

Universidade de Brasília  
Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade – FACE  
Departamento de Economia

**O impacto de taxas de juros e câmbio em Project Finance: o caso de projetos  
hidrelétricos no Brasil**

Nathália Mendes Nascimento

Brasília  
2014  
Nathália Mendes Nascimento

**O impacto de taxas de juros e câmbio em Project Finance: o caso de projetos hidrelétricos no Brasil**

**Monografia apresentada junto ao curso de Ciências Econômicas da Universidade de Brasília como requisito à obtenção do título de Bacharel.**

**Orientador: Prof. Dr. Pedro Zuchi da Conceição**

Banca Examinadora

---

Prof. Dr. Pedro Zuchi da Conceição

---

Prof<sup>a</sup>. Denise Imbroisi

## Agradecimentos

*“A gratidão é o único tesouro dos humildes”*

– William Shakespeare

De nada vale o trabalho, sem o reconhecimento e agradecimento àqueles que fizeram a diferença ao longo da jornada. Por isso, agradeço aos que, de alguma maneira, me ajudaram.

Primeiro, ao meu Senhor e meu Deus. A Ele, toda a gratidão que eu possa ter pelo amor incondicional presente em minha vida. Que, assim como Maria, eu possa sempre ser Tua serva.

Aos meus queridos pais, Paule e Paulo. Por todo apoio que me deram e, mais ainda, por todas as vezes que buscaram me mostrar o caminho certo quando porventura eu me afastava dele. Obrigada por serem meus exemplos de trabalho, dedicação e, mais que tudo, amor.

À minha irmã preferida, Annelise. Ainda que fisicamente distante, sempre perto no coração. Obrigada por todos os conselhos, por todas as vezes que escutou meus desabafos e até pelas brigas de irmã.

A todos os Mendes e Nascimento, meus amigos e, em especial, meus amigos e confidentes, Caio, Clara, Fernanda Almeida e Luiza Monteiro.

Um agradecimento especial a todos que estiveram comigo no Movimento Empresa Júnior: Econsult, equipe Adm-Fin e Direx 2014. Obrigada por me ajudarem a crescer e dar um propósito a quase três dos meus quatro anos de faculdade.

Por fim, ao meu orientador, Pedro Zouchi. Obrigada por entender essa aluna um pouco “desesperada” e mesmo assim me acompanhar ao longo desses meses de trabalho.

A todos esses e todos que estão no coração, meu mais sincero obrigada!

## Resumo

Investimento em infraestrutura nos países tem, desde a década de 70, saído das mãos do governo e passado para agentes privados que veem, nesse tipo de empreendimento, uma oportunidade de investimento de longo prazo. O setor de energia brasileiro era totalmente controlado pelo governo até 1995 quando se liberalizou a atividade. A partir de então, o setor passou por várias reformas até atingir um cenário com mais de mil organizações que fornecem e comercializam energia. Porém, ainda que o setor apresente uma ampla gama de agentes, ainda há uma projeção de demanda que ultrapassa a oferta no futuro e a inserção de novos agentes se faz necessária.

A entrada dos agentes privados em investimentos de longo prazo, como o de energia, muitas vezes, exige captação de recursos. Uma das modalidades de financiamento empregada para investimento de longo prazo e capital intensivo tem sido o project finance. Tal modalidade difere-se dos modelos comuns pois não exige garantias patrimoniais para consolidar o empréstimo, e sim, utiliza o próprio fluxo de caixa projetado para estabelecer o pagamento ao financiador.

Em função de suas características, o project finance está sujeito a riscos e tanto investidor quanto financiador devem levá-los em consideração no momento de consolidar o investimento. Além dos riscos de um financiamento comum, o project finance também está sujeito a flutuações macroeconômicas que podem até inviabilizar o projeto.

Nesse cenário, o presente trabalho visa definir se um investimento em project finance é viável em um país como o Brasil que apresenta um histórico de intensas variações no câmbio e em sua taxa de juros de mercado. A metodologia usada é a projeção do histórico dessas duas variáveis sob um fluxo de caixa de uma usina hidrelétrica. Dentre os resultados obtidos, a principal conclusão é de que o project finance somente se torna viável em países com significativa estabilidade, do contrário, as flutuações econômicas podem inviabilizar o projeto prejudicando as partes envolvidas.

**Palavras-chave:** energia elétrica; project finance; taxa de juros; câmbio.

## Abstract

Since the 70's, infrastructure investment in the countries has gone out of the hands of the government and passed to private agents who consider this type of project a long-term investment opportunity. The Brazilian energy sector was totally controlled by the government until 1995 when the activity was liberalized. Since then, the sector has undergone several renovations until a setting with more than a thousand organizations that provide and market energy. However, although the sector presents a wide range of stakeholders, there is still a projected demand that might exceed the supply in the future and the inclusion of new agents is necessary.

The entry of private players in long-term investments such as energy often requires fundraising. One of the employed methods of financing for long-term and capital intensive investment has been the project finance. This method differs from ordinary models because it does not require property guarantees to the loan but uses the cash flow designed itself to provide for the payment to the lender.

Due to its characteristics, the project finance is subject to risks which both investor and financier should take them into consideration when consolidate investment. In addition to the risks of a common financing, project financing is also subject to macroeconomic fluctuations that may even derail the project.

In this scenario, this study aims to determine whether an investment in project finance is feasible in a country like Brazil in which there is a history of intense variations in exchange and its market interest rate. The methodology used is the historical projection of these two variables in a cash flow of a hydroelectric plant. Among the results, the main conclusion is that the project finance only becomes feasible in countries with significant stability, otherwise, economic fluctuations may derail the project harming the parties involved.

**Keywords:** electricity; project finance; interest rates; exchange.

## Lista de Figuras

Figura 1 – Órgãos atuantes no Sistema de Energia do Brasil .....	15
Figura 2 – Série História de Oferta Interna de Energia e Consumo Final no Brasil .....	16
Figura 3 – Utilização da Energia no Brasil em 2013 .....	17
Figura 4 – Consumo de eletricidade per capita x Renda per capita – Comparação entre países.....	18
Figura 5 – Investimento total por project finance no Brasil.....	20
Figura 6 – Matriz Energética Brasileira .....	20
Figura 7 - Gráfico IS .....	24
Figura 8 – Modelo IS - LM .....	25
Figura 9 – Equilíbrio no Mercado de Fundos de Empréstimo e no Mercado de Câmbio (economia aberta).....	27
Figura 10 – Representação Gráfica do Project Finance .....	32
Figura 11 - Comportamento do Lucro do empreendimento – Cenário Atual .....	40
Figura 12 – Evolução TJPL.....	40
Figura 13 – Evolução da Taxa Selic.....	41
Figura 14 – Comportamento do Lucro – Dois cenários .....	41
Figura 15 – Taxas de Câmbio Real/Dólar e os Ciclos de Investimento .....	43
Figura 16 – Gastos em reais, ano a ano, com equipamentos conforme período cotação do dólar no mercado de câmbio. ....	45

## Lista de Tabelas

Tabela 1 – Consumo total de eletricidade .....	19
Tabela 2 – Capacidade Instalada (MW) .....	21
Tabela 3 – Custos envolvidos na instalação de uma usina hidrelétrica.....	36
Tabela 4 – Receita Projetada – Usina Hidrelétrica.....	37
Tabela 5 – Participação dos custos de acordo com a fase do projeto.....	38
Tabela 6 – Quadro resumo das taxas internas de retorno em cada um dos cenários.....	42
Tabela 7 – Gastos com equipamentos em reais e dólar.....	44
Tabela 8 – Preço dos equipamentos em dólar e em real de acordo com o período de cotação.....	44
Tabela 9 –Retornos do projeto de acordo com o ciclo de câmbio.....	45

## Sumário

Agradecimentos.....	3
Resumo.....	4
Abstract .....	5
Lista de Figuras .....	6
Lista de Tabelas.....	7
Capítulo 1 – Introdução.....	10
1.1. Apresentação do Tema .....	10
1.2 Problemática.....	13
Capítulo 2 – Contextualização e Perspectivas do Setor .....	14
Capítulo 3 – A importância do Investimento .....	23
3.1 A macroeconomia do investimento.....	23
3.1.1 As variáveis do investimento .....	23
Câmbio e Taxa de Juros .....	26
3.1.2 Investimento e a questão do prazo .....	27
3.2 A decisão do investidor .....	28
3.3 O project finance como oportunidade de investimento.....	30
3.3.1 Agentes envolvidos .....	31
3.3.2 Os riscos do project finance .....	33
Capítulo 4 – Impacto das variações de câmbio de juros no projeto .....	35
4.1 Custos e Receita em um empreendimento hidroelétrico .....	35
4.2 Investimentos e Custos de Execução .....	37
Implementação, Obras Cíveis e Pré-Operação.....	37
Operação .....	39
4.3 Cenários diante de riscos macroeconômicos.....	39
Aumento ou Redução da Taxa de Juros .....	39
Desvalorização ou Valorização do Real.....	42
Capítulo 5 - Conclusão.....	47
Referências Bibliográficas .....	51
Apêndice A – Custos por fase do projeto.....	56
Apêndice B – Fluxo de Caixa do Projeto.....	57
Apêndice C – Amortização do Financiamento.....	62
Amortização com taxa de juros fixa.....	62
Amortização com TJLP variável.....	63
Apêndice D – Taxa Interna de Retorno.....	64



Taxa Interna de Retorno do Projeto .....	64
Taxa Interna de Retorno do Acionista – Com TJLP fixa .....	65
Taxa Interna de Retorno do Acionista – com TJLP variável .....	66

## Capítulo 1 – Introdução

### 1.1. Apresentação do Tema

Autores divergem sobre o papel do governo como fornecedor, ou não, de infraestrutura e se esse papel deveria passar para a mão de agentes privados. Porém, a entrada de agentes privados nem sempre é possível dada a escassez de recursos desses agentes, principalmente em setores que exigem grandes volumes de investimento. Uma alternativa que vem sendo utilizada com o objetivo de suprir a necessidade de recursos financeiros é o *project finance*, que constitui em uma estratégia de financiamento que tem viabilizado a construção de grandes obras de infraestrutura por todo o mundo. O presente estudo visa apontar como os projetos que adotam a estratégia de *project finance* são afetados pelas flutuações das variáveis macroeconômicas e atestar se tais projetos são de fato uma alternativa viável para substituir a participação do governo no fornecimento de energia elétrica no Brasil.

Stiglitz (1996) aponta seis condições básicas para que um governo atue adequadamente e, entre elas, encontra-se a função de investir em infraestrutura. Analogamente, Stern (2002) também aponta a infraestrutura como uma responsabilidade do governo, porém de maneira diferente. Segundo ele, faz-se necessária a criação de um ambiente favorável ao investimento para o desenvolvimento de um país e, com esse objetivo, o governo deve, entre outras coisas, garantir um ambiente favorável ao investimento em infraestrutura. Portanto, para Stern (2002) o governo já não é mais obrigado a investir em infraestrutura, mas deve de alguma maneira, garantir o investimento de maneira a suprir as necessidades da população.

A forma como a construção, operação e manutenção de projetos de infraestrutura são conduzidas tem sofrido alterações significativas nos países, na maioria das vezes influenciada pelas políticas de governo. Dailami e Leipzinger (1998) apontam que a tendência ao redor do mundo é, cada vez mais, a participação privada em projetos de infraestrutura com redução da participação governamental. Durante a década de 90, percebe-se o governo atuando como agente regulador. Países em desenvolvimento como Índia, Indonésia, Colômbia, Chile e Argentina, tem tornado uma política comum a participação privada na oferta de infraestrutura. A austeridade fiscal e baixa *performance* dos empreendimentos governamentais levaram os países a recorrerem a instituições privadas para a operação de diversos tipos de investimentos como rodovias, redes de energia, aeroportos, redes de telecomunicações, entre outros (Dailami e Leipzinger, 1998).

A participação do gasto do governo em infraestrutura como fração do Produto Interno Bruto dos países declinou consideravelmente a partir da década de 70 e continuando a decair em 80 e 90 (Quiggin, 1996). Page *et. al* (2008) aponta que uma razão para a mudança de característica do investimento de projetos do público para o privado está ligada à incapacidade do governo de prover infraestrutura adequadamente. Com o desenvolvimento tecnológico, criou-se um ambiente favorável à entrada privada e competição, permitindo que grandes investimentos não fossem mais responsabilidade de um único fornecedor, mas de um conjunto de agentes (Swaroop,1994). Consequentemente, essa maior diversidade e participação de empresas trouxe efeitos significativos a concorrência, contribuindo para melhoria na qualidade dos serviços oferecidos. (Swaroop, 1994)

Esty (2004) alerta que a demanda por projetos de infraestrutura intensivos em capital continua crescendo e a disponibilidade de recursos para investimento não ocorre na mesma magnitude. Tendo em vista que o grande impasse à entrada privada em setores como o de infraestrutura está relacionado ao volume de investimentos necessários, os agentes econômicos necessitam buscar fontes de recursos externas à empresa privada para viabilizar a execução do projeto. Nesse sentido, uma solução que vem sendo utilizada é o *project finance*.

Diferentemente dos financiamentos comuns, o *project finance* cria um projeto independente, que não exige contrapartida e paga seu débito a partir de si mesmo de acordo com o fluxo de caixa projetado para o projeto (Esty & Sesia, 2007). Para tanto, é preciso efetivar um acordo, via realização de contratos não financeiros que definirão o que o emprestador deve receber de forma a minimizar o risco de inadimplência (Corielli, 2008). Portanto, o projeto deve ser capaz de realizar o pagamento de seus próprios custos, do custo acordado em contrato e materializado no fluxo de caixa do projeto e, ainda, remunerar os investidores (Scanella, 2012).

É importante ressaltar que o *project finance* não é um fenômeno recente na estratégia de execução de projetos. Desde as grandes navegações existiam negociações de empréstimo que seriam pagos de acordo com a receita que se pudesse conseguir à bordo (Pimenta, 2010). Nos moldes como é utilizado atualmente, o *project finance* surgiu em torno dos anos 70 com a exploração de óleo e gás no mar do Norte (Pimenta, 2010). A partir de então teve grande uso entre 70 e 90, principalmente nos países desenvolvimento. Durante a crise Asiática, nos anos 1997 e 1998, seu uso foi retraído por todo o mundo, voltando com força nos anos 2000 (Kripa, 2003). No Brasil, a modalidade só foi possível de ser utilizada com a estabilidade econômica do final dos anos 90 (Pimenta, 2010).

Segundo Tiryaki (2012), do total investido em energia, em 2011, em 139 países analisados pelo Banco Mundial, o Brasil foi responsável por 21,4% do montante do período, com destaque para as hidrelétricas de Santo Antônio e Jirau que, juntas, somam mais de 5 bilhões de dólares de capital fruto de empréstimo investido (Pimenta, 2010). Só em Jirau, segundo a consultoria Andrade&Canellas (2014), R\$ 7,2 bilhões foram obtidos através da modalidade projec finance via BNDES, para produzir 3.450 megawatts. Já a hidrelétrica de Santo Antônio, tem metade de seu custo financiado pelo BNDES por project finance. Um total de R\$ 6,2 bilhões foram investidos para a produção de 3.150 megawatts de energia.

Assim como em qualquer tipo de investimento, o project finance apresenta riscos associados à sua utilização. Farrel (2003) aponta cinco tipos de riscos sob os quais o project finance está submetido: i) os riscos em subestimar os custos para iniciar o investimento; ii) os riscos da operação com possibilidade de ocorrer baixa produtividade ou problemas nas transações associados à taxa de câmbio; iii) os riscos associados aos custos de tecnologia, principalmente nos casos de tecnologia nova não testada ou existente que pode se tornar obsoleta; iv) os riscos de mercado associados às questões de competitividade; e, v) os riscos políticos associados ao investimento.

Para Araújo (2003) os riscos inerentes ao projeto podem ser classificados em três grupos: os riscos de construção, os riscos vinculados à operação e os riscos financeiros. De maneira similar à Farrel (2003), os riscos de construção estariam ligados a atrasos, tecnologias inadequadas ou defasadas, estimativas erradas, entre outros. Os riscos de operação também vinculados à produtividade, ao mercado consumidor, problemas de precificação. Por fim, Araújo (2003) aponta os riscos financeiros que seriam aqueles vinculados a flutuações em variáveis macroeconômicas como taxa de juros e risco cambial.

A importância do estudo do project finance vai além de sua crescente popularidade. Ainda segundo Araújo (2003) essa modalidade de financiamento pode resolver o trade-off dos serviços de utilidade pública. Projetos como de infraestrutura exigem grandes volumes de investimento e requerem tecnologias muitas vezes produzidas em ambientes externos e a custos elevados. Em contrapartida, o resultado do projeto precisa gerar um serviço de baixo custo que possa atender a população de forma integral. Uma vez que o project finance não exige garantias além do próprio fluxo de caixa do projeto, a redução do custo do serviço torna-se viável. Já em termos privados, Rodrigues (1997) aponta que investimentos em infraestrutura tem uma tendência mais lucrativa que outros setores, principalmente em função

das tarifas que o setor público pratica. Isso acaba por configurar mais um ponto favorável a entrada desses agentes na estratégia de project finance.

## 1.2 Problemática

Atestada a importância do project finance tanto no aspecto social quanto no privado, cabe discutir-se até que ponto é vantajosa a realização desse tipo de estratégia para execução de projeto. É possível afirmar que os riscos de operação e de mercado também afetam outros tipos de investimento em infraestrutura sejam governamentais ou por outras formas de financiamento. Tendo em vista que as variáveis macroeconômicas que geram riscos financeiros afetarão diretamente o resultado do fluxo de caixa do projeto e, ainda, que o project finance depende substancialmente desse resultado, cabe analisar quão sujeito a flutuações esse tipo de financiamento se encontra, em especial, em países com instabilidade macroeconômica de curto prazo.

Para melhor análise, o presente trabalho utilizará como contexto o setor de energia brasileiro e a forma como a taxa de câmbio e a taxa de juros podem impactar projetos de project finance nesse setor. Por fim, deseja-se responder como flutuações macroeconômicas afetariam o desenvolvimento de investimentos em energia, no Brasil, utilizando a estratégia de project finance.

Como resultados da análise, espera-se atestar se o project finance continua sendo vantajoso ainda que sujeito a flutuações. Pretende-se verificar o impacto no resultado financeiro através da projeção de variações positivas e negativas nas taxas de câmbio e de juros. Conforme Esty (2004) aponta, pesquisa adicional nessa modalidade de financiamento se faz necessária não apenas para guiar a utilização desse instrumento, mas também para refinar a teoria existente e criar novas.

## Capítulo 2 – Contextualização e Perspectivas do Setor

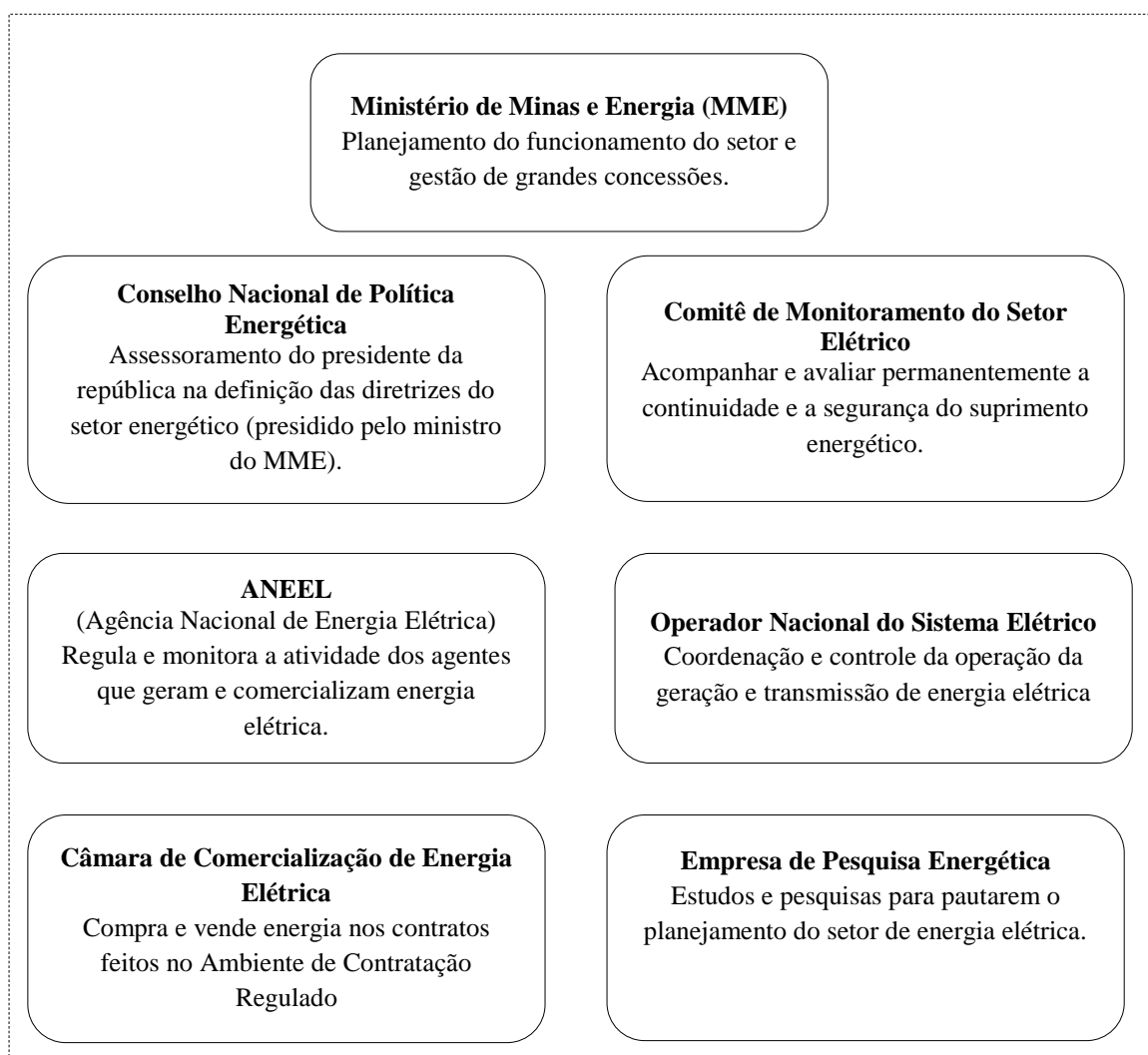
Ao analisar a atuação privada no setor de energia, no Brasil, o caminho foi similar ao do resto do mundo: até a década de 90 o governo foi o único responsável pelo fornecimento sendo o setor caracterizado como um monopólio estatal. As mudanças pelas quais passou o setor podem ser divididas em três fases de reformas: a primeira, de 1995 a 2000, com a promulgação da lei 9.074/1995 e o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro; a segunda, de 2000 a 2003, com a crise energética de 2001; e a terceira em 2004 com o Ambiente de Contratação Livre (Wanderley, Cullen e Tsamenyi, 2011).

A primeira reforma no setor de energia inseriu a iniciativa privada nesse mercado. Com a Lei n. 9.074/1995 liberalizou-se atividade e, então, observou-se o início de um mercado de energia competitivo. Além da referida lei, também foi constituído o Plano de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro. O plano possuía importantes definições para a liberalização como livre acesso dos geradores e comercializadores ao mercado de energia, bem como preços definidos pelo mercado de forma competitiva (Luz, Gomes e Brandão, 2012).

Em um segundo momento do histórico energético, o período foi caracterizado por correções e reformas advindas de reflexos da crise de 2001. (Wanderley, Cullen e Tsamenyi, 2011). Nesse momento, houve uma intensa recuperação em termos de planejamento e execução em função de uma ação conjunta de governo e iniciativa privada (Tolmasquim, 2012). Diferentemente de outros países nos quais a matriz energética é caracterizada por vários tipos de fonte, o Brasil trabalhava 87% de seu fornecimento oriundo de hidrelétricas. Porém, esse tipo de energia, exige condições climáticas adequadas para um fornecimento em grande quantidade e, no momento da crise, observava-se que as hidrelétricas estavam funcionando com apenas 34% da capacidade instalada por baixos reservatórios (Souza e Soares, 2007). Após a crise, foram feitas diversas exceções às regras vigentes no fornecimento e contratos com cláusulas especiais visando o incentivo à entrada de novos *players* no mercado de energia (Wanderley, Cullen e Tsamenyi, 2011).

Por fim, o terceiro marco veio com o Ambiente de Contratação Livre promulgado pela lei n. 5.163/2004. Com tal ambiente, distribuidores e compradores passaram a ter a autonomia de negociar livremente acordos bilaterais de energias sem interferência governamental. No geral, tratavam-se de contratos de curto prazo para aproximadamente 5 anos (Luz, Gomes e Brandão, 2012; Wanderley, Cullen e Tsamenyi, 2011).

Após todo o histórico apresentado, o Brasil chegou a um complexo sistema energético composto por vários agentes. O setor conta com o fornecimento de energia feito pela Eletrobrás – responsável por 39% da energia comercializada – e, aproximadamente, outras 1.000 organizações que incluem desde grandes produtores e comercializadores até pequenos agentes independentes (Wanderley, Cullen e Tsamenyi, 2011). Além disso, há uma atuação efetiva do governo através de seis órgãos diferentes (Figura 1) (Hermes de Araújo *et al.*, 2008; Ministério de Minas e Energia, 2014).

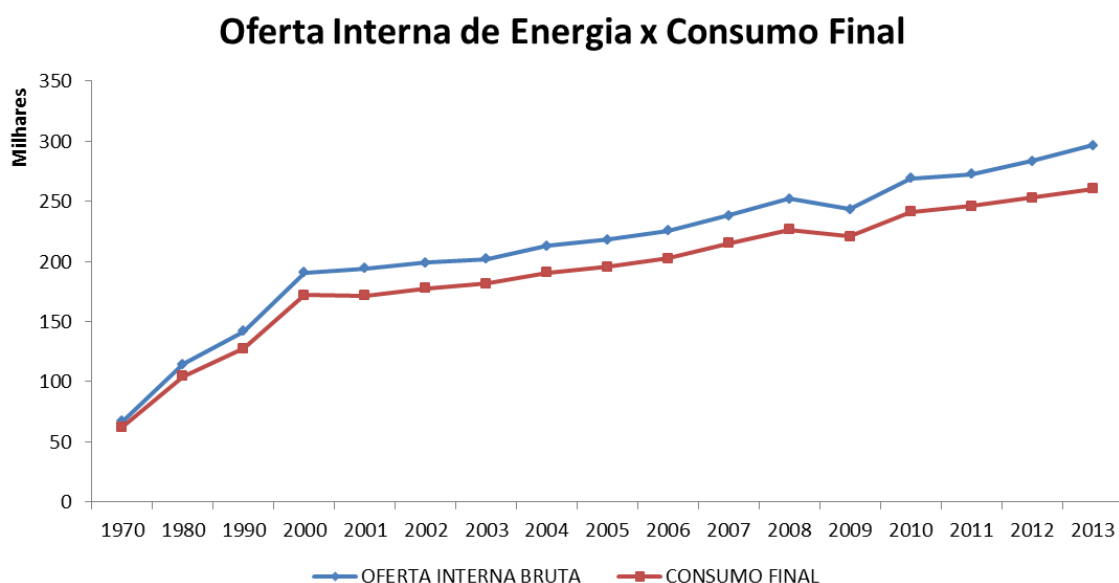


**Figura 1 – Órgãos atuantes no Sistema de Energia do Brasil**

Atualmente, a maior parte da energia brasileira é produzida e transmitida no Sistema Interligado Nacional. Segundo dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico, as regiões Sul, Sudeste, Nordeste, Centro-Oeste e parte da região Norte atuam dentro do sistema,

restando apenas 1,7% da energia utilizada no país que se encontra fora do SIN. No SIN predomina a produção de energia advinda de hidrelétricas e atua com diversos proprietários.

É possível afirmar, analisando a oferta interna de energia e o consumo final no Brasil que o desempenho tem sido positivo ao longo dos anos. Ao traçar a série histórica a partir de dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a oferta esteve sempre acima total consumido, havendo uma pequena perda de energia em todos os anos de 1970 a 2013 (Figura 2).



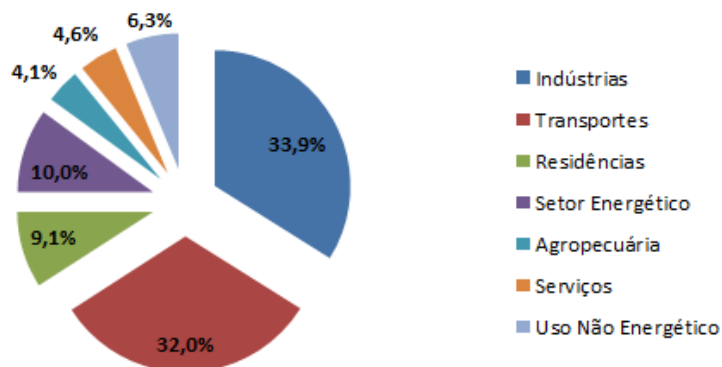
Fonte: Relatório Síntese do Balanço Energético Nacional – Empresa de Pesquisa Energética (2013)

**Figura 2 – Série Histórica de Oferta Interna de Energia e Consumo Final no Brasil**

Ainda de acordo com dados do Relatório Síntese do Balanço Energético Nacional, quem mais demanda energia no Brasil é o setor industrial (Figura 3).



### Utilização da Energia em 2013



Fonte: Relatório Síntese do Balanço Energético Nacional – Empresa de Pesquisa Energética (2013)

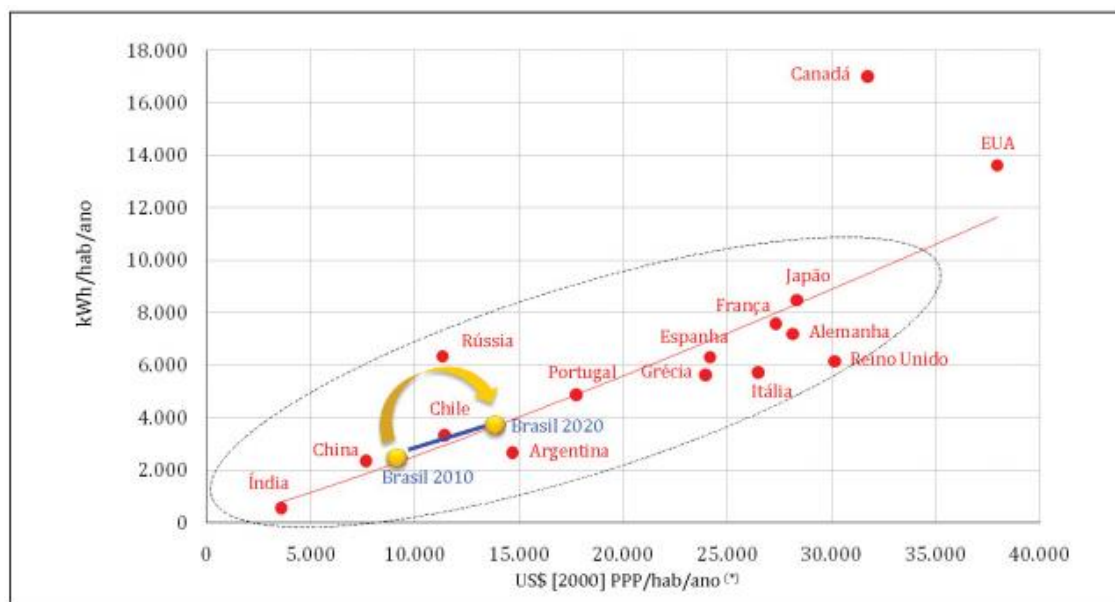
**Figura 3 – Utilização da Energia no Brasil em 2013**

Ainda que o desempenho apresentado tenha sido positivo, merece atenção o fato de o agente que mais demanda energia ser exatamente aquele que apresentou baixa recuperação econômica nos últimos anos. De acordo com o Plano Decenal de Energia 2022 (PDE 2022), a economia mundial da última década tem mostrado fraca recuperação e crescimento. O Brasil, apesar do bom desempenho no comércio com baixa taxa de desemprego e aumento da oferta de crédito, teve um baixo desempenho industrial derivado de fatores estruturais e conjunturais. Sendo assim, existe a possibilidade de a oferta ter sido suficiente em função do baixo desempenho da indústria. Uma vez que a indústria se recupere e passe a demandar mais energia, o próprio PDE 2022 aponta que é fundamental que hajam maiores investimentos estruturais para que ocorra a retomada do crescimento no setor e consequente expansão da economia.

É incerto prever exatamente como estará a economia mundial na próxima década e, ainda, como o desempenho dos outros países afetará o crescimento da economia brasileira. O cenário utilizado pelo PDE 2022 é otimista para o Brasil. O estudo aponta que há uma tendência de recuperação da economia mundial que resultará em uma oportunidade de maior participação das economias emergentes no comércio internacional.

Em 2013, segundo o PDE 2022, o Brasil apresentou uma população de 196 milhões de pessoas e, em 2022, a projeção é de que o país tenha 207 milhões. Além do maior número de pessoas, o Plano também aponta a tendência de aumento de número de domicílios. As 64 milhões de unidades residenciais do país em 2013 aumentariam para 77 milhões em 2022.

Tolmasquim (2012) aponta que o Brasil possui um dos menores consumos de energia per capita do mundo, porém com perspectiva de crescimento até 2020 esse percentual pode alterar de forma significativa (Figura 4).



Fonte: Perspectivas e planejamento do setor energético no Brasil – Tolmasquim (2012)

#### Figura 4 – Consumo de eletricidade per capita x Renda per capita – Comparação entre países

Diante dos dados apresentados, traça-se um cenário no qual, caso a perspectiva de crescimento do Brasil se concretize, só será viável com a elevação do investimento em infraestrutura e, principalmente, em fornecimento de energia. Ainda que haja uma perda entre oferta interna de energia e consumo final, o crescimento afetará todos os setores da economia, desde a indústria e os transportes até o habitacional.

Uma vez atestada a necessidade de incremento no fornecimento de energia no Brasil em função de gargalos estruturais que serão impedimento ao possível crescimento econômico das próximas décadas, é de fundamental importância a decisão de como esses investimentos ocorreram. Dailami e Leipzinger (1998) apontam que a tendência ao redor do mundo tem sido, cada vez mais, a participação privada em projetos de infraestrutura em detrimento da participação governamental, dessa maneira, passando o governo a atuar como agente regulador.

Com a Constituição de 1988, mudanças no setor resultaram em aumento dos custos do setor e maior escassez de recursos. A Carta instaurava um novo regime de concessão de serviços de utilidade pública, como o de energia elétrica, no qual passariam a ter

obrigatoriedade no uso de licitações. Em 1992, novas regras para as concessões desse serviço passaram a dar maior espaço para os produtores, liberando o setor para produtores independentes e finalizando o monopólio comercial das linhas de transmissão.

Segundo dados do Banco de Informações de Geração da ANEEL [obtidos no PDE 2022], o Brasil possuía, no final de 2012, 120,7 mil MW de capacidade instalada para a produção de energia elétrica. Desse montante, encontram-se não apenas unidades participantes do SIN, mas todas as unidades incluindo sistemas isolados de produção de energia e pontos de autoprodução.

Ainda segundo o Plano Decenal de Energia, o crescimento da geração de energia, prevista para o período de 2013 a 2022, é de 4,1% ao ano. A geração projetada de acordo com o crescimento do PIB chegará a um total de 672 TWh em 2022 (*Tabela 1*).

**Tabela 1 – Consumo total de eletricidade**

<b>Ano</b>	<b>Consumo Total de Eletricidade (TWh)</b>
<b>2013</b>	466,6
<b>2017</b>	550,8
<b>2022</b>	672,0

Fonte: Plano Decenal de Energia 2022

Para sustentar o crescimento no consumo o PDE prevê um investimento global de R\$ 1,2 trilhão em projetos de energia. Desse montante, 22,6% seriam em energia elétrica, ou seja, R\$ 271,2 bilhões, e o resto em petróleo, gás natural e biocombustíveis líquidos.

Há uma importância do financiamento para a expansão da geração de energia elétrica no país. Entre 2003 e 2009, o BNDES investiu em 293 projetos de energia elétrica totalizando mais de R\$ 60 bilhões de investimento. Com os investimentos realizados, totalizaram-se 51.897 MW de capacidade instalada e 13.839 MW em redes de transmissão. O total de projetos de infraestrutura nesse período foi de 524 e mais de R\$ 149 bilhões. Desse total, 70% foi financiado por meio de project finance. Segundo o próprio BNDES, destacam-se os projetos do Complexo Madeira (Santo Antonio e Jirau) (Siffert Filho *et al*, 2009).

O empréstimo concedido para a hidrelétrica de Jirau no valor de R\$ 7,2 bilhões por project finance foi o maior da história do BNDES para um único projeto (Schüffner, 2014). Segundo o “Project Finance Review” da plataforma de informações para investidores, Dealogic, o Brasil em 2013 foi o sexto maior país do mundo em project finance. Tal resultado

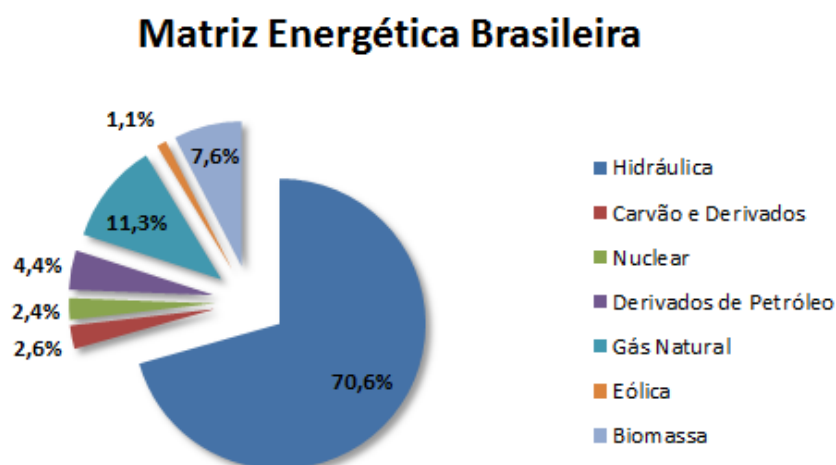
representa uma queda já que, em 2009, foi o terceiro país do mundo que mais utilizou o project finance (Pimenta, 2010).



Fonte: Dealogic Project Finance Review em Pimenta (2010)

**Figura 5 – Investimento total por project finance no Brasil**

A importância de investimentos em energia hidráulica no Brasil é inquestionável. Além de se tratar de uma fonte limpa de energia, trata-se da fonte que mais gera energia no Brasil (Figura 6). O total de energia gerada em 2013 foi de 606,9 TWh dos quais 430,9 TWh (70,6%) foram provenientes de energia hidráulica.



Fonte: Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2013

**Figura 6 – Matriz Energética Brasileira**

O potencial hidráulico brasileiro é inquestionável. Porém, apesar do grande volume já produzido, há uma certa estabilização do setor. Como pode ser observado na Tabela 2, trata-se da maior fonte de energia do país, mas o foi uma das que menos cresceu de 2012 para 2013.

**Tabela 2 – Capacidade Instalada (MW)**

<b>Fonte de Energia</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>Δ12-13</b>	<b>Part. 2013</b>
Hidrelétrica	82.457	84.294	86.018	2,0%	67,9%
Térmica	31.244	32.778	36.528	11,4%	28,6%
Nuclear	2.007	2.007	1.990	-0,8%	1,6%
Eólica	1.426	1.894	2.207	16,5%	1,9%
<b>TOTAL</b>	<b>117.135</b>	<b>120.973</b>	<b>126.743</b>	<b>4,8%</b>	<b>100%</b>

Fonte: Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2013 / Relatório Síntese do Relatório Final do Balanço Energético Nacional 2014

Segundo dados do PDE, em 2013, a geração de energia foi de 466,6 TWh, ou seja, 77,5% da capacidade instalada. Em 2015, com 550,8 TWh o país estaria em 91,4%. Nesse cenário, caso até 2022 não houvesse investimento, não haveria mais capacidade instalada suficiente para suprir toda a demanda em geração de energia.

A questão que se segue é quem seria o melhor agente para investimento no setor. Austeridade fiscal e baixa performance dos empreendimentos governamentais levaram os países a recorrerem a instituições privadas para a operação de diversos tipos de investimentos como rodovias, redes de energia, aeroportos, redes de telecomunicações, entre outros (Dailami e Leipziger, 1998). Além disso, as empresas privadas são apontadas como detentoras de maior eficiência econômica que as entidades estatais em termos de inovação e gestão de recursos. Segundo Bekeierman (2008), isso se deveria à estrutura de incentivos e restrição orçamentária sob as quais estão sujeitos as empresas públicas e privadas

Ainda que os a atuação privada tenha diversas vantagens sobre a pública, existem aspectos nos quais a segunda se sobrepõe à primeira. No caso de empreendimentos governamentais, acabam por ocorrer externalidades positivas decorrentes de monopólios naturais e alocações socialmente mais eficientes (Bekeierman, 2008).

Ainda em Bekeierman (2009), evidencia-se a tendência mundial da entrada privada para suprir as necessidades de investimento de um país, assim como apresentado por Dailami e Leipziger (1998) e Kripa (2013). Segundo Bekeierman (2009) o project finance se mostra um formato chave para o ente privado consiga alcançar os serviços de ordem pública como

energia, transporte e infraestrutura. Uma vez bem traçados os resultados e riscos dos projetos o project finance torna-se possível a entrada do agente privado em atividades historicamente públicas. Nos países desenvolvidos, mais recentemente em países emergentes, tem se utilizado o project finance para a consolidação de Parcerias Público-Privadas (PPP). Tais parcerias viabilizam os projetos apresentados e, ainda, permitem que o governo se exima da responsabilidade primária de construir, fornecer e operar obras de grande magnitude (Bekeierman, 2009).

## Capítulo 3 – A importância do Investimento

O presente capítulo visa abordar os principais aspectos inerentes ao investimento. Em um primeiro momento são tratadas as variáveis que afetam o investimento, como afetam a maneira que o investimento se insere no mercado de bens e sua relação com o mercado monetário. Ainda na primeira seção, é feita uma breve avaliação de investimentos de longo prazo. A segunda seção trata da decisão do investidor. Em termos mais específicos, são apresentadas as variáveis que afetam a decisão do investidor como a forma de financiamento e os riscos aos quais qualquer investimento de grande magnitude está sujeito. Por fim, adentra-se no project finance realizando uma contextualização de como os fatores apresentados nos dois tópicos anteriores podem afetar essa modalidade de investimento. Todo o referencial apresentado será utilizado como base para a análise a ser realizada no capítulo seguinte.

### 3.1 A macroeconomia do investimento

#### 3.1.1 As variáveis do investimento

É consenso entre os economistas que investimento é uma variável importante para o crescimento (Morrissey, 2012). De uma maneira simplificada, Blanchard (2011), relaciona positivamente o investimento com o resultado do produto do país a partir da equação:

$$Y = C(Y - T) + I(Y, i) + G \quad (1)$$

Onde  $Y$  é o produto da economia,  $C(Y - T)$  é o consumo em função do produto menos o dispêndio em impostos,  $I$  é o investimento em função do próprio produto e da taxa de juros e  $G$  os gastos do governo.

Quando há equilíbrio entre as variáveis do lado esquerdo da equação com o produto ( $Y$ ), afirma-se que há equilíbrio no mercado de bens e dá-se a essa condição o nome de IS. Nessa equação, é possível observar que o investimento é afetado por duas variáveis fundamentais: o produto ( $Y$ ), que afeta positivamente o investimento, e a taxa de juros nominal ( $i$ ), que apresenta uma relação negativa com o investimento.

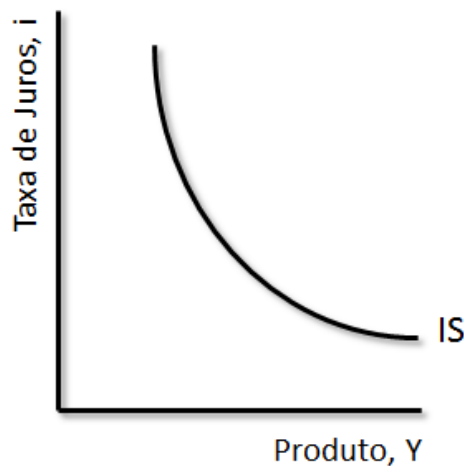
Bahmani-Oskooee e Hajilee (2013) estendem um modelo similar ao de Blanchard (2011), porém acrescentando duas variáveis. O investimento passa a ser função do produto ( $Y$ ), da taxa de juros nominal ( $r$ ), da taxa de câmbio ( $RE$ ) e da variabilidade de taxa de câmbio ( $VAR$ ). A especificação linear do modelo resulta em:

$$\ln I_{it} = \beta_0 + \beta_1 \ln Y_t + \beta_2 \ln r_t + \beta_3 \ln RE_t + \beta_4 VAR_t + \varepsilon_{i,t} \quad (2)$$

A primeira variável do lado esquerdo da equação é o log do produto. Assim como Blanchard (2011), Bahmanii-Oskooee et. al. (2013) também relaciona positivamente produto e investimento, apontando que o  $\beta_1$  deve ser positivo já que um maior nível de produto leva os investidores a um maior otimismo em relação ao futuro e acabam investindo mais.

O parâmetro estimado  $\beta_2$  associado à taxa nominal de juros tem um resultado esperado negativo. Uma vez que a taxa de juros nominais aumente, os custos de capital tendem a aumentar e o investimento diminuem (Bahmani-Oskooee e Hajilee, 2013). Portanto, o aumento da taxa de juros afeta diretamente a demanda por bens a qualquer nível de produto. Dessa maneira, haverá uma diminuição no nível de equilíbrio de produto. Como o investimento está diretamente relacionado com o produto, as alterações na taxa de juros terão o mesmo efeito negativo ou positivo sobre o produto.

Ao retornar à relação da IS, dada a relação negativa entre a taxa de juros e o produto, a curva que relaciona essas duas variáveis terá inclinação negativa (Blanchard, 2011) (Figura 7).



**Figura 7 - Gráfico IS**

Por fim, variações na taxa de câmbio podem, também, gerar efeitos positivos ou negativos no investimento doméstico. Um argumento muito utilizado é de que as variações na taxa de câmbio acabam gerando volatilidade de preços e essa volatilidade, por sua vez,



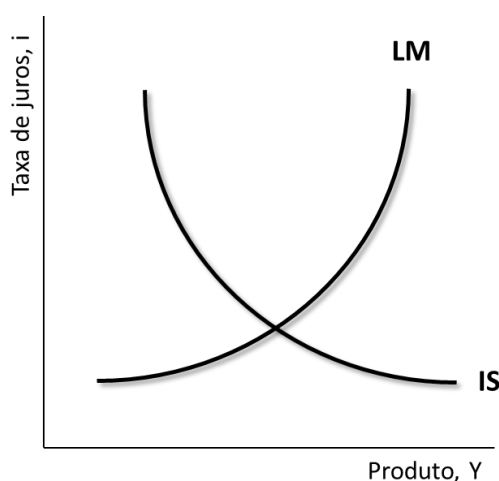
também pode ser efeitos positivos ou negativos sobre o investimento (Bahmani-Oskooee e Hajilee, 2013).

Além das variáveis apontadas, também há uma relação entre investimento e política monetária. No caso do mercado monetário, o equilíbrio ocorrerá quando, em determinado preço, a demanda real por moeda se igualar à oferta de moeda. (Blanchard, 2011). A relação que ocorre entre o produto, a quantidade de moeda em circulação (M) e o nível de preços (P), pode ser descrita como se segue:

$$YL(i) = \frac{M}{P} \quad (3)$$

De maneira semelhante à IS, quando há equilíbrio entre os dois lados da equação, há equilíbrio no mercado descrito. No caso do mercado monetário, tal equilíbrio é denominado LM. Nesse mercado, quanto maior for o nível de produto, maior será a demanda por moeda e, portanto, maior será a taxa de juros. Por isso, a curva da LM é positivamente inclinada.

O ponto do gráfico no qual as duas curvas se cruzam representa o equilíbrio nos dois mercados (financeiro e de bens) (Figura 8).



**Figura 8 – Modelo IS - LM**

Segundo Andrade e Magalhães (2004), o modelo IS-LM tem sido analisado com ressalvas e, em diversos livros-texto, sua abordagem tem sido reduzida. No entanto, trata-se de um modelo didático e visual que permite relacionar o investimento com diversas variáveis que serão extremamente importantes na análise do project finance. O resultado do investimento pode ser afetado pela taxa de juros de mercado e suas variações, bem como pelas flutuações de preço causadas por variações na taxa de câmbio de mercado.

## Câmbio e Taxa de Juros

Em uma economia aberta em equilíbrio, o investimento será igual à poupança do país somada ao volume de investimento líquido do exterior no país (ILEP) (Mankiw 2005), conforme a equação abaixo:

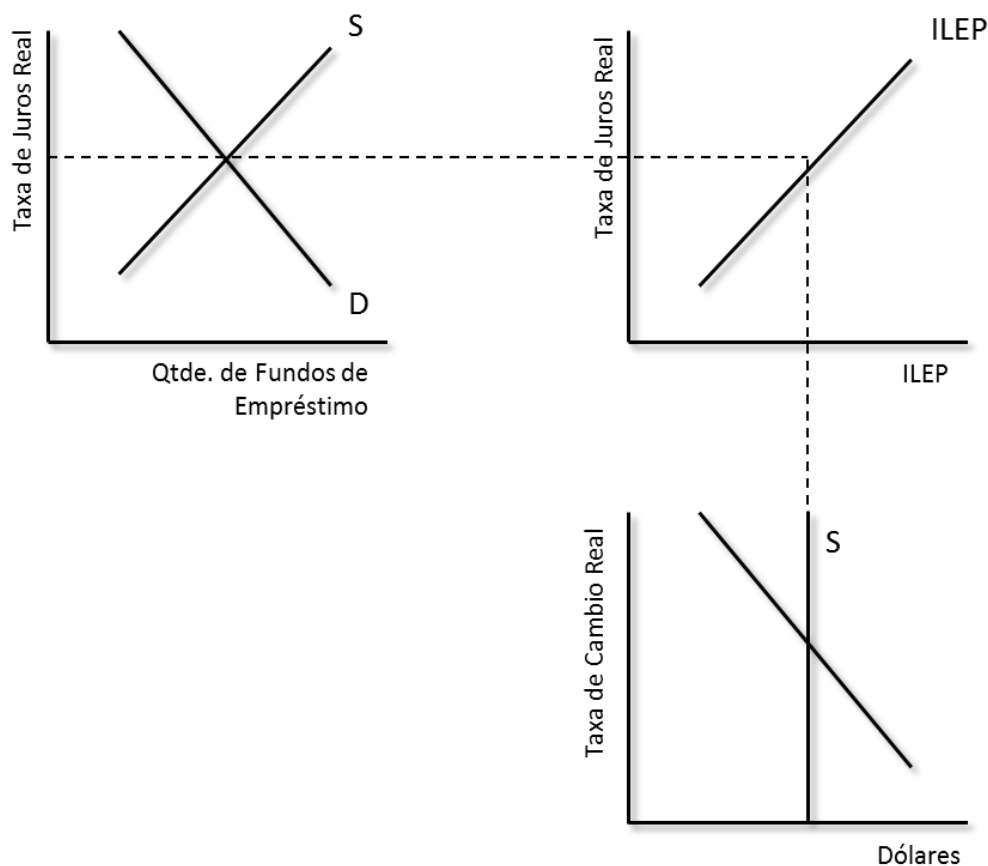
$$S + ILEP = I \quad (4)$$

Nessa equação, o lado esquerdo pode ser definido como a oferta de fundos de empréstimo, enquanto o lado direito pode ser definido como a demanda por fundos de empréstimos. O ILEP é o fator que gerará o equilíbrio entre o mercado de fundos de empréstimo e o mercado de câmbio de um país. Como será apresentado a seguir, o mercado de câmbio pode ter impacto significativo nos juros de um país, logo, trata-se de um fator importante para a análise já que a taxa de juros e o câmbio podem afetar diretamente os resultados do projeto.

Ainda bom base em Mankiw (2005), tem-se que no mercado de câmbio a demanda por dólares será dada por importações menos exportações (M-X) e esse resultado deve igualar à oferta de dólares no equilíbrio. A origem da oferta de dólares está no investimento externo no país, logo tem-se que:

$$M - X = ILEP \quad (4)$$

Como apresentado anteriormente, o investimento tem uma relação negativa com a taxa de juros, enquanto a poupança se relaciona positivamente. Enquanto no mercado de câmbio, a demanda por dólares será maior com uma taxa de câmbio menor, ou seja, com a moeda valorizada. Dessa maneira, é possível relacionar os mercados de fundo de empréstimo e câmbio através do ILEP (Figura 9).



**Figura 9 – Equilíbrio no Mercado de Fundos de Empréstimo e no Mercado de Câmbio (economia aberta)**

A partir da relação apresentada, é possível associar o câmbio com a taxa de juros real da economia. Uma vez que a oferta de dólares se desloque ou que haja variações na demanda por dólares alterando a taxa de câmbio real, haverá um impacto no investimento líquido do exterior no país que, por sua vez, impactará a taxa de juros real da economia.

### 3.1.2 Investimento e a questão do prazo

Investimentos de infraestrutura são considerados investimentos de longo prazo e não de curto prazo. Alguns investimentos em infraestrutura chegam a durar décadas. Tal característica acaba tendo grandes implicações em termos de manutenção e, principalmente, em termos financeiros (Prud'homme, 2004). Diferentemente de investimentos em curto prazo, no longo prazo, não é possível considerar uma demanda como dada constante ao longo do tempo. Em um modelo de curto prazo, no qual o estoque de capital na produção não é fixo, o investimento pode afetar a demanda de mercado (Fielding e Mizen, 1997). Dessa maneira, um investimento em project finance que depende em grande parte do fluxo de caixa do projeto,

deve levar em consideração as possíveis variações que o grande horizonte temporal pode trazer ao seu investimento.

Ainda que apresente desvantagens frente investimentos de curto prazo, investimentos de longo prazo existem e são fundamentais para gerar as condições adequadas para o desenvolvimento de uma sociedade. Para Mareuse (2011) o excesso de volatilidade nos mercados está relacionado aos investimentos de curto prazo e, portanto, os investimentos de longo prazo são necessários para atingir um valor mais adequado no preço dos ativos. Além disso, esse mesmo autor aponta três fatos que tornam o investimento de longo prazo um fator chave para o desenvolvimento econômico. O primeiro está relacionado ao investimento de longo prazo em infraestrutura, fundamental para sustentar o crescimento econômico e social de uma região. Em segundo lugar, os investidores de longo prazo geralmente são mais cuidadosos nas escolhas projetando crescimento sustentado duradouro e não apenas ciclos virtuosos de curto prazo. Por fim, investimentos de longo prazo tendem a gerar maior retorno para pensões e poupanças de longo prazo. As taxas de juros reais são naturalmente baixas e apenas no longo prazo seria possível ver retorno do investimento realizado.

Outro aspecto importante está diretamente relacionado com o planejamento empresarial, que deve prezar tanto pelo âmbito estratégico como pelo orçamentário (Frezatti et. al 2012). Uma vez que a decisão de investimento torna-se fundamental na geração de benefícios futuros para todos os agentes envolvidos, é imprescindível a realização de uma análise detalhada dos riscos inerentes ao investimento, à necessidade de financiamento e o próprio envolvimento dos agentes em cada nível de execução do projeto. A análise de investimentos de longo prazo deve envolver todo um conjunto de instrumentos relacionado com o sistema de controle gerencial das organizações (Slagulder (1997) em Frezatti, 2012).

### **3.2 A decisão do investidor**

Em uma perspectiva microeconômica, há uma decisão de investimento que deve ser considerada antes de optar pelo project finance ou qualquer outro tipo de financiamento. Morrisey (2011) aponta que o investidor possui três opções de caminho para financiar seu investimento. O primeiro seria uma obtenção doméstica de recursos. Nesse caso, os recursos seriam obtidos com familiares, amigos, etc. Uma segunda opção seria a procura de um investidor estrangeiro que realizasse investimento externo direto. Por fim, uma terceira opção seria o financiamento doméstico, porém, via instituições financeiras com financiamento da

dívida gerada com o investimento. Para o autor, a decisão de investimento dependerá do país em questão e, especificamente, às condições associadas à entrada de capital e as características dos regimes “capital-friendly” adotados.

Frezatti (2012) aponta que o investimento em ativos de longo prazo necessita de financiamento, seja por capital próprio (agregando patrimônio líquido) ou por terceiro (aumentando o passivo da empresa). O autor aponta ainda referências bibliográficas (Graham e Harvey, 2002; Brigham & Ehrhardt, 2006) que abordam duas teorias para a escolha da estrutura de capital. A primeira seria a teoria do *trade-off* pela qual calcula-se o limite de endividamento de acordo com os custos gerados por ele e em quanto os benefícios poderão superá-los. Uma segunda forma de escolher a estrutura de capital do investimento seria pela teoria do *pecking order*, onde a escolha seria através de uma hierarquização das fontes de financiamento. Nesse caso, não haveria grau de alavancagem e a estrutura de capital passaria a ser definida apenas pela estrutura de fluxo de caixa. Essa segunda maneira, assemelha-se à decisão de *project finance*.

Investimentos em energia, assim como outros investimentos de infraestrutura, são caracterizados por ser capital-intensivos com um fluxo de caixa relativamente previsível (Scanella, 2012). Isso torna esse tipo de investimento adequado para as características necessárias para um *project finance*, conforme será detalhado na próxima seção. Porém, para que esse tipo de empreendimento seja viabilizado é necessária a entrada de um agente que aporte recursos financeiros.

Destaca-se que o capital para o investimento no projeto é importante tanto para quem está investindo quanto para quem está patrocinando o investimento. Isso porque há uma relação direta entre o recurso, a dívida do ativo e o risco. À medida que a quantidade de recursos envolvida aumenta, o risco do patrocinador também aumenta (Farrel, 2003).

Scanella (2012) aponta duas fontes principais para obtenção de recursos: bancos comerciais ou mercado de títulos. No caso dos bancos, a grande dificuldade é apresentar um investimento que gere um valor presente líquido positivo, caso contrário, dificilmente a instituição aportará recursos na operação. Já no caso de mercado de títulos, o retorno esperado vai depender, principalmente, do momento em que o patrocinador vai entrar no projeto. Diferentes retornos poderão ser obtidos de acordo com o estágio em que o projeto se encontra e, ainda, com qual estratégia vai ser utilizada como forma de investimento.

Tanto os bancos comerciais, os acionistas ou os investidores devem levar em consideração os riscos inerentes ao investimento ao tomar duas respectivas decisões. Rashid

(2013) levanta uma ampla gama de autores que tratam a questão do risco em investimentos e sua relação com a alavancagem do investimento. O primeiro grupo de autores (Brealey and Myers, 1981; Castanias, 1983 e Bradley et. al, 1984) apresentados por Rashid (2013) preveem uma relação negativa entre a alavancagem financeira da firma e a incerteza sob a qual ela está sujeita. Segundo esses autores, as firmas tendem a reduzir o uso de empréstimos frente a incertezas em relação ao seu ganho.

Rashid (2013) aponta ainda estudos mais recentes como Levy e Hennessy (2007) e Chen (2010) nos quais variações nas condições macroeconômicas terão uma influência significativa na estrutura de capital. O tamanho da estrutura de capital a ser utilizada será diretamente afetado pelas condições macroeconômicas e, ainda, as firmas tendem a reduzir seu financiamento em situações de baixo rendimento da economia como um todo. Ainda em Rashid (2013), são apresentadas visões nas quais maior risco macroeconômico afeta as taxas de desconto e, conseqüentemente, afetam o fluxo de caixa do investimento.

Por fim, um fator que deve exercer grande influência na decisão de investir é a governança do país em que se pretende investir. Morrisey (2012) afirma que é amplamente conhecida a relação entre investimento e boa governança. Quanto melhor o desempenho de um país em termos governamentais, quanto menor seu índice de corrupção, tão maior será o grau de investimento no país. Ademais, o autor salienta que a boa governança não afeta apenas o investimento externo direto, mas também investimento doméstico.

A decisão de um investidor que opta por project finance deve levar em consideração todos os fatores abordados acima. Um projeto de grande magnitude vai ser diretamente afetado pelo risco de mercado, por variáveis macroeconômicas, pela boa governança e por ainda outros fatores inerentes ao tipo de projeto.

### **3.3 O project finance como oportunidade de investimento.**

A base do modelo de project finance como utilizado atualmente pode ser observada desde a era medieval onde não haviam bolsas de valores nem títulos e os financiamentos eram realizados com base no fluxo de caixa que se esperava que determinado projeto iria gerar (Farrel, 2003).

O conceito de project finance, ainda que apresentado por diferentes autores em diferentes épocas, possui pequenas variações mas mantém sua essência em todas as definições. Finnerty (1996) define como uma forma de captação de recursos na qual os

investidores veem o fluxo de caixa como uma fonte primária de recursos para financiar o ônus do empréstimo. Dessa maneira, os termos para o pagamento dependeriam da rentabilidade do projeto e das garantias relacionadas aos ativos adquiridos ao longo do projeto.

Similarmente, Farrel (2003) define o project finance como o financiamento de um projeto através de uma entidade patrocinadora pelo qual o fluxo de caixa do projeto serve com a fonte para o pagamento do empréstimo e os ativos adquiridos ao longo do investimento poderiam servir como garantia. O autor acrescenta, ainda, que nos métodos mais tradicionais de financiamento, o project finance não oferece nenhum recurso e é quase inteiramente auto-financiado.

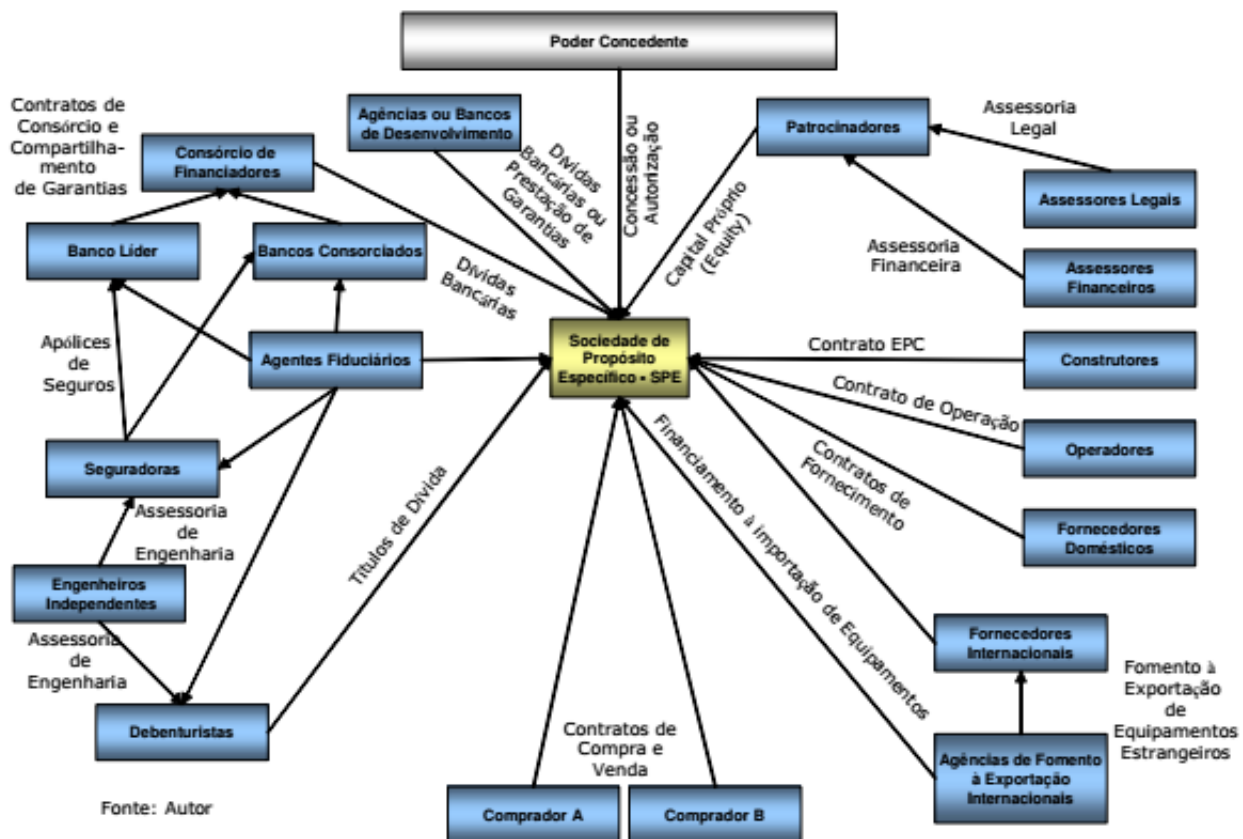
Pimenta (2010) sintetiza o conceito de project finance como um empréstimo que *“ao contrário de um empréstimo tradicional, em que os investidores dão garantias patrimoniais para obter recursos nos bancos, no project finance é a própria receita prevista [...] que garante o dinheiro adiantado para tocar a obra”*.

Apesar de não ser um fenômeno recente, o project finance cresceu e foi utilizado em grandes empreendimentos a partir dos anos 70 (Kripa et. al, 2013). Nessa época, o project finance se tornou um veículo estabilizado para aqueles investidores e companhias que estavam a procura de novas formas de financiar empreendimentos com recursos naturais. Um grande exemplo de sua utilização foi para a British Petroleum que obteve US\$ 945 milhões por meio dessa modalidade de financiamento (Esty, 2002).

Além desse tipo de empreendimento o project finance tem sido amplamente utilizado para o financiamento de projetos de energia de larga escala como instalações para geração de energia, oleodutos, hidrelétricas, fontes de energia renovável, entre outros (Scanella, 2012).

### 3.3.1 Agentes envolvidos

O funcionamento do project finance envolve uma grande quantidade de agentes, cada um exercendo um papel diferenciado na operação do projeto. Chagas (2006) consolida graficamente todos os envolvidos na operação (*Figura 10*).



Fonte: Project Finance no Setor Elétrico Brasileiro: Um Estudo de Caso da Usina Hidrelétrica de Barra Grande. Chagas, 2006.

**Figura 10 – Representação Gráfica do Project Finance**

O primeiro agente de um project finance é a chamada sociedade de propósito específico (SPE). Para que o projeto possa ser realizado, os patrocinadores criam uma empresa, a SPE, responsável pelo projeto e cujo único bem é o próprio capital da empresa (Pimenta, 2010). Essa sociedade é quem vai reunir todas as relações entre as demais partes. Sua função principal é segregar os credores dos demais ativos da empresa, ou seja, segregar os ativos das receitas (Chagas, 2006). A SPE recebe recurso limitado ou até nenhum recurso para concepção, construção e operação de um projeto específico com vida limitada (Corielli, 2010).

Considerando a existência dessa sociedade, se faz necessária a elaboração de um contrato entre as partes envolvidas. Uma das ferramentas-chave para a transação são os contratos não financeiros. Tais contratos tem como finalidade reduzir a volatilidade dos custos e receitas e, conseqüentemente, estabilizar o fluxo de caixa projetado (Corielli, 2010). Nesses



tipos contratos, é a própria receita do empreendimento que dá a segurança que os bancos precisam para fornecer crédito aos investidores (Pimenta, 2010).

Considerando que o project finance ocorre em função da escassez de recursos próprios exigidos para execução do investimento, dois agentes compõem de forma direta a estratégia de financiamento: o acionista e o financiador. Apesar do inclusão de recursos próprios do acionista, os investimentos exigem aporte de recursos que, em geral, são alocados por Bancos de Desenvolvimento ou Bancos Comerciais (Chagas, 2006) que, em geral, aportam maior porção de recursos para o projeto (Scanella, 2012). No caso do Brasil, a maior instituição que fornece recursos para project finance, o Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) exige que o acionista coloque um mínimo de 20% de capital próprio para aprovação do financiamento.

Por fim, vários outros agentes acabam por se envolver com o projeto como debenturistas, em caso de projetos que envolvam títulos, fornecedores, compradores, operadores e construtores.

### 3.3.2 Os riscos do project finance

Como destacado anteriormente, investimentos estão sujeitos a riscos associados ao mercado, às variáveis macroeconômicas e à governança do país em que se estão inseridos. A modalidade de project finance também tem riscos associados a ela. Trata-se de um investimento de grande magnitude, com efeitos de longo prazo e que está sujeito a todos os riscos previamente apresentados. Entretanto, por ter características específicas, existem determinados riscos específicos que os investimentos nessa modalidade estão sujeitos.

Chagas (2006) consolida as análises de risco de quatro autores distintos (Finnerty, 1999; Tinsley, 2000; Nevitt e Fabozzi, 2000; Borges, 2005) e alguns são comuns a todos os autores. Ainda em Farrel (2003) também é apresentada uma análise detalhada dos riscos aos quais o project finance está submetido e alguns são semelhantes aos apresentados por Chagas (2006) em todos os autores em estudo.

Um primeiro risco apresentado por todos os autores é o risco da operação. O risco associado com a operação do projeto envolve principalmente o retorno abaixo do projetado no investimento, impossibilitando a geração de um fluxo de caixa capaz de sustentar pagamento do financiamento. Tal situação pode ser fruto de diversos fatores, dentre eles, baixa produtividade, negligência na operação ou até preços não confiáveis, inflação e mudanças na

taxa de câmbio (Farrel, 2003). Essas últimas variáveis (preços, inflação e câmbio), além de afetar no desempenho da operação, geram um risco próprio inerente às suas ocorrências.

O segundo risco que se pode traçar para o project finance é o risco político de todo tipo: a gestão financeira do país, suas variações econômicas, instabilidade, flutuações. Um país com pouca credibilidade gera um mercado de investimento inseguro resultando em baixo desempenho. Aspectos associados à governança compõem o risco político.

Em terceiro lugar, os autores apontam os riscos tecnológicos. Nesse ponto estão relacionados as tecnologias não testadas que ainda precisam ser desenvolvidas e podem, ou não, entrar no mercado ou tecnologias defasadas que mudam rapidamente e tornam o empreendimento obsoleto (Farrel, 2003).

Por fim, o project finance está amplamente sujeito ao risco de mercado. Por depender do fluxo de caixa que será gerado com o projeto, contrações na demanda podem vir a se tornar grandes vilões. Para alguns mercados o momento certo de entrar em atividade é fundamental onde quatro ou cinco meses podem ser determinantes na posição competitiva que a nova empresa vai se inserir (Farrel, 2003).

Com base em todos os aspectos apresentados, é possível realizar uma análise do project finance em termos práticos. Os riscos aos quais esse tipo de projeto está sujeito podem ser determinantes em sua viabilidade ou não de acordo com o cenário em questão. Uma vez que projeto de investimento de longo prazo é diretamente afetado por flutuações macroeconômicas, pretende-se traçar a seguir como elas podem agir sob os resultados esperados.

## Capítulo 4 – Impacto das variações de câmbio de juros no projeto

Há uma relação direta entre a decisão de investimento e a decisão de financiamento. Uma vez que haja a decisão de investir é necessário garantir que a taxa de retorno para o financiador seja menor que a própria taxa interna de retorno do projeto. Caso contrário, além de não ser vantajoso para o investidor, haveria a possibilidade de situações de arbitragem no mercado (Cursino Neto, 2007). Dessa maneira, para que o investimento seja realizado de maneira adequada toda a estrutura de custos e receitas deve ser observada e comparada com o que deverá ser pago ao financiador.

As seções a seguir buscam primeiramente esclarecer os tipos de custos envolvidos com a instalação e operação de uma usina hidrelétrica bem como analisar a geração de receita e seu crescimento o longo dos anos. Em segundo lugar, apresentam-se as fases de implementação da usina tendo em vista que em cada fase cada custo apresentado na seção anterior será maior ou menor de acordo com o estágio de atuação do empreendimento. Por fim, pretende-se aplicar dois cenários de variações macroeconômicas em cada uma das fases de implementação apresentadas anteriormente e verificar como tais variações afetam os custos e receitas em questão.

### 4.1 Métodos e Procedimentos

Para o desenvolvimento da análise, utilizou-se como base a hidrelétrica apresentada por Cursino Neto (2007). Os dados utilizados foram os mesmos, porém foi acrescentado ao fluxo de caixa original o desembolso para pagar o financiador do project finance.

Para a projeção das taxas de juros, realizou-se uma parametrização dos dados de 1995 a 2014 para que afetasse o fluxo de caixa em 35 anos. Basicamente, foram utilizadas em torno de duas taxas de cada ano (julho e dezembro) para projetar no desembolso.

Já para as taxas de câmbio, o período de exatos 7 anos foram projetados em 7 anos de desembolsos com equipamentos. Para fins de análise, considerou-se que todo o montante desembolsado com equipamentos seria importado.

### 4.2 Custos e Receita em um empreendimento hidroelétrico

Os custos envolvidos na instalação e operação de uma usina hidrelétrica são diversos. De acordo com a fase do projeto haverá maior ou menor proporção de cada um dos custos nos custos totais. Para melhor desenvolvimento do estudo, Braciani (2011) com base em Cursino

Neto (2007) classifica e descreve os custos envolvidos nesse tipo de projeto em oito categorias principais, a saber:

**Tabela 3 – Custos envolvidos na instalação de uma usina hidrelétrica**

<b>Tipo de Custo</b>	<b>Definição</b>
Projetos	Vinculados aos projetos iniciais de viabilidade e execução do projeto
Obras Cíveis	Gastos com construtores e prestadores de serviços para a execução das obras cíveis. A distância dos locais onde se encontram os materiais para a obra poderá aumentar consideravelmente esses custos no caso de transportes.
Equipamentos	Engloba os custos de todos os equipamentos que serão fundamentais na operação. Flutuações de preços e variações no câmbio tem impacto direto nesses custos por se tratarem de equipamentos que, se comprados internamente, serão impactados pela inflação ou, se comprados externamente, serão impactados pelo câmbio.
Ambientais	Custos com a localidade do projeto: obtenção do espaço, licitações e licenças de funcionamento.
Viabilidade e Instalação da Infraestrutura	Custos de viabilidade de outros aspectos que acabam sendo necessários para o melhor funcionamento do negócio como, por exemplo, estradas, alojamentos e escritórios de apoio.
Transmissão	Possibilitarão a comercialização da energia
Financeiros	Juros de empréstimos e outras taxas de bancos e fornecedores
Operacionais	Dispêndios anuais para a continuidade da operação da usina. Tais custos envolvem manutenção de equipamentos, custos fixos de administração, mão de obra, transportes, entre outros.

Fonte: Braciani (2011) com base em Cursino Neto (2007).

Para sustentar todos esses custos é importante estimar como será a receita ao longo dos anos de operação. É importante que as receitas gerem um valor presente que compense o investimento gerando VPL positivo. A receita financeira da usina resultado da produção e comercialização está sujeita à quantidade assegurada de energia que a ANEEL autoriza por meio dos contratos de energia assegurada. A quantidade de energia a ser comercializada deve ser compatível com o valor prévio acordado e a usina, muitas vezes, funciona abaixo de sua capacidade total instalada<sup>1</sup> (Cursino Cursino Neto, 2007).

<sup>1</sup> A ANEEL realiza um estudo de levantamento do potencial hidráulico levando em consideração as condições hidrológicas e ambientais do local. Com esses dados, define quanto de energia pode ser gerado pela hidrelétrica em questão sem que os níveis do rio sejam amplamente afetados (Neto, 2007).

Cursino Neto (2007) aponta que uma usina tem funcionamento intensivo e é capaz de operar 365 dias ao ano, 24 horas por dia. Apesar de custos associados a manutenção ao longo do tempo, uma vez gerada e disponibilizada no Sistema Interligado Nacional a energia é instantaneamente transmitida ao consumidor.

Como destacado, o objeto dessa pesquisa é verificar como as flutuações macroeconômicas podem produzir efeitos tanto em termos de receita quanto de custos, em projetos de longo prazo. Sendo assim, para fins de análise serão utilizados os dados da usina hidrelétrica acompanhada por Cursino Neto (2007). A receita projetada pelo autor num cenário sem benefício fiscal inicia o período operacional gerando em torno de 248 milhões de reais e finaliza o ciclo de 30 anos do projeto com mais de 1 bilhão (*Tabela 4*).

**Tabela 4 – Receita Projetada – Usina Hidrelétrica**

<b>Ano</b>	<b>Receita Bruta</b>
5	248.653.763
6	336.802.130
11	419.716.738
17	523.043.418
21	651.807.260
27	812.270.434
22	1.057.787.397
35	1.207.111.145

Fonte: Cursino Neto, 2007.

## 4.2 Investimentos e Custos de Execução

Como apresentado anteriormente, cada fase do projeto afetará a proporção dos custos do projeto. Determinados custos serão mais intensivos de acordo com a fase do projeto podendo até não existir em determinados momentos. A seguir, ainda com base em Cursino Neto (2007) são apresentadas as fases do projeto e como se dá a divisão dos custos em cada uma delas. Considera-se que a receita somente será obtida na fase de operação. No Apêndice A encontra-se o detalhamento dos valores absolutos do investimento de cada item por fases e, no Apêndice B, encontra-se o fluxo de caixa da operação com a inserção do project finance.

### Implementação, Obras Civas e Pré-Operação

Na primeira etapa do projeto, a Implementação, realizam-se os estudos técnicos que definirão a viabilidade do projeto. Trata-se da fase que vai pautar a decisão de investir ou não.

A implementação pode chegar a durar em torno de 30 meses dependendo do tamanho do projeto. Apesar de não ser o maior custo da etapa, o custo de projetos tem seu maior peso na fase de implementação reduzindo nas demais fases do projeto. Nessa fase, com base no empreendimento apresentado por Cursino Neto (2007) o desembolso total seria de R\$ 243.707.943.

A segunda fase do investimento definida por Cursino Neto (2007) envolve a intensificação das obras civis e até uma possível revisão orçamentária. Nesse momento entram recursos de maneira mais intensiva provindos dos acionistas e financiadores para que as obras possam ocorrer. No empreendimento utilizado, essa fase tem duração prevista de 18 meses, com um desembolso total de R\$ 927.085.486.

Já a terceira fase, definida como pré-operação, envolve os desembolsos para concluir o empreendimento e colocá-lo em operação. Nesse momento, inicia a compra de equipamentos necessários para a operação, bem como instrumentos de trabalho para os empregados e outros itens. A fase de pré-operação no caso apresentado por Cursino Neto (2007) teve um realizado de R\$ 481.925.087. O resumo da participação dos custos em cada uma das fases pode ser observado na Tabela 5.

**Tabela 5 – Participação dos custos de acordo com a fase do projeto**

Itens	Participação no Orçamento		
	Total Fase 1	Total Fase 2	Total Fase 3
Projetos	2,52%	2,37%	1,71%
Obras Civis	46,72%	44,10%	24,22%
Equipamentos	29,47%	29,06%	25,27%
Meio Ambiente	11,32%	11,19%	27,94%
Estudos de Viabilidade e Instalação da Infraestrutura	1,58%	1,56%	0,00%
Despesas Administrativas	4,25%	7,53%	10,25%
Despesas Tributárias, Financeiras e Outros Encargos	4,14%	4,09%	10,61%
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

Fonte: Cursino Neto, 2007 / Elaboração própria.

## Operação

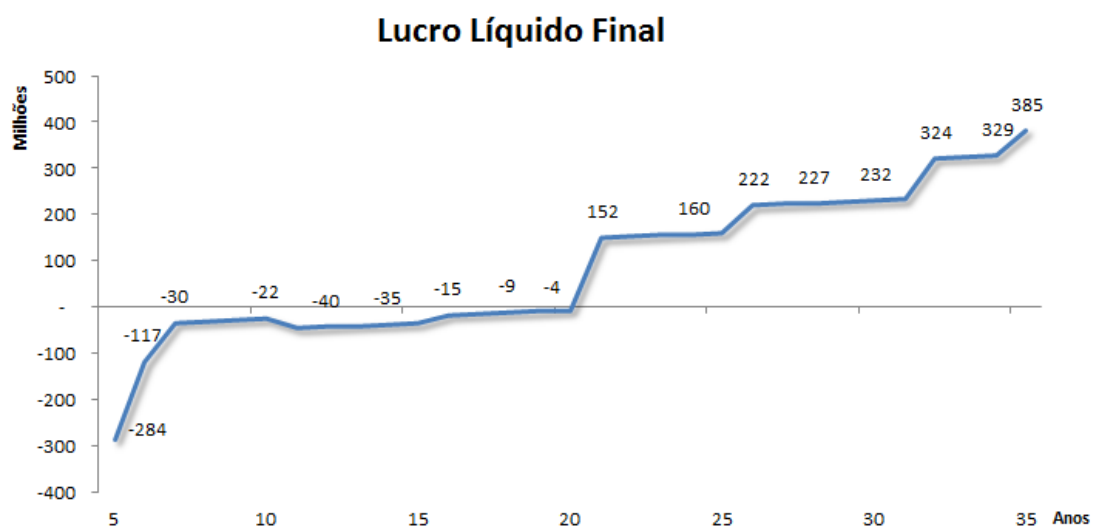
Na fase da operação tem início a geração de receita propriamente dita e os custos são basicamente despesas fixas, custos de operação e manutenção. É apresentado no apêndice A o fluxo de caixa de operação do projeto. O FDC elaborado utilizou como base a mesma estrutura apresentada por Cursino Neto (2007), porém incluindo as despesas com project finance. Foi considerado um project finance financiado pelo BNDES com as tarifas referentes a energia elétrica (Taxa de Juros = TJLP (em média, 5% a.a.) + Remuneração Básica BNDES (1% a.a.) + Taxa de risco de crédito (1% a.a.) = 7% a.a.). Além disso, considerou-se um período de 5 anos de carência e um financiamento que cobriria 60% do valor do investimento (Apêndice C).

No projeto apresentado por Cursino Neto (2007) o empreendimento apresentou uma Taxa Interna de Retorno de 10,04% sem project finance. Com a entrada do financiamento, a TIR do projeto ficou em 5,47% enquanto a TIR do investidor (considerando um desembolso de capital próprio de 40% do investimento) ficou em 3,7% (Apêndice D).

### 4.3 Cenários diante de riscos macroeconômicos.

#### Aumento ou Redução da Taxa de Juros

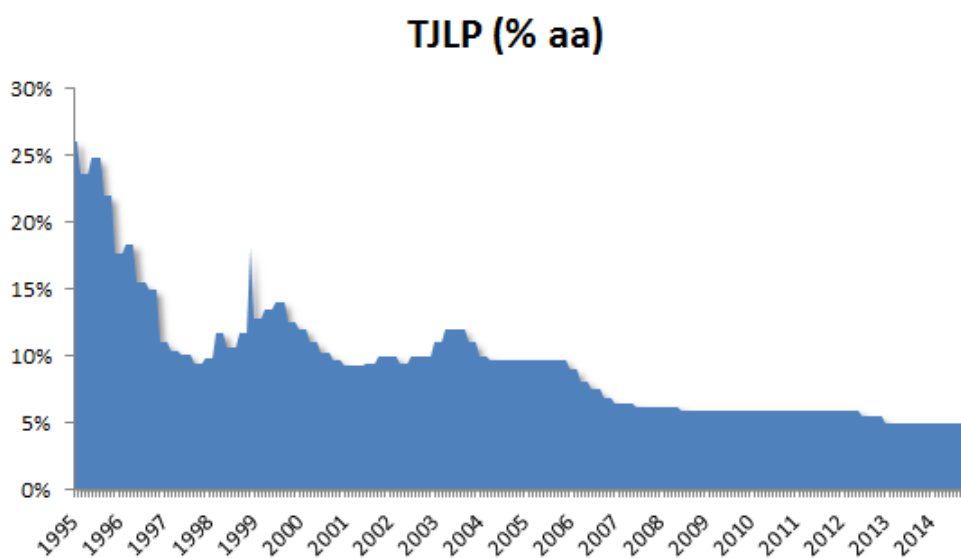
Como apresentado no capítulo III, a taxa de juros terá impacto direto no investimento realizado. Analisando em uma perspectiva de países, um aumento da taxa de juros aumenta os custos de capital e, conseqüentemente, o investimento diminui (Bahmani-Oskooee e Hajilee, 2013). No caso do projeto, o principal reflexo da variação da taxa de juros será sob o pagamento do projecto finance. No cenário considerado, com a taxa de juros paga ao financiador de 7%, o lucro líquido ao final do investimento tem um comportamento crescente com seu break even do ano 20 para o ano 21 (Figura 11).



Elaboração própria com base em Cursino Neto (2007).

**Figura 11 - Comportamento do Lucro do empreendimento – Cenário Atual**

A taxa de juros de longo prazo (TJLP) tem se ajustado ao longo dos anos para se adequar à conjuntura do país e garantir que a remuneração do capital empregado está bem estabelecido. Seu comportamento, no geral, de 1995 a 2014 foi de queda, porém com vários picos positivos e negativos ao longo do período (Figura 12/Figura 13).

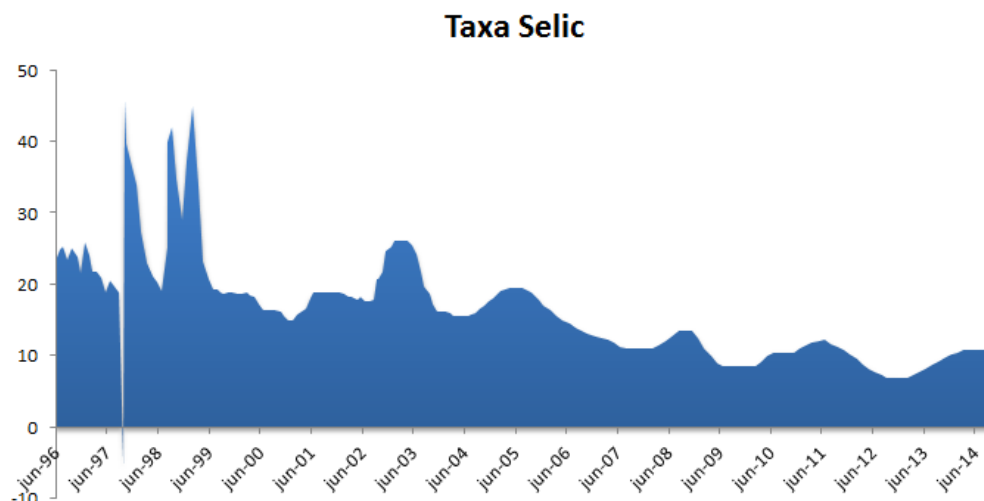


Fonte: Portal do Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) / Elaboração própria.

**Figura 12 – Evolução TJPL**



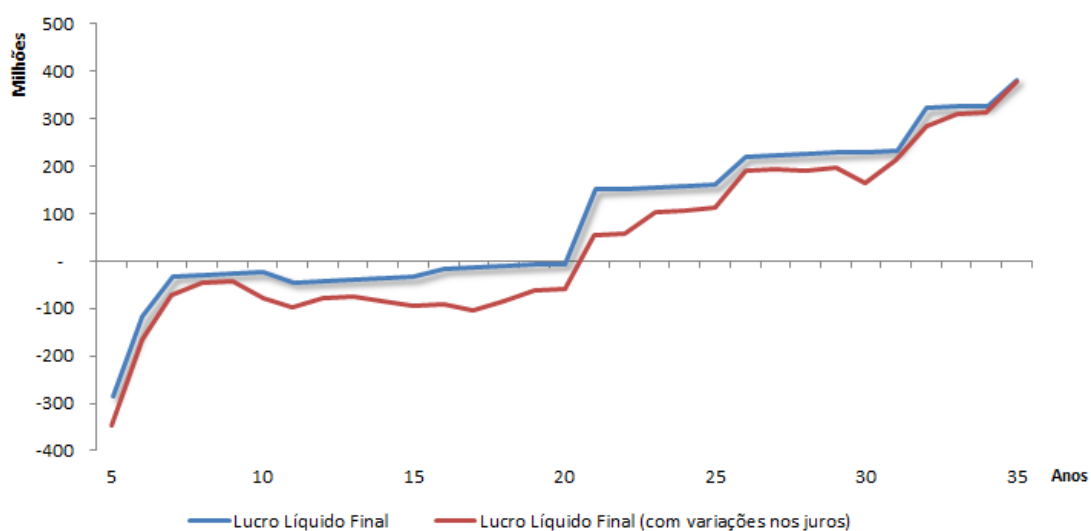
Cabe notar que ao longo dos anos as variações na TJLP se assemelham às variações na taxa Selic. A taxa Selic (Sistema Especial de Liquidação e de Custódia) tem sido amplamente utilizada pelo governo brasileiro como instrumento de política monetária e muitas vezes aumentada para ajustes de inflação (Figura 13).



Fonte: Portal do Banco Central do Brasil / Elaboração própria.

**Figura 13 – Evolução da Taxa Selic**

Em um cenário, no qual o valor do pagamento ao financiador não seria dado por uma taxa fixa, e sim, por taxas que variassem de acordo com as flutuações da taxa TJPL, haveria uma queda significativa no lucro gerado pelo projeto (Figura 14).



**Figura 14 – Comportamento do Lucro – Dois cenários**

Em termos macroeconômicos, a taxa de juros teria relação negativa com o investimento, conforme apontado no capítulo 3, pois os custos do capital tendem a aumentar resultando em menor investimento (Bahmani-Oskooee e Hajilee, 2013). A conclusão também é válida ao analisar apenas um investidor. Ao estar sujeito a uma taxa de juros maior, o resultado acaba sendo menor pois seu custo financeiro aumenta.

Um investimento como o apresentado possui dois resultados a ele associados: o primeiro é o resultado do projeto em si, ou seja, as receitas menos as despesas e custos e quanto que isso gera de resultado; e, o segundo, é o resultado para o acionista, que engloba o resultado do projeto e, ainda, considera os pagamentos aos investidores e financiadores. Uma vez que se considera que o impacto da variação da TJLP será apenas no valor pago ao financiador, então a queda no lucro será apenas na análise do acionista.

Com uma TJLP fixa, a TIR do acionista foi calculada em 3,71%. Já com as variações na TJLP conforme o histórico brasileiro, essa taxa cai para 1,02% (Tabela 6). O quadro completo de retornos para cada uma das situações pode ser encontrado no Apêndice D.

**Tabela 6 – Quadro resumo das taxas internas de retorno em cada um dos cenários**

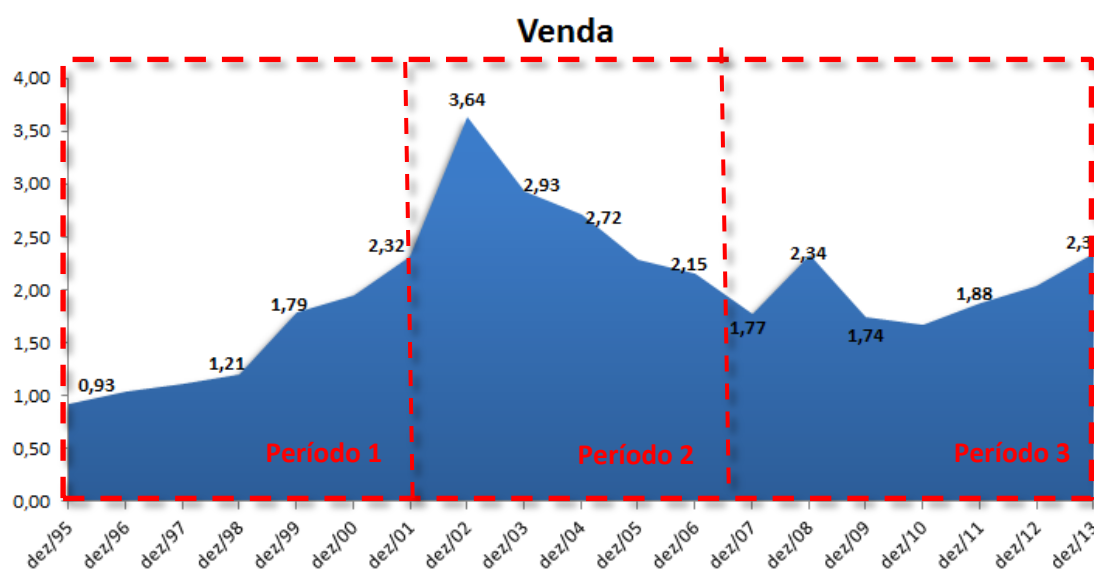
	<b>Cenário Atual: TJLP fixa em 5%</b>	<b>Cenário Projetado: TJLP conforme histórico de variação brasileiro</b>
<b>TIR do Acionista</b>	3,71%	1,02%
<b>TIR do Projeto</b>	5,47%	5,47%
<b>VPL</b>	(1.147.712.230)	(1.147.712.230)

Como a variação na taxa de juros praticada pelo financiador não afetará o resultado operacional e nem o investimento, a TIR do projeto e o VPL se mantiveram. Porém, observa-se uma queda substancial na TIR do acionista. Um empreendimento sujeito a amplas variações nas taxas de juros pode atingir um nível como o apresentado em que o investimento não é mais viável ao acionista.

### **Desvalorização ou Valorização do Real**

No exemplo apresentado, o desembolso referente a investimentos ocorreria ao longo de seis anos. O montante investido referente a equipamentos corresponde a 29,47%, 29,06% e 25,27% do total do investimento de acordo com a fase: implementação, obras civis ou pré- operação, respectivamente. Considerando que maior parte dos equipamentos é importada, ao longo de seis anos, flutuações no câmbio terão grande impacto no desembolso realizado pelos investidores, conforme será evidenciado a seguir.

Para fins de análise, serão considerados três possíveis períodos em que o investimento iria ocorrer. No primeiro, os gastos com investimento ocorreriam entre 1995 e 2001, período no qual a cotação do real em relação ao dólar variou de R\$ 0,925 a R\$ 2,3196. O segundo período compreenderia os anos de 2001 a 2007, no qual o dólar inicia cotado em R\$ 2,3196 e finaliza em R\$ 1,7713, porém com uma grande variação em 2002. No terceiro período o investimento ocorria entre 2007 e 2013, onde a cotação inicia em R\$ 1,7713 e termina com R\$ 2,3426 (Figura 15).



Fonte: Banco Central do Brasil / Elaboração própria.

**Figura 15 – Taxas de Câmbio Real/Dólar e os Ciclos de Investimento**

Supondo que o investimento projetado ocorreu com a taxa de câmbio atual (outubro/2014), os equipamentos teriam sido adquiridos a uma taxa de R\$ 2,4119. O total gasto em dólar com equipamentos seria da seguinte maneira:

**Tabela 7 – Gastos com equipamentos em reais e dólar**

Ano	Investimento Total	Parcela do investimento total referente a equipamentos em R\$	Parcela do investimento total referente a equipamentos em US\$
0	81.235.981	23.940.244	9.925.886
1	81.235.981	23.940.244	9.925.886
2	81.235.981	23.940.244	9.925.886
3	463.542.743	134.705.521	55.850.376
4	463.542.743	134.705.521	55.850.376
5	455.242.291	115.021.887	47.689.327
6	324.821.402	82.069.639	34.026.966

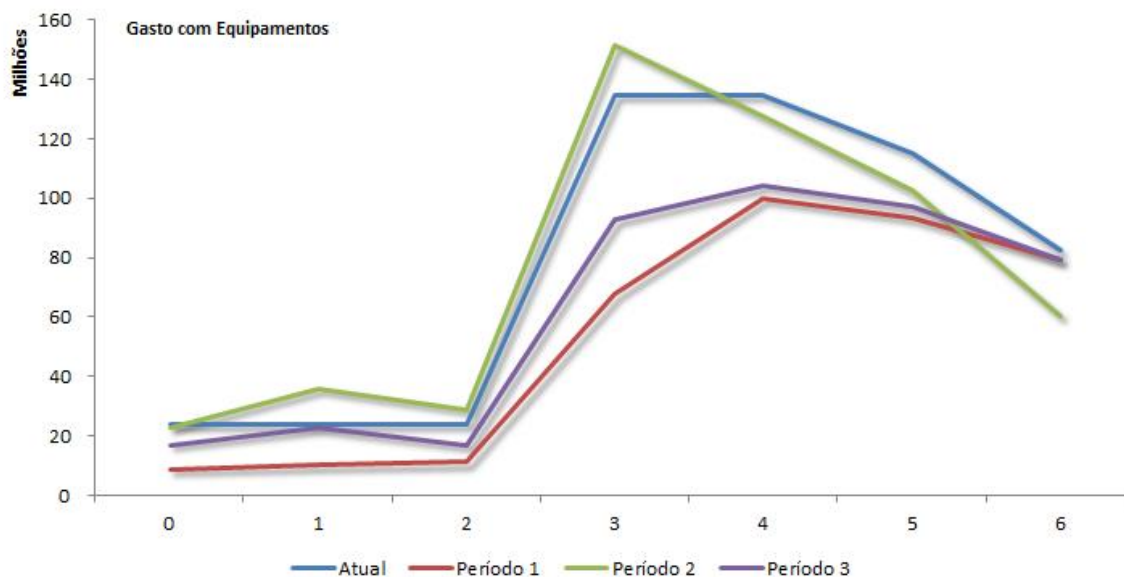
Elaboração própria com base em Cursino Neto (2007)

Projetando o investimento nos três possíveis períodos, observa-se que o período de custo mais elevado seria o segundo que é justamente o ciclo no qual o dólar tem maior cotação em relação ao real. Deve ser destacado que a cotação utilizada é dada pelo mercado e não pela paridade do poder de compra. Até o quarto ano, o desembolso em reais do segundo ciclo de cotação supera o ciclo atual. Já o primeiro e o terceiro períodos são menores ao longo de todos os anos de investimento.

**Tabela 8 – Preço dos equipamentos em dólar e em real de acordo com o período de cotação**

Equipamentos (US\$)	Equipamentos (R\$)			
	Atual	Ciclo 1	Ciclo 2	Ciclo 3
9.925.886	23.940.244	9.181.444	23.024.084	17.581.721
9.925.886	23.940.244	10.316.966	36.100.446	23.196.795
9.925.886	23.940.244	11.081.259	29.053.067	17.282.952
55.850.376	134.705.521	67.506.349	151.913.022	93.057.896
55.850.376	134.705.521	99.916.322	127.506.408	104.764.135
47.689.327	115.021.887	93.251.709	102.532.052	97.453.139
34.026.966	82.069.639	78.928.950	60.271.965	79.711.571

Elaboração própria com base em Cursino Neto (2007)



**Figura 16 – Gastos em reais, ano a ano, com equipamentos conforme período cotação do dólar no mercado de câmbio.**

Em termos de valor presente líquido, o projeto tem no cenário original um VPL negativo. O que acontece, principalmente, pelo valor elevado do investimento e pelo tempo para retorno, reduzindo o valor do recurso obtido no futuro quando descontado para o presente. Porém, de acordo com o ciclo analisado, o valor do VPL, embora ainda negativo, reduz ainda mais. O ciclo 1 que envolve os menores desembolsos com equipamentos e tem a moeda mais valorizada é o que tem o maior valor de VPL entre os períodos analisados (Tabela 9).

Além do VPL é possível analisar o ganho do projeto e o ganho do acionista. Assim como no VPL, o período com os melhores resultados é o primeiro, no qual as taxas de câmbio são as menores.

**Tabela 9 – Retornos do projeto de acordo com o ciclo de câmbio**

	<b>Atual</b>	<b>Ciclo 1</b>	<b>Ciclo 2</b>	<b>Ciclo 3</b>
<b>VPL</b>	(1.147.712.230)	(979.571.931)	(1.139.789.976)	(1.042.437.139)
<b>TIR do Projeto</b>	5,5%	6,1%	5,5%	5,8%
<b>TIR do Acionista</b>	3,7%	3,9%	3,7%	3,8%

Dessa maneira, o indivíduo que deseja investir via project finance, ou qualquer outra modalidade de financiamento está sujeito aos riscos associados às variações cambiais, porém a intensidade dessas variações não é tão grande. O retorno para o acionista varia pouco, assim

como a TIR e o VPL do projeto. O que se observa é que a participação dos equipamentos no total de investimento não é tão expressiva e, conseqüentemente, o aumento de preço nesses itens não tem grande efeito no resultado global.

Apesar do resultado encontrado, a taxa de câmbio ainda deve ser um ponto de atenção de investidores ao passo que pode afetar as taxas de juros, conforme apresentado no capítulo 3. O efeito da variação no câmbio pode alterar as taxas de juros da economia e impactar no resultado obtido pelo acionista já que sua despesa financeira pode aumentar. No caso apresentado, política cambial é mais preocupante por afetar as taxas de juros do que por seu impacto por si só no projeto.

## Capítulo 5 - Conclusão

A discussão sobre o fornecimento de infraestrutura privado ou público em determinado país deve levar em consideração diversos fatores que ultrapassam as características e tendências históricas do país. Como apontado anteriormente, observa-se austeridade fiscal e baixa performance em alguns países, o que os leva a recorrer a instituições privadas para a operação de empreendimentos como rodovias, redes de energia, aeroportos, entre outros (Dailami e Leipziger, 1998). Porém, a discussão não pode ser pautada apenas nessas características. Um investimento privado, por apresentar uma estrutura de custos diferente de um investimento público, acaba sendo afetado de uma maneira diferente por flutuações econômicas e isso pode até inviabilizar o projeto.

Diversas mudanças institucionais ocorreram no Brasil que permitiram a atuação privada no setor de energia elétrica. O país passou por três fases de mudanças principais até chegar no cenário atual com o Ambiente de Contratação Livre, através do qual a entrada no setor é livre a agentes privados. O sistema energético brasileiro atual envolve mais de 1.000 organizações que produzem e distribuem energia, das quais a maioria integra o Sistema Inteligado Nacional de energia (Wanderley, Cullen e Tsamenyi, 2011). O governo atua no setor através de seis órgãos diferentes apresentados na Figura 1 desse estudo.

Dois grandes hidrelétricas brasileiras foram construídas por iniciativa privada, com participação de recursos do BNDES via project finance, Santo Antônio e Jirau. Só para Jirau foram R\$ 7,2 bilhões de empréstimo, constituindo o maior empréstimo da história do BNDES para um único projeto (Schüffner, 2014). Caso a tendência de investimentos por essa modalidade persista no Brasil é importante que seja analisada a viabilidade desse tipo de projeto. Os dois fatores que foram levados em consideração nesse estudo para analisar tal viabilidade foram a taxa de juros e câmbio do país.

O primeiro aspecto analisado no estudo foi a variação do retorno do investimento para o acionista em função das variações na taxa de juros. Ao considerar-se uma taxa de juros que deixa de ser fixa, mas que varia de acordo a taxa de juros do país, o montante desembolsado para pagar o financiador do project finance aumenta principalmente nos períodos de maior taxa de juros. Dessa maneira, há uma queda no resultado final do investimento. No cenário que considera uma taxa de juros fixa, a taxa interna de retorno do acionista fica estimada em 3,7%. Em contrapartida, com uma taxa que varia de acordo coma taxa vigente no país, a TIR do acionista cai para 1,02%. As variações consideradas para essa projeção foi a TJPL dos

últimos 18 anos no Brasil. Como apresentado na Figura 12, a TJPL brasileira apresenta grandes modificações em curtos espaços de tempo, sendo imprevisível de governo para governo.

Já o segundo aspecto analisado, a taxa de câmbio, levou em consideração três ciclos da economia brasileira com diferentes taxas de câmbio. Considerando um cenário em que todo o equipamento adquirido para a instalação seria proveniente de importação, as variações no câmbio acarretariam diretamente em aumento ou redução do montante gasto para a compra desses itens. Analisando os valores de forma comparativa com o período atual, o que apresentou melhora com as variações do câmbio foi o ciclo 1 (taxas mais valorizadas). Com uma taxa de câmbio valorizada, o montante desembolsado em reais para a compra de um equipamento em reais é menor do que a uma taxa desvalorizada, o que ocorre justamente no ciclo 2. Observa-se no segundo ciclo a desvalorização da taxa acaba aumentando o desembolso com equipamentos até o terceiro ano.

O aumento do dispêndio com equipamentos afeta o Valor Presente Líquido do investimento. O projeto já tinha um VPL negativo principalmente em função do alto investimento e demora no retorno, porém com um câmbio valorizado como no ciclo 1, o VPL fica um pouco maior que o atual, o que ocorre também nos outros ciclos. As taxas internas de retorno tanto do projeto quanto do acionista também apresentam variações e resultados melhores no primeiro ciclo.

Ainda que tenham sido observadas variações nos indicadores financeiros com a flutuação cambial, tais variações são pequenas. O impacto que a taxa de juros teve no retorno do acionista foi muito mais intenso do que o impacto no câmbio nessa e nas outras variáveis. Porém, como o câmbio pode impactar diretamente na taxa de juros, deve-se tê-lo como um ponto de atenção. A política cambial por si só pode não ter grandes impactos diretos em empreendimentos como o apresentado, mas pode impactar a taxa de juros que, por sua vez, pode reduzir significativamente o retorno do acionista.

Apesar de se tratar de duas análises distintas (câmbio e taxa de juros) é possível convergir para uma única conclusão. A necessidade da entrada privada em investimentos em infraestrutura é uma tendência crescente no mundo, como apontado por diversos autores apresentados nesse estudo. Ademais, o governo não consegue prover de maneira adequada os serviços que a população precisa gerando espaço para outros agentes. No caso energético brasileiro, o próprio governo foi aos poucos percebendo tais modificações e adaptando suas normas para algo que incluísse os agentes privados.



Porém, a entrada desses agentes está condicionada a uma série de fatores que garantam seu retorno financeiro. Um investidor não entrará em determinado setor sem garantia de lucro. No caso de investimento de energia, o grande volume de investimentos necessário geralmente leva o entrante no setor a ir em busca de financiamentos externos. Uma dessas modalidades de financiamento é o project finance que tem crescido rapidamente tanto em países desenvolvidos quanto em desenvolvimentos.

Um projeto de energia feito por project finance está sujeito a flutuações macroeconômicas, entre elas, variações na taxa de câmbio e no juros. Como observado, há situações em que a conjuntura pode ser favorável, porém há situações em que a conjuntura pode prejudicar fortemente os retornos do projeto. O Brasil, nos períodos observados, apresentou pouca, ou até nenhuma, estabilidade em relação a sua taxa de câmbio e sua taxa de juros. Tendo em vista que o project finance leva em consideração o fluxo de caixa projetado, não seria possível prever adequadamente como estaria a economia brasileira num período de 30 anos, por exemplo.

A instabilidade acaba sendo um fator prejudicial ao projeto. Sendo o fluxo de caixa do projeto a fonte primária de recursos para financiar o empréstimo (Finnerty, 2006), a instabilidade pode gerar cenários desfavoráveis que acarretem até em calote. As situações às quais o projeto pode passar podem prejudicar tanto acionistas quanto financiadores. Se um determinado investimento estivesse sujeito à determinadas taxas de juros, o acionista pode acabar com um retorno bem abaixo do esperado.

Países com maior estabilidade econômica apresentam cenários mais favoráveis a investimentos que dependam do fluxo de caixa, como por exemplo, o project finance. O Brasil tem melhorado seu desempenho em termos de estabilidade como aponta Pimenta (2010) e essa é uma das razões para a entrada gradual do project finance no país. Porém, levando em consideração as flutuações dos últimos anos, ainda não é possível garantir que o financiamento será vantajoso em termos financeiros. Um investidor que deseja entrar no setor de energia através de project finance, por exemplo, deve levar em consideração que está amplamente sujeito à conjuntura macroeconômica do país e grandes flutuações podem ser determinantes para o retorno financeiro esperado. Atualmente, há uma melhora no Brasil, mas ainda não se pode garantir que é o momento ideal para investimentos desse tipo por ainda se tratar de um país com instabilidade entre os governos.

A partir dos resultados encontrados, novos estudos podem ser feitos. Esty (2004) aponta que pesquisa adicional em project finance se faz necessária não apenas para guiar a

utilização desse instrumento, mas também para refinar a teoria existente e criar novas. Um possível estudo que pode ser feito nessa modalidade é a comparação com empreendimentos do governo. Apesar de atestado que o fluxo de caixa do project finance tem amplas alterações com variações de juros, não se sabe se, caso o investimento fosse feito pelo governo, os resultados seriam afetados de maneira semelhante ou não.

Ademais, tendo em vista as taxas de juros, outros estudos que poderiam ser levantados são com projeções de taxas nos países e até comparação para definir quais países apresentam maior vantagem competitiva para a inserção da modalidade.

Por fim, cabe ainda analisar até que ponto o project finance é ou não melhor que outras modalidades de financiamento e atestar se é mais vantajoso a utilização de garantias reais ou não.

## Referências Bibliográficas

Andrade, A.A.; Magalhães, M. A.. IS-LM, uma História? Revista de Economia Política, v. 24, n. 4 (96), 2004.

Araújo, W. F., A parceria público-privada no project finance como estratégia de garantia de investimentos em infraestrutura e seu papel na reforma do estado brasileiro. CSAP/Fundação João Pinheiro, 2003.

Bekeierman, S., O project finance como estrutura de investimento : análise de caso de uma pequena central hidrelétrica. São Paulo, 2008.

Blanchard, O. Macroeconomia. Tradução: Luciana do Amaral Teixeira, 5ª edição. São Paulo, Pearson Prentice Hall, 2011.

Braciani, U. Estrutura de custos para implantação de usinas de geração de energia elétrica no Brasil. Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Sócio Econômico, Departamento de Ciências Econômicas. Florianópolis, 2011.

Brigham, E. F., & Ehrhardt, M. C. (2006). Financial management: theory and practice. São Paulo: Thomson Learning.

Chagas, E. de B.. Project Finance no Setor Elétrico Brasileiro: Um Estudo de Caso da Usina Hidrelétrica de Barra Grande. PUC, Departamento de Administração. Rio de Janeiro, 2006.

Conceição, M. Teoria Macroeconômica Aberta. Disponível em <  
<http://pt.scribd.com/doc/111788640/Teoria-Macro-Economia-Aberta> >. Acesso em 29 de novembro de 2014.

Corielli, F.; Gatti, S.; Steffanoni, A.. Risk shifting through nonfinancial contracts: effects on loan spreads and capital structure of project finance deals. Journal of Money, Credit and Banking, v. 42, p. 1295 – 1320, 2010.

Dailami, M., Leipziger, D.. Infrastructure Project Finance and Capital Flows: A *New Perspective*. World Development, v. 26, p. 1283 – 1298, 1998.

Empresa de Pesquisa Energética. Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2013. Rio de Janeiro: EPE, 2013.

Empresa de Pesquisa Energética. Balanço Energético Nacional 2012 – Ano base 2011: Síntese do Relatório Final. Rio de Janeiro: EPE, 2012.

Esty, B. Returns on Project-Financed Investments: Evolution and Managerial Implications. *Journal of Applied Corporate Finance*, Harvard Business School, v. 15.1, 2002.

Esty, B.C., Sesia, A., 2007—2006 update. Case study 9–207–107 (rev. April 12,2007). Harvard Business School, Boston, 2007.

Farrel, L.M.. Principal agency-risk in project finance. *International Journal of Project Management*, v. 21, p. 547 – 561, 2003.

Fielding, D; Mizen, P.. Investment, Output and Interest Rate Policy When Capital is Mobile. *The Economic Journal*, v. 107, n. 441, p. 431-440, 1997.

Finnerty, J. *Project Financing: Asset-Based Financial Engineering*. John Wiley & Sons, 1996.

Frezatti, F; Bido, D; Cruz A. P.; Barroso, M.; Machado, M. J.. Decisões de Investimento em Ativos de Longo Prazo nas Empresas Brasileiras: Qual a Aderência ao Modelo Teórico?. *RAC*, Rio de Janeiro, v. 16, n. 1, art. 1, pp. 1-22, 2012.

Graham, J., & Harvey, C. (2002). How do CFOs make capital budgeting and capital structure decisions? *Journal of Applied Corporate Finance*, 15(1), 8-23. doi: 10.1111/j.1745-6622.2002.tb00337.x

Hermes de Araújo, J.L.R. ; de Aragão da Costa, A.M. ; Correia, T. ; Melo, E.. Energy contracting in Brazil and electricity prices. *International Journal of Energy Sector Management*, v.2 (1), p. 36-51, 2008.

Kripa, E; Xhafa, H.. Project Finance and Projects in the Energy Sector in Developing Countries. *European Academic Research*, v. 1, p 169 – 184, 2013.

Luz, C.P.; Gomes, L.L.; Brandão, L. E.. Análise da dinâmica do mercado a termo de energia elétrica no Brasil. *Revista Brasileira de Gestão de Negócios*, v. 14, n. 44, p. 314 – 344, 2012.

Mankiw, N. G. *Introdução à Economia – Tradução da 6ª Edição Norte-Americana*. Cengage Learning, 2014.

Mareuse, O. Fostering Long-term Investment and Economic Growth: A Long-term Investor's View. *OECD Journal: Financial Market Trends*, v. 2011/1, 2011.

Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia 2022 / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2013

Morrissey, O.. Governance, Private Investment and Foreign Direct Investment in Developing Countries. *World Development*, v. 40, n. 3, p. 437 -445, 2011.

Cursino Neto, J. A estruturação e conformação do investimento na geração de energia por meio hidráulico: uma contribuição ao estudo das variáveis influentes no retorno. Fundação Escola de Comércio Álvares Penteado – FECAP, São Paulo, 2007 .

Page, S.N., Ankner, D.W., Jones, C.. The risks and rewards of private equity. *Public Works Management Policy* 13 (2), 100 e 113, 2008.

Pimenta, A. Desse jeito o capital vem. *Revista EXAME*, v. 0970, p. 42 – 4, 2010.

Portal do Banco Central do Brasil. Disponível em:

<<http://www.bcb.gov.br/?COPOMJUROS>>. Acesso em 30 de outubro de 2014.

Portal do BNDES. Disponível em:

<[http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes\\_pt/Institucional/Apoio\\_Financeiro/Produtos/Project\\_Finance/](http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/Project_Finance/)>. Acesso em 20 de outubro de 2014.

Portal da Eletrobrás. Disponível em:

<<http://www.eletrabras.com/elb/data/Pages/LUMIS293E16C4PTBRIE.htm>>. Acesso em 24 de julho de 2014.

Portal do Ministério de Minas e Energia. Disponível em:

< <http://www.mme.gov.br/mme>>. Acesso em 21 de julho de 2014.

Portal do Operador Nacional do Sistema Elétrico. Disponível em:

[http://www.ons.org.br/conheca\\_sistema/o\\_que\\_e\\_sin.aspx](http://www.ons.org.br/conheca_sistema/o_que_e_sin.aspx). Acesso em 22 de julho de 2014.

Prud'homme, R. *Infrastructure and Development*. Washington: The World Bank and Oxford University Press, pp. 153-181, 2004.

Quiggin, J.. Private sector involvement in infrastructure projects. *Australian Economic Review* 96 (1), 51 e 64, 1996.

Rashid, A. Risks and financing decisions in the energy sector: An empirical investigation using firm-level data. *Energy Policy*, v. 59, p. 792-799, 2013.

Rego, E. Brazilian experience in electricity auctions: Comparing outcomes from new and old energy auctions as well as the application of the hybrid Anglo-Dutch design. *Energy policy*, v. 55, p. 511 – 520, 2013.

Rodrigues Júnior, W., Participação Privada no Investimento em Infra-estrutura e o Papel do Project Finance. Texto para Discussão 0495, Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada. Brasília, julho de 1997.

Scannella, E.. Project Finance in the Energy Sector: New-Debt Financing Models. *International Business Research*, v. 5, p. 83 – 93, 2012.

Schüffner, C. Suez acelera obras de Jirau e já negocia saída da Camargo Corrêa. Consultoria Andrade & Canellas. Disponível em <  
[http://www.andradecanellas.com.br/default.asp?id\\_materia=1586](http://www.andradecanellas.com.br/default.asp?id_materia=1586)>. Acesso em 28 de julho de 2014.

Siffert Filho, N.; Alonso, L.; Chagas, E.; Szuster, F.; Sussekind, C., O papel do BNDES na expansão do setor elétrico nacional e o mecanismo de project finance. *BNDES Setorial*, Rio de Janeiro, n. 29, p. 3-36, 2009.

Souza, L.R.; Soares, L. J.. Electricity rationing and public response. *Energy Economics*, v. 29(2), p.296 – 311, 2007.

Stafano, F. Começa a década da infraestrutura: o Brasil inicia o maior ciclo de grandes obras dos últimos 30 anos. *Revista EXAME*, v. 44, p. 20, 2010.

Stern, N. A strategy for development. *Annual World Bank Conference on Development Economics*, Washington DC, 2002.

Stiglitz, J. E.. The role of Government. *Annual World Bank Conference on Development Economics*, Washington DC, 1996.

Swaroop, V.. The public finance of infrastructure: issues and options. *World Development*, v. 22, p. 1909 – 1919, 1994.

Tiriaki, G. A independência das agências reguladoras e o investimento privado no setor de energia de países em desenvolvimento. *Economia aplicada*, v. 16, p. 683 - 712, 2012.

Tolmasquim, M. Perspectivas e planejamento do setor energético no Brasil. *Estudos Avançados*, v. 26 (74), p 237 – 260, 2012.

Wanderley, C. de A.; Cullen, J.; Tsamenyi, M.. Privatisation and electricity sector reforms in Brazil: accounting perspective. *Journal of Accounting in Emerging Economies*, v. 1, n. 1, p. 53 – 75, 2011.

## Apêndice A – Custos por fase do projeto

<b>Itens</b>	<b>Part. no Orçamento Total Fase 1</b>	<b>Desembolso Fase 1</b>	<b>Part. no Orçamento Total Fase 2</b>	<b>Desembolso Fase 2</b>	<b>Part. no Orçamento Total Fase 3</b>	<b>Desembolso Fase 3</b>
Projetos	2,52%	6.141.440	2,37%	21.993.920	1,71%	8.240.919
Obras Civas	46,72%	113.860.351	44,10%	409.253.953	24,22%	116.726.049
Equipamentos	29,47%	71.820.731	29,06%	269.680.723	25,27%	121.763.584
Meio Ambiente	11,32%	27.587.739	11,19%	103.844.711	27,94%	134.668.124
Estudos de Viabilidade e Instalação da Infraestrutura	1,58%	3.850.585	1,56%	14.477.011	0,0%	0
Despesas Administrativas	4,25%	10.357.588	7,53%	69.879.416	10,25%	49.382.839
Despesas Tributárias, Financeiras e Outros Encargos	4,14%	10.089.509	4,09%	37.955.752	10,61%	51.145.967
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>243.707.943</b>	<b>100%</b>	<b>927.085.486</b>	<b>100%</b>	<b>481.927.482</b>



## Apêndice B – Fluxo de Caixa do Projeto

Ano	5	6	7	8	9	10
Receita Bruta	248.653.763	336.802.130	336.802.130	336.802.130	336.802.130	336.802.130
Deduções sobre vendas	(80.806.773)	(31.154.197)	(31.154.197)	(31.154.197)	(31.154.197)	(31.154.197)
<b>Receita Líquida (1-2)</b>	<b>167.846.990</b>	<b>305.647.933</b>	<b>305.647.933</b>	<b>305.647.933</b>	<b>305.647.933</b>	<b>305.647.933</b>
Custos operacionais	(96.474.769)	(136.190.511)	(136.190.510)	(136.190.509)	(136.190.508)	(136.190.507)
<b>Resultado Operacional</b>	<b>71.372.221</b>	<b>169.457.422</b>	<b>169.457.423</b>	<b>169.457.424</b>	<b>169.457.425</b>	<b>169.457.426</b>
Receitas e despesas não operacionais	(44.555)	(49.487.238)	(49.487.237)	(49.487.236)	(49.487.235)	(49.487.234)
<b>Lucro antes do IR/CSLL</b>	<b>71.327.666</b>	<b>119.970.184</b>	<b>119.970.186</b>	<b>119.970.188</b>	<b>119.970.190</b>	<b>119.970.192</b>
IR/CSLL (30%)	(21.398.300)	(35.991.055)	(35.991.056)	(35.991.056)	(35.991.057)	(35.991.058)
<b>Lucro Líquido</b>	<b>49.929.366</b>	<b>83.979.129</b>	<b>83.979.130</b>	<b>83.979.132</b>	<b>83.979.133</b>	<b>83.979.134</b>
Investimento pré-operacional	(214.278.550)	(83.857.661)	0	0	0	0
Pgto Financiador Project Finance	(119.694.524)	(117.051.427)	(114.408.331)	(111.765.234)	(109.122.137)	(106.479.040)
<b>Lucro Líquido final com desembolso de investimentos</b>	<b>(284.043.708)</b>	<b>(116.929.959)</b>	<b>(30.429.200)</b>	<b>(27.786.102)</b>	<b>(25.143.004)</b>	<b>(22.499.906)</b>

<b>Ano</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>
Receita Bruta	419.716.738	419.716.738	419.716.738	419.716.738	419.716.738	523.043.418
Deduções sobre vendas	(38.823.798)	(38.823.798)	(38.823.798)	(38.823.798)	(38.823.798)	(48.381.516)
<b>Receita Líquida (1-2)</b>	<b>380.892.940</b>	<b>380.892.940</b>	<b>380.892.940</b>	<b>380.892.940</b>	<b>380.892.940</b>	<b>474.661.902</b>
Custos operacionais	(169.718.159)	(169.718.158)	(169.718.157)	(169.718.156)	(169.718.155)	(211.499.706)
<b>Resultado Operacional</b>	<b>211.174.781</b>	<b>211.174.782</b>	<b>211.174.783</b>	<b>211.174.784</b>	<b>211.174.785</b>	<b>263.162.196</b>
Receitas e despesas não operacionais	(124.136.393)	(124.136.392)	(124.136.391)	(124.136.390)	(124.136.389)	(154.696.531)
<b>Lucro antes do IR/CSLL</b>	<b>87.038.388</b>	<b>87.038.390</b>	<b>87.038.392</b>	<b>87.038.394</b>	<b>87.038.396</b>	<b>108.465.665</b>
IR/CSLL (30%)	(26.111.516)	(26.111.517)	(26.111.518)	(26.111.518)	(26.111.519)	(32.539.700)
<b>Lucro Líquido</b>	<b>60.926.872</b>	<b>60.926.873</b>	<b>60.926.874</b>	<b>60.926.876</b>	<b>60.926.877</b>	<b>75.925.966</b>
Investimento pré-operacional	0	0	0	0	0	0
Pgto Financiador Project Finance	(103.835.944)	(101.192.847)	(98.549.750)	(95.906.653)	(93.263.557)	(90.620.460)
<b>Lucro Líquido final com desembolso de investimentos</b>	<b>(42.909.072)</b>	<b>(40.265.974)</b>	<b>(37.622.876)</b>	<b>(34.979.778)</b>	<b>(32.336.679)</b>	<b>(14.694.494)</b>

Ano	17	18	19	20	21	22
Receita Bruta	523.043.418	523.043.418	523.043.418	523.043.418	651.807.260	651.807.260
Deduções sobre vendas	(48.381.516)	(48.381.516)	(48.381.516)	(48.381.516)	(60.292.172)	(60.292.172)
<b>Receita Líquida (1-2)</b>	<b>474.661.902</b>	<b>474.661.902</b>	<b>474.661.902</b>	<b>474.661.902</b>	<b>591.515.088</b>	<b>591.515.088</b>
Custos operacionais	(211.499.705)	(211.499.704)	(211.499.703)	(211.499.702)	(263.567.117)	(263.567.116)
<b>Resultado Operacional</b>	<b>263.162.197</b>	<b>263.162.198</b>	<b>263.162.199</b>	<b>263.162.200</b>	<b>327.947.971</b>	<b>327.947.972</b>
Receitas e despesas não operacionais	(154.696.530)	(154.696.529)	(154.696.528)	(154.696.527)	(177.751)	(177.750)
<b>Lucro antes do IR/CSLL</b>	<b>108.465.667</b>	<b>108.465.669</b>	<b>108.465.671</b>	<b>108.465.673</b>	<b>327.770.220</b>	<b>327.770.222</b>
IR/CSLL (30%)	(32.539.700)	(32.539.701)	(32.539.701)	(32.539.702)	(98.331.066)	(98.331.067)
<b>Lucro Líquido</b>	<b>75.925.967</b>	<b>75.925.968</b>	<b>75.925.970</b>	<b>75.925.971</b>	<b>229.439.154</b>	<b>229.439.155</b>
Investimento pré-operacional	0	0	0	0	0	0
Pgto Financiador Project Finance	(87.977.363)	(85.334.266)	(82.691.170)	(80.048.073)	(77.404.976)	(74.761.879)
<b>Lucro Líquido final com desembolso de investimentos</b>	<b>(12.051.396)</b>	<b>(9.408.298)</b>	<b>(6.765.200)</b>	<b>(4.122.102)</b>	<b>152.034.178</b>	<b>154.677.276</b>

<b>Ano</b>	<b>23</b>	<b>24</b>	<b>25</b>	<b>26</b>	<b>27</b>	<b>28</b>
Receita Bruta	651.807.260	651.807.260	651.807.260	812.270.434	812.270.434	812.270.434
Deduções sobre vendas	(60.292.172)	(60.292.172)	(60.292.172)	(75.135.015)	(75.135.015)	(75.135.015)
<b>Receita Líquida (1-2)</b>	<b>591.515.088</b>	<b>591.515.088</b>	<b>591.515.088</b>	<b>737.135.419</b>	<b>737.135.419</b>	<b>737.135.419</b>
Custos operacionais	(263.567.115)	(263.567.114)	(263.567.113)	(328.452.584)	(328.452.583)	(328.452.582)
<b>Resultado Operacional</b>	<b>327.947.973</b>	<b>327.947.974</b>	<b>327.947.975</b>	<b>408.682.835</b>	<b>408.682.836</b>	<b>408.682.837</b>
Receitas e despesas não operacionais	(177.749)	(177.748)	(177.747)	(221.510)	(221.509)	(221.508)
<b>Lucro antes do IR/CSLL</b>	<b>327.770.224</b>	<b>327.770.226</b>	<b>327.770.228</b>	<b>408.461.325</b>	<b>408.461.327</b>	<b>408.461.329</b>
IR/CSLL (30%)	(98.331.067)	(98.331.068)	(98.331.068)	(122.538.398)	(122.538.398)	(122.538.399)
<b>Lucro Líquido</b>	<b>229.439.157</b>	<b>229.439.158</b>	<b>229.439.160</b>	<b>285.922.928</b>	<b>285.922.929</b>	<b>285.922.930</b>
Investimento pré-operacional	0	0	0	0	0	0
Pgto Financiador Project Finance	(72.118.783)	(69.475.686)	(66.832.589)	(64.189.492)	(61.546.396)	(58.903.299)
<b>Lucro Líquido final com desembolso de investimentos</b>	<b>157.320.374</b>	<b>159.963.472</b>	<b>162.606.570</b>	<b>221.733.435</b>	<b>224.376.533</b>	<b>227.019.631</b>

Ano	29	30	31	32	33	34	35
Receita Bruta	812.270.434	812.270.434	812.270.434	1.057.787.397	1.057.787.397	1.057.787.397	1.207.111.145
Deduções sobre vendas	(75.135.015)	(75.135.015)	(75.135.015)	(97.845.334)	(97.845.334)	(97.845.334)	(111.657.781)
<b>Receita Líquida (1-2)</b>	<b>737.135.419</b>	<b>737.135.419</b>	<b>737.135.419</b>	<b>959.942.063</b>	<b>959.942.063</b>	<b>959.942.063</b>	<b>1.095.453.364</b>
Custos operacionais	(328.452.581)	(328.452.580)	(328.452.579)	(427.730.708)	(427.730.707)	(427.730.706)	(488.111.798)
<b>Resultado Operacional</b>	<b>408.682.838</b>	<b>408.682.839</b>	<b>408.682.840</b>	<b>532.211.355</b>	<b>532.211.356</b>	<b>532.211.357</b>	<b>607.341.566</b>
Receitas e despesas não operacionais	(221.507)	(221.506)	(221.505)	(288.464)	(288.463)	(288.462)	(329.185)
<b>Lucro antes do IR/CSLL</b>	<b>408.461.331</b>	<b>408.461.333</b>	<b>408.461.335</b>	<b>531.922.891</b>	<b>531.922.893</b>	<b>531.922.895</b>	<b>607.012.381</b>
IR/CSLL (30%)	(122.538.399)	(122.538.400)	(122.538.401)	(159.576.867)	(159.576.868)	(159.576.869)	(182.103.714)
<b>Lucro Líquido</b>	<b>285.922.932</b>	<b>285.922.933</b>	<b>285.922.935</b>	<b>372.346.024</b>	<b>372.346.025</b>	<b>372.346.027</b>	<b>424.908.667</b>
Investimento pré-operacional	0	0	0	0	0	0	0
Pgto Financiador Project Finance	(56.260.202)	(53.617.105)	(50.974.009)	(48.330.912)	(45.687.815)	(43.044.718)	(40.401.622)
<b>Lucro Líquido final com desembolso de investimentos</b>	<b>229.662.730</b>	<b>232.305.828</b>	<b>234.948.926</b>	<b>324.015.112</b>	<b>326.658.210</b>	<b>329.301.308</b>	<b>384.507.045</b>

## Apêndice C – Amortização do Financiamento

### Amortização com taxa de juros fixa

Ano	Saldo Devedor	Amortização	Juros	Valor Pago
5	1.170.514.273	37.758.525	81.935.999	119.694.524
6	1.132.755.748	37.758.525	79.292.902	117.051.427
7	1.094.997.223	37.758.525	76.649.806	114.408.331
8	1.057.238.698	37.758.525	74.006.709	111.765.234
9	1.019.480.173	37.758.525	71.363.612	109.122.137
10	981.721.648	37.758.525	68.720.515	106.479.040
11	943.963.123	37.758.525	66.077.419	103.835.944
12	906.204.598	37.758.525	63.434.322	101.192.847
13	868.446.073	37.758.525	60.791.225	98.549.750
14	830.687.549	37.758.525	58.148.128	95.906.653
15	792.929.024	37.758.525	55.505.032	93.263.557
16	755.170.499	37.758.525	52.861.935	90.620.460
17	717.411.974	37.758.525	50.218.838	87.977.363
18	679.653.449	37.758.525	47.575.741	85.334.266
19	641.894.924	37.758.525	44.932.645	82.691.170
20	604.136.399	37.758.525	42.289.548	80.048.073
21	566.377.874	37.758.525	39.646.451	77.404.976
22	528.619.349	37.758.525	37.003.354	74.761.879
23	490.860.824	37.758.525	34.360.258	72.118.783
24	453.102.299	37.758.525	31.717.161	69.475.686
25	415.343.774	37.758.525	29.074.064	66.832.589
26	377.585.249	37.758.525	26.430.967	64.189.492
27	339.826.724	37.758.525	23.787.871	61.546.396
28	302.068.199	37.758.525	21.144.774	58.903.299
29	264.309.675	37.758.525	18.501.677	56.260.202
30	226.551.150	37.758.525	15.858.580	53.617.105
31	188.792.625	37.758.525	13.215.484	50.974.009
32	151.034.100	37.758.525	10.572.387	48.330.912
33	113.275.575	37.758.525	7.929.290	45.687.815
34	75.517.050	37.758.525	5.286.193	43.044.718
35	37.758.525	37.758.525	2.643.097	40.401.622

## Amortização com TJLP variável

Ano	Saldo Devedor	Amortização	Juros	Valor Pago
5	1.170.514.273	37.758.525	312.878.465	350.636.990
6	1.132.755.748	37.758.525	223.379.433	261.137.958
7	1.094.997.223	37.758.525	190.967.516	228.726.041
8	1.057.238.698	37.758.525	137.652.478	175.411.003
9	1.019.480.173	37.758.525	123.866.841	161.625.366
10	981.721.648	37.758.525	116.726.704	154.485.229
11	943.963.123	37.758.525	119.222.542	156.981.067
12	906.204.598	37.758.525	181.784.642	219.543.167
13	868.446.073	37.758.525	134.435.452	172.193.977
14	830.687.549	37.758.525	120.449.695	158.208.219
15	792.929.024	37.758.525	103.080.773	140.839.298
16	755.170.499	37.758.525	88.732.534	126.491.059
17	717.411.974	37.758.525	80.708.847	118.467.372
18	679.653.449	37.758.525	81.558.414	119.316.939
19	641.894.924	37.758.525	73.817.916	111.576.441
20	604.136.399	37.758.525	72.496.368	110.254.893
21	566.377.874	37.758.525	79.292.902	117.051.427
22	528.619.349	37.758.525	68.720.515	106.479.040
23	490.860.824	37.758.525	57.676.147	95.434.672
24	453.102.299	37.758.525	53.239.520	90.998.045
25	415.343.774	37.758.525	48.802.893	86.561.418
26	377.585.249	37.758.525	44.366.267	82.124.792
27	339.826.724	37.758.525	34.492.413	72.250.937
28	302.068.199	37.758.525	26.733.036	64.491.561
29	264.309.675	37.758.525	22.466.322	60.224.847
30	226.551.150	37.758.525	18.690.470	56.448.995
31	188.792.625	37.758.525	15.575.392	53.333.916
32	151.034.100	37.758.525	12.082.728	49.841.253
33	113.275.575	37.758.525	9.062.046	46.820.571
34	75.517.050	37.758.525	6.041.364	43.799.889
35	37.758.525	37.758.525	3.020.682	40.779.207

## Apêndice D – Taxa Interna de Retorno

### Taxa Interna de Retorno do Projeto

Ano	Investimento	Resultado	Saldo Ao Ano
0	(81.235.981)		(81.235.981)
1	(81.235.981)		(81.235.981)
2	(81.235.981)		(81.235.981)
3	(463.542.743)		(463.542.743)
4	(463.542.743)		(463.542.743)
5	(455.242.291)	49.929.366	(405.312.925)
6	(324.821.402)	83.979.129	(240.842.273)
7		83.979.130	83.979.130
8		83.979.132	83.979.132
9		83.979.133	83.979.133
10		83.979.134	83.979.134
11		60.926.872	60.926.872
12		60.926.873	60.926.873
13		60.926.874	60.926.874
14		60.926.876	60.926.876
15		60.926.877	60.926.877
16		75.925.966	75.925.966
17		75.925.967	75.925.967
18		75.925.968	75.925.968
19		75.925.970	75.925.970
20		75.925.971	75.925.971
21		229.439.154	229.439.154
22		229.439.155	229.439.155
23		229.439.157	229.439.157
24		229.439.158	229.439.158
25		229.439.160	229.439.160
26		285.922.928	285.922.928
27		285.922.929	285.922.929
28		285.922.930	285.922.930
29		285.922.932	285.922.932
30		285.922.933	285.922.933
31		285.922.935	285.922.935
32		372.346.024	372.346.024
33		372.346.025	372.346.025
34		372.346.027	372.346.027
35		424.908.667	424.908.667

TIR	5,47%	TMA	12%
-----	-------	-----	-----



### Taxa Interna de Retorno do Acionista – Com TJLP fixa

Ano	Investimento	Resultado Líquido	Saldo Ao Ano
0	(32.494.392)		(32.494.392)
1	(32.494.392)		(32.494.392)
2	(32.494.392)		(32.494.392)
3	(185.417.097)		(185.417.097)
4	(185.417.097)		(185.417.097)
5	(182.096.916)	(284.043.708)	(466.140.624)
6	(129.928.561)	(116.929.959)	(246.858.520)
7		(30.429.200)	(30.429.200)
8		(27.786.102)	(27.786.102)
9		(25.143.004)	(25.143.004)
10		(22.499.906)	(22.499.906)
11		(42.909.072)	(42.909.072)
12		(40.265.974)	(40.265.974)
13		(37.622.876)	(37.622.876)
14		(34.979.778)	(34.979.778)
15		(32.336.679)	(32.336.679)
16		(14.694.494)	(14.694.494)
17		(12.051.396)	(12.051.396)
18		(9.408.298)	(9.408.298)
19		(6.765.200)	(6.765.200)
20		(4.122.102)	(4.122.102)
21		152.034.178	152.034.178
22		154.677.276	154.677.276
23		157.320.374	157.320.374
24		159.963.472	159.963.472
25		162.606.570	162.606.570
26		221.733.435	221.733.435
27		224.376.533	224.376.533
28		227.019.631	227.019.631
29		229.662.730	229.662.730
30		232.305.828	232.305.828
31		234.948.926	234.948.926
32		324.015.112	324.015.112
33		326.658.210	326.658.210
34		329.301.308	329.301.308
35		384.507.045	384.507.045

TIR	3,71%	TMA	12%
-----	-------	-----	-----

### Taxa Interna de Retorno do Acionista – com TJLP variável

Ano	Investimento	Resultado Líquido	Saldo Ao Ano
0	(32.494.392)		(32.494.392)
1	(32.494.392)		(32.494.392)
2	(32.494.392)		(32.494.392)
3	(185.417.097)		(185.417.097)
4	(185.417.097)		(185.417.097)
5	(162.125.170)	(347.485.581)	(509.610.751)
6	(96.336.909)	(164.165.874)	(260.502.783)
7		(70.506.099)	(70.506.099)
8		(45.230.541)	(45.230.541)
9		(41.964.427)	(41.964.427)
10		(78.065.351)	(78.065.351)
11		(98.791.689)	(98.791.689)
12		(78.145.326)	(78.145.326)
13		(76.095.037)	(76.095.037)
14		(84.239.549)	(84.239.549)
15		(93.154.335)	(93.154.335)
16		(92.174.987)	(92.174.987)
17		(103.521.423)	(103.521.423)
18		(85.869.311)	(85.869.311)
19		(63.444.522)	(63.444.522)
20		(60.306.787)	(60.306.787)
21		53.937.530	53.937.530
22		57.622.764	57.622.764
23		104.012.889	104.012.889
24		105.364.645	105.364.645
25		112.931.455	112.931.455
26		190.809.203	190.809.203
27		192.059.012	192.059.012
28		191.164.136	191.164.136
29		196.597.589	196.597.589
30		163.570.209	163.570.209
31		211.821.829	211.821.829
32		282.933.837	282.933.837
33		311.048.836	311.048.836
34		314.847.345	314.847.345
35		377.706.735	377.706.735

TIR	1,02%	TMA	12%
-----	-------	-----	-----