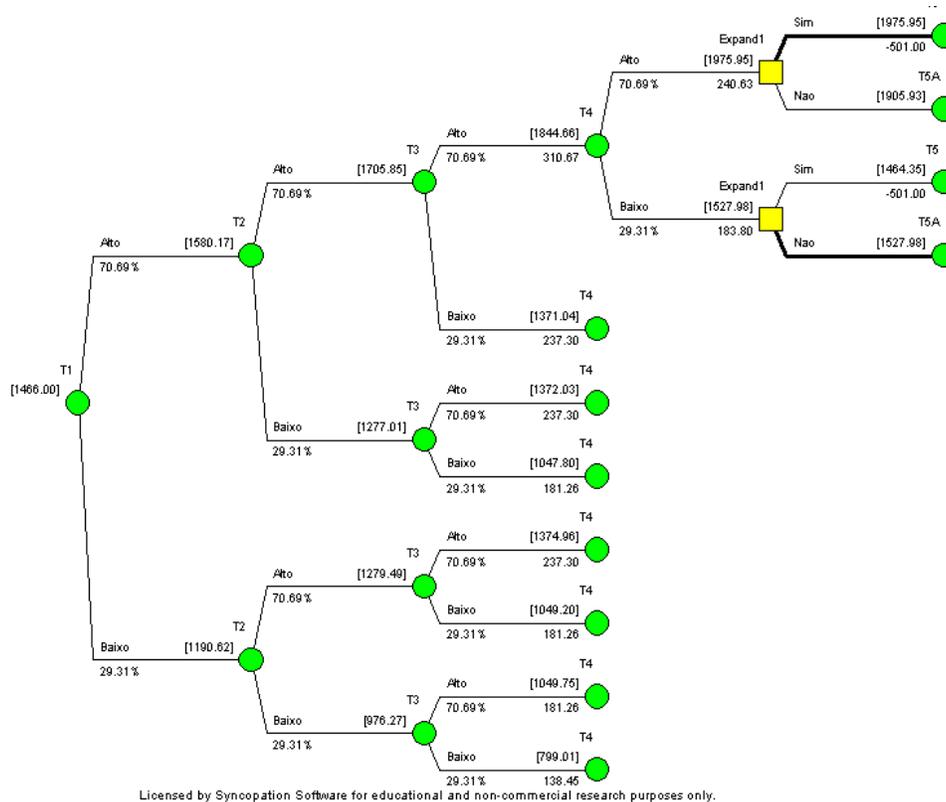


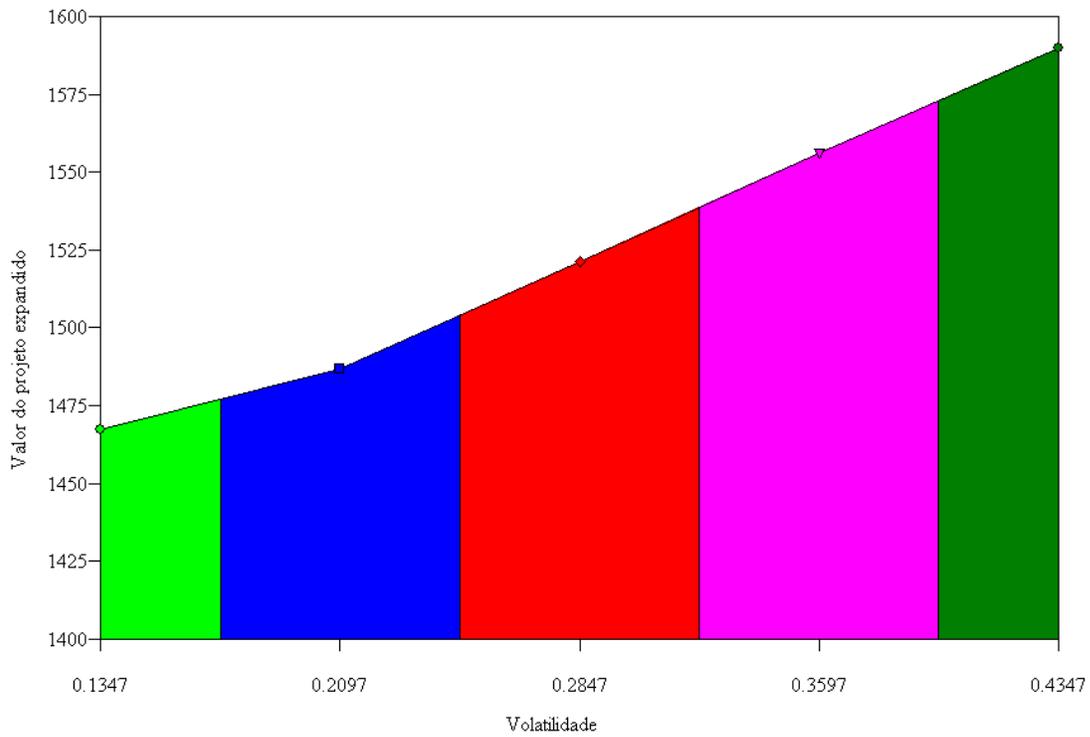
Figura 19 – O valor esperado do projeto expandido

4.6.3.

Análise de sensibilidade

Ainda que a opção de expansão tenha sido exercida em apenas um dos três momentos de exercício, foi possível observar que o valor do projeto pode ser incrementado a partir de variações nos parâmetros “volatilidade” e “investimento para expansão”. Com o objetivo de simplificar a análise de sensibilidade no que se refere ao parâmetro volatilidade, optou-se por reconstruir o modelo no DPL com a utilização de apenas uma volatilidade – a do ano de 2007 – para toda a vida do projeto⁴¹.

⁴¹ A decisão de se simplificar o modelo decorreu também do fato de que o software DPL versão 6.0 não permite realização de análise de sensibilidade para mais de duas variáveis, processada por meio da ferramenta “Two-Way Rainbow Diagram”. Cabe mencionar ainda que o valor do projeto com a opção de expansão não foi modificado, ou seja, a simplificação do modelo não impactou a referida análise.



Licensed by Syncopation Software for educational and non-commercial research purposes only.

Figura 20 – Análise de sensibilidade da volatilidade do projeto

Conforme demonstrado na figura 20, o valor do projeto é incrementado em aproximadamente R\$ 140 milhões caso sua volatilidade seja de 43.47%. Todavia, o incremento no valor do projeto também se mostra significativo caso o montante investido na expansão seja de R\$ 301 milhões, conforme apresentado na figura 21:

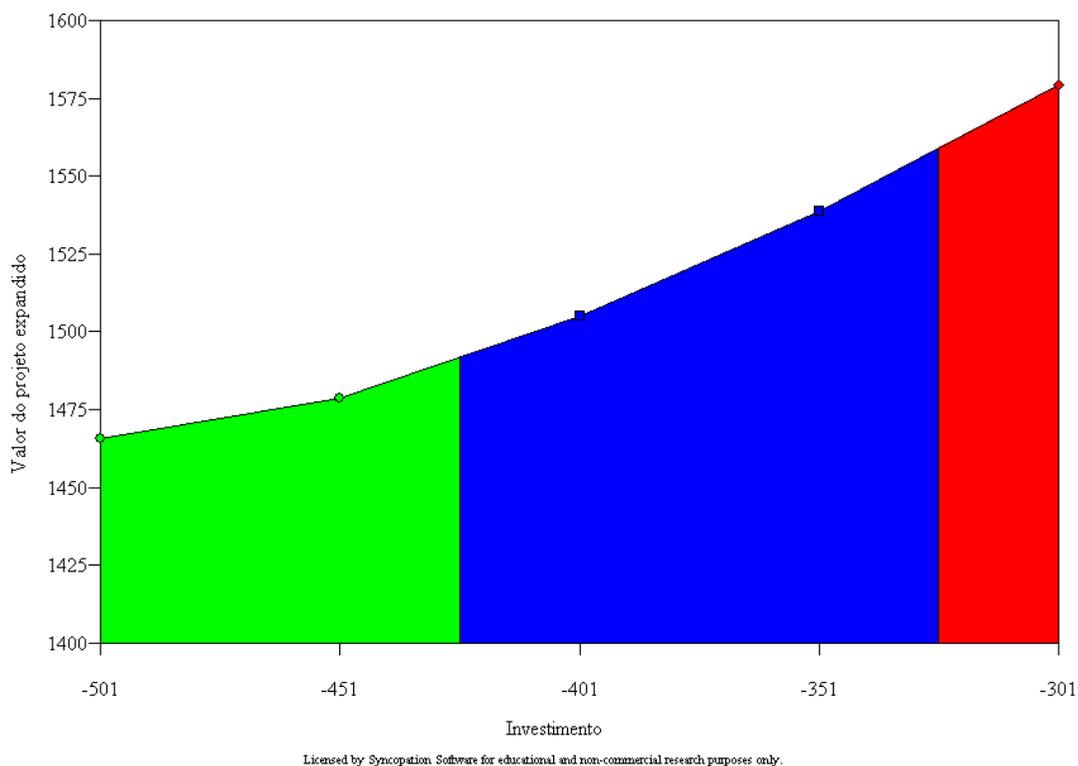


Figura 21 – Análise de sensibilidade do investimento para expansão

Além disso, uma análise de sensibilidade construída a partir da integração das duas variáveis, “volatilidade” e “investimento para expansão”, revelou que o valor do projeto pode ser incrementado em mais de R\$ 200 milhões, conforme resumo apresentado na tabela 17:

		Investimento para expansão (R\$ milhões)				
		501	451	401	351	301
Volatilidade (%)	13.47	1,466.5	1,477.2	1,505.3	1,537.8	1,579.4
	20.97	1,486.7	1,509.5	1,534.5	1,557.6	1,592.4
	28.47	1,522.1	1,542.5	1,560.9	1,581.2	1,608.4
	35.97	1,556.1	1,573.2	1,590.3	1,607.3	1,625.4
	43.47	1,595.0	1,603.9	1,621.3	1,632.5	1,650.1

Tabela 17 – Matriz de sensibilidade do valor do projeto