

LÍVIA MARIA PINHEIRO GAZZI

DECISÃO DE INVESTIMENTO EM AMBIENTE DE INCERTEZAS INTEGRADA À
ANÁLISE DE VIABILIDADE DE PROJETOS DE SUBTRANSMISSÃO E
DISTRIBUIÇÃO

São Paulo
2010

LÍVIA MARIA PINHEIRO GAZZI

DECISÃO DE INVESTIMENTO EM AMBIENTE DE INCERTEZAS INTEGRADA À
ANÁLISE DE VIABILIDADE DE PROJETOS DE SUBTRANSMISSÃO E
DISTRIBUIÇÃO

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para obtenção do
título de Mestre em Engenharia Elétrica

São Paulo

2010

LÍVIA MARIA PINHEIRO GAZZI

DECISÃO DE INVESTIMENTO EM AMBIENTE DE INCERTEZAS INTEGRADA À
ANÁLISE DE VIABILIDADE DE PROJETOS DE SUBTRANSMISSÃO E
DISTRIBUIÇÃO

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para obtenção do
título de Mestre em Engenharia Elétrica

Área de Concentração: Sistemas de Potência
Orientador: Prof. Dr. Dorel Soares Ramos

São Paulo
2010

Este exemplar foi revisado e alterado em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, 12 de novembro de 2010.

Assinatura do autor _____

Assinatura do orientador _____

FICHA CATALOGRÁFICA

Gazzi, Livia Maria Pinheiro

Decisão de investimento em ambiente de incertezas integrada à análise de viabilidade de projetos de subtransmissão e distribuição / L.M.P. Gazzi. -- São Paulo, 2010.

140 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1. Investimentos 2. Energia elétrica 3. Empresas de energia elétrica 4. Tarifas I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II. t.

Aos meus pais pelo amor e por me proporcionar a melhor herança a ser deixada, o conhecimento.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço à Deus por estar presente em todos os dias da minha vida.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Dorel Soares Ramos, pela dedicação e orientação dispensadas ao longo da elaboração deste trabalho.

A Daimon Engenharia e Sistema LTDA, mais especificamente ao Prof. Dr. Carlos César Barioni de Oliveira e ao Dr. Alden Uehara Antunes, por solucionar dúvidas e disponibilizar o software INTERPLAN® para a realização dos estudos.

Aos professores participantes da Banca de Qualificação, professores doutores Carlos Márcio Vieira Tahan e Carlos César Barioni de Oliveira, pelas contribuições.

Ao professor José Wanderley Marangon Lima que participou da Banca de Defesa e fez oportunas e relevantes contribuições neste trabalho.

Agradeço aos meus amigos e colegas da Energias do Brasil por acreditarem em meu potencial, pela paciência ao me ensinar e por incentivar meus estudos, em especial Ronaldo Machado de Almeida, Mário Tadashi Yamasaki, Wellington Salezze, Dyogenes Rosi e Marco Antônio Mendes Afonso Signori.

Aos meus pais, Ivan e Glória, e meu irmão, Fábio, por proporcionar uma formação digna e de qualidade; pelo apoio e amor em todas as etapas da minha vida.

Ao meu querido marido, Amadeu Fernandes de Macedo, pelo incentivo, compreensão, amor, dedicação e pelas sinceras contribuições feitas neste trabalho.

Aos meus amigos por compreenderem minha ausência.

RESUMO

As distribuidoras de energia elétrica anualmente elaboram o Plano de Investimentos, que se constitui parte extremamente relevante do Plano de Negócios da Companhia, composto pelos investimentos a serem feitos nos próximos anos. Em função da conjuntura do sistema e dos estudos de planejamento, há sempre diversas propostas de investimento a serem cotejadas e, para selecionar os projetos a serem desenvolvidos, é necessária uma meticulosa análise econômica e financeira. Nesse tipo de análise, torna-se crucial ponderar as exigências do Órgão Regulador para o reconhecimento tarifário de um investimento, bem como as incertezas quanto à evolução da conjuntura sistêmica, aplicando técnicas da Engenharia Econômica para avaliar o retorno sobre o capital investido.

A diferença principal deste trabalho, em relação à análise convencional de viabilidade de Projetos de Distribuição, decorre do fato de que se desenvolveu uma metodologia para avaliação de viabilidade e comparação entre si de alternativas de planos de expansão, ao invés da análise individualizada de projetos tradicional.

Nesse contexto, a melhor decisão de investimento fica condicionada por variáveis exógenas ao tradicional processo de planejamento em si e, para viabilizar a inclusão das principais variáveis de comportamento aleatório, optou-se pela utilização de metodologia baseada em “Opções Reais”, que é uma técnica utilizada no mercado financeiro. Para melhor incorporar todas as nuances que condicionam o desempenho econômico-financeiro das alternativas em cotejo e aprimorar o processo de tomada de decisão, utiliza-se, também, técnicas de análise multi-objetivo para imputar os benefícios sociais na avaliação final, feita na etapa de tomada de decisão.

Palavras chave: Avaliação do plano de investimento; Interferência do órgão Regulador; Opções reais; Priorização de obras; Análise multi-objetivos.

ABSTRACT

The electrical distribution companies annually prepare their Investment Plan, which is an important part of the company Business Plan, presenting the investments to be made for the coming years. There are several investment proposals, and to select the projects to be invested is necessary a precise economic and financial analysis considering the requirements of the tariff regulator for the recognition of an investment. The project feasibility analysis should to apply techniques of Economic Engineering to assess the rate of return of the invested capital.

The main feature of this work, when compared to the feasibility conventional analysis of Distribution Projects, is that a new methodology was developed for feasibility assessment and comparison between alternative expansion plans, featuring important component of the investments contemplated in a Investment Plan.

In this context, the best investment decisions is conditioned by additional variables besides that of the traditional planning process itself. In order to make an easier inclusion of the main variables presenting random behavior, it was used a methodology based on "Real Options", which is a technique used in the financial market. To better incorporate all the nuances that affect the financial performance of the alternatives under comparison, as well as to improve the decision making process, multi-objective analytical techniques was also used, aiming at to allocate welfare benefits in the decision-making final evaluation.

Keywords: Investment plan evaluation; Business Plan definition; Real Options Analysis, multi-objective analysis.

LISTA DE FIGURAS

Ilustração 2.1 - Convivência entre mercado competitivo e regulado. Fonte: Ministério de Minas e Energia, 2004.	10
Ilustração 2.2- Estrutura organizacional das entidades do setor elétrico. Fonte: Bandeirante Energia, 2008.....	14
Ilustração 3.1 – Reposicionamento tarifário. Fonte: VIEIRA, et al, 2007.....	18
Ilustração 3.2- Demonstração exemplificada do Reajuste. Fonte Adaptada: Bandeirante Energia, 2008.....	21
Ilustração 3.3- Custos da Parcela B.	22
Ilustração 4.1- Fluxo de Caixa.....	36
Ilustração 4.2- Valorização da Queda de Tensão.	49
Ilustração 4.3 - Fluxo de Caixa.....	54
Ilustração 4.4 - Proposta da configuração do sistema.....	56
Ilustração 5.1- Relação entre flexibilidade e incerteza Fonte: VANDERLEI, et al, 2008.	76
Ilustração 5.2- Árvore de Decisões. Fonte: VANDERLEI, et al, 2008.	78
Ilustração 5.3- Campo de aplicação das técnicas de análise de investimento. Fonte: VANDERLEI et al, 2008.	79
Ilustração 5.4- Exemplo de árvore de eventos. Fonte: COPELAND; ANTIKAROV, 2000.	81
Ilustração 5.5- Exemplo de árvore de eventos com opção de venda.....	81
Ilustração 5.6 – Variação de Demanda nos cenários de Mercado considerados (%)	86
Ilustração 5.7 – Variação de Demanda nos cenários de Mercado considerados (%)	89
Ilustração 5.8 – Gráfico da projeção de crescimento versus benefício	91
Ilustração 5.9 – Projeção dos Cenários de Carga - variação para o ano 8.	92

Ilustração 5.10 – Gráfico da projeção de crescimento versus benefício END – para o Ano 8.....	92
Ilustração 5.11 – Gráfico do percentil dos benefícios totais – cenário Base	93
Ilustração 5.12 – Gráfico do percentil dos benefícios totais – cenário Otimista.....	94
Ilustração 5.13 – Gráfico do percentil dos benefícios totais – cenário Pessimista	94
Ilustração 5.14 – Gráfico do percentil dos VPL´s – cenário Base.....	96
Ilustração 5.15 – Gráfico do percentil das TIR´s – cenário Base.....	96
Ilustração 5.16 – Gráfico do percentil dos VPL´s – cenário Otimista.....	97
Ilustração 5.17 – Gráfico do percentil das TIR´s – cenário Otimista.....	97
Ilustração 5.18 – Gráfico do percentil dos VPL´s – cenário Pessimista	98
Ilustração 5.19 – Gráfico do percentil das TIR´s – cenário Pessimista	98
Ilustração 5.20 – Gráfico de Freqüência	102
Ilustração 5.21 – Gráfico de Freqüência Acumulada.....	102
Ilustração 5.22 – Gráfico final do percentil dos VPL´s – cenário Base	103
Ilustração 5.23 – Gráfico final do percentil das TIR´s – cenário Base	103
Ilustração 5.24 – Gráfico final do percentil dos VPL´s – cenário Otimista	104
Ilustração 5.25 – Gráfico final do percentil das TIR´s – cenário Otimista	104
Ilustração 5.26 – Gráfico final do percentil dos VPL´s – cenário Pessimista.....	105
Ilustração 5.27 – Gráfico final do percentil das TIR´s – cenário Pessimista	105
Ilustração 6.1 – Diagrama unifilar da subestação 10.....	112
Ilustração 6.2 – Diagrama unifilar da subestação 1.....	113
Ilustração 6.3 – Diagrama unifilar da subestação 2.....	114
Ilustração 6.4 – Diagrama unifilar da subestação 11.....	115
Ilustração 6.5 – Diagrama unifilar da subestação 3.....	116
Ilustração 6.6 – Gráfico do VPL em função da Taxa de Desconto.	127

Ilustração 7.1- Seleção da melhor Alternativa de Expansão - Objetivo Único.....	130
Ilustração 7.2- Alternativas de Expansão – Múltiplos Objetivo.....	130
Ilustração 7.3 - Seleção da melhor alternativa.	132
Ilustração 7.4 - Função distância.....	133
Ilustração 7.5- Gráfico de Pareto: seleção da melhor alternativa.....	135
Ilustração 7.6- Gráfico de Pareto: seleção da melhor alternativa – alterando WACC.	137

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1: Desembolso mensal para a construção de uma subestação.	27
Tabela 3.2: Resultado do cálculo do JOA.	28
Tabela 4.1: Cronograma de Desembolso do Investimento – Nova subestação.....	61
Tabela 4.2: Fluxo de Caixa dos Benefícios – Nova subestação.....	61
Tabela 4.3: Cronograma Financeiro – Nova subestação	62
Tabela 4.4- Cronograma Financeiro antecipando o investimento.	65
Tabela 4.5- Cronograma Financeiro antecipando o investimento - FRC.....	65
Tabela 4.6- Exemplo Prático 2.	70
Tabela 4.7- Variações do IAS e suas interferências.....	71
Tabela 5.1- Cronograma Financeiro - Exemplo Prático 2	85
Tabela 5.2- Variação percentual de Demanda nos cenários de Mercado considerados.....	86
Tabela 5.3- Benefícios Técnicos para cada cenário de carga.....	87
Tabela 5.4- VPL e TIR para cada cenário de carga.	87
Tabela 5.5 - Projeção de Crescimento da Carga para o cenário Base – ano 8.	90
Tabela 5.6 - Reconhecimento Tarifário – Análise de Monte Carlo	101
Tabela 5.7 - Resultado da Análise de Monte Carlo – Cenário Base.	106
Tabela 5.8 - Resultado da Análise de Monte Carlo – Cenário Otimista.	106
Tabela 5.9 - Resultado da Análise de Monte Carlo – Cenário Pessimista.	107
Tabela 5.10 - Resultado da Análise do VPL considerando a Probabilidade.	108
Tabela 6.1 – Conjunto de obras propostas.	117
Tabela 6.2- Parâmetros para o cálculo da ERD.....	122
Tabela 6.3- Valores desembolsados e benefícios técnicos por conjunto de obras.	123

Tabela 6.4- Fluxo de caixa conjunto A	124
Tabela 6.5 - Fluxo de caixa conjunto B	124
Tabela 6.6 - Fluxo de caixa conjunto C	124
Tabela 6.7 - Variações do VPL conjunto A.....	125
Tabela 6.8 - Variações do VPL conjunto B.....	125
Tabela 6.9 - Variações do VPL conjunto C.	126
Tabela 6.10 – Fluxo de Caixa das diferenças entre o projeto B e A.....	128
Tabela 7.1 – Benefícios na ótica social e empresarial	134
Tabela 7.2 – Benefícios na ótica social e empresarial – alterando WACC.....	136

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	1
1.1.	OBJETIVO.....	3
1.2.	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	3
2.	HISTÓRICO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	5
2.1.	PRIMEIRO CICLO DE REESTRUTURAÇÃO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	7
2.2.	SEGUNDO CICLO DE REESTRUTURAÇÃO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	9
2.3.	PRINCIPAIS ENTIDADES DO SETOR ELÉTRICO	13
3.	CONCEITOS BÁSICOS DA REGULAÇÃO ECONÔMICA NA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	15
3.1.	CONSIDERAÇÕES GERAIS	15
3.2.	REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA.....	18
3.2.1.	Análise da Parcela “B”	21
3.2.1.1.	Empresa de Referência (ER)	22
3.2.1.2.	Base de Remuneração Regulatória (BRR)	24
3.3.	REAJUSTE TARIFÁRIO	28
3.4.	FATOR “X”.....	28
3.4.1.	Componente Xa	30
3.4.2.	Componente Xe	31
4.	ANÁLISE DE INVESTIMENTO DAS DISTRIBUIDORAS.....	34
4.1.	ANÁLISE ECONÔMICA: CONCEITUAÇÃO.....	36
4.2.	BENEFÍCIOS TÉCNICOS	42
4.2.1.	Benefício da Redução na Energia Não Distribuída (END)	43
4.2.2.	Benefício de Redução de Perdas ou Custo Evitado da Operação.....	46
4.2.3.	Benefício de Adequação de Tensão (ABRADEE e ENERQ (2002)).....	48
4.3.	EXEMPLOS DE APLICAÇÃO	52
4.3.1.	Exemplo Prático 1	52
4.3.2.	Exemplo Prático 2.....	63
4.4.	INTERFERÊNCIAS DO ÓRGÃO REGULADOR NO INVESTIMENTO.....	66
4.4.1.	Preâmbulo.....	66
4.4.2.	Índice de Aproveitamento das Subestações - IAS	67
4.4.3.	Estudo de Caso.....	69

5.	ANÁLISE DE INVESTIMENTOS CONSIDERANDO INCERTEZAS.....	72
5.1.	CONSIDERAÇÕES GERAIS	72
5.2.	MÉTODO DAS OPÇÕES REAIS	74
5.3.	SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO.....	84
5.4.	EXEMPLO PRÁTICO 3.....	84
6.	ELABORAÇÃO DO PLANO DE INVESTIMENTO	110
6.1.	CONSIDERAÇÕES GERAIS	110
6.2.	CARACTERIZAÇÃO DOS INVESTIMENTOS.....	111
6.3.	RESOLUÇÕES NORMATIVAS ANEEL 456/2000 E 250/2007	118
7.	PLANEJAMENTO COM MÚLTIPLOS OBJETIVOS – CONCEITOS BÁSICOS E EXEMPLO DE APLICAÇÃO	129
7.1.	CONSIDERAÇÕES GERAIS	129
7.2.	RESUMO DA METODOLOGIA.....	130
7.3.	ESTUDO DE CASO	133
8.	CONCLUSÕES	138
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	141

1. INTRODUÇÃO

O setor elétrico brasileiro, no segmento de distribuição de energia, é caracterizado por empresas, em sua maioria, de capital privado. Neste setor, a participação do Estado se resume aos papéis de agente regulador, fiscalizador, mediador e formulador de políticas, tendo abdicado do papel de “Estado Empresário” há algum tempo. Nesse contexto, é responsabilidade das empresas a operação do sistema e investimentos da expansão para atendimento das exigências de qualidade e continuidade do serviço.

No atual modelo, a remuneração pelos serviços de eletricidade pauta-se pela “Regulação por Incentivos”, com um reconhecimento tarifário restrito somente aos investimentos considerados prudentes na ótica do Regulador e custos operacionais eficientes reconhecidos pelo Órgão Regulador e Fiscalizador. Desta forma se exige das empresas eficiência produtiva e rigor na seleção dos investimentos.

A remuneração destas empresas é feita pela tarifa de energia. A estrutura tarifária (relatividade entre diferentes segmentos) é estabelecida com base no “custo marginal”, que caracteriza o custo incorrido no atendimento de uma variação da demanda para cada período e classe de consumo.

A empresa de distribuição, que detém concessão do serviço público, tem suas tarifas reposicionadas ao longo do tempo, de acordo com o mecanismo de revisão tarifária, objetivando o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, a eficiência do sistema e retorno justo para o capital investido. O mecanismo de ajustamento temporal das tarifas é composto pelo processo de Reajuste Tarifário Anual e Revisões Tarifárias Periódicas.

As empresas de distribuição, que detêm concessão, buscam a maximização do retorno sobre o capital investido. Para maximizar suas perspectivas de resultado, é

necessário conhecer detalhadamente o modelo estabelecido no setor para elaborar uma análise financeira condizente com a realidade, a fim de auxiliar nas decisões de investimento.

Anualmente as empresas elaboram um plano de investimentos, que representa uma proposta de investimento para os próximos anos, caracterizada por projetos que tenham um retorno que atenda às expectativas dos investidores.

Para tanto, é necessário escolher um conjunto de projetos que apresentem uma taxa de retorno aceitável e, para isso, é imprescindível fazer uso das ferramentas modernas da Engenharia Econômica. Exige-se, nessa perspectiva, uma análise criteriosa do conjunto de obras candidatas oriundas dos estudos de expansão da rede elétrica, que incorpore, na análise econômica tradicional, incertezas do mundo corporativo nas quais os projetos estão naturalmente inseridos. Neste trabalho, as incertezas incorporadas na análise de investimento foram a projeção de crescimento da carga e interferência do Órgão Regulador, através do reconhecimento tarifário dos investimentos realizados.

Adicionalmente, a decisão de investimento deve ponderar os benefícios que os projetos trarão para a sociedade como um todo, não apenas do ponto de vista empresarial. A maior parte das análises de investimento feita pelas empresas não consideram os benefícios sob a ótica social, muito embora tais benefícios sejam passíveis de avaliação. É relevante destacar que sua consideração na análise pode orientar a empresa a investir num conjunto de projetos que apresente um retorno econômico que, a despeito de atender a expectativa dos investidores, traga simultaneamente benefícios consideráveis a sociedade.

1.1.OBJETIVO

Este trabalho tem por objetivo propor aperfeiçoamentos à análise de viabilidade técnica e econômica de projetos de distribuição de energia elétrica.

A análise de viabilidade deve ser elaborada considerando um conjunto de obras, na medida em que as obras possuem uma relação de interdependência entre si, já que o sistema elétrico usualmente opera configurado em malhas. Neste trabalho, na análise econômica e financeira, são considerados os aspectos de incertezas em variáveis chave para o desempenho técnico e econômico das alternativas de expansão, através da teoria de Opções Reais e da metodologia de Monte Carlo, inserindo-se ainda a ponderação dos benefícios sociais através da análise Multi-Objetivos.

1.2. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Este trabalho está organizado em 8 capítulos, sendo o primeiro Capítulo dedicado a introduzir a temática dessa Dissertação, como também contextualizar os problemas a serem tratados.

O Capítulo 2 contempla um breve descritivo da estrutura do setor elétrico, trazendo alguns fatos históricos relevantes para a compreensão do modelo atual, bem como as principais entidades do Setor Elétrico Nacional e suas principais atribuições. Além disso, inclui-se uma descrição sucinta das principais vertentes que caracterizam a formulação do modelo vigente.

No Capítulo 3 descreve-se, de uma forma simplificada, o mecanismo da remuneração das Distribuidoras de Energia Elétrica, destacando e diferenciando os processos de Reajuste Tarifário e de Revisão Tarifária Periódica.

O capítulo seguinte explica o processo de elaboração de uma análise financeira, bem como as particularidades relevantes da viabilidade econômica e financeira de projetos de distribuição de energia elétrica, com especial ênfase na interferência do Órgão Regulador nos resultados a serem obtidos. Para efeito didático, foram feitas algumas simulações simplificadas da análise financeira e descritas a metodologia de cálculo dos benefícios técnicos e regulatórios.

O Capítulo 5 descreve a importância da flexibilidade nas tomadas de decisão relativas ao investimento. Este capítulo considera a incerteza na análise do Fluxo de Caixa através da metodologia das “Opções Reais”. Há também um exemplo didático da utilização das “Opções Reais” através da análise de Monte Carlo.

No Capítulo 6 é feita, de forma ilustrativa, uma análise financeira de um Plano de Investimento incorporando incertezas nas variáveis chaves de planejamento.

O Capítulo 7 contempla, na análise financeira, os benefícios sociais não contabilizados monetariamente na análise empresarial, mas passíveis de avaliação, através da metodologia de planejamento com múltiplos objetivos.

Por fim, são elaboradas as conclusões e recomendações do trabalho, destacando a necessidade de análise financeira bem elaborada para uma distribuidora de energia elétrica.

2. HISTÓRICO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Um marco muito importante para o Setor Elétrico Brasileiro foi o Decreto 24.643 de 1934, mais conhecido como “Código de Águas”, que permitiu ao poder público controlar e incentivar o aproveitamento industrial das águas, considerando em particular a energia hidráulica. O aproveitamento da água passou a ser feito pelo próprio Estado ou, por delegação deste, por autorização ou concessão dos serviços. O art 178 tornou responsabilidade da Divisão das Águas a fiscalização da produção, transmissão e distribuição de energia com o objetivo de assegurar um serviço adequado; fixar tarifas razoáveis, garantir estabilidade financeira das empresas, qualidade do serviço, extensões, melhoramento e renovação das instalações, bem como induzindo processos mais eficientes e econômicos.

Para determinar uma tarifa justa e módica deveriam ser consideradas, conforme o art. 180:

- Todas as operações e despesas, impostos e taxas;
- Reserva para depreciação;
- Remuneração do capital da empresa, tendo em consideração o valor histórico (contábil) dos ativos vinculados ao serviço.

A partir de 1955 o Sistema Elétrico Brasileiro foi constituído, em sua maioria, por empresas estatais, sendo que desde o período pós-guerra a produção de energia elétrica já não acompanhava a demanda. Isso devido ao centralismo federal e a queda da rentabilidade causada pela inflação da economia e a remuneração baseada em custos históricos, fatores estes que desencorajavam novos investimentos privados (REZENDE, 1999).

Por conseguinte, a participação do poder público no setor elétrico expandiu de forma significativa. Em 1964, foi feita uma reavaliação dos ativos e estabelecida sua permanente atualização pela correção monetária, ao mesmo tempo em que era assegurada uma rentabilidade entre 10% e 12% ao ano para cada concessionária. Em 1974 foi estabelecida a equalização tarifária em todo o território nacional, acompanhada da câmara de compensação intra-setorial, que repassava o excedente de receita de algumas empresas para outras deficitárias (REZENDE, 1999).

Nesta época, os custos globais eram repartidos entre as diversas categorias de forma equilibrada para dar a cada categoria a convicção de estar pagando um preço justo pelo serviço que recebia (REZENDE, 1999).

A remuneração no Setor Elétrico Brasileiro pautava-se pela ótica da “tarifa pelo custo”, por cobrir todos os custos incorridos no setor. Não se exigia das empresas eficiência produtiva e investimentos prudentes.

Ao longo do tempo, o setor elétrico brasileiro sofreu diversas modificações, com gradativa adaptação dos dispositivos legais para fazer frente à instabilidade econômica. Na década de 80, frente a uma crise econômica, houve uma tentativa frustrada de conter a inflação congelando a tarifa da energia elétrica. Com este movimento, as empresas de energia foram penalizadas e o investimento no setor somente se viabilizava através de endividamento com captura de recursos no exterior, a juros baixos.

A dívida externa do País elevou-se consideravelmente e as autoridades econômicas utilizaram as empresas de energia elétrica como tomadoras de recursos à taxa de juros flutuantes, em empréstimos vinculados a obras, destinados à cobertura de déficit da balança de pagamentos (XAVIER, 2005).

Como não havia incentivo aos investimentos e as empresas estavam endividadas, foi reduzida a capacidade de investir no setor.

2.1. PRIMEIRO CICLO DE REESTRUTURAÇÃO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Na década de 90, motivada pelo esgotamento da capacidade de geração de energia, o aquecimento da economia provocado pelo plano real, endividamento do setor elétrico, paralisação das obras, ineficiência da gestão e a necessidade de inserir a competitividade, teve início a reestruturação do setor elétrico brasileiro. Este processo tinha como objetivo inserir a competição e regulação por incentivo.

De acordo com Rezende (1999), no processo de reestruturação criou-se a ANEEL e o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB), através da contratação de consultoria externa para orientar o processo.

O Novo Modelo teve como consequência o processo de privatização (participação das empresas de capital privado) e desverticalização das atividades do Setor Elétrico.

O processo de privatização encerrou etapa histórica do setor caracterizada pelo monopólio estatal, com o Estado abdicando de participar ativamente na gestão das empresas e do setor, para assumir o papel de agente regulador, fiscalizador, mediador e formulador de políticas. Nesse contexto, o objetivo foi o de transferir a responsabilidade pela operação do sistema e investimentos da expansão para o setor privado. Essa opção de postura foi uma forma de garantir a expansão, operação e manutenção do sistema elétrico com alocação eficiente dos recursos financeiros, respeitando ao mesmo tempo padrões técnicos e de qualidade de serviço previamente estabelecidos.

A “desverticalização” desagregou a geração, transmissão e distribuição, introduzindo uma nova modalidade, conhecida como “Comercialização”. Estabeleceu-se a concorrência na geração e comercialização, com forte regulamentação na transmissão e distribuição de energia, devido às dificuldades de inserir a competição nos segmentos de transporte de energia, caracterizados como monopólio natural.

Considera-se como marco inicial da reforma do Setor Elétrico Brasileiro a Lei nº 8.631, de 05 de março de 1993, que extinguiu a equalização tarifária vigente e criou os chamados contratos de suprimento entre geradores e distribuidores, visando estancar as dificuldades financeiras das empresas na época.

A lei 8.987, de 1995, relata as obrigações e deveres do poder concedente e das concessionárias. Esta lei determina que a concessão de serviço público deva ser feita mediante uma licitação, na modalidade de leilão. Nesse contexto, dentre os deveres do Poder Concedente, destaca-se a regulamentação do serviço concedido objetivando manter o equilíbrio econômico-financeiro, com a execução de reajustes dos contratos através da revisão tarifária, como também garantir uma boa qualidade no serviço prestado.

A “desverticalização” é destacada na lei 9.074 de 1995, bem como o estabelecimento de normas para as concessionárias e algumas das atividades do órgão regulador, ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). Esta lei passa a garantir o livre acesso ao Sistema Nacional Interligado (SIN), aos fornecedores e consumidores livres, estabelecendo assim os primeiros passos rumo à competição na comercialização de energia elétrica.

A ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) é o Órgão Regulador do setor elétrico e tem por atribuição exigir das empresas uma eficiência produtiva e incentivar a inovação.

O Novo Modelo permitiu o livre acesso à rede de transmissão e distribuição pelos fornecedores e consumidores, inserindo, conforme enfatizado anteriormente, a competição nos segmentos de geração e comercialização de energia, objetivando a modicidade tarifária e efficientização da rede.

2.2. SEGUNDO CICLO DE REESTRUTURAÇÃO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

A reestruturação do setor tinha como premissas a (i) continuidade do fornecimento de energia elétrica com qualidade; (ii) aumentar os investimentos privados na expansão do serviço e (iii) a modicidade tarifária (preço justo). Não obstante, com o passar do tempo, verificou-se que o modelo institucional vigente à época tinha vulnerabilidades, que se materializaram no racionamento de energia elétrica ocorrido em 2001, em decorrência, fundamentalmente, da ausência de mecanismos que assegurassem a expansão do sistema. De fato, esta crise de abastecimento foi conseqüência de uma ausência de integração efetiva entre distintas regiões, associada a investimentos insuficientes para a expansão e um período hidrológico desfavorável, tendo em vista que a matriz energética brasileira era constituída basicamente por hidroelétricas. Como conseqüência, surgiu uma série de questionamentos sobre o rumo que o setor elétrico estava trilhando.

Visando adequar o modelo, em 2002, foi instituído o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico Brasileiro, caracterizando o primeiro passo para a instituição do Modelo vigente.

Durante os anos de 2003 e 2004, o Governo Federal lançou as bases de um novo modelo para o Setor Elétrico Brasileiro, sustentado pelas Leis nº. 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004, e pelo Decreto nº. 5.163, de 30 de julho de 2004.

Foram definidos e regulamentados dois ambientes distintos para contratação de energia, a saber, um ambiente de contratação livre (ACL) e um ambiente para contratação regulada (ACR), como demonstra a *Ilustração 2.1*.



Ilustração 2.1 - Convivência entre mercado competitivo e regulado. Fonte: Ministério de Minas e Energia, 2004.

Nesse contexto, as distribuidoras de energia elétrica tiveram sua atuação restrita ao ambiente de contratação regulada e, privilegiando a fixação de contratos bilaterais de compra e venda de energia no horizonte de longo prazo, foram obrigadas a garantir o atendimento total do seu mercado. Para tanto, devem atender o crescimento da carga ao longo do tempo, adquirindo energia de novos empreendimentos com duração de contrato equivalente ao período de concessão dos empreendimentos de geração contratados.

A contratação da energia passou a ser feita pelos agentes distribuidores através de leilões, permitindo o aumento da procura e reduzindo o preço da tarifa. A contratação regulada passou a ser formalizada por contratos bilaterais,

denominados CCEAR (Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado), celebrados entre a geração e distribuição.

A CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), empresa sem fins lucrativos, passou a exercer a antiga função do MAE (Mercado Atacadista de Energia), sendo responsável por registrar os contratos bilaterais firmados entre os agentes do mercado (geradores; distribuidores; comercializadores; clientes livres), para possibilitar a contabilização e liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo.

O modelo estabeleceu uma ampliação no conceito de livre acesso dos geradores e consumidores à rede elétrica. Para um consumidor ser elegível à conexão na rede, na modalidade de consumidor livre¹, deverá ter uma demanda superior a 3MW e a sua contratação de energia deverá ser feita pela comercializadora, que estabelece uma negociação direta com o gerador. Ressalta-se que o seu contrato, também, deverá ser registrado na CCEE.

No ACL, os geradores podem vender energia elétrica para os consumidores livres e comercializadores de energia e, no ambiente de contratação regulada, podem participar dos leilões de compra de energia para as Distribuidoras. O leilão é uma alternativa encontrada para obter menores custos de energia, ao mesmo tempo em que os geradores podem promover a venda da energia futura em contratos de longo prazo, facilitando a obtenção de garantias para lastrear os financiamentos necessários ao desenvolvimento de novo empreendimentos.

A manutenção da competição plena no segmento de geração de energia elétrica visa promover melhoria no suprimento e encontrar um equilíbrio na matriz energética entre as diversas fontes de geração.

¹ Consumidor que paga à distribuidora, à rede da qual se conecta, apenas o serviço de transporte, adquirindo a energia no ambiente de livre contratação.

A competição também foi mantida na comercialização, nos mesmos moldes do modelo RE-SEB, uma vez que a energia poderia ser negociada livremente entre o gerador e o comercializador de energia, entre estes e os clientes livres.

Da mesma forma, manteve-se o ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) para as atividades de coordenação, controle e planejamento da operação do Sistema Elétrico Interligado Nacional - SIN, fiscalizado e regulado pela ANEEL.

No novo modelo foram realçadas as atividades de planejamento da expansão, contribuindo para a redução dos custos e obtenção de soluções mais eficazes, as atividades de planejamento de mercado com o objetivo de atingir o equilíbrio entre a oferta e demanda. A EPE (Empresa de Pesquisa Energética) tornou-se responsável pelos estudos de planejamento de expansão e estudos para a definição da Matriz Energética com indicação de estratégias para o desenvolvimento adequado da Matriz Energética Nacional.

Pode-se resumir que o Modelo Institucional do setor elétrico, em seu estágio mais recente, estabeleceu um maior equilíbrio entre a oferta e demanda, diminuindo os riscos de déficit energético, como consequência da obrigatoriedade de contratação de longo prazo imposta às Distribuidoras (representando cerca de 70% de todo mercado atendido), resgatando ainda a função planejamento da expansão e, ao mesmo tempo, promovendo a modicidade tarifária através de um ambiente fortemente regulado no suprimento aos consumidores cativos, bem como alavancando preços módicos, através da intensa competição, no suprimento aos consumidores livres.

2.3. PRINCIPAIS ENTIDADES DO SETOR ELÉTRICO

O Modelo instituído possui uma estrutura mais complexa, tornando necessário um órgão regulador e fiscalizador mais sólido (representado pela ANEEL), a reconstrução de alguns órgãos existentes e a criação de outros.

De acordo com o PRODIST², módulo 1, as principais entidades de setor elétrico e suas atribuições são:

- **Ministério de Minas e Energia (MME):** encarrega-se da formulação, planejamento e implementação de ações do governo federal no âmbito da política energética nacional.
- **Conselho Nacional de Política Energética (CNPE):** órgão de assessoramento do Presidente da República para formulação de políticas nacionais e diretrizes de energia, que visa, dentre outros, o aproveitamento energético e o estabelecimento de diretrizes para programas específicos. É órgão interministerial presidido pelo Ministro de Minas e Energia – MME.
- **Empresa de Pesquisa Energética (EPE - Dec n° 5184/2 004):** empresa pública federal dotada de personalidade jurídica de direito privado e vinculada ao MME. Tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético. Elabora os planos de expansão da geração e transmissão da energia elétrica;
- **Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE):** constituído no âmbito do MME e sob sua coordenação direta, tem a função de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional.

² PRODIST (Procedimento de Distribuição) são documentos elaborados pela ANEEL, com a participação dos agentes de distribuição e de outras entidades e associações do setor elétrico.

- **Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS – Lei nº 9.648/1998):** entidade jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, sob regulação e a fiscalização da ANEEL, responsável pelas atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN).
- **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE – Dec. Nº 5.177/2007):** entidade jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, sob regulação e fiscalização da ANEEL, tem a finalidade de viabilizar a comercialização de energia elétrica no SIN e de administrar os contratos de compra e venda de energia elétrica, sua contabilização e liquidação.
- **Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL – Lei nº 9.427/1996):** Autarquia sob regime especial, vinculada ao MME, tem a finalidade de regular e fiscalizar a produção, a transmissão, a distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal. A *Ilustração 2.2* exemplifica a estrutura organizacional dos agentes do setor elétrico:

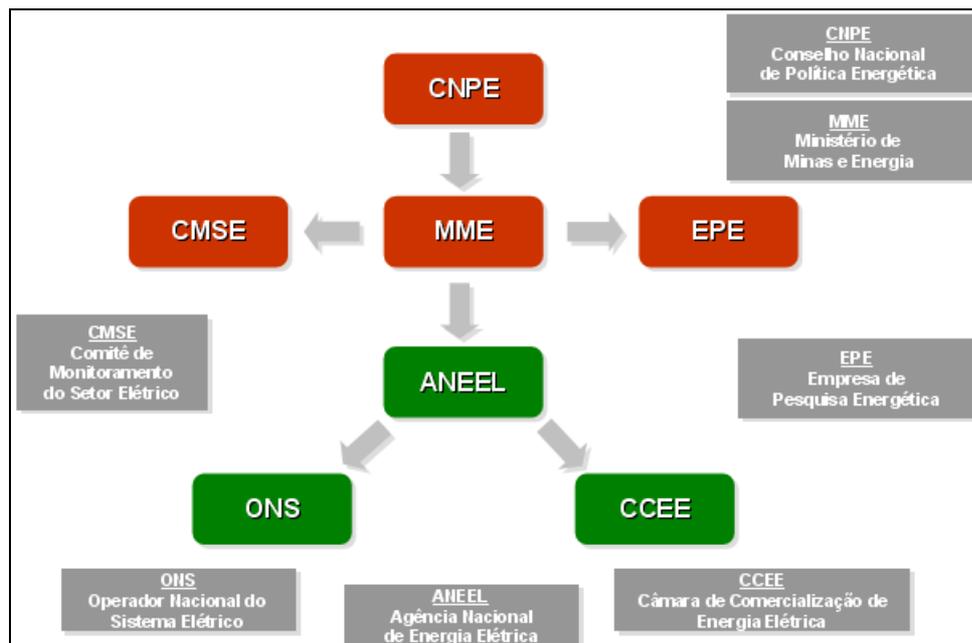


Ilustração 2.2- Estrutura organizacional das entidades do setor elétrico. Fonte: Bandeirante Energia, 2008.

3. CONCEITOS BÁSICOS DA REGULAÇÃO ECONÔMICA NA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS

Como pode ser observado no capítulo anterior, o modelo institucional do setor elétrico brasileiro vigente foi formulado a partir dos seguintes pilares de suporte:

- “Desverticalização” do setor;
- Modicidade tarifária;
- Regulação por incentivo (Price Cap);
- Planejamento da expansão do sistema elétrico bem estruturado;
- Planejamento energético detalhado e pontual;
- Transparência no processo de licitação para a execução das obras de atendimento a demanda;
- Operação coordenada e centralizada no despacho de geração de energia;
- Processo de licitação para as concessões de geração;
- Livre acesso ao sistema de transmissão e distribuição;
- Prestação de um serviço adequado, contemplando a qualidade e continuidade do fornecimento da energia elétrica.

As empresas de distribuição de energia elétrica são caracterizadas pelo monopólio natural, ou seja, não há concorrência entre as distribuidoras para o provimento do serviço de transporte de energia elétrica (serviço de rede). Estas empresas propiciam conexão à rede elétrica para todos os Clientes de uma determinada área de concessão, atendendo determinação da Lei 8.987 de 1995.

A ANEEL tem a função de fiscalizar e fixar preços justos, estabelecidos na forma de tarifa, exigindo das empresas uma eficiência produtiva e incentivando a inovação, ou seja, as empresas devem (i) fornecer energia com qualidade; (ii) utilizar seus ativos de modo eficiente, realizando a manutenção devida; (iii) recompor os ativos depreciados, fazendo investimentos necessários; (iv) executar a gestão operacional sob o prisma da eficiência.

A estrutura da tarifa (relatividade entre diferentes segmentos) é estabelecida com base no “custo marginal”, que caracteriza o custo incorrido no atendimento de uma variação da demanda para cada período e classe de consumo.

Resumidamente, os investimentos são desembolsos feitos para proporcionar a operação e expansão do sistema, com o objetivo de atender toda a demanda projetada, que varia com a adição de novos clientes na rede, ou ainda em decorrência de uma solicitação de acréscimo ou decréscimo de demanda por um cliente já conectado no sistema.

O cálculo da tarifa é baseado nos dados e informações de origem contábeis, sendo diferenciadas de acordo com a particularidade de cada área de concessão e cada tipo de consumidor. Seu objetivo é induzir um consumo racional e econômico da energia elétrica.

A empresa de distribuição, que detém necessariamente uma concessão do serviço público, tem suas tarifas ajustadas de acordo com o mecanismo de revisão tarifária, objetivando o equilíbrio econômico-financeiro, sob o paradigma regulatório da eficiência operacional e o retorno do capital prudentemente investido. Um dos pilares na fixação da metodologia sustenta-se na premissa do repasse aos consumidores de parte do ganho da produtividade da concessionária, bem como seus custos e encargos.

O mecanismo de revisão tarifária é composto pelo processo de Reajuste Tarifário e de Revisão Tarifária Periódica.

O Reajuste Tarifário Anual, praticado no intervalo entre as Revisões Tarifárias Periódicas, considera a captura parcial dos ganhos de produtividade para o consumidor, através da aplicação do chamado Fator “X”. O processo está no cerne da fixação de tarifas pela ótica da regulação por incentivos, que vem sendo adotada no Brasil desde a última reforma do Marco Regulatório. Neste processo, a parcela dos custos não gerenciáveis (Parcela “A”) é repassada diretamente ao consumidor, enquanto que a parcela dos custos gerenciáveis (Parcela “B”) é ajustada pela aplicação de um índice de correção monetária afetado pelo Fator “X” antes referido.

Na Revisão Tarifária Periódica, o Regulador recalcula a tarifa através de um processo “bottom-up”, reavaliando tanto Parcela “A”, quanto a Parcela “B”. No referido processo de Revisão Tarifária, que ocorre em média a cada 4 anos (podendo variar de acordo com o contrato de concessão), considera alterações na estrutura de custos e do mercado, bem como os níveis tarifários de empresas similares. Neste momento, o Regulador coloca a distribuidora em uma situação de equilíbrio econômico-financeiro (Resolução Normativa ANEEL 055/2004).

No período pós-revisão, ocorrem ganhos de produtividade, decorrentes especialmente de ganhos de escala em face do crescimento do mercado, que reduziriam a necessidade tarifária, para manter inalterado o retorno sobre o capital investido e a cobertura dos custos incorridos. A Ilustração 3.1 demonstra claramente a recomposição do equilíbrio econômico-financeiro após revisão tarifária, na mudança de T1 para T2.

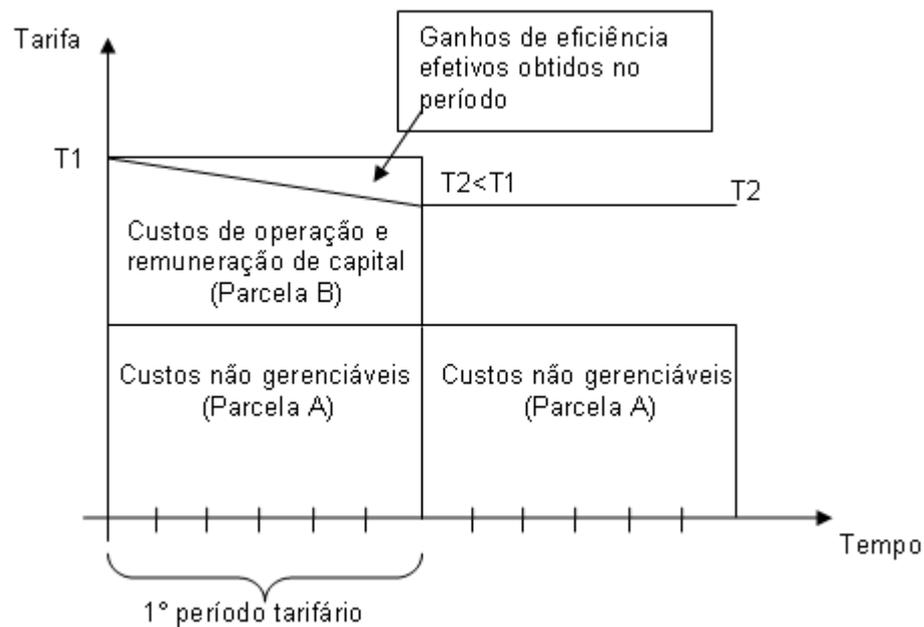


Ilustração 3.1 – Reposicionamento tarifário. Fonte: VIEIRA, et al, 2007.

3.2.REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

A regulação econômica no segmento da distribuição é baseada na “Regulação por Incentivos”, com um reconhecimento tarifário restrito somente aos investimentos considerados prudentes na ótica do Regulador e custos operacionais eficientes. Para tanto, os custos operacionais são considerados via conceito de Empresa de Referência (ER), que representa uma empresa eficiente que atuasse na área de concessão da empresa regulada em questão. Por outro lado, os investimentos são incorporados à tarifa na ótica regulatória, representados pela remuneração de capital associada a uma base de ativos fixada pela Agência Reguladora - Base de Remuneração Regulatória (BRR). Além disso, incorpora-se a depreciação dos investimentos, traduzida pelas Quotas de Reintegração Regulatória (QRR). O montante constituído pela adição da remuneração regulatória do investimento com a depreciação regulatória é denominado de EBITDA regulatório (RAMOS, 2009).

A tarifa é definida de modo a garantir o repasse dos custos não gerenciáveis, como também garantir a cobertura dos custos gerenciáveis. O valor dos ativos, sua taxa de remuneração, a depreciação e os custos operacionais, são definidos com o suporte de parâmetros estabelecidos por critérios de cunho regulatório. O objetivo perseguido, em última análise, é de incentivar a eficiência operacional e os investimentos prudentes. Nessa perspectiva, os investimentos considerados total ou parcialmente imprudentes, sob o conceito do Índice de Aproveitamento, descrito em detalhes posteriormente, são simplesmente glosados da Base de Remuneração pelo Regulador. Os investimentos prudentes realizados pela empresa são reconhecidos como ativos passíveis de remuneração tarifária, mas sua precificação é regulatória, com suporte do conceito de BRR (Base de Remuneração Regulatória).

Por sua vez, os custos operacionais são cobertos considerando o conceito de eficiência comparativa (critérios de “Benchmarking”) na vertente conceitual de ER (Empresa de Referência) (RAMOS, 2009), posto que não há como comparar diretamente as distribuidoras entre si, devido às características específicas de cada área de concessão.

As tarifas da Revisão Tarifária Periódica são definidas de forma que, aplicadas ao mercado do Ano-Teste, corresponda à receita requerida. A *Equação 3.1* apresenta a fórmula do reposicionamento tarifário (RT) de uma forma simplificada, conforme Resolução Normativa ANEEL 234/2006:

$$RT = \frac{\text{Receita Requerida} - \text{Outras Receitas}}{\text{Receita Verificada}} \quad (3.1)$$

Onde:

- **Reposicionamento Tarifário (RT):** redefinição do nível da tarifa de energia elétrica, visando a modicidade tarifária.
- **Receita Verificada:** receita estimada para o Ano-Teste, obtida considerando as tarifas vigentes de fornecimento, suprimento e uso do sistema da distribuição, além da previsão do mercado para o período.
- **Ano-Teste:** período de 12 meses posterior a data do início da vigência da Revisão Tarifária Periódica.
- **Receita Requerida:** receita que contempla custos da parcela “A” e parcela “B”. Onde:
 - Parcela “A”: contempla os custos não gerenciáveis, sobre os quais as distribuidoras não têm poder de gestão. Essa Parcela é do tipo “pass-through” de tal forma que os dispêndios são inteiramente repassados ao consumidor, incluindo em sua formação os encargos setoriais, energia comprada, custos de transmissão e conexão.
 - Parcela “B” (parcela de custos gerenciáveis): repassa o ganho da eficiência da gestão ao consumidor, como também os custos regulatórios de operação e manutenção (O&M), representados pela empresa de referência, além da depreciação regulatória (quota de reintegração) e retorno sobre o capital investido regulatório.

O processo de Reajuste Tarifário, representado na Ilustração 3.2, demonstra claramente que a receita é basicamente constituída pelas parcelas “A” e “B”, sendo que na revisão tarifária a parcela “A” é repassada diretamente ao consumidor, enquanto que a parcela “B” é ajustada a fim de repassar ao consumidor o ganho da eficiência do sistema.

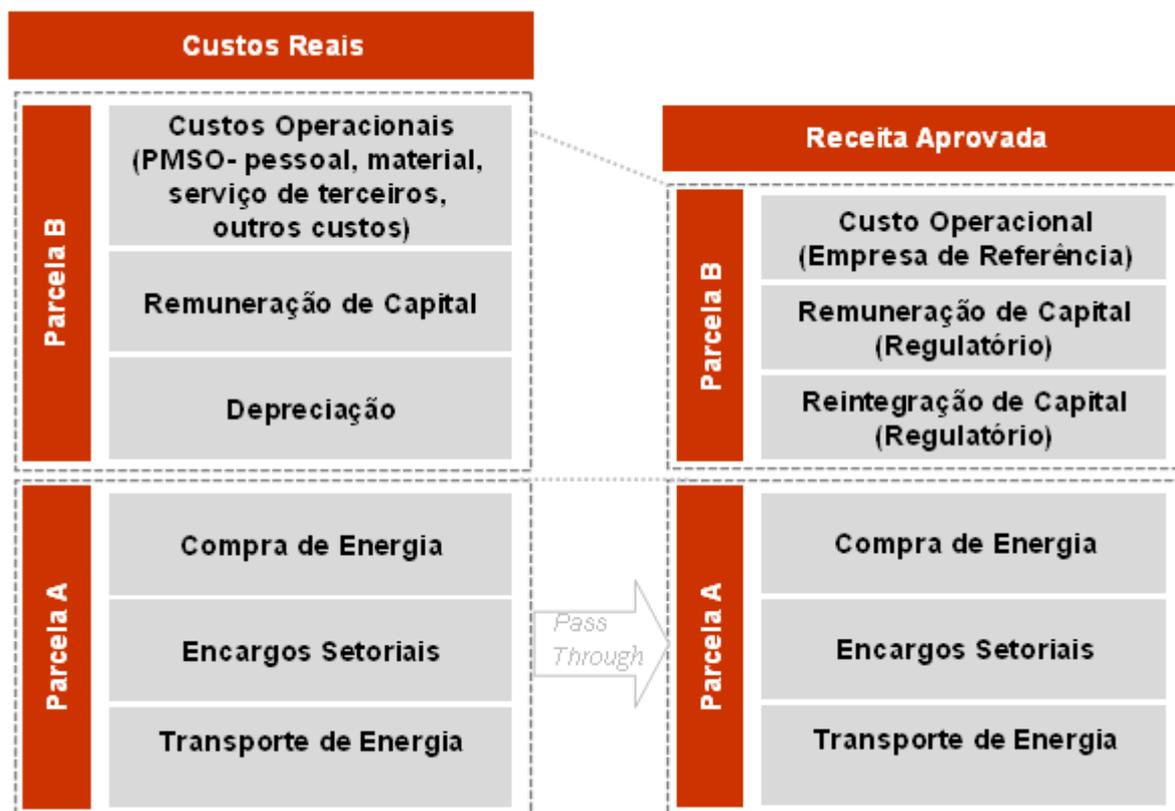


Ilustração 3.2- Demonstração exemplificada do Reajuste. Fonte Adaptada: Bandeirante Energia, 2008.

3.2.1. Análise da Parcela “B”

Conforme a *Ilustração 3.3*, a parcela “B” é constituída pelos seguintes custos:

- Empresa de Referência;
- Remuneração de Capital;
- Reintegração de Capital.

Nos capítulos a seguir, cada item da parcela “B” estará detalhado conforme a Resolução Normativa ANEEL 338,/2008.

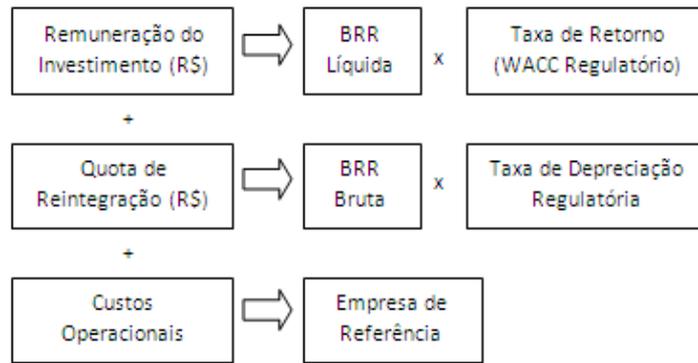


Ilustração 3.3- Custos da Parcela B.

3.2.1.1. Empresa de Referência (ER)

Como o modelo normativo é baseado num ambiente de regulação por incentivo, a identificação da eficiência nos custos operacionais da distribuidora de energia elétrica é feita através do Modelo da Empresa de Referência (ER). Tal abordagem metodológica se justifica, posto que o único modo coerente para comparar as distribuidoras entre si é através da utilização do método de “clusters”, para formação de agrupamentos de empresas, devido às características específicas de cada área de concessão (ótica dos “Custos Eficientes”).

Conforme Resolução Normativa ANEEL 338/2008, a Empresa de Referência é única para cada área de concessão e baseia-se nos processos e atividades a serem realizados pelas distribuidoras. A modelagem está associada a três premissas básicas:

- Eficiência da gestão;
- Consistência entre o tratamento regulatório dado para os custos operacionais e para a avaliação e remuneração dos ativos;
- Condições específicas de cada área de concessão.

Na fixação dos parâmetros da ER, o Regulador perfaz a identificação dos processos inerentes à atividade de distribuição, com descrição das atividades que compõem cada um deles. Esses processos e atividades são aqueles que implicam atuação direta sobre consumidores ou instalações (por isso os números das instalações e clientes são importantes nesta etapa), e sua eficiência é obtida através de comparação com os preços e quantitativos de mercado. Com os processos e atividades desenhados é realizada a projeção nos recursos humanos, materiais e serviços necessários para a sua execução.

Como exemplo, os processos das atividades de Operação e Manutenção são estabelecidos de acordo com as quantidades e características das instalações das áreas urbanas e rurais, por nível de tensão, sendo que o estudo dos processos permite estabelecer o dimensionamento de uma força de trabalho com uma infraestrutura associada. Os grupos para a classificação dos processos são:

- **Operação:** suas tarefas consistem em atuar na rede de forma programada ou em situações emergenciais. Suas ações permitem a realização de intervenções de manutenção sobre as instalações e recomposição do serviço, logo após as intervenções.
- **Manutenção Corretiva:** compreende tarefas que derivam da falha dos equipamentos, por envelhecimento ou acidentes.
- **Manutenção Preventiva e Preditiva:** tarefas realizadas pelo pessoal de operação e manutenção, incluindo pequenas ações corretivas identificadas, visando evitar a ocorrência de um defeito de maiores proporções.
- **Modificações:** adequação técnica das instalações (Resolução Normativa ANEEL 338/2008).

3.2.1.2.Base de Remuneração Regulatória (BRR)

A Base de Remuneração Regulatória (BRR) reflete os investimentos prudentes requeridos pela Concessionária para prestar o serviço público de distribuição, de acordo com as condições estabelecidas no Contrato de Concessão (RAMOS, 2009).

De acordo com a Resolução Normativa ANEEL 338 /2008, a BRR é composta por:

- Ativo imobilizado em serviço, avaliado e depreciado;
- Almoxarifado de operação;
- Ativo diferido;
- Obrigações especiais.

São considerados equipamentos, para fins de base de remuneração, os ativos utilizados e vinculados à concessão. Os cadastros dos ativos devem estar sempre atualizados, contemplando as adições e baixas.

Os ativos são valorados de acordo com a metodologia do Valor Novo de Reposição (VNR), que reflete um valor de mercado para os equipamentos e instalações incorporadas à BRR. Nessa quantificação, desconta-se o percentual de depreciação regulatória acumulada calculada a partir dos registros da contabilidade, conforme o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, descontando-se também o índice de aproveitamento destes ativos, com o objetivo de evitar a aquisição de equipamentos ou terrenos com capacidade acima do necessário num horizonte de 10 anos (RAMOS, 2009).

Implicitamente, o índice de aproveitamento exige das concessionárias a efficientização de seu processo de planejamento e a inibição da prática de investimentos que resultem em capacidade ociosa, ou seja, um sobre-dimensionamento da rede.

A ótica propugnada pelo Regulador é a de “investimentos prudentes”, que objetiva reduzir o custo de investimento repassado ao consumidor, sem descuidar da qualidade do serviço.

Uma subestação, por exemplo, é valorada por todos os seus ativos com base no valor novo de reposição, descontando-se o seu índice de aproveitamento. O cálculo do índice de aproveitamento da subestação, *Equação 3.4*, é resultante da aplicação do fator de utilização, *Equação 3.2*, e a expectativa da carga para os próximos 10 anos, *Equação 3.3*.

$$FUS = \frac{DM}{PTI} \quad (3.2)$$

$$ECC = (1 + TCA_1) \times (1 + TCA_2) \times \dots \times (1 + TCA_{10}) \quad (3.3)$$

$$IAS(\%) = FUS \times ECC \times 100 \quad (3.4)$$

Onde:

- **IAS:** índice de aproveitamento da subestação (%);
- **FUS:** fator de utilização da subestação (%);
- **DM:** demanda máxima em MVA verificada nos últimos 2 anos;
- **PTI:** potência total instalada em MVA (ONAF: ventilação forçada, quando houver);
- **TCA:** estimativa percentual de crescimento anual de carga máxima atendida pela subestação;
- **ECC:** expectativa de crescimento percentual da carga atendida pela subestação para um período projetado de 10 anos, comprovada pelos demonstrativos de aumento de demanda dos quatro últimos anos (Resolução Normativa ANEEL 338/ 2008).

A ANEEL poderá utilizar-se da comparação de ativos entre concessionárias para definir ajustes nos valores a serem considerados na formação da base de remuneração (Resolução Normativa ANEEL 338/2008).

O valor novo de reposição engloba os seguintes itens:

- **Equipamentos principais (valor de fábrica):** o valor de um bem novo deverá ser obtido a partir do Banco de Preços Referenciados da ANEEL, formado com base nas informações de compras realizadas na região da concessão avaliada.
- **Componentes Menores (COM):** materiais e acessórios associados aos equipamentos principais. Seu valor é definido através de percentuais obtidos a partir de análise da totalidade das Ordens de Imobilização (ODI's) executadas desde a última revisão de cada distribuidora.
- **Custo Adicional (CA):** custo necessário para a colocação de um bem em operação (gerenciamento, projeto, supervisão, montagem, etc.). O custo é definido através dos percentuais obtidos a partir de análise da totalidade das Ordens de Imobilização (ODI), executadas desde a última revisão de cada distribuidora.
- **Juros sobre Obras em Andamento (JOA):** as variações monetárias e os demais encargos financeiros incidentes tanto sobre o capital de terceiros, quanto sobre o capital próprio, aplicados em obras ainda em andamento, caracterizando receitas de capital que seriam auferidas com esses recursos se estivessem aplicados no mercado financeiro. O período de capitalização considerado para o cálculo do JOA é equivalente ao período de construção, compondo um montante que pode ser devidamente contabilizado e transferido para as respectivas obras no Ativo Imobilizado. São definidos regulatoriamente e calculados considerando-se o Custo Médio Ponderado de Capital Próprio e Terceiros (WACC regulatório³) aplicando-se a *Equação 3.5* (Resolução Normativa ANEEL 338/2008).

$$JOA = \sum_{i=1}^N \left[(1 + r_a)^{N+1-i/12} - 1 \right] \times d_i \quad (3.5)$$

³ WACC (*Weighted Average Capital Cost*) é calculado através de uma média das taxas de empréstimos conseguidos pelo setor e de uma remuneração média estimada para os acionistas as quais se compõem através de uma média internacional para o setor elétrico (LIMA, 2006). É um parâmetro fixado pela ANEEL, com variabilidade pequena e, normalmente, é estabelecido em cada ciclo das revisões tarifárias, associados ao risco regulatório (UNIVERSIDADE DE ITAJUBÁ, 2003).

Onde:

- **JOA:** em percentual (%);
- **N:** número de meses, de acordo com o tipo de obra: 12 meses para subestações e 8 meses para linhas de transmissão;
- **r_a :** custo médio ponderado de capital anual (WACC);
- **d_i :** desembolso mensal em percentual (%) distribuído de acordo com o fluxo financeiro. Para a construção de uma subestação de pequeno e médio porte, por exemplo, o desembolso mensal será definido pela *Tabela 3.1*.

Tabela 3.1: Desembolso mensal para a construção de uma subestação.

d1	d2	d3	d4	d5	d6	d7	d8	d9	d10	d11	d12
6,67%	6,67%	6,67%	6,67%	6,67%	6,67%	10%	10%	10%	10%	10%	10%

Aplicando a *Equação 3.5*, o JOA para a construção de uma subestação será conforme *Tabela 3.2*. Para o cálculo foi considerado o WACC (r_a) 9,2% e o número de meses (N) 12.

Nota-se que o JOA varia mensalmente de forma que ao término da obra o investimento realizado está integralmente corrigido. Por sua vez, as obrigações especiais são derivadas de investimentos vinculados à concessão em que há participação parcial ou integral de terceiros, como consumidores, estado, município e/ou União.

Convém citar, a título de exemplo, que nos casos de doações de ativos por parte dos consumidores às concessionárias, estes não entram na base de remuneração, e sua remuneração e depreciação não são computadas na parcela B. Os valores das obrigações especiais são amortizados de acordo com a taxa de depreciação, utilizando-se uma taxa média, a partir da revisão tarifária.

Tabela 3.2: Resultado do cálculo do JOA.

mês (i)	Desembolso (di)	JOA
1	6,67%	0,61%
2	6,67%	0,56%
3	6,67%	0,51%
4	6,67%	0,46%
5	6,67%	0,40%
6	6,67%	0,35%
7	10%	0,45%
8	10%	0,37%
9	10%	0,30%
10	10%	0,22%
11	10%	0,15%
12	10%	0,07%
Total		4,46%

3.3. REAJUSTE TARIFÁRIO

O reajuste anual contempla indexação da tarifa e busca garantir a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro, definido no momento da revisão tarifária periódica. Garante a recuperação de eventuais perdas financeiras oriundas da inflação, deduzidas dos potenciais ganhos de produtividade decorrentes de escala (crescimento do mercado), via da correção da Parcela “B” por um fator $[IGP-M \pm X]$, repassando, além disso, de forma integral, as variações sofridas na Parcela “A”.

3.4. FATOR “X”

O Fator “X” é um mecanismo aplicado anualmente por ocasião do Reajuste Tarifário e tem o objetivo de incentivar a eficiência e compartilhar com os consumidores os ganhos de produtividade da concessionária. Esta metodologia é aplicada aos fluxos monetários e receitas associadas à Parcela “B” dos custos.

O Fator “X” é estabelecido conforme a *Equação 3.6* (Resolução Normativa ANEEL 234/2006).

$$FatorX = Xe \times (IGPM - Xa) + Xa \quad (3.6)$$

Onde:

- **Xe:** componente que reflete a expectativa do ganho de produtividade decorrente da mudança na escala do negócio, por incremento do consumo de energia elétrica na área servida, tanto por maior consumo dos consumidores existentes, como pela incorporação de novos consumidores, no período entre revisões tarifárias;
- **Xa:** componente que reflete a aplicação do Índice de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA), do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, sobre a parcela mão-de-obra dos custos operacionais da concessionária;
- **IGPM:** número índice obtido pela divisão dos índices do IGP-M, da Fundação Getúlio Vargas - FGV, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à “Data de Referência Anterior”.

Em conformidade com a Nota Técnica ANEEL nº 340/2008, o objetivo de aplicação do Fator “X” é garantir a igualdade entre receita a ser obtida pela empresa, considerando o crescimento previsto de mercado e a despesa que corresponde à remuneração da base de ativos incluindo os impostos, a depreciação e os custos operacionais. Para atingir esse objetivo é necessário certo rigor na projeção das variáveis envolvidas nos fluxos que definem o modelo, que são:

- Mercado;
- Investimento: expansão, melhoria do sistema, renovação dos ativos depreciados, remodelação da rede, combate às perdas técnicas e não técnicas;
- Base de Remuneração Regulatória;
- Custos Operacionais;
- Capital de Giro.

Ainda em conformidade com a Nota Técnica, adota-se o capital de giro um valor igual a 5% do montante da Parcela “B”. Com relação à avaliação da ANEEL para

classificar um investimento como “prudente”, é realizada uma análise crítica dos valores propostos, com especial ênfase no que se refere à viabilidade econômica do investimento global. São realizadas simulações e projeções com suporte de modelos matemáticos e estatísticos, considerando os níveis históricos de investimento, projeções anuais de mercado (energia) e número de consumidores. (Nota Técnica ANEEL 340/2008).

“Na próxima revisão tarifária da empresa, deverão ser levantados os investimentos efetivamente realizados pela distribuidora. Serão considerados os investimentos realizados com base nos registros contábeis, deflacionados pelo IGPM, mês a mês, para a data-base da revisão tarifária anterior. Para tanto, serão consideradas as informações contábeis das obras energizadas, encerradas e unitizadas até o último mês contábil.

Para o recálculo do Fator “X”, todos os parâmetros serão mantidos constantes, substituindo-se apenas os valores de investimento. Caso o montante global de investimentos apurados, da forma como descrito anteriormente, seja inferior a 90% do investimento previsto na revisão tarifária anterior, deverá ser recalculado o Fator “X”. O montante global de investimentos realizados, trazidos à data da revisão anterior, será distribuído uniformemente no fluxo de caixa.”
(Nota Técnica ANEEL 340/2008).

3.4.1. Componente Xa

O modelo da Empresa de Referência permite determinar os custos operacionais da concessionária, que podem ser associados a materiais, equipamentos e mão de obra.

O IPCA reflete a evolução dos custos operacionais, enquanto que os demais custos são refletidos com o IGP-M. A Equação 3.7 representa o Índice de Ajustes dos Custos Operacionais (IACO), conforme a Resolução Normativa ANEEL 338/2008.

$$IACO = \left(\frac{CO_{ME}}{CO} \right) \times IGPM + \left(\frac{CO_{MO}}{CO} \right) \times IPCA \quad (3.7)$$

Onde:

- **IACO:** Índice de Ajuste dos Custos Operacionais;
- **IGPM:** Número índice obtido pela divisão dos índices do IGP-M, da Fundação Getúlio Vargas, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à Data de Referência Anterior;
- **IPCA:** Número índice obtido pela divisão dos índices do IPCA, do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à Data de Referência Anterior;
- **CO_{ME}:** Parcela referente a materiais e equipamentos dos custos operacionais;
- **CO_{MO}:** Parcela referente à mão-de-obra dos custos operacionais.

Para o segundo ciclo tarifário o cálculo do X_a está representado na *Equação 3.8*.

$$X_a = IGPM - \left\{ \left[\frac{CO}{PB} \times IACO \right] + \left[\frac{RC}{PB} \times IGPM \right] \right\} \quad (3.8)$$

Onde:

- **CO:** Custos operacionais da concessionária;
- **RC:** Soma da remuneração do capital e da quota de depreciação;
- **PB:** Parcela B da concessionária definida no momento da revisão tarifária.

3.4.2. Componente X_e

Conforme descrito na Resolução Normativa ANEEL338/2008, o componente em questão é obtido através do método Fluxo de Caixa Descontado (FCD) com o objetivo de valorar as receitas e despesas futuras, de acordo com o crescimento do mercado e previsão de investimento.

Em outras palavras, o Fator “X” caracteriza o percentual a ser acrescido ou reduzido das receitas de forma a igualar a taxa interna de retorno do fluxo de caixa regulatório da concessionária, no período tarifário, ao custo médio ponderado de capital regulatório (WACC). É determinado pela *Equação 3.9*.

$$\sum_{i=1}^N \frac{RO_i (1 - X_e)^{(i-1)}}{(1 + r_{WACC})} = \sum_{i=1}^N \frac{RBC_i + D_i + O \& M_i}{(1 + r_{WACC})^i} \quad (3.9)$$

$$RBC_i = \frac{A_{i-1} \times r_{WACC}}{(1 - T)} \quad (3.10)$$

$$RO_i = P_o \times Q_i \quad (3.11)$$

Onde:

- **RO_i**: Receitas operacionais da concessionária no ano i, igual ao valor da Parcela “B” da receita;
- **RBC_i**: Remuneração bruta de capital no ano i
- **D_i**: Quota de reintegração regulatória;
- **O&M_i**: Custos de operação e manutenção da concessionária no ano i;
- **A_{i-1}**: Valor dos ativos da concessionária (base de remuneração líquida);
- **P_o**: Tarifa média em R\$/MWh no ano-teste;
- **Q_i**: Volume total de energia em MWh no ano i;
- **r_{wacc}**: WACC depois de impostos;
- **T**: tributos.

“Estas equações explicitam os fluxos de receitas e despesas ao longo do período tarifário, para os quais o valor presente deve se igualar. O lado esquerdo da Equação 3.9 corresponde ao valor presente das receitas esperadas ao longo de todo o período tarifário e o lado direito ao valor presente dos custos, ou seja, a Parcela B” (Resolução Normativa.ANEEL 338/2008).

Nota-se que para o cálculo do X_e é necessário efetivar uma projeção da demanda e dos investimentos na rede. O investimento na rede é feito para adequar o sistema objetivando capacitar a rede elétrica para atender à variação da demanda ao longo do tempo, mantendo o padrão de qualidade de serviço (Resolução Normativa ANEEL 234/2006).

4. ANÁLISE DE INVESTIMENTO DAS DISTRIBUIDORAS

O modelo do Setor Elétrico Brasileiro, na vertente do processo de revisão tarifária, impõe que as empresas perfaçam a elaboração de uma análise criteriosa de seus investimentos e uma previsão de carga com pequena margem de erro.

Foi possível observar, no capítulo anterior, que o nível da tarifa é consequência do custo de serviço regulatório, estimado para o período para o qual será fixada a tarifa, com base em dados e informações de origem contábil (BITU; BORN; 1993).

As empresas de distribuição que detêm a concessão buscam, como é lógico em qualquer setor de atividades norteado pela racionalidade econômica, a maximização do retorno sobre o capital investido. Para maximizar suas perspectivas de resultado, é necessário conhecer detalhadamente o modelo estabelecido no setor, fato que exige das empresas uma previsão de carga com pequena margem de erro e uma criteriosa análise dos investimentos planejados.

Neste contexto, torna-se muito importante, também, a determinação do capital imobilizado a ser reconhecido tarifariamente, pelo que as empresas tendem a ajustar e selecionar seus investimentos de forma que possam ser classificados como “prudentes” pelo Regulador.

Anualmente as empresas elaboram um plano de investimentos, que representa uma proposta de investimento para os próximos anos, caracterizada por projetos que tenham um retorno que atenda as expectativas dos investidores, respeitando critérios técnicos e atendendo as disposições regulatórias, além de adequadamente enquadrados no contexto sócio-econômico, institucional, político e ambiental. Para a elaboração do plano de investimentos, é necessário simular o comportamento da rede diante de diferentes cenários de exploração e, a partir dos resultados dessas

simulações, obter o fluxo de caixa que permite avaliar diferentes alternativas de solução.

Há certa dificuldade para decidir em quais projetos a empresa deverá investir, já que diversas áreas apresentam propostas de investimento frente a um orçamento limitado e a incerteza do reconhecimento na tarifa. Por isso, tornou-se muito importante aperfeiçoar o processo de planejamento da expansão do sistema.

O planejamento visa pesquisar e orientar solução de menor custo, respeitando critérios técnicos e atendendo as disposições regulatórias, contemplando ainda a identificação do contexto sócio-econômico, institucional, político e ambiental. O processo de planejamento da distribuição pode ser segregado nas seguintes vertentes:

- **Estratégico (longo prazo):** os estudos indicam construção de novas linhas de subtransmissão e subestações, sinalizam algumas ampliações, remodelações de subestações e linhas existentes. Estes estudos são elaborados de acordo com a projeção do mercado.
- **Tático (médio prazo):** determina ampliações, remodelações e construção de empreendimentos de médio e pequeno porte. Para permitir a energização dos reforços na data correta, torna-se necessário providenciar, simultaneamente à consolidação dos estudos, a aquisição dos terrenos e a obtenção dos licenciamentos ambientais. Este tipo de planejamento é importante no processo da elaboração do plano plurianual de investimento das empresas.
- **Operacional (curto prazo):** é o planejamento executivo, elaborado com análise financeira e detalhes técnicos. Deverá ser executado de acordo com o relatório, sujeito apenas a pequenas variações. Constitui o plano de investimento anual.

A análise econômica deve ser criteriosa, pelo que é necessário o conhecimento e utilização das ferramentas da Engenharia Econômica e a determinação correta dos benefícios que o projeto irá proporcionar para a empresa.

4.1. ANÁLISE ECONÔMICA: CONCEITUAÇÃO

Na prática das empresas de distribuição, as áreas técnicas identificam um problema, propõem uma solução juntamente com um cronograma de execução e seus custos envolvidos. O ideal é realizar estudos econômicos focando todos os investimentos a serem feitos e elencar os projetos economicamente viáveis, com adequada escala de prioridades.

Para realizar a análise financeira, primeiramente elaborase o fluxo de caixa, conforme *Ilustração 4.1 a seguir*.

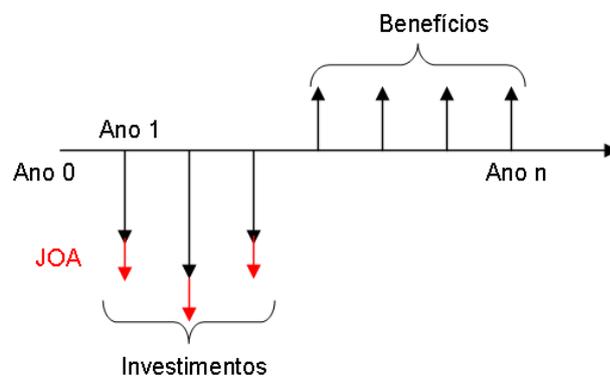


Ilustração 4.1- Fluxo de Caixa

Numa linha do tempo, inserem-se os investimentos a serem feitos e os benefícios financeiros que as receitas associadas proporcionarão à empresa. É primordial saber avaliar e quantificar as movimentações financeiras. Uma análise pouco abrangente ou incompleta, que não contemple todas as variáveis relevantes e sua variabilidade, pode comprometer todo o processo decisório e induzir a empresa a desenvolver um projeto inviável.

Os investimentos são materiais (novas instalações e equipamentos incorporados no sistema elétrico) e imateriais (licenças, servidões, aplicação com informática) (UNIVERSIDADE DE ITAJUBÁ, 2003).

Para a efetivação desta análise é necessário definir alguns parâmetros básicos, válidos para todos os projetos:

- **n**: número de período compreendido entre o ano de referência econômica e o ano horizonte de análise econômica.
- **Taxa de desconto (i)**: representa o custo de oportunidade de capital a considerar no período de capitalização do investimento e tem forte influência na valoração dos projetos. Para o cálculo deste parâmetro deve ser usado o valor da taxa que a empresa consegue captar no mercado financeiro, incluindo recursos de terceiros e o retorno do acionista. No caso das distribuidoras, a taxa de desconto a ser utilizada na montagem de fluxos de caixa dos projetos representa o WACC empresarial, pois exprime a particularidade de cada empresa na exigência de remuneração de seus investimentos por parte dos acionistas. Por outro lado, no cálculo de benefícios tarifários, a remuneração de investimentos a ser considerada representa o chamado WACC regulatório, que a remuneração estabelecida pelo Regulador para a atividade de distribuição, que se aproxima da remuneração real do capital a ser obtida no projeto de investimento.
- **Depreciação dos ativos**: conforme o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica (2007), as imobilizações intangíveis (bens que não têm representação física imediata) e as despesas registradas no ativo diferido, serão depreciadas com intermédio de quota de amortização, enquanto que as tangíveis serão reintegradas por meio de quota de depreciação. As taxas anuais de depreciação dos bens vinculados ao setor elétrico serão estabelecidas pelo Órgão Regulador e deverão ser adotadas por todas as concessionárias e permissionárias do serviço público de energia elétrica e produtores independentes. A quota de amortização das imobilizações intangíveis e das despesas diferidas será estabelecida em função do prazo de duração do benefício propiciado pelo direito e pela despesa diferida, respectivamente, devidamente suportada e evidenciada em projeções orçamentárias

devendo, entretanto, ser obedecido o limite de amortização de despesas alocadas ao diferido previsto na legislação societária. Se, porém, as imobilizações intangíveis gerarem benefício de caráter permanente, não haverá amortização a registrar.

Na ótica tradicional, para verificar a viabilidade econômica do projeto, deve ser feita a comparação entre o investimento e os benefícios oriundos tanto da receita regulatória proveniente da tarifa, quanto da redução de perdas trazida pelo projeto, ou ainda melhoria da confiabilidade quantificada em unidade monetária. Para a correta avaliação, deve-se calcular o Valor Presente Líquido do fluxo de caixa de custos e receitas do projeto, descontado a uma taxa de desconto igual ao WACC empresarial.

A formulação aplicável é indicada na *Equação 4.1*:

$$VPL = \sum_{j=0}^n \frac{F_j}{(1+i)^j} \quad (4.1)$$

Onde

- **VPL**: valor presente líquido das entradas e saídas financeiras ao longo do tempo, trazidos à data presente.
- **j**: variável indicativa do ano do horizonte de análise.
- **F**: montante de investimento ou benefício ao longo do tempo; no ano “j”.
- **i**: taxa de desconto (WACC empresarial);
- **n**: período abrangido pelo estudo (horizonte de análise econômica).

O projeto torna-se viável se o VPL resultante for positivo e, neste caso, o benefício financeiro é maior do que os custos associados de implantação.

Para melhor explicar a elaboração do fluxo de caixa da *Ilustração 4.1*, supõe-se que a área de Planejamento de Redes detectou a necessidade da construção de uma nova subestação abaixadora de tensão na área de concessão da empresa. Este

empreendimento fica com sua necessidade evidenciada, recorrendo-se aos estudos de projeção de mercado e fluxo de carga na rede.

Através de tais estudos, a área de Planejamento detecta que aumentará o carregamento nos circuitos e transformadores, a tal ponto que os limites técnicos, como capacidade firme⁴ e capacidade de carregamento do cabo estabelecida pelos fabricantes, serão ultrapassados. O aumento da carga coloca em risco a flexibilidade operativa, elevando as perdas técnicas e o potencial de multa pelo não atendimento aos índices técnicos de qualidade exigidos pela ANEEL. A alternativa para adequar o atendimento da demanda da região analisada dentro dos parâmetros técnicos é a construção de uma subestação.

O fluxo de caixa da *Ilustração 4.1* representa as entradas e saídas financeiras para a construção deste empreendimento. Logicamente os dispêndios ocorrerão de forma desigual, mês a mês, mas para simplificar didaticamente os cálculos, será considerado apenas o dispêndio anual.

O empreendimento é composto por uma subestação (bay de entrada, dois transformadores 25/33 MVA, 7 circuitos primários e 1 circuito socorro), um Ramal Aéreo de Estação (um pequeno trecho constituído por cabos e torres que conecta a subestação à linha tronco) e a rede de distribuição (constituída basicamente por postes e cabos, responsáveis por distribuir a energia em média tensão para as entradas primárias e estações transformadoras).

A construção deste empreendimento é complexa e morosa, repercutindo no fluxo de caixa, cujo cronograma de investimento contempla desembolsos nos três primeiros

⁴ Capacidade firme de uma subestação é a capacidade do suprimento de carga na ausência de um transformador, ou seja, na ausência de um transformador a máxima demanda que o conjunto de transformadores remanescentes, da mesma subestação, consegue atender por 3 horas no período de máxima demanda; considerando um nível máximo de sobrecarga em contingência (para algumas distribuidoras considera-se uma sobrecarga de 30%), associado à manutenção da expectativa de vida útil. Por exemplo, a capacidade firme de uma subestação composta por 2 transformadores de 25/33,3 MVA é 43MVA ($CF=(1+0,3) \times 33,3$)).

anos. No primeiro ano é desembolsada uma quantia para a aquisição dos terrenos, nos quais serão instaladas as torres e construída a subestação, bem como a execução dos projetos civil e eletromecânico, além do início do processo de aquisição de alguns equipamentos.

No segundo ano inicia-se a construção do empreendimento, instalação e aquisição de materiais e equipamentos. Por fim, no terceiro ano, finaliza-se a obra, quando então a nova subestação será energizada e feita a redistribuição de carga, de tal forma que todas as subestações da região estarão, dentro de um horizonte de dez anos, dentro dos limites técnicos.

Na apropriação de custos, não se pode deixar de incorporar aos custos da obra (imobilizações), enquanto não concluída, os juros sobre o capital aplicado em obras em andamento – JOA (imobilizações em curso). Os juros, as variações monetárias e os demais encargos financeiros incidentes sobre o capital de terceiros aplicado em obras ainda em andamento, devidamente contabilizados, são transferidos para as respectivas obras no Ativo Imobilizado.

Esse procedimento aplicar-se-á também para as variações cambiais, devendo-se, entretanto, excluir valores relativos a variações decorrentes de situações atípicas de mercado, que não sejam objeto de previsão legal ou normativa específica (MANUAL de CONTABILIDADE. DO SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2007).

“Especial atenção deve ser dada ao fato de que o reconhecimento dos juros sobre obras em andamento deve estar condicionado à capacidade da concessionária recuperar o valor do ativo remunerado em função das tarifas concedidas pelo Órgão Regulador” (MANUAL de CONTABILIDADE. DO SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2007).

Para fins didáticos, na análise das entradas e saídas financeiras desconsidera-se a atualização pelo IGPM já que se supõe trabalhar em moeda constante e o deflator,

se considerado, afetaria todos os valores praticamente de forma idêntica, pouco ou nada alterando os resultados.

Analisando o fluxo de caixa, verifica-se que tipicamente os valores desembolsados são discriminados como investimento, dispêndios realizados nos três primeiros anos, sendo que somente após a sua energização haverá a receita tarifária proporcionada pelo empreendimento.

O benefício global proporcionado pelo empreendimento pode ser segregado nas vertentes dos benefícios técnicos e dos benefícios regulatórios.

Os benefícios regulatórios são caracterizados pela remuneração do capital e depreciação dos bens e instalações. O reconhecimento destes benefícios se dá após a revisão tarifária periódica.

Como hipótese simplificativa, não serão aqui considerados os custos de operação e manutenção como benefício regulatório, no pressuposto de que o custo de O&M praticado se aproxima da soma dos custos de todas as tarefas associadas às instalações existentes reconhecidas pela Empresa de Referência, ou seja, não haverá lucro ou prejuízo.

Os benefícios técnicos são benefícios econômicos indiretos que um projeto pode proporcionar para a empresa, como redução de perdas e custo evitado de multa. Estes benefícios são considerados logo após a energização e estão citados no item a seguir.

Sendo assim, para a elaboração do Fluxo de Caixa foi detectada a necessidade da utilização de duas abordagens diferentes para a formação da receita. Uma destas abordagens deve ser utilizada no período antes da revisão tarifária e após a entrada em operação do ativo associado ao investimento. A outra abordagem é a aplicada após a revisão (UNIVERSIDADE DE ITAJUBÁ, 2006).

4.2.BENEFÍCIOS TÉCNICOS

No caso das distribuidoras de energia elétrica, a inclusão do investimento realizado ocorre na Base de Remuneração Regulada (BRR) e não é automática (as distribuidoras recebem a remuneração e a quota de depreciação referente ao investimento, ajustado por fatores regulatórios, após as revisões tarifárias). Aplica-se ainda, o conceito de índice de aproveitamento da instalação, que pode reduzir o valor do ativo remunerado, conforme já descrito neste trabalho (UNIVERSIDADE DE ITAJUBÁ, 2006). Ou seja, caso a próxima revisão tarifária ocorra dois anos após a energização da obra, serão computados os benefícios de remuneração de capital e depreciação dois anos após sua energização.

Os benefícios a serem considerados logo após a energização de uma determinada obra são os benefícios associados às restrições técnicas como limite máximo de carregamento, queda de tensão, perdas e aspectos legais relativos à continuidade e perfil de tensão na rede de distribuição (KAGAN, 2004). Basicamente são classificados nas seguintes rubricas:

- Benefício da Redução na Energia Não Distribuída;
- Benefício de Redução de Perdas;
- Benefício de Adequação de Tensão.

“Ao se planejar a expansão e a operação de um sistema elétrico deve-se considerar um nível de qualidade mínimo que, sob o ponto de vista do consumidor, significa um certo nível de continuidade nos serviços prestados. O nível de qualidade adequado é obtido com investimentos no sistema e com a operação e a manutenção adequadas havendo uma relação ótima entre qualidade e custo. É de se esperar que quanto maior o nível de qualidade de fornecimento, maior será seu custo. O consumidor admite um determinado nível de descontinuidade no fornecimento de energia elétrica, desde que seus prejuízos financeiros e ou psicológicos sejam mínimos e condizentes com o custo do serviço” (ABRADEE, ENERQ. 2002).

Com as obras de expansão e operação do sistema elétrico a concessionária conseguirá, em geral, dispor de maior flexibilidade operativa, diminuindo o carregamento dos circuitos e equipamentos, de modo que, em consequência, as perdas serão reduzidas e a energia será fornecida com maior qualidade.

Por outro lado, os índices de tensão e continuidade tenderão a ficar dentro dos limites estabelecidos pelo órgão regulador.

A concessionária conseguirá distribuir maior quantidade de energia elétrica, pois deverá ocorrer a redução da demanda reprimida, além do que o novo empreendimento poderá proporcionar um aumento da capacidade de atendimento para absorver o crescimento futuro da demanda. Na experiência do setor, têm-se verificado que o período de 10 anos é suficiente para considerar estes benefícios. As explicações relativas a cada benefício serão apresentadas a seguir.

4.2.1. Benefício da Redução na Energia Não Distribuída (END)

Este benefício mede a qualidade do serviço, a confiabilidade do sistema, pois quantifica os prejuízos decorrentes da interrupção do fornecimento da energia elétrica do lado da concessionária, tais como receita cessante, custo de reparo e consequências regulatórias.

“O custo de interrupção pode ser considerado como uma medida de um benefício do fornecimento interrupto, ou seja, o valor da confiabilidade. O valor da confiabilidade tem aplicação na determinação de políticas e estratégias operacionais, como procedimentos de emergência, de corte ou restauração de carga (ABRADEE, ENERQ. 2002).

Do ponto de vista empresarial, os custos de interrupção não se limitam a perdas de lucros associados a energia não distribuída e custos de reparos para restabelecimento do serviço. Os problemas de qualidade de fornecimento relacionados com a continuidade do serviço podem provocar as seguintes perdas às concessionárias:

- Multas impostas pela ANEEL quando a concessionária não cumpre as metas de continuidade;
- Ressarcimento de prejuízos causados a consumidores como queima de equipamentos decorrentes sobre tensões comuns quando da volta da energia após interrupções, amparadas com o código de defesa do consumidor;
- Gastos com campanhas publicitárias para melhoria de imagem junto a seus clientes;
- Redução de lucros associados à energia autogerada pelos consumidores.

Os prejuízos relacionados à energia não distribuída atribuídos à perda de faturamento durante a interrupção são calculados com base num percentual da tarifa e no montante de energia (kWh) que a concessionária deixou de fornecer. Esta perda é pouco significativa quando comparada com os custos incorridos pelos consumidores (ABRADEE, ENERQ. 2002). Este benefício afeta tanto a Parcela “A” quanto a “B”.

As conseqüências regulatórias podem ser traduzidas por multas relativas às transgressões de diversos indicadores de qualidade, quais sejam, DEC (duração equivalente de interrupção por unidade consumidora), FEC (frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora), DIC (duração de interrupção individual por unidade consumidora), FIC (frequência de interrupção individual por unidade

consumidora), DMIC (duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora).

As metas dos índices de continuidade são estabelecidas pela ANEEL, pois é de sua competência regular os serviços prestados, estimulando a melhoria da qualidade de atendimento aos clientes das concessionárias.

O valor esperado deste índice pode ser obtido pela computação dos consumidores não atendidos em simulações da ocorrência de interrupções decorrentes de defeitos (através da aplicação da taxa de defeito esperada) e do período de tempo transcorrido para o restabelecimento do serviço (através do tempo médio de reparo).

O cálculo da END é determinado pelo somatório das energias não distribuídas correspondentes às falhas em cada um dos trechos de rede desenergizados durante a contingência. A END depende (i) da taxa de falha dos equipamentos, (ii) dos montantes e perfil de carga dos consumidores atingidos e (iii) dos tempos de restabelecimento.

O cálculo da energia não fornecida foi obtido com suporte do modelo computacional INTERPLAN⁵®. Neste software, o planejador simula uma nova configuração do sistema elétrico, na região a ser estudada, com a finalidade de equilibrar as cargas entre as subestações existentes e, por exemplo, uma nova subestação.

Aplicando-se o modelo de fluxo de potência obtêm-se, graficamente, os trechos dos alimentadores primários com carregamento acima do permitido, por patamar, bem como a porcentagem dos transformadores que estão em situação de carregamento indesejada (KAGAN, 2004).

⁵ INTERPLAN é um sistema computacional para estudos de planejamento de médio e curto prazos, que possibilita a visualização e edição gráfica da rede. A definição de configuração de rede otimizada busca atender objetivos previamente fixados. O sistema caracteriza a curva de carga típica em 4 patamares, simula o fluxo de potência da rede e representa graficamente os trechos dos circuitos que violam a qualidade da tensão e carregamento dos cabos.

Através de um relatório obtêm-se o ganho, por circuito, proporcionado por esta obra no critério END (MWh/ano), que nada mais é do que a diferença entre a END antes e após a entrada em operação da obra em tela.

O benefício em questão é valorado através da *Equação 4.2*.

$$B_{END} = corte \times (tarifa + multas) \quad (4.2)$$

Onde:

- **Corte:** corte da carga (MWh/ano), obtido pelo relatório do INTERPLAN®;
- **Tarifa+multas:** é o custo médio da tarifa de energia, 0,4 R\$/kWh, somado com as multas pagas pelas concessionárias devido às transgressões. Apenas em caráter didático, as multas pagas pela concessionária foram valorizadas por 0,2 R\$/kWh, totalizando 0,6 R\$/kWh para este parâmetro.

Os benefícios sociais referentes ao corte da energia normalmente não são considerados no estudo, mas podem ser imputados através da utilização da análise múltiplos objetivos que será descrita neste trabalho.

4.2.2. Benefício de Redução de Perdas ou Custo Evitado da Operação

As perdas são classificadas como:

- **Perdas técnicas:** referem-se às perdas nos transformadores (corresponde às perdas no ferro e no cobre) e nos alimentadores (perdas Joule a partir das correntes dos trechos e resistência de troncos e ramais).
- **Perdas não técnicas:** diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas. Referem-se às ligações clandestinas, erros na medição, e fraudes nas instalações.

Conforme a Nota Técnica ANEEL 26 de 2006, o Regulador reconhece que as perdas da energia influenciam na quantidade da energia comprada e que compõe a

Parcela “A” da receita da distribuição, definindo que pelo menos parte dessas perdas seja passível de cobertura tarifária.

Ao contrário dos indicadores de níveis de tensão e continuidade, os indicadores das perdas não dão margem à aplicação direta de penalidades, exceto a penalização econômica, decorrente do não reconhecimento tarifário integral das perdas, mas apenas de um montante conhecido como “perdas regulatórias”.

As perdas técnicas são calculadas nos trechos dos circuitos e nos transformadores de distribuição e sua redução é difícil e onerosa, pois impõe uma análise criteriosa do sistema e do comportamento da carga e, em geral, montante significativo de investimentos. Sua redução pode ser concretizada através da substituição de equipamentos antigos, atuação preventiva na manutenção dos equipamentos, instalação de equipamentos com tecnologia avançada, expansão da rede, redistribuição das cargas no sistema, etc.

Por sua vez, as perdas não técnicas são combatidas com a regularização de consumidores clandestinos; instalação de cabo antifurto; substituição dos medidores obsoletos por medidores eletrônicos; rede protegida, com externalização da medição; etc..

As perdas técnicas podem ser valorizadas economicamente pela tarifa média de suprimento, considerando o prejuízo efetivo decorrente do montante de energia comprada e não comercializada.

Através do relatório extraído do INTERPLAN®, obtém-se a diferença entre o cálculo das perdas (MWh/ano) na configuração atual do sistema e a configuração proposta pela área de Planejamento de Redes.

Vale ressaltar que apenas na avaliação de viabilidade econômica dos projetos de combate às perdas se considera as perdas não técnicas. Ou seja, como a maioria

das obras não é para esta finalidade, freqüentemente se desconsidera este item na avaliação.

O benefício das Perdas é valorado através da *Equação 4.3*.

$$B_{Perdas} = perdas \times custo \quad (4.3)$$

Onde:

- **Perdas:** perdas técnicas do sistema (MWh/ano), obtido pelo relatório do INTERPLAN@;
- **Custo:** é custo de suprimento (tarifa média de compra) e operação das instalações, avaliado para a empresa em consideração por um valor unitário de 0,103 R\$/kWh. Este valor é reajustado no processo de revisão tarifária.

4.2.3. Benefício de Adequação de Tensão (ABRADEE e ENERQ (2002))

Na sociedade moderna, em que o nível de sofisticação dos aparatos elétricos é crescente e, em consequência, o aumento da conexão das cargas sensíveis na rede é cada vez mais significativo, dando origem a uma maior exigência da qualidade do fornecimento de energia.

A uma determinada condição operativa de rede que, eventualmente, incorra em perfis inadequados de tensão de fornecimento, mensurar, convenientemente, o benefício econômico correspondente, ocasionado por obras que propiciem níveis de tensão mais adequados, tende a ser objetivo complexo.

Dada uma rede de distribuição atendendo uma determinada distribuição de cargas, o perfil de tensão ao longo de sua extensão, evidentemente, é função da intensidade das cargas e seu fator de potência.

À medida que a carga varia ao longo do dia, sucedem-se vários níveis de carregamento entre as situações de carga mínima e máxima. A tensão de fornecimento também oscila, de acordo com a variação dos níveis de carregamento.

Uma concepção natural que surge desta constatação é a definição de perfis de tensão, representados graficamente na *Ilustração 4.2*, que espelham condições onde o fornecimento pode ser classificado como satisfatório, outras onde este atendimento é classificado como imperfeito (nível 1 no gráfico) e outras ainda onde este perfil é inaceitável para os consumidores (nível 2).

No caso das duas últimas, convencionou-se imputar custos devido ao fornecimento inadequado de tensão. Na *Ilustração 4.2* nota-se que:

- O atendimento em nível satisfatório resulta em custo nulo (zero).
- O atendimento com tensões situadas no nível de imperfeição “1” resulta em custos que dependem do nível de tensão conforme função arbitrariamente adotada, crescendo de zero até um valor limite, o qual, em princípio, poderia ser o valor da END (ENERGIA NÃO DISTRIBUÍDA).
- O atendimento em nível de imperfeição “2” (insatisfatório) resulta no custo limite (por exemplo, o valor da END).

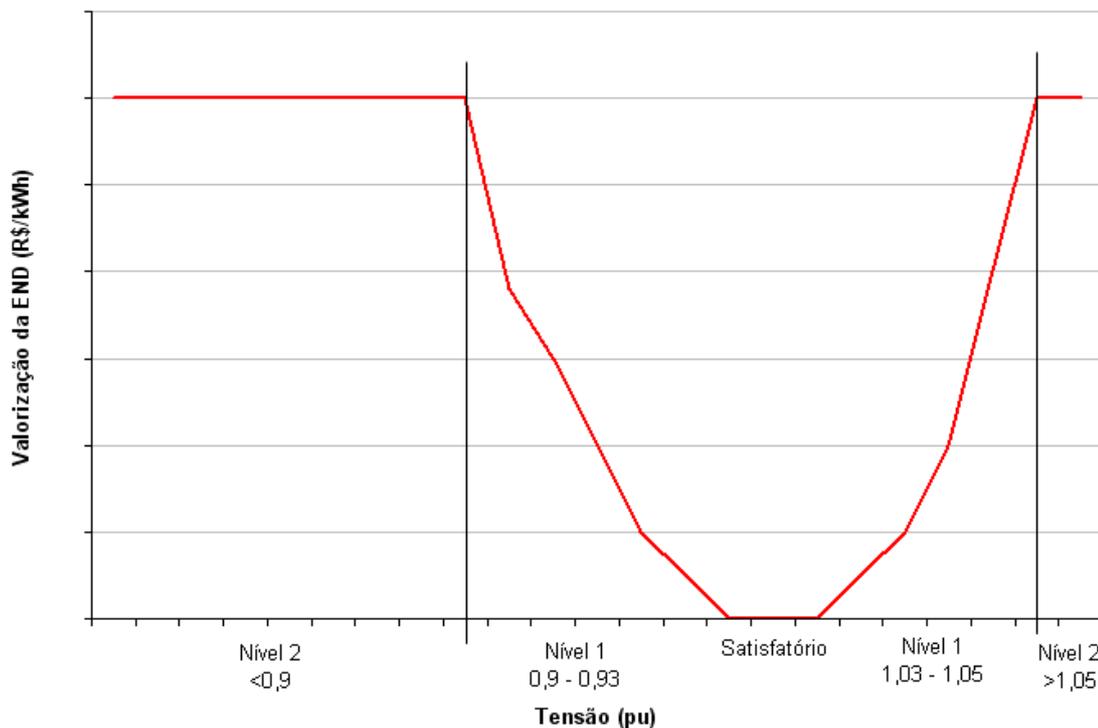


Ilustração 4.2- Valorização da Queda de Tensão.

Convém citar que na *Ilustração 4.2* os intervalos classificados como nível “**1, 2 e Satisfatório**” são compatíveis com a Resolução Normativa 505 da ANEEL (KAGAN, 2004).

O melhor indicador para caracterizar a imperfeição de tensão é a energia consumida pelos consumidores que estão sujeitos a esta irregularidade. Os intervalos de imperfeição considerados na análise são longos, de tal forma a permitir a avaliação através da energia não suprida em períodos onde o correspondente fornecimento de tensão é inadequado.

A avaliação do custo da imperfeição de tensão em uma determinada rede, com certa solicitação de carga, pode ser realizada, basicamente, por meio das seguintes formas:

- Estabelecimento de uma função que correlacione o nível de tensão de fornecimento com valores arbitrários de custo (R\$/kWh para o caso de imperfeições de longa duração);
- Cálculo do custo das obras necessárias para a eliminação das imperfeições.

As duas formas podem ser consideradas, uma vez que a primeira busca quantificar o transtorno causado ao consumidor pela imperfeição, que em última análise é um ônus da Concessionária; enquanto a segunda é o parâmetro que a Concessionária dispõe para utilizar como alternativa para não arcar com o ônus de oferecer um serviço inadequado, que se resume em efetivar obras na rede.

Na primeira forma de abordagem, utiliza-se uma função para penalizar situações onde a tensão de fornecimento situa-se fora da faixa adequada.

A função custo associado à imperfeição de tensão deve ser definida a partir de várias premissas que incluem os seguintes aspectos: (i) o valor limite da função deve expressar uma condição operativa equivalente ao não suprimento da carga, uma vez que o nível de tensão é tão insatisfatório que o atendimento se torna inviável; (ii) a função deve penalizar de forma crescente e em maior proporção os níveis de tensão à medida que estes vão se distanciando mais da faixa satisfatória. Isto porque, é de se esperar que a operação dos equipamentos atendidos pela rede se degrade de forma progressiva e com maior intensidade, à medida que isto ocorre. Este benefício mensura a qualidade do produto através da tensão fora da faixa especificada, e deve considerar indenizações de danos causados por afundamentos de tensão de curta duração.

A Resolução Normativa ANEEL 505 de 2001 define que é imprescindível, para a conceituação de serviço adequado, o estabelecimento dos níveis de tensão de energia elétrica, bem como o estabelecimento dos limites de variação de tensão a serem observadas pelo ONS, concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

A concessionária é penalizada quando transgride os limites estabelecidos e o consumidor é ressarcido caso ocorra perda ou danos nos seus equipamentos devido à má qualidade da energia.

O software utilizado, INTERPLAN®, calcula o fluxo de potência representando a rede no nível do nó, permitindo identificar o nível de tensão anterior e posterior à manobra, por ponto do sistema, bem como a demanda atendida. Em seguida obtém-se a variação de carregamento (MWh/ano) e as quedas de tensão correspondentes.

Este benefício corresponde ao montante de energia que pode ser acrescida ao sistema elétrico em função da melhora de qualidade e é valorado considerando as multas evitadas. A *Equação 4.4* representa sua valoração.

$$B_{Tensão} = queda \times custo \quad (4.4)$$

Onde:

- **Queda:** carga adicional que pode ser atendida em função da redução das quedas de tensão no sistema (MWh/ano), obtido pelo relatório do INTERPLAN®;
- **Custo:** montante referente às multas evitadas, no ano 0, para a empresa em consideração, utilizando um valor típico de 0,01 R\$/kWh. Considera-se que o valor desse parâmetro é reajustado no processo de revisão tarifária, sendo estabelecido por uma função que correlacione o nível de tensão de fornecimento com valores arbitrários de custo que representem as penalizações impostas pelo Regulador. O valor limite da função deve expressar uma condição operativa equivalente ao não suprimento da carga, uma vez que o nível de tensão é tão insatisfatório que o atendimento se torna inviável. A *Ilustração 4.2* apresenta uma função de referência típica, na qual o atendimento satisfatório resulta em custo nulo e o atendimento em nível de imperfeição 2 resulta num custo limite (END) (KAGAN, 2004).

4.3.EXEMPLOS DE APLICAÇÃO

4.3.1.Exemplo Prático 1

A título meramente didático será utilizado um fluxo de caixa similar ao apresentado na *Ilustração 4.1*, considerando como obra de expansão a construção de uma subestação completa.

Os estudos de viabilidade do projeto serão feitos no ano 0 e se assume que a construção deste empreendimento irá durar três anos. Para o primeiro ano está planejado o dispêndio de R\$3.000.000, para o segundo R\$ 15.000.000 e para o terceiro R\$3.000.000.

Como a empresa deverá calcular o retorno que este investimento trará ao Grupo Econômico do qual faz parte, deve-se considerar a taxa de atualização de capital igual ao WACC empresarial. O WACC empresarial é a média das taxas de empréstimos conseguidos pela empresa e de uma remuneração média estimada para os acionistas. Nesta empresa fictícia pode-se considerar um WACC empresarial de 8,6% a.a.

Como o estudo de viabilidade deste projeto foi realizado no ano 0 e a subestação entrará em pleno funcionamento no ano 4, os benefícios técnicos são considerados a partir do ano 4 e por um período de 10 anos.

Conforme já citado neste trabalho, para a obtenção dos benefícios fez-se simulações no INTERPLAN®. A partir da configuração atual do sistema elétrico, conforme *Ilustração 4.3*, o planejador deve inserir a nova subestação e seus novos circuitos, como também devem ser elaborados estudos de manobras, de modo a ajustar a configuração operativa do sistema com a presença do novo ativo.

Na *Ilustração 4.3* os pontos pretos representam as subestações (ETD's) existentes e as ramificações emergentes são os circuitos de média tensão. Note que cada conjunto de circuitos é alimentado por uma ETD e estes representam a área de influência por subestação, definidas por diferentes cores.

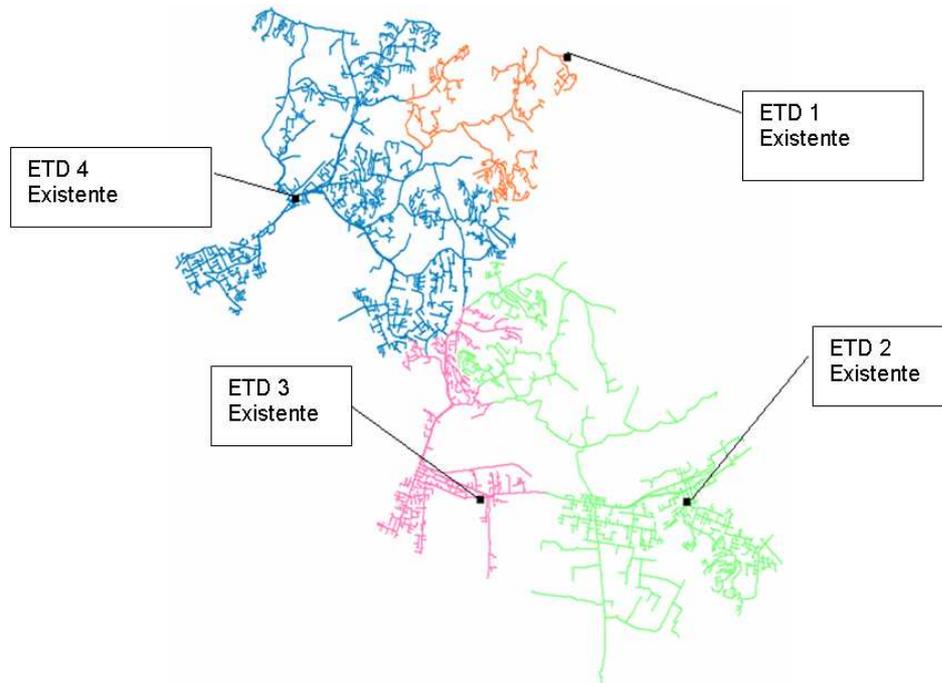


Ilustração 4.3 - Fluxo de Caixa

A Subestação Existente 1 é composta por 4 circuitos de distribuição de 13,8kV e dois transformadores de 12/15MVA. Seus circuitos e transformadores estão compatíveis com seus níveis de carregamento, sendo que o único problema desta subestação está relacionado à extensão de seus circuitos. No final dos circuitos, a qualidade da energia entregue não é adequada de acordo com os parâmetros técnicos exigidos pelo Regulador, ou seja, há problema relacionado com a adequação da tensão; além disso, em caso de falha no suprimento de energia, o tempo de restabelecimento é muito longo.

A ETD Existente 2 é composta por 7 circuitos de média tensão e dois transformadores de 30MVA, cada. Atualmente não há problemas nesta subestação, mas de acordo com a projeção de carga aponta-se que num futuro, não muito distante, o carregamento de seus transformadores ultrapassará sua capacidade firme.

A Subestação 3, composta por 10 circuitos de distribuição e 4 transformadores totalizando uma capacidade instalada⁶ de 81 MVA, apresentará num horizonte de 3 anos aumento do carregamento dos circuitos de distribuição de modo que ultrapassará os limites técnicos estabelecidos pela área de Planejamento de Rede e, também, ultrapassará a capacidade firme desta subestação.

Por fim, a subestação existente 4, constituída por 14 circuitos e 2 transformadores, totalizando uma capacidade instalada de 120 MVA, num horizonte de 5 anos, terá sua capacidade máxima de carregamento dos circuitos, estabelecida pelos fabricantes, ultrapassada e apresentará problemas relacionados com a capacidade firme. Sem dúvida esta é a subestação que apresenta maior problema técnico e justificará a construção de uma nova subestação.

A *Ilustração 4.4* é resultado do estudo com os novos ativos no sistema elétrico. Insere-se a ETD 5 no estudo e, na seqüência, simula-se as manobras para que os circuitos hoje existentes tenham performance coerente com os índices técnicos de qualidade. A nova subestação tem a função de atender a futura carga da região, que seria reprimida caso este empreendimento não seja materializado, adequando as subestações existentes aos padrões técnicos estabelecidos, tais como capacidade firme e carregamento dos circuitos.

De outro lado, a **nova subestação** é composta, basicamente, por 2 disjuntores de entrada, 2 transformadores com potência 25/33 MVA e tensão de transformação de 138-88/13,8 kV e saem desta subestação 7 circuitos primários e um circuito socorro.

Na *Ilustração 4.4* a nova subestação alimentará os circuitos vermelhos e as áreas de influência das subestações existentes serão alteradas de modo que o sistema fique mais confiável, ou seja, diminuam as interrupções da energia elétrica e os

⁶ A capacidade instalada é o somatório da máxima capacidade de transformação da energia. Esta capacidade é obtida através de somatória dos dados de placa dos transformadores (MVA).

carregamentos dos circuitos e transformadores se reduzam a um nível aceitável. Assim, aumentará a capacidade instalada da região e o sistema estará preparado para atender a futura demanda.

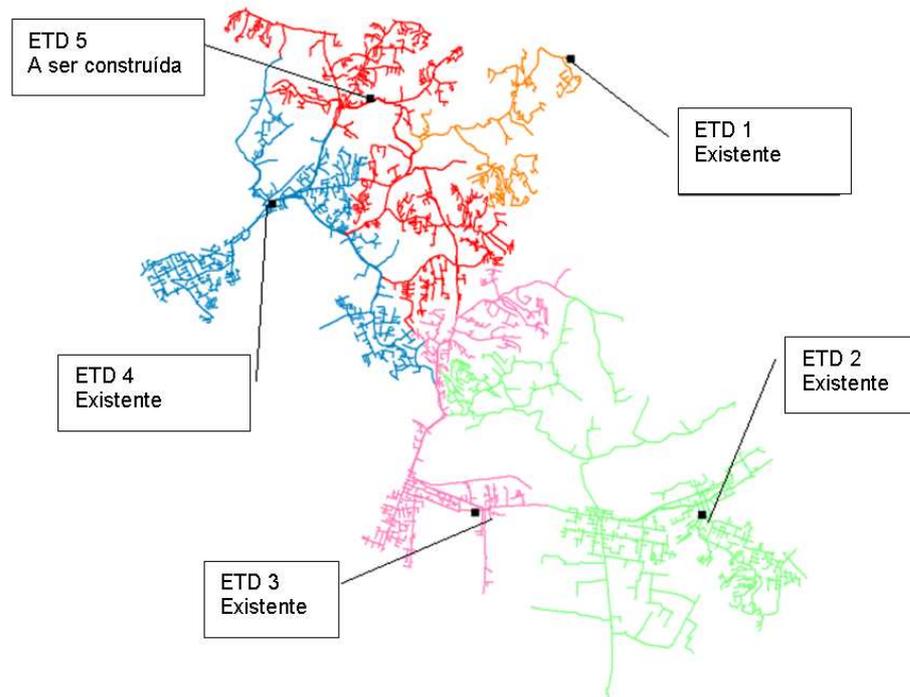


Ilustração 4.4 - Proposta da configuração do sistema

Após a simulação da configuração futura da região, obtém-se o relatório com os benefícios logo após a energização da obra, conforme explicitado a seguir:

- **Benefício de Redução de Energia não Distribuída (END):** para o estudo em questão, este benefício foi quantificado, para o primeiro ano em operação, em 519,56 MWh. Assim, o custo evitado deste benefício, no primeiro ano, será conforme *Equação 4.5*.

$$B_{END} = 519,56 \times 0,6 = R\$312mil \quad (4.5)$$

- **Benefício de Redução de Perdas:** o software calculou, para o primeiro ano de operação do empreendimento, o benefício de 9.490,4 MWh. Este benefício representa um custo evitado de acordo com a *Equação 4.6*, no montante de:

$$B_{Perdas} = 9.490,4 \times 0,103 = R\$978mil \quad (4.6)$$

- **Benefício de Adequação de Tensão:** o benefício proporcionado por esta obra devido à redução nas quedas de tensão na área atendida é de 638,25 MWh para o primeiro ano. Então, de acordo com a *Equação 4.7*, pode ser calculado e totaliza:

$$B_{Tensão} = 638,25 \times 0,01 = R\$6mil \quad (4.7)$$

Após esta primeira análise de viabilidade, elabora-se o mesmo estudo com a finalidade de obter os benefícios futuros deste projeto. Para fins didáticos, a futura carga da região foi estimada considerando uma taxa de crescimento constante de 3,5% ao ano.

Para o terceiro ano após a energização da obra, foram obtidos os seguintes benefícios:

- **Benefício de Redução de Energia não Distribuída (END):** Aferiu-se um montante de 572,32 MWh. Assim, o custo evitado deste benefício, no terceiro ano, será conforme *Equação 4.8*.

$$B_{END} = 572,32 \times 0,6 = R\$343mil \quad (4.8)$$

- **Benefício de Redução de Perdas:** Aferiu-se um montante de 10.602,9 MWh. Este benefício representa um custo evitado de acordo com a *Equação 4.9*.

$$B_{Perdas} = 10.602,9 \times 0,103 = R\$1.092mil \quad (4.9)$$

- **Benefício de Adequação de Tensão:** Aferiu-se um montante de 732,19 MWh para o primeiro ano. Então, será valorado de acordo com a *Equação 4.10*.

$$B_{Tensão} = 732,19 \times 0,01 = R\$7mil \quad (4.10)$$

Os benefícios vão se reduzindo com o passar dos anos, demonstrando que há necessidade da execução da obra, como previsto, porém este empreendimento não solucionará eternamente os problemas.

Os custos dos benefícios serão alterados após a revisão tarifária, pois o preço da energia será reajustado de modo que compartilhe com os consumidores os ganhos obtidos com os investimentos feitos em toda a área de concessão.

Para este exemplo prático, podemos supor que após o processo de revisão tarifária periódica, a partir do sétimo ano, a valoração dos benefícios será reajustada e a média da tarifa de energia reduza para R\$350. Então, para efeito didático, projetou-se a carga para o oitavo ano, mensurou-se em seguida os benefícios e, por fim, estimou-se os reajustes na valoração destes. Uma descrição sucinta dos benefícios técnicos avaliados é apresentada a seguir.

- **Benefício de Redução de Energia não Distribuída (END):** A partir das simulações no INTERPLAN® foi obtido o montante de 450,89 MWh, valorado a 0,55R\$/kWh (como hipótese de caráter meramente didático, considerou-se, no processo de revisão tarifária, a redução da tarifa de energia elétrica e o acréscimo nas multas por transgressões). Por conseguinte, o custo evitado deste benefício será quantificado conforme *Equação 4.11*.

$$B_{END} = 701,7 \times 0,55 = R\$386mil \quad (4.11)$$

- **Benefício de Redução de Perdas:** Aferiu-se um montante de 13.122 MWh e para valorização econômica admite-se que o valor da energia reduza para 0,1 R\$/kWh,. Então, este benefício será quantificado de acordo com a *Equação 4.12*.

$$B_{Perdas} = 13.122 \times 0,1 = R\$1.312mil \quad (4.12)$$

- **Benefício de Adequação de Tensão:** A partir das simulações obteve-se um montante de 865,9 MWh, assumindo-se, por premissa, que o custo evitado pelas multas de transgressões por queda de tensão tenha se reduzido a 0,009 R\$/kWh. Então para o ano 8 este benefício será valorado de acordo com a *Equação 4.13*.

$$B_{Tensão} = 865,9 \times 0,009 = R\$8mil \quad (4.13)$$

No período entre revisões, são remunerados pela tarifa apenas os projetos incorporados ao ativo imobilizado (unitizado) até cerca de 3 meses antes da data da última revisão tarifária ocorrida e, por isso, para os novos projetos são contabilizados apenas os benefícios técnicos. Na tarifa, o novo empreendimento será remunerado apenas após a próxima revisão tarifária periódica.

Para o caso em questão, a revisão ocorrerá após 4 anos da energização do empreendimento. Por isso, deve-se considerar, a partir do ano 7, os benefícios regulatórios referentes a remuneração do ativo imobilizado em serviço conforme o a WACC estabelecida pela ANEEL (para o caso em questão 9,2%), aplicando o índice de aproveitamento (descrito neste trabalho) e depreciação regulatória (para este caso seu valor será 3,6%). Como a revisão ocorrerá no final do sexto ano, considera-se que não serão reconhecidos na tarifa 3 anos destes benefícios.

Apenas para ilustrar, assume-se como premissa que a ANEEL glosará 10% do valor investido, devido a diferença entre o valor realmente desembolsado e o valor do Banco de Preços Referenciados da ANEEL.

A remuneração do capital será resultado do valor reconhecido multiplicado pelo WACC regulatório, considerando o índice de aproveitamento da subestação (IAS) 100%. O período deste benefício é o suficiente para que o valor reconhecido seja integralmente remunerado.

Por sua vez, o valor a ser considerado na depreciação é de 3,6% sobre o valor reconhecido, de acordo como Manual de Contabilidade da ANEEL (2007).

A depreciação considera um período que corresponde à vida útil regulatória das instalações/equipamentos, contabilizados a partir da data da energização do empreendimento. Para efeito de fluxo de caixa e cômputo de benefícios, a depreciação deve incidir por um período que compreende o interregno entre a data da 1ª Revisão Tarifária Periódica, após a energização, e o horizonte de análise. Os valores indicados não serão reajustados pelo IGPM, posto se ter optado por trabalhar com moeda constante. Com todas estas considerações foi elaborado o fluxo de caixa da *Tabela 4.1* e da *Tabela 4.2*.

Os benefícios técnicos e a remuneração de capital foram considerados até o ano 13, ou seja 10 anos após a conclusão da obra. Por outro lado, a remuneração de capital e depreciação deverão ser consideradas do sétimo ao décimo terceiro ano, não tendo sido reconhecidos 3 anos do investimento devido ao processo de revisão tarifária (o reconhecimento tarifário se inicia após a primeira Revisão Tarifária ocorrida após a entrada em operação e unitização contábil da obra).

Tabela 4.1: Cronograma de Desembolso do Investimento – Nova subestação

Fluxo de Caixa R\$ Mil	Ano							Valor Residual	
	0	1	2	3	4	5	6	7	
Investimento + JOA	-	(3.000)	(15.000)	(3.000)	-	-	-	-	-

Tabela 4.2: Fluxo de Caixa dos Benefícios – Nova subestação

Fluxo de Caixa R\$ Mil	Ano							Valor Residual	
	0	1	2	3	4	5	6	7	
Benefícios Totais	-	-	-	-	1.296	1.443	1.573	3.701	16.659
END	-	-	-	-	312	343	374	390	1.424
Perdas	-	-	-	-	978	1.092	1.191	1.250	5.081
Adequação de Tensão	-	-	-	-	6	7	8	7	31
Depreciação	-	-	-	-	-	-	-	577	2.847
Remuneração de Capital	-	-	-	-	-	-	-	1.476	7.276

Na *tabela 4.2*, o valor residual dos benefícios refere-se aos benefícios dos anos 9 ao 13 foram trazidos para o ano 8, com taxa de desconto de 8,6% (WACC empresarial), totalizando R\$16.659 mil.

Assume-se que a subestação terá uma vida útil de 27 anos, sendo relevante ressaltar que este ativo permanecerá operacional por um período que extrapola o período de análise. Para a montagem do fluxo de caixa, os custos e benefícios devem ser considerados apenas no período de análise.

No entanto, como as instalações e equipamentos permanecem operacionais mesmo após o período de análise, deve ser considerado um valor residual dos investimentos no ano horizonte. Alternativamente, pode-se recorrer ao método dos Custos Anuais Equivalentes e trabalhar com investimentos anualizados, truncando a série de valores de anuidades no ano horizonte.

O valor anual do investimento pode ser obtido através do Fator de Recuperação de Capital (FRC), conforme a *Fórmula 4.14* e calculadas as parcelas anuais de acordo com a *Fórmula 4.15*.

$$FRC = \frac{i \times (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (4.14)$$

$$ParcelaAnual = Investimento \times FRC \quad (4.15)$$

Onde:

- **i**: taxa de desconto (WACC empresarial);
- **n**: período de depreciação do ativo.

Para distribuir o investimento ao longo dos 27 anos foram feitos os seguintes cálculos:

$$FRC = \frac{0,086 \times (1 + 0,086)^{27}}{(1 + 0,086)^{27} - 1} = 9,64\% \quad (4.16)$$

$$Investimento = 3.000 \times (1,086)^3 + 15.000 \times (1,086)^2 + 3.000 \times (1,086) = R\$24.791mil \quad (4.17)$$

$$ParcelaAnual = 24.791 \times 0,0964 = R\$2.390mil \quad (4.18)$$

Desta forma, obtêm-se o seguinte fluxo de caixa da *Tabela 4.3*.

Tabela 4.3: Cronograma Financeiro – Nova subestação

Fluxo de Caixa R\$ Mil	Ano							Valor Residual	
	0	1	2	3	4	5	6		7
Investimento + JOA	-	-	-	-	(2.390)	(2.390)	(2.390)	(2.390)	(11.782)
Benefícios Totais	-	-	-	-	1.296	1.443	1.573	3.701	16.659
END	-	-	-	-	312	343	374	390	1.424
Perdas	-	-	-	-	978	1.092	1.191	1.250	5.081
Adequação de Tensão	-	-	-	-	6	7	8	7	31
Depreciação	-	-	-	-	-	-	-	577	2.847
Remuneração de Capital	-	-	-	-	-	-	-	1.476	7.276
Total	-	-	-	-	(1.094)	(947)	(817)	1.311	4.877

Para identificar a viabilidade da obra são subtraídas as receitas das despesas e este resultado, anualmente, é corrigido no tempo, trazendo para valor presente as movimentações financeiras ao longo do período de análise (UNIVERSIDADE DE

ITAJUBÁ, 2003). A *Equação 4.19* corrige as movimentações financeiras no tempo, trazendo todos os desembolsos e investimentos a valor presente no ano zero.

$$VPL = \frac{(-1.094)}{(1,086)^4} + \frac{(-947)}{(1,086)^5} + \frac{(-817)}{(1,086)^6} + \frac{(1.311)}{(1,086)^7} + \frac{(4.877)}{(1,086)^8} \quad (4.19)$$

O VPL deste projeto, no ano 0, é R\$ 1.345 mil, este projeto não traz um excelente retorno, pois há outras possibilidades de investimentos que são mais atrativas economicamente. Analisando a *Tabela 4.3*, nota-se que os benefícios passaram a ser superiores ao valor investido a partir do momento que foram considerados os benefícios regulatórios.

Outro parâmetro para analisar a viabilidade de um investimento é através da avaliação da taxa interna de retorno (TIR) e para o investimento em questão será 10,%, valor superior ao patamar de remuneração mínima exigido (8,6%).

Para melhorar a atratividade do projeto e demonstrar através de exemplos a sensibilidade da análise do fluxo de caixa, foi elaborado o Exemplo Prático 2.

4.3.2.Exemplo Prático 2

Avaliando o fluxo de caixa dos benefícios do Exemplo Prático 1, nota-se que a empresa passou a usufruir dos benefícios técnicos proporcionado pelo investimento a partir do ano 4, posto que a subestação foi energizada no final do ano 3. Por sua vez, as receitas regulatórias passaram a beneficiar a empresa a partir do ano 7, em função da revisão tarifária ocorrida no final do ano 6.

A obra foi energizada com base nos estudos da área de Planejamento Técnico, nos quais se constatou que era necessário ter esta obra energizada a partir do ano 4.

Partindo do princípio que as empresas visam a maximização do retorno sobre seus investimentos, respeitados os condicionantes de qualidade de serviço, é possível antecipar ou postergar a energização de uma obra de modo que os benefícios técnicos estejam alinhados com as receitas regulatórias.

Neste caso, a decisão que prevaleceu foi não postergar a energização da obra em questão, pois isso afrontaria as recomendações dos estudos técnicos realizados. De fato, a execução da obra é fundamental para a qualidade de serviço e sua postergação aumentaria a demanda reprimida da região, provocando uma deterioração da qualidade de serviço do sistema elétrico já existente, além do prejuízo com a energia não distribuída, perdas técnicas e queda de tensão.

Por conseguinte, optou-se por analisar a sensibilidade do fluxo de caixa considerando a antecipação da execução desta obra e, como na empresa em questão a revisão tarifária ocorre a cada 4 anos, a subestação deve ser energizada no ano 2, de modo que na elaboração do fluxo de caixa o início dos benefícios regulatórios coincidam com o início dos benefícios técnicos, logo após a energização da obra.

Na *Tabela 4.4* estão representados os investimentos feitos do ano 0 ao ano 2 e os benefícios a partir do ano 3, para este caso foram considerados os mesmos critérios do Exemplo Prático 1.

Note que, devido ao processo de revisão tarifária, os benefícios regulatórios e técnicos iniciaram no mesmo ano 3, por isso, na análise do fluxo de caixa, os benefícios regulatórios serão considerados por 10 anos.

Os investimentos foram corrigidos no tempo, conforme pode ser observado na *Tabela 4.4*. Na *Tabela 4.5* equiparou-se o período de análise dos benefícios com o valor investido através da metodologia do FRC.

Tabela 4.4- Cronograma Financeiro antecipando o investimento.

Fluxo de Caixa R\$ Mil	Ano							Valor Residual		
	-1	0	1	2	3	4	5		6	7
Investimento + JOA		(2.747)	(13.736)	(2.747)						
Benefícios Totais		-	-	-	3.310	3.338	3.485	3.615	3.689	16.707
END					313	312	343	374	390	1.729
Perdas					950	978	1.092	1.191	1.250	6.224
Adequação de Tensão					6	6	7	8	7	39
Depreciação					574	574	574	574	574	2.451
Remuneração de Capital					1.468	1.468	1.468	1.468	1.468	6.264
Total	-	(2.747)	(13.736)	(2.747)	3.310	3.338	3.485	3.615	3.689	16.707

Tabela 4.5- Cronograma Financeiro antecipando o investimento - FRC.

Fluxo de Caixa R\$ Mil	Ano							Valor Residual		
	-1	0	1	2	3	4	5		6	7
Investimento + JOA		-	-	-	(2.188)	(2.188)	(2.188)	(2.188)	(2.188)	(9.341)
Benefícios Totais		-	-	-	3.310	3.338	3.485	3.615	3.689	16.707
END					313	312	343	374	390	1.729
Perdas					950	978	1.092	1.191	1.250	6.224
Adequação de Tensão					6	6	7	8	7	39
Depreciação					574	574	574	574	574	2.451
Remuneração de Capital					1.468	1.468	1.468	1.468	1.468	6.264
Total	-	-	-	-	1.122	1.149	1.296	1.427	1.501	7.367

Nesta simulação, o valor presente líquido do projeto, para o ano -1, seria R\$7,440 mil. Como VPL resultou positivo e maior do que o VPL calculado no exemplo prático 1, conclui-se que há viabilidade da construção deste empreendimento, visto apresentar um maior retorno sobre o capital investido. Pode-se inferir ainda que é imprescindível que a energização das obras seja efetivada próximo da revisão tarifária.

O investimento em questão terá uma TIR de 17,17%, que é um valor superior à taxa de atratividade adotada (WACC).

Neste capítulo, fica bastante ressaltada a importância da definição e formulação correta do problema a ser estudado. Destaca-se que o fluxo de caixa das distribuidoras de energia elétrica é muito influenciado pelo Órgão Regulador através do processo da Revisão Tarifária.

4.4.INTERFERÊNCIAS DO ÓRGÃO REGULADOR NO INVESTIMENTO

4.4.1. Preâmbulo

Para cada horizonte de plano de investimentos, há que se avaliar onde investir e o impacto tarifário correspondente, permitindo propor os projetos de investimento necessários na rede de distribuição, em conformidade com os índices técnicos de qualidade, sob o crivo da viabilidade econômica e financeira.

As Distribuidoras de Energia Elétrica sofrem interferência do Regulador na definição de suas receitas. O parâmetro regulatório mais relevante e que, portanto, depende da definição por parte da ANEEL é a tarifa a ser aplicada. Na fixação desse parâmetro, o fator mais importante, no que respeita à Parcela “B”, se refere ao reconhecimento tarifário do que foi imobilizado no Ativo e aos custos operacionais da empresa no processo de revisão tarifária. Cabe ressaltar que dificilmente o investimento realizado é reconhecido em sua totalidade.

Outra influência do Órgão Regulador ocorre na legislação e regulamentação, que são constantemente aperfeiçoadas, no contexto de um processo de evolução contínua na busca de maior eficiência técnica e econômica. O processo de evolução do aparato legal do setor visa, em última análise, proporcionar maior eficiência técnica e econômica ao segmento de distribuição.

Desta forma, as empresas distribuidoras têm que se adequar a cada alteração e, por conseqüência, as mudanças no regramento setorial acabam interferindo diretamente no Plano de Investimento, colocando em causa as decisões adotadas. Ou seja, nos projetos de investimento considerados sempre há um grau de incerteza com relação aos benefícios avaliados. E muitas vezes, devido a estas incertezas, um projeto torna-se inviável.

As alterações das exigências do Órgão Regulador podem ser exemplificadas através da evolução do IAS (Índice de Aproveitamento das Subestações).

4.4.2. Índice de Aproveitamento das Subestações - IAS

O IAS é um instrumento de eficiência tarifária na valoração da Base de Remuneração Regulatória, visando contemplar o conceito de “prudência” nos investimentos. Esse parâmetro impacta no Plano de Investimento da empresa, pois ajusta a remuneração dos ativos a serviço da concessão, na ótica do regulador.

Para a elaboração do Plano de Obras, são analisados cenários e projeções de carga e, sendo assim, são propostas alternativas que atendam o conjunto dos critérios técnicos, econômicos, resoluções normativas e legislações. Neste contexto, para propor obras de remodelação ou construção de uma subestação, por exemplo, é imprescindível considerar o IAS, pois com base neste índice a ANEEL irá remunerar o investimento.

De acordo com a Resolução Normativa ANEEL 338/2008, o índice de aproveitamento utilizado em terrenos, edificações e subestação é aplicado sobre o Valor Novo de Reposição, definindo-se o Índice de Aproveitamento Integral, e, também, sobre o Valor de Mercado em Uso, definindo-se o Índice de Aproveitamento Depreciado.

“Entende-se como Valor Novo de Reposição, o valor de um bem novo, idêntico ou similar ao avaliado, obtido a partir dos preços médios praticados pela concessionária.

O Valor de Mercado em Uso é definido como sendo o Valor Novo de Reposição deduzido da parcela de depreciação, que deve respeitar sempre os percentuais de depreciação acumulada registrados na contabilidade para o bem considerado, a partir da data de sua entrada em operação.

Por fim, o Valor do Ativo Imobilizado em Serviço – AIS que compõe a base de remuneração, é definido pela aplicação do Índice de Aproveitamento Depreciado sobre o Valor de Mercado em Uso” (Resolução Normativa ANEEL 338/2008).

Para a aplicação do índice de aproveitamento, faz-se necessária uma análise qualificada da utilização do ativo, diferenciando conveniência de instalação, no que se refere à utilização do ativo na atividade concedida da distribuição de energia elétrica, de real necessidade de instalação. Com base no IAS, pode-se exemplificar como a evolução das resoluções interferem na análise econômica de um projeto, através da comparação entre a Resolução Normativa ANEEL 493/2002 (já em desuso) e a Nota Técnica ANEEL 183/2006 (atual).

A Resolução Normativa ANEEL 493/2002 descreve que o índice de aproveitamento (IAS) estabelecido para o conjunto de ativos que compõem uma subestação resultará da aplicação de um índice que considera o fator de utilização da subestação ao final de um horizonte de 10 (dez) anos, ponderando uma estimativa para o crescimento percentual da carga atendida pela mesma. Esse índice está limitado a 100% e é calculado de acordo com a *Equação 4.20*.

$$IAS(\%) = \frac{DM \times (1 + TCA)^{10} \times 100}{PTI} \quad (4.20)$$

Onde:

- **DM:** demanda máxima atendida pela subestação em MVA;
- **TCA:** estimativa percentual de crescimento anual de carga máxima atendida pela subestação;
- **PTI:** potência total instalada em MVA.

Como exemplo de aplicação, considere-se uma subestação com capacidade instalada de 120 MVA e que atenda a uma carga máxima de 40 MVA, com expectativa de crescimento de carga de 4,87% ao ano.

A efetivação dos cálculos permite determinar que o correspondente índice de aproveitamento será de 53,63%, conforme a *Equação 4.21*.

$$IAS(\%) = \frac{40 \times (1 + 0,0487)^{10} \times 100}{120} = 53,63\% \quad (4.21)$$

Na Nota Técnica 183 de 2006, o Regulador aperfeiçoou esta metodologia, passando a considerar a demanda máxima multiplicada pela expectativa de crescimento percentual da carga atendida pela subestação para o período projetado de 10 anos (ECC). Nesse caso, a demanda projetada é comparada com a potência total de (n-1) transformadores instalados, sendo que o transformador excluído para esta análise, mesmo que energizado, será considerado como reserva.

Entende-se que se a subestação possui três transformadores trifásicos instalados, cuja potência unitária seja de 40 MVA, e sua demanda máxima vezes o ECC seja menor ou igual a 80 MVA= 40 MVA*(3-1), o terceiro transformador será considerado como reserva. Esse equipamento não será considerado no cálculo do índice de aproveitamento da subestação onde se encontra.

Nota-se que houve alteração na metodologia de cálculo deste índice, fato que influencia nas proposições de obras. Para melhor compreensão desta alteração foi elaborado um estudo de caso.

4.4.3. Estudo de Caso

Pode-se fixar, sem perda de generalidade, que foi planejada a construção de uma subestação com dois transformadores de 25/33 MVA.

Ou seja, esta subestação terá uma capacidade firme (CF) de 42,9 MVA, representado seu cálculo na *Equação 4.22*, e uma potência instalada (PTI) de 66 MVA, conforme *Equação 4.23*.

$$CF = 33 \times (1 + 0,3) = 42,9 \text{ MVA} \quad (4.22)$$

$$PTI = 33 + 33 = 66 \text{ MVA} \quad (4.23)$$

Na avaliação econômica foram considerados os mesmos parâmetros do exemplo 2:

Tabela 4.6- Exemplo Prático 2.

Fluxo de Caixa R\$ Mil	Ano							Valor Residual		
	-1	0	1	2	3	4	5		6	7
Investimento + JOA		-	-	-	(2.188)	(2.188)	(2.188)	(2.188)	(2.188)	(9.341)
Benefícios Totais		-	-	-	3.310	3.338	3.485	3.615	3.689	16.707
END					313	312	343	374	390	1.729
Perdas					950	978	1.092	1.191	1.250	6.224
Adequação de Tensão					6	6	7	8	7	39
Depreciação					574	574	574	574	574	2.451
Remuneração de Capital					1.468	1.468	1.468	1.468	1.468	6.264
Total		-	-	-	1.122	1.149	1.296	1.427	1.501	7.367

Considerando a Resolução Normativa 493 de 2002, se num horizonte de 10 anos a demanda máxima desta subestação fosse 30 MVA, seu IAS seria 45,45% (vide cálculo na *Equação 4.24*). Por outro lado, se a demanda fosse 50 MVA o IAS seria 75,76% (*Equação 4.25*).

$$IAS(\%) = \frac{30}{66} = 45,45\% \quad (4.24)$$

$$IAS(\%) = \frac{50}{66} = 75,76\% \quad (4.25)$$

Avaliando o cálculo do IAS com base na Nota Técnica 183 de 2006, para uma demanda máxima de 30 MVA o IAS resultaria em 90,9%, já para a demanda de 50 MVA este índice seria mantido.

$$IAS(\%) = \frac{30}{33} = 90,9\% \quad (4.26)$$

Para cada variação do IAS citada, calcula-se o valor presente líquido sobre o capital investido, conforme a *Tabela 4.7*:

Tabela 4.7- Variações do IAS e suas interferências

IAS	VPL (R\$ mil)	TIR %
45,45%	2.285	11,53
75,76%	5.792	15,49
90,90%	7.544	17,28
100,00%	8.597	18,3

De acordo com esta análise, conclui-se que as alterações das exigências do Órgão Regulador interferem tanto nas premissas adotadas para analisar e propor um projeto, quanto no retorno do investimento.

A análise dos investimentos imputando incertezas é a forma mais adequada de avaliar o valor a ser investido, pois a partir daí se pode verificar o impacto referente à incerteza com relação ao reconhecimento da ANEEL, aferindo o intervalo possível de variação da receita obtida através deste projeto.

5. ANÁLISE DE INVESTIMENTOS CONSIDERANDO INCERTEZAS

5.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS

O mundo atual se caracteriza por uma conjuntura dinâmica, com rápidas variações, impondo agilidade às empresas na avaliação criteriosa das alternativas de expansão da rede. Com frequência, há que se aferir variantes para adequação dos projetos de inversão às mudanças impostas pelas nuances conjunturais. Nesse tipo de análise é necessário considerar o projeto original como uma alternativa de referência, avaliando-se concomitantemente outras possibilidades dentre muitas que sejam tecnicamente viáveis.

Dentro de uma análise de investimento, por exemplo, deve-se contemplar as possibilidades de investir imediatamente, caso as condições sejam favoráveis, ou de adiar a data de início da aplicação de capital para um momento futuro mais propício. Essa possibilidade de espera deve ser precificada.

Outras opções relativas a um projeto de investimento estão descritas a seguir:

- Expandir suas atividades no futuro (“growth option”);
 - Abandonar o investimento a qualquer momento (“exit option”) em função da possível entrada de novos competidores ou de alterações relativas à expectativas;
 - Investir para aprender e entrar em determinado setor (“learn option”);
 - Adiar determinado desembolso de capital (“defer option” ou “option to wait”);
 - Trocar ou flexibilizar o processo de produção (“option to switch”);
 - Combinar diversas flexibilidades diferenciadas (“multiple interacting options”)
- (LIMA, 2003).

O capítulo anterior demonstrou a importância da elaboração da análise de investimento e exemplificou a particularidade das empresas de distribuição de energia na elaboração do fluxo de caixa.

O valor presente líquido (VPL), ou o fluxo de caixa descontado, trata apenas de fluxos de caixa previstos, descontados a uma taxa constante, pois se considera que o risco continuará o mesmo ao longo da vida do projeto. Experientes tomadores de decisão são bastante céticos a respeito do uso do valor presente líquido tradicional (COPELAND; ANTIKAROV, 2000).

Em uma análise típica do VPL não há consideração de valor residual ou depreciação⁷, sendo que o valor investido não é considerado em etapas, assim como não é considerada a possibilidade do projeto ser abandonado, adiado, expandido ou vendido (COPELAND; ANTIKAROV, 2000).

Frente às circunstâncias que caracterizam a realidade das empresas, é pouco provável que a execução de um projeto ocorra exatamente como o planejado, pois os projetos estão suscetíveis a variações tais como: introdução de novas tecnologias, variações cambiais, variação na taxa de crescimento do mercado da região, evoluções das legislações e normas. Nesse contexto, muitas vezes um projeto “deixa de ser” viável e é muito difícil parar temporariamente uma obra ou mesmo abandonar de vez sua execução.

As empresas têm que avaliar criteriosamente seus projetos e se possível adequá-los às mudanças impostas pelo meio. Nesta análise, é necessário considerar cada projeto como uma alternativa proposta, ou seja, como uma possibilidade de muitas a serem contempladas no Plano de Investimentos. Por isso, convém promover a avaliação de Projetos num ambiente de incerteza, fato que requer que os

⁷ No caso das análises de VPL do capítulo anterior, tanto o valor residual quanto a depreciação foram explicitamente considerados.

administradores se tornem muito mais cuidadosos na forma como avaliam e quantificam o risco. É importante que os administradores compreendam melhor as opções que suas companhias possuem ou quais são capazes de criar.

5.2.MÉTODO DAS OPÇÕES REAIS

A metodologia de investimentos tradicional é a do Fluxo de Caixa Descontado, que pode induzir decisões de investimento equivocadas, na medida em que não há como imputar flexibilidade e incluir a consideração de incertezas nas avaliações convencionais (SANTOS, et al, 2005).

A técnica mais adequada, que aborda as incertezas e a flexibilidade do projeto, é a Teoria das Opções Reais - TOR. Esta metodologia nada mais representa do que a implementação de incertezas e da flexibilidade de decisões na análise do VPL e foi desenvolvida para fins de avaliação de projetos de investimento que tenham ativos negociados no mercado financeiro (PASIN et al, 2003).

Uma opção real é o direito, mas não a obrigação, de empreender uma ação a um custo predeterminado, que se denomina preço do exercício, válido por um período pré-estabelecido. O valor das opções reais depende de cinco variáveis básicas:

- **Valor do ativo subjacente sujeito a risco:** se o valor do ativo subjacente aumenta, o mesmo acontece com o valor de compra de uma opção.
- **Preço do exercício:** é o montante monetário investido para exercer a opção, se o interessado estiver “comprando” o ativo; ou o montante recebido, se estiver vendendo. À medida que o preço de exercício de uma opção aumenta, o valor da opção de compra diminui e o valor de opção da venda aumenta.
- **Prazo de vencimento da opção:** com o aumento do prazo de expiração, o valor da opção também aumenta.

- **Desvio padrão do valor do ativo subjacente sujeito a risco:** o valor de uma opção aumenta com o risco do ativo subjacente, porque os retornos de uma opção dependem do valor do ativo subjacente que está acima do preço de exercício, e a probabilidade disto aumenta com a volatilidade do ativo subjacente.
- **Taxa de juros livre de risco ao longo da vida da opção:** à medida que a taxa de juros livre de risco aumenta, o valor da opção também se eleva (COPELAND; ANTIKAROV, 2000).

A importância de ter flexibilidade nas tomadas de decisão relativas a investimento mostra-se evidente com as mudanças e a intensidade destas ocorrências no ambiente corporativo e seu entorno. Um projeto que está sendo elaborado, neste momento, corre o risco de não ser exequível por conta de uma lei que entrará em vigor amanhã, por exemplo. As análises de projetos de investimento tiveram que forçosamente se reciclar para levar em consideração as complexidades transacionais da Era da Informação: o aleatório, o acaso e as transformações. Este foi o contexto que promoveu o surgimento da Análise das Opções Reais (Real Option Analysis - ROA) integrada à análise de investimentos convencional (VANDERLEI et al, 2008).

Com relação à *Ilustração 5.1*, pode-se afirmar que o valor das opções reais em relação ao VPL é grande quando o VPL está próximo de zero, a área cinza. Se o VPL for alto, então a maioria das opções que oferecem flexibilidade terá pouca probabilidade de ser exercida e terá baixo valor relativo. Já, se o VPL for muito negativo, nenhuma flexibilidade será capaz de salvar o projeto. É na tomada das decisões difíceis, aquelas em que o VPL está próximo de zero, que o valor adicional da flexibilidade faz grande diferença (COPELAND; ANTIKAROV, 2000).

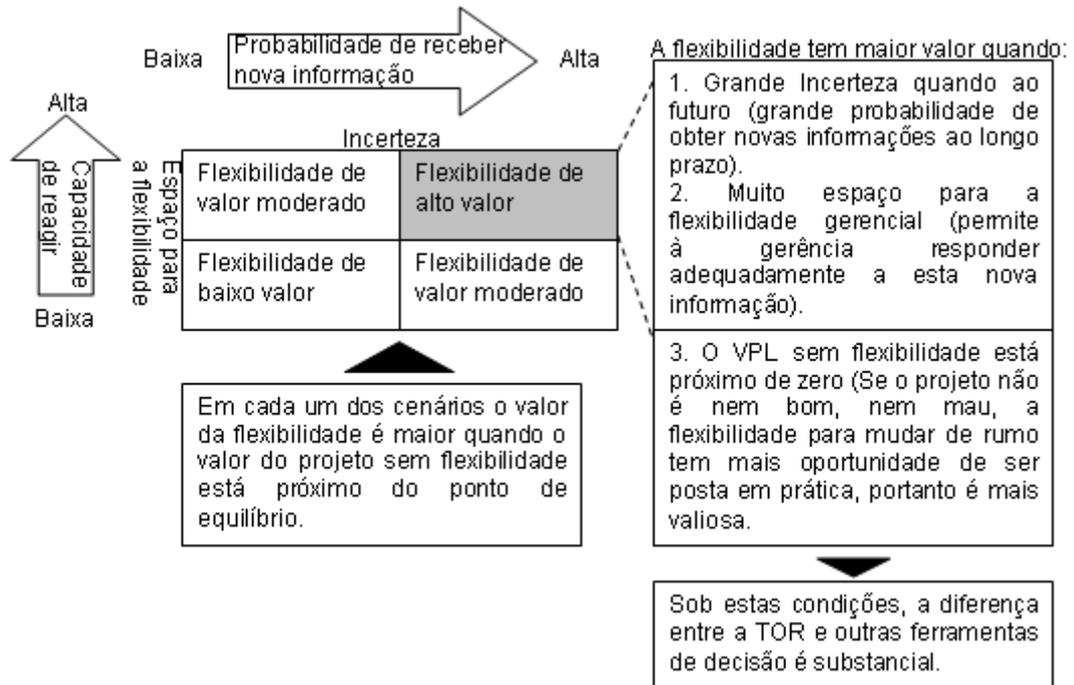


Ilustração 5.1- Relação entre flexibilidade e incerteza Fonte: VANDERLEI, et al, 2008.

As Opções Reais vêem o projeto como uma possibilidade futura e então o avalia com as técnicas usadas pelas opções financeiras. Esta teoria possibilita a gerência adaptar ou postergar seus projetos em respostas a futuras variações do mercado, reduzindo as perdas ou mesmo evitando a escolha de um projeto inviável (SANTOS, et al, 2005).

A diferença básica entre a metodologia do Fluxo de Caixa Descontado e a Teoria das Opções Reais - TOR por meio de análise do Valor Presente Líquido (VPL) pode ser resumida em:

- para um projeto ser considerado viável na primeira metodologia citada, o VPL tem que ser positivo;
- já para a segunda metodologia, o projeto deverá ser aceito apenas se for lucrativo.

Enquanto o método do VPL rejeita os projetos com VPL negativo ($VPL < 0$), com a Teoria de Opções Reais é possível recomendar o investimento em projetos

considerados estratégicos, como projetos que possuem opções de expansão significativas (PASIN et al, 2003).

A melhor forma de se abordar uma avaliação de um projeto de investimento é ver a oportunidade como uma sucessão de opções de crescimento. Ao se fazer uma avaliação, o cálculo do retorno a ser obtido no investimento (VPL estático e TIR) pode ser complementado com o cálculo do valor da opção real que será criada pelo investimento sucessivo na empresa e/ou da opção de adiamento ou retração (PASIN et al, 2003). Para explicar como é feita a análise considerando as opções reais, considere-se a *Equação 5.1*.

$$VPL_{\text{expandido}} = VPL_{\text{estático}} + \text{Opção} \quad (5.1)$$

Existem três importantes características que devem ser consideradas em um investimento: irreversibilidade, incerteza e timing (possibilidade de adiar o investimento). Esses três itens são os pilares da teoria do investimento sob incerteza (PASIN et al, 2003).

Basicamente esta Teoria agrega a consideração de incertezas ao VPL. Estas são imputadas na análise através de ferramentas oriundas das teorias de probabilidade e de análise de confiabilidade. Nesse contexto, um dos métodos mais utilizados é a árvore de decisão, na qual as incertezas são avaliadas nos seus nós, aferindo-se a faixa de variação entre valor esperado de prosseguir e a opção de saída do projeto, conforme *Ilustração 5.2*.

A árvore de decisões é uma opção composta com decisões de investimento condicionadas aos resultados da exploração adicional. À proporção que a árvore se ramifica no tempo, os nós representam todos os possíveis valores de VPL que o “ativo subjacente” pode assumir no futuro; sendo assim, o valor da opção é apenas o

valor esperado - a soma de todos os resultados, multiplicados por suas respectivas probabilidades – descontado para o dia de hoje (COPELAND; ANTIKAROV, 2000).

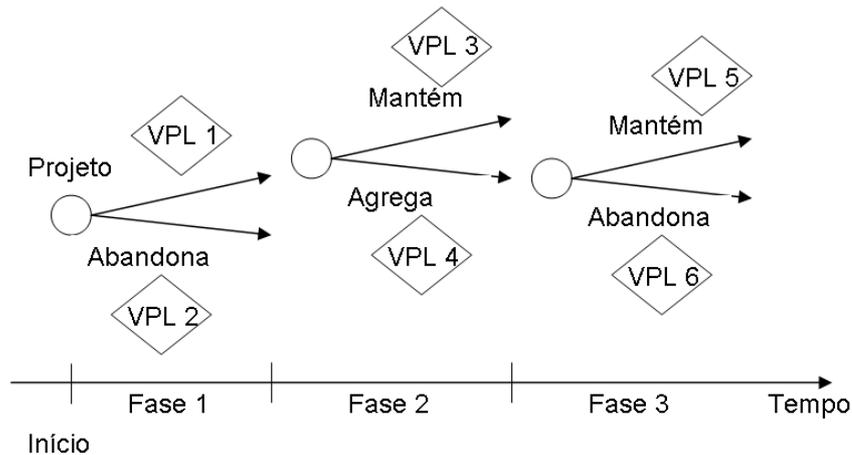


Ilustração 5.2- Árvore de Decisões. Fonte: VANDERLEI, et al, 2008.

Na TOR, a taxa de desconto mais adequada para utilizar na análise é a determinada pela valoração neutra em relação ao risco, sendo que a taxa de desconto correta é um aspecto fundamental para a tomada correta de decisões. O WACC é a taxa de desconto mais indicada, pois se pressupõe que é o mínimo valor aceito para remunerar os acionistas (COPELAND; ANTIKAROV, 2000).

Esta Teoria, quando aplicada a projetos de investimento, integra estratégia e finanças, pelo fato de considerar analiticamente, as flexibilidades gerenciais e as opções de crescimento que correspondem ao núcleo do pensamento estratégico empresarial. Há diversas variantes metodológicas a serem utilizadas, dependendo de características do projeto e sua conjuntura. Para a utilização da metodologia mais adequada, pode-se adotar o procedimento de alocar o projeto no seu respectivo quadrante, conforme a *Ilustração 5.3*, tendo em vista a interação entre incerteza e flexibilidade (VANDERLEI et al, 2008).

Incerteza (Probabilidade de recebimento de novas informações)	Alta	Valor de flexibilidade moderado - Análise de sensibilidade - Simulação de Monte Carlo	Valor de flexibilidade alto - Avaliação das opções reais
	Baixa	Valor de flexibilidade baixo - VPL tradicional	Valor de flexibilidade moderado - Análise por árvore de decisão
		Baixa	Alta

Flexibilidade (Capacidade de reagir)

Ilustração 5.3- Campo de aplicação das técnicas de análise de investimento. Fonte: VANDERLEI et al, 2008.

Para operacionalizar a regra de decisão dos investimentos, é necessário definir os fluxos de caixa livres de risco de um projeto, o capital investido e um custo de oportunidade do capital compatível com cada um deles, sendo que o primeiro passo para a utilização da TOR é estimar o valor presente do projeto sem flexibilidade (COPELAND; ANTIKAROV, 2000).

O método do VPL é visto como uma estimativa direta do aumento na riqueza dos acionistas (pressupondo que não há flexibilidade na tomada de decisões). Se o VPL de um projeto for zero, isso implica na geração de fluxos de caixa livres de risco suficientes para saldar a dívida para com os empreendedores, os investidores no capital próprio, dividendos e ganhos de capital esperados mais seu valor inicial (COPELAND; ANTIKAROV, 2000).

Como enfatizado anteriormente, há basicamente três técnicas mais utilizadas para a tomada de decisões (valor presente líquido, árvores de decisão e opções reais). Estas técnicas serão comparadas através de exemplos básicos do livro de Copeland e Antikarov (2000).

Imagine um empreendedor que tenha que decidir hoje se investe num projeto de $1.600R\$ \times 10^5$ ou se espera até o final do ano para fazê-lo. Uma vez feito o investimento, assume-se sua irreversibilidade (isto é, seu valor residual é zero). Para gerar fluxos monetários perpétuos, a depreciação é compensada a cada ano por despesas de reposição de igual magnitude. O nível do preço do produto é $200R\$ \times 10^5$, mas há 50% de chance de que o preço aumente para $300R\$ \times 10^5$ e 50% de chance que o preço caia para $100R\$ \times 10^5$. A primeira unidade é vendida no início do primeiro ano de operação. O custo do capital é 10%.

A análise do VPL padrão está representada na *Equação 5.2*.

$$VPL = -1.600 + \sum_{t=0}^{\infty} \frac{200}{(1,1)^t} = 600R\$ \times 10^5 \quad (5.2)$$

Note que a análise padrão do VPL não considerou a flexibilidade do preço do produto. A *Equação 5.3* considera os fluxos de caixa esperados, estão embasados numa chance meio a meio de que os preços se alterem para $300R\$ \times 10^5$ ou para $100R\$ \times 10^5$. Calcula-se a alternativa de investir ao final do ano considerando a flexibilidade, supondo que o risco seja o mesmo e que possa descontar os fluxos de caixa a 10%, obtém-se o VPL da *Equação 5.3*:

$$VPL = 0,5MAX \left[0; \frac{-1.600}{1,1} + \sum_{t=1}^{\infty} \frac{300}{(1,1)^t} \right] + 0,5MAX \left[0; \frac{-1.600}{1,1} + \sum_{t=1}^{\infty} \frac{100}{(1,1)^t}, 0 \right] = 773R\$ \times 10^5 \quad (5.3)$$

Comparando as *Equações 5.2 e 5.3* conclui-se que o projeto torna-se mais atraente se for adiado ao invés do investimento imediato.

A análise através da árvore de decisão é um método para tentar captar o valor da flexibilidade. Suponha que um projeto tem o valor de R\$100, com a probabilidade de 60% de aumentar 20% e a probabilidade de 40% de cair 16,67% em cada período, com um custo médio de capital de 5,33%. Portanto elabora-se a árvore de decisão:

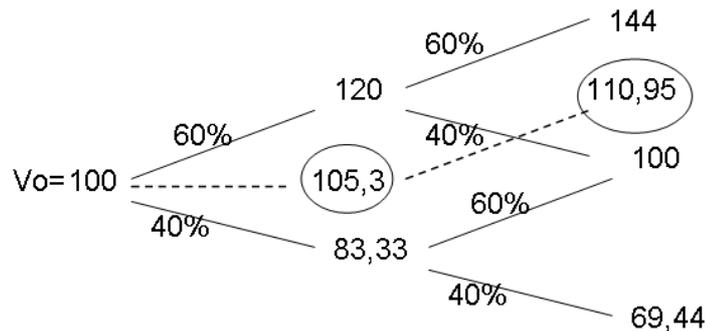


Ilustração 5.4- Exemplo de árvore de eventos. Fonte: COPELAND; ANTIKAROV, 2000.

Através da árvore de decisão obtém-se o valor presente, conforme *Equação 5.4*.

$$VP = \frac{(0,6)^2 \times 144 + 2 \times 0,6 \times 0,4 \times 100 + (0,4)^2 \times 69,44}{(1,0533)^2} = 100 \quad (5.4)$$

A metodologia da árvore de decisões considera a flexibilidade e pode ser utilizada no caso da opção de abandono se o resultado de um experimento for insatisfatório. Considere, então, que na *Ilustração 5.5* a opção de venda possa ser exercida a qualquer momento por R\$90,00. Obtém-se a seguinte árvore:

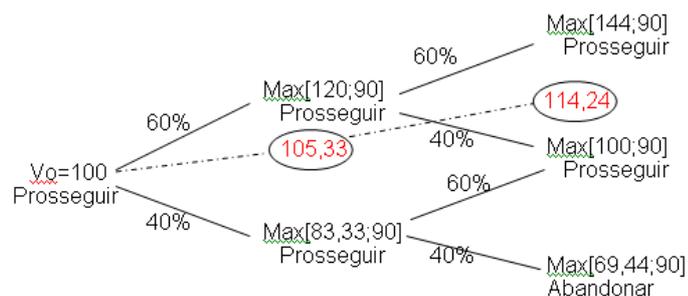


Ilustração 5.5- Exemplo de árvore de eventos com opção de venda.

Feitos os cálculos dos valores presentes para cada situação que representam as etapas de evolução do Projeto representadas na árvore de decisão, em apenas um caso a opção de abandonar o projeto é favorável. O valor presente esperado está representado pela linha tracejada e os cálculos de cada valor presente estão representados nas *Equações 5.5 e 5.6*.

$$VP_1 = 83,33 \times 0,4 + 120 \times 0,6 = 105,33 \quad (5.5)$$

$$VP_2 = 90 \times (0,4)^2 + 2 \times 0,4 \times 0,6 \times 100 + 144 \times (0,6)^2 = 114,24 \quad (5.6)$$

Através desta avaliação há possibilidade de escolher o melhor momento para abandonar o projeto, sem maiores prejuízos.

Outra metodologia, para a avaliação de um projeto, é a análise das opções reais através da técnica de Monte Carlo. Sua formulação consiste em combinar qualquer número de incertezas numa planilha e obter estimativas do valor presente de um projeto, condicionadas a um conjunto de variáveis aleatórias, a partir das respectivas distribuições de probabilidade (COPELAND; ANTIKAROV, 2000).

Cada amostra de um conjunto de parâmetros gera uma estimativa de valor presente para o projeto. Após milhares de iterações há uma estimativa do desvio padrão dos retornos ao acionista que é utilizado para representar os movimentos ascendentes e descendentes (COPELAND; ANTIKAROV, 2000).

Para fazer uma análise utilizando a TOR, primeiramente projetam-se os fluxos de caixa livres de risco ao longo da vida do projeto, depois se constrói a árvore de eventos, alicerçada em um conjunto de incertezas combinadas que influenciam a volatilidade do projeto.

A árvore não incorpora decisões, mas modela a incerteza que influencia o valor do ativo subjacente sujeito a risco ao longo do tempo. Na maioria dos casos as múltiplas incertezas que influenciam o valor de um projeto podem ser combinadas através da simulação de Monte Carlo (COPELAND; ANTIKAROV, 2000).

O terceiro passo no processo para estimar o valor de um projeto são as decisões tomadas nos nós das árvores de eventos, para transformá-las numa árvore de decisão. O último passo é a avaliação das decisões (COPELAND; ANTIKAROV, 2000).

A proposta deste trabalho é avaliar os projetos de uma empresa de distribuição de energia elétrica e em sua maioria está sujeita as seguintes variações:

- Taxa de crescimento da área de concessão: este item é atrelado a situação econômica do país, disponibilidade de crescimento da região e incentivos do município;
- Adequação das legislações e resoluções por parte da ANEEL.

Nota-se que os projetos estão expostos a um elevado grau de incerteza, e, como agravante, de pouca flexibilidade, já que os projetos envolvem elevado capital e seu prazo para implantação são significativos, devido à sua complexidade. De acordo com estas definições e com a *Ilustração 5.3* optou-se pela metodologia de Monte Carlo, com a utilização do EXCEL®.

As opções reais são um novo modo de pensar e analisar, em que (i) incerteza, (ii) instabilidade, (iii) efemeridade e (iv) diferença, podem ser consideradas como parâmetros válidos de um ferramental que se presta à análises complexas e alinhadas às metamorfoses do mundo contemporâneo (VANDERLEI et al, 2008).

5.3. SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO

O método de Monte Carlo surgiu oficialmente em 1949, proposto pelos matemáticos John Von Neumann e Stanislaw Ulam. O método foi homenagem ao tio de Ulam que era freqüentador do cassino de Monte Carlo, ao contrário do que poder-se-ia pensar em função da associação direta à natureza repetitiva e aleatória da roleta no cassino (FERNANDES, 2005).

Este método permite simular qualquer processo cujo andamento seja dependente de variáveis explicativas de natureza aleatória e independente. O modelo de simulação permite gerar aleatoriamente sucessivas amostras que são geradas a partir de um modelo estatístico, que vem a representar, de fato, uma distribuição de probabilidade para um determinado risco no Projeto (FERNANDES, 2005).

A cada iteração é gerado um valor para as variáveis explicativas, sendo que a distribuição da probabilidade de cada variável aleatória corresponde a um risco analisado, permitindo obter, a partir disso, um cenário de retorno para o Projeto sendo estudado. Por outro lado, se as sucessivas amostras de fluxo de caixa e correspondentes VPL's foram tratadas estatisticamente, pode-se obter a distribuição de probabilidade do retorno para o capital investido no projeto (FERNANDES, 2005).

5.4. EXEMPLO PRÁTICO 3

Para melhor exemplificar a consideração da incerteza nas análises financeiras e para avaliar os impactos que esta análise pode causar frente a uma análise de VPL tradicional será utilizado o exemplo de investimento já citado neste trabalho. A seguir, apresenta-se o fluxo de caixa dos valores a serem investidos no empreendimento.

Tabela 5.1- Cronograma Financeiro - Exemplo Prático 2

Fluxo de Caixa R\$ Mil	Ano							Valor Residual		
	-1	0	1	2	3	4	5		6	7
Investimento + JOA		-	-	-	(2.188)	(2.188)	(2.188)	(2.188)	(2.188)	(9.341)
Benefícios Totais					3.310	3.338	3.485	3.615	3.689	16.707
END					313	312	343	374	390	1.729
Perdas					950	978	1.092	1.191	1.250	6.224
Adequação de Tensão					6	6	7	8	7	39
Depreciação					574	574	574	574	574	2.451
Remuneração de Capital					1.468	1.468	1.468	1.468	1.468	6.264
Total	-	-	-	-	1.122	1.149	1.296	1.427	1.501	7.367

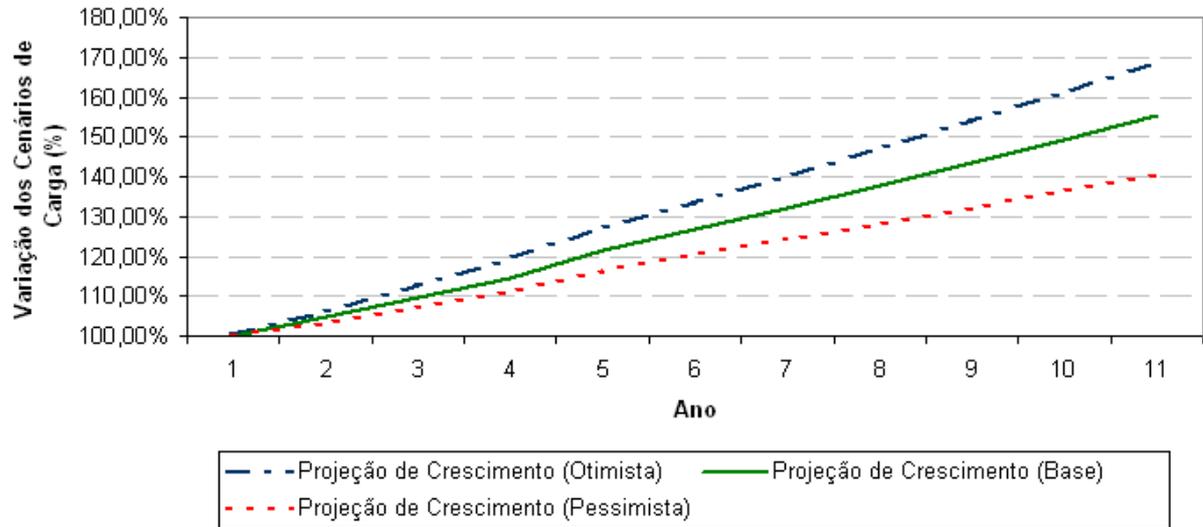
Conforme dito anteriormente, as receitas regulatórias dependem da discricionariedade do Regulador e, portanto, podem sofrer modificações importantes, em relação às expectativas do empreendedor. Nesse contexto, os projetos estão expostos a um elevado grau de incerteza no que se refere ao retorno do capital a ser obtido. Em face do exposto, um método bastante indicado para avaliar o retorno deste projeto são as opções reais.

Como pode ser observado nos exemplos anteriores, a taxa de crescimento interfere na análise do VPL, pois o crescimento da carga varia anualmente e este crescimento interfere diretamente com o resultado dos benefícios. Para elaborar uma análise criteriosa será utilizada a projeção do crescimento da carga da região, conforme a *Ilustração 5.6* e a *Tabela 5.2*.

Nota-se, graficamente e numericamente, o crescimento da carga variando anualmente entre o cenário Otimista e Pessimista, sendo a diferença entre cenários é maior na medida em que a projeção se distancia do ano de análise. Assim, para o oitavo ano, a probabilidade de acertar a demanda é inferior àquela que caracteriza o quarto ano do horizonte de análise.

Tabela 5.2- Variação percentual de Demanda nos cenários de Mercado considerados.

Projeção de Crescimento	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cenário Otimista	100,31%	106,15%	112,58%	119,22%	127,13%	133,58%	140,19%	146,97%	153,93%	161,08%	168,41%
Cenário Base	100,00%	104,77%	109,72%	114,72%	121,51%	126,81%	132,22%	137,77%	143,45%	149,28%	155,27%
Cenário Pessimista	99,79%	103,26%	107,01%	110,79%	116,27%	120,17%	124,12%	128,12%	132,17%	136,27%	140,44%

**Ilustração 5.6** – Variação de Demanda nos cenários de Mercado considerados (%)

Para iniciar a análise quantitativa é necessário identificar os benefícios técnicos para cada projeção de crescimento. Para tanto, a metodologia utilizada considera a projeção de crescimento para cada ano e cenário correspondente, de acordo com a *Tabela 5.2*. Para efetivar o cálculo de benefícios, os dados foram inseridos no INTERPLAN® em dois momentos, quais sejam, (i) considerando a configuração atual do sistema elétrico e (ii) considerando a configuração futura do projeto (denomina-se configuração futura do projeto a configuração que considera a obra proposta).

Na seqüência, após mensurar os dados de Energia Não Distribuída, Perdas e Adequação de Tensão para os dois casos, os resultados obtidos com a configuração atual e futura são subtraídos, sendo que o resultado desta subtração representa o

ganho que o projeto proposto trará ao sistema. Este ganho, representado pelos benefícios técnicos está estampado na *Tabela 5.3*.

Tabela 5.3- Benefícios Técnicos [MWh] para cadaano e cenário de carga.

Benefícios	Ano										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cenário Otimista	13.914,32	13.260,13	16.856,17	18.830,89	21.169,33	23.323,30	25.477,27	26.041,12	36.427,91	36.336,88	36.245,85
Cenário Base	13.605,86	14.837,16	16.100,32	17.344,69	19.395,92	21.148,62	22.901,33	24.753,16	26.604,98	28.800,33	30.995,69
Cenário Pessimista	13.545,88	14.415,16	15.378,45	16.386,05	17.214,78	18.043,51	19.751,21	21.458,91	22.728,28	23.997,64	27.158,32

Avaliando puramente os benefícios técnicos obtidos na simulação, nota-se que a justificativa para executar e energizar uma obra torna-se muito mais evidente no cenário otimista. De fato, posto que a projeção de crescimento da carga é mais intensa nesse cenário do que nos outros, isto se reflete nos benefícios técnicos proporcionados pela construção da nova subestação, intrinsecamente elevados.

Já para o cenário pessimista, esta mesma obra não seria considerada tão eficaz, pois os benefícios técnicos proporcionados serão significativamente reduzidos.

Analogamente ao que foi apresentado no Exemplo Prático 2, o VPL e a TIR do projeto foram considerados para o ano -1 para o Exemplo Prático 3, em que também se irá considerar a análise financeira, permitindo evidenciar o quanto a projeção de crescimento interfere nos resultados financeiros. Na *Tabela 5.4* estão representados os VPL's e TIR's por cenário médio de projeção de crescimento, considerando a totalidade do reconhecimento tarifário e a WACC empresarial de 8,6%.

Tabela 5.4- VPL e TIR para cada cenário de carga.

	VPL (R\$ mil)	TIR (%)
Cenário Otimista	R\$ 13.333,68	20,89%
Cenário Base	R\$ 11.759,25	19,83%
Cenário Pessimista	R\$ 10.358,55	18,79%

Considerando o reconhecimento tarifário integral, note-se que, de acordo com a variação da projeção de crescimento da carga, o VPL pode variar de R\$10 milhões a

R\$13 milhões. Mostrou-se um resultado muito diferente do obtido no exemplo prático 2 (R\$9 milhões, conforme *Tabela 4.7*).

Apenas para efeito do presente Estudo de Caso, pode-se levar em consideração que há 50% de probabilidade de ocorrer o cenário base, 30% para o cenário otimista e 20% para o cenário pessimista (valores que deveriam ser obtidos a partir de meticuloso estudo de Projeção de Demanda considerando incertezas); multiplica-se estas probabilidades pelos respectivos VPL's estampados na *Tabela 5.4*, obtendo-se o VPL esperado ponderando todos os cenários, no valor de R\$11.951.

Nota-se que a projeção de crescimento é uma variável na análise do projeto e esta influencia diretamente nos benefícios técnicos. Conforme já dito anteriormente, para considerar, na análise do fluxo de caixa, a incerteza com relação à projeção de crescimento do mercado, será utilizada a metodologia de Monte Carlo. Como o projeto é caracterizado pela baixa flexibilidade e alto grau de incerteza, dentre as diversas vertentes da metodologia de "Análise de Opções Reais", escolheu-se a metodologia de Monte Carlo, pois é a melhor que se enquadra para a solução deste problema segundo a *Ilustração 5.3*.

Considera-se, para cada ano e cenário, uma distribuição normal de probabilidades de projeção de crescimento ("ruído branco" da projeção), com valor médio igual ao valor projetado anteriormente para os cenários da *Tabela 5.2*, com adequado desvio padrão. Para a análise efetuada, utilizou-se nos três primeiros anos um desvio padrão de 2% e o desvio de 3% para os próximos anos.

Nessa perspectiva, para cada ano e cenário, foram sorteadas 2.500 projeções de crescimento. Os valores obtidos, gerados randomicamente, foram segregados em 10 faixas, calculando-se a freqüência em cada faixa e sua probabilidade de ocorrência.

A *Ilustração 5.7* representa a metodologia utilizada, contemplando a projeção de crescimento da carga, para a curva de tendência caracterizando o cenário em pauta e, para o oitavo ano, em caráter meramente ilustrativo, superpõe-se uma distribuição normal de probabilidades de ocorrência da projeção, com desvio padrão de 3%. Na referida curva de “ruído” da projeção, utiliza-se a metodologia de Monte Carlo para sortear 2.500 projeções de crescimento. Estes valores aleatórios são segregados em 10 faixas, calculando-se a freqüência em cada faixa e sua probabilidade de ocorrência.

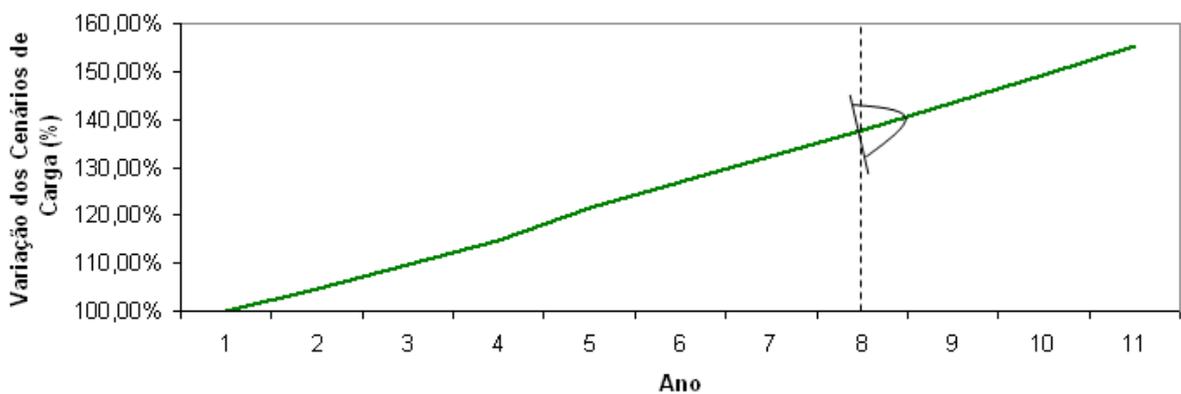


Ilustração 5.7 – Variação de Demanda nos cenários de Mercado considerados (%)

Para melhor compreensão, estão representadas na *Tabela 5.5* as 10 faixas obtidas na simulação, para o oitavo ano do horizonte, no cenário Base.

Nota-se, na *Tabela 5.5*, que há maior probabilidade de ocorrência, para o cenário Base no ano 8, a faixa 5. Foram feitos 2.500 sorteios da projeção de crescimento e, para cada valor obtido, calculou-se o respectivo benefício de energia não distribuída, perdas e adequação da tensão, pela metodologia da interpolação descrita a seguir e fundamentada na *Equação 5.7*.

Tabela 5.5 - Projeção de Crescimento da Carga para o cenário Base – ano 8.

Faixas	De	Até	Quantidade por faixa acumulado	Quantidade por faixa
1	133%	135%	8	8
2	135%	137%	45	37
3	137%	139%	215	170
4	139%	141%	633	418
5	141%	144%	1309	676
6	144%	146%	1953	644
7	146%	148%	2326	373
8	148%	150%	2467	141
9	150%	153%	2495	28
10	153%	155%	2500	5

Antes de apresentar o equacionamento adotado, convém frisar que optou-se por interpolação linear para extrapolar o benefício trazido pelo Projeto, para uma dada projeção de demanda para um determinado ano e cenário. Sabe-se, das análises e simulações realizadas, que o valor dos benefícios varia de forma nitidamente não linear com a variação da taxa de crescimento do mercado, que repercute na demanda projetada. Dessa forma, a rigor, os benefícios teriam que ser obtidos por processamento do INTERPLAN® para cada demanda sorteada (2500 processamentos por ano do horizonte e para cada cenário).

Considerando que o software não está automatizado para processar seqüencialmente as avaliações de desempenho da rede para diversos valores de demanda, assumiu-se algum prejuízo de precisão, em prol da viabilidade prática de obtenção de resultados. Nesse sentido, a metodologia de interpolação linear por dois segmentos de reta, oriunda de um ajuste distinto em cada ano do horizonte, que considera os três pontos de benefício total efetivamente calculado (um para cada cenário, em cada ano), aproximou-se os valores que deveriam ser obtidos através de processamento exaustivo.

Afim de melhor explicitar a metodologia de interpolação adotada, foi elaborada a *Ilustração 5.8* que representa, para um determinado ano, a curva da projeção de crescimento versus o benefício.

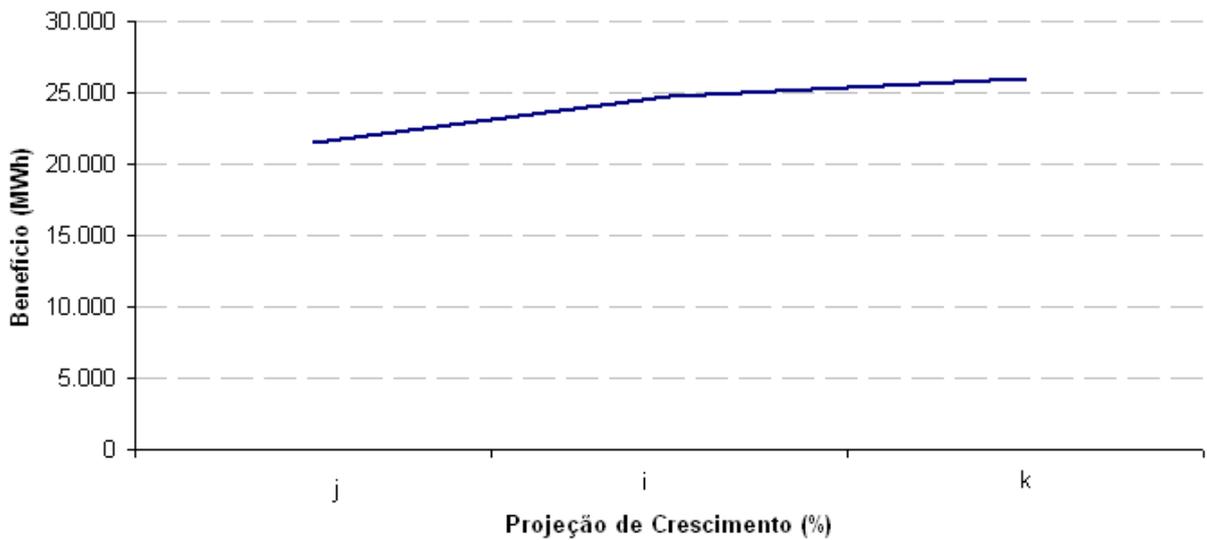


Ilustração 5.8 – Gráfico da projeção de crescimento versus benefício

$$Benefício_i = Ben_j + \left[\frac{Ben_k - Ben_j}{k - j} \right] \times (i - j) \quad (5.7)$$

Onde:

- **Benefício_i**: benefício a ser calculado para a nova projeção de crescimento (i);
- **i, j, k**: projeção de crescimento
- **Ben_j**: benefício da projeção de crescimento j;
- **Ben_k**: benefício da projeção de crescimento k;

Para ilustrar a aplicação desta metodologia, foram representados novamente, na *Ilustração 5.9*, os três cenários de projeção de carga (Otimista, Pessimista e Base). Para o oitavo ano do horizonte, no cenário Base, foi obtida, por exemplo, a projeção de crescimento de 138,49%.

Para facilitar a compreensão, plotou-se na *Ilustração 5.10* a projeção de crescimento dos três cenários para o ano 8 versus seu respectivo benefício da energia não distribuída, por exemplo e calculou-se este benefício conforme as *Equações 5.8* até *5.10*.

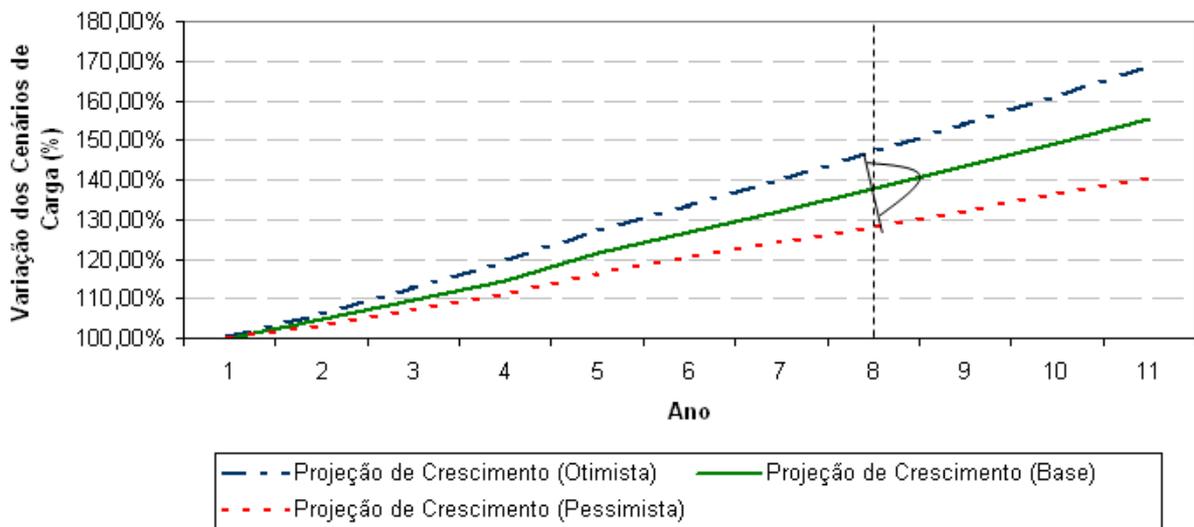


Ilustração 5.9 – Projeção dos Cenários de Carga - variação para o ano 8.

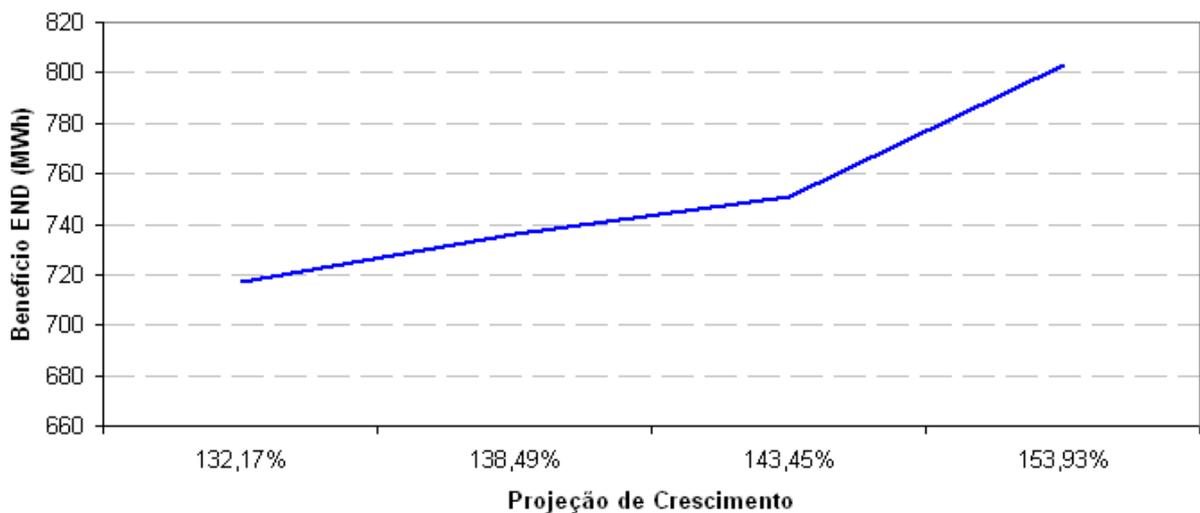


Ilustração 5.10 – Gráfico da projeção de crescimento versus benefício END – para o Ano 8

$$\text{Benefício}_{0,1385} = \text{Ben}_{0,13217} + \left[\frac{\text{Ben}_{1,43} - \text{Ben}_{0,132}}{0,143 - 0,132} \right] \times (0,138 - 0,132) \quad (5.8)$$

$$\text{Benefício}_{0,1385} = 717 + \left[\frac{751 - 717}{0,143 - 0,132} \right] \times (0,138 - 0,132) \quad (5.9)$$

$$\text{Benefício}_{0,1385} = 736 \text{ MWh} \quad (5.10)$$

Conforme a metodologia descrita, o benefício da END utilizado para o oitavo ano, com a perspectiva de crescimento do mercado de 138,45%, será 736 MWh. Esta metodologia foi utilizada para calcular os demais benefícios anuais por cenário, em cada sorteio sobre a curva de distribuição de probabilidades de desvio de projeção. As *Ilustrações 5.11 até a 5.13* representam graficamente os percentis dos benefícios totais, para os cenários Base, Otimista e Pessimista. Analisando estas ilustrações, conclui-se que, para o cenário Base, a média do benefício total será 21.083MWh, enquanto para o cenário Otimista a média do benefício será 23.333MWh e, para o cenário Pessimista, 18.244MWh.

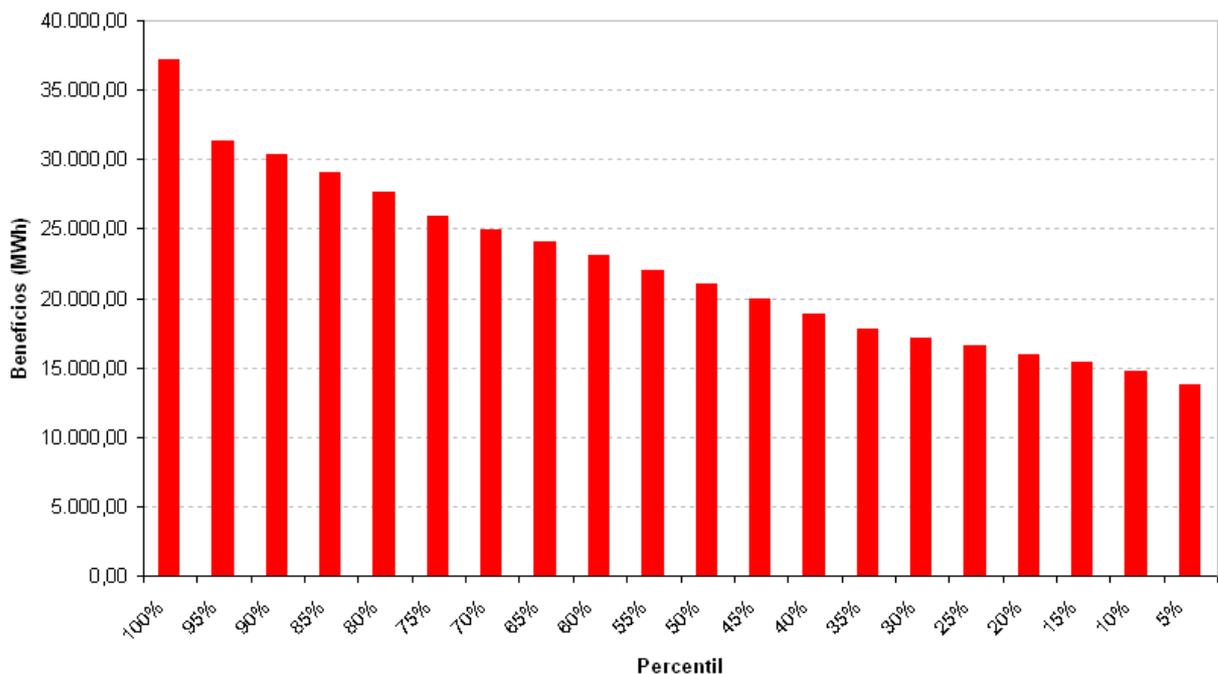


Ilustração 5.11 – Gráfico do percentil dos benefícios totais – cenário Base.

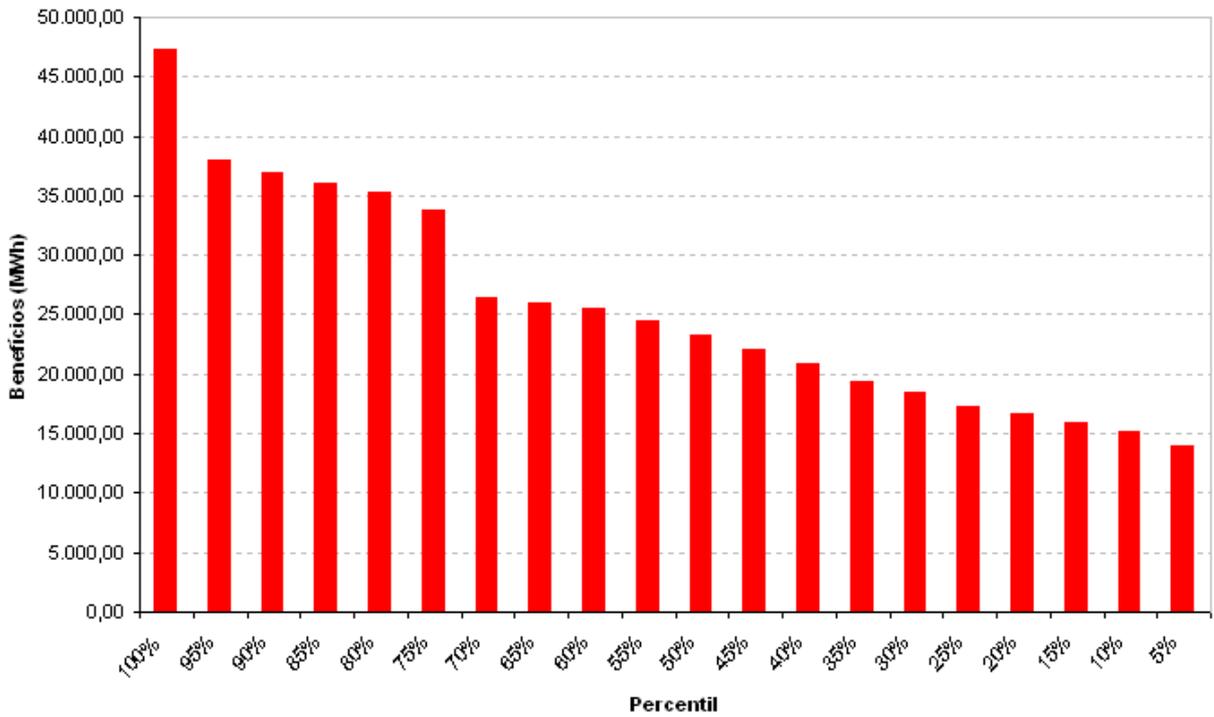


Ilustração 5.12 – Gráfico do percentil dos benefícios totais – cenário Otimista.

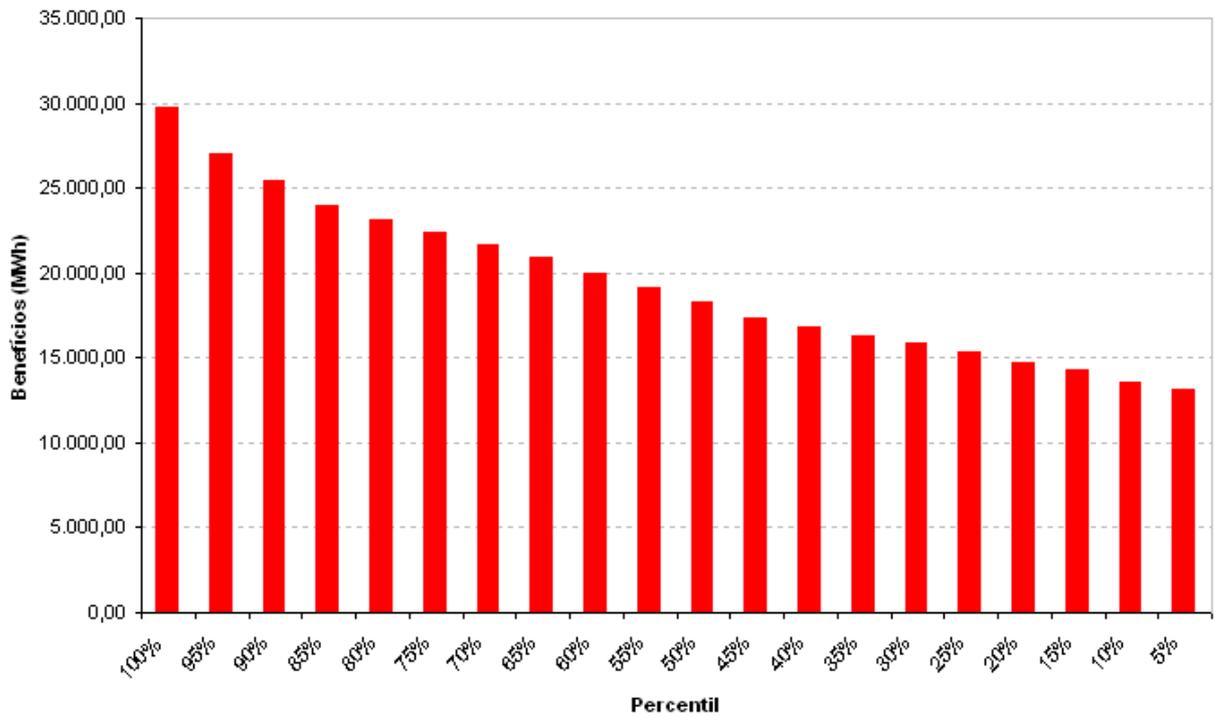


Ilustração 5.13 – Gráfico do percentil dos benefícios totais – cenário Pessimista.

Através de toda metodologia descrita acima, consegue-se provar a volatilidade dos benefícios frente as variações das projeções de crescimento.

Após a obtenção dos 2.500 benefícios por ano e por cenário, calcula-se o VPL e TIR para cada situação, considerando, primeiramente, o reconhecimento tarifário como sendo 100%. Este estudo resulta nas *Ilustrações 5.14 até 5.19, em que* foram plotados graficamente os percentis dos VPL's e TIR's por cenários.

Note-se que, considerando apenas a variação dos benefícios técnicos, desconsiderando da variação dos benefícios regulatórios, o VPL e a TIR variaram consideravelmente atingindo a média de R\$11.772 mil e 19,83% para o cenário Base, R\$13.764 mil e 21,06% para o cenário Otimista e R\$10.772 mil e 18,97% para o cenário Pessimista.

Para comparar com a simulação anterior foram consideradas as mesmas probabilidades de ocorrência para cada cenário (50% de probabilidade de ocorrer o cenário base, 30% para o cenário otimista e 20% para o cenário pessimista); multiplica-se estas probabilidades pelos respectivos VPL's, obtendo-se o VPL esperado ponderando todos os cenários, no valor de R\$12.170.

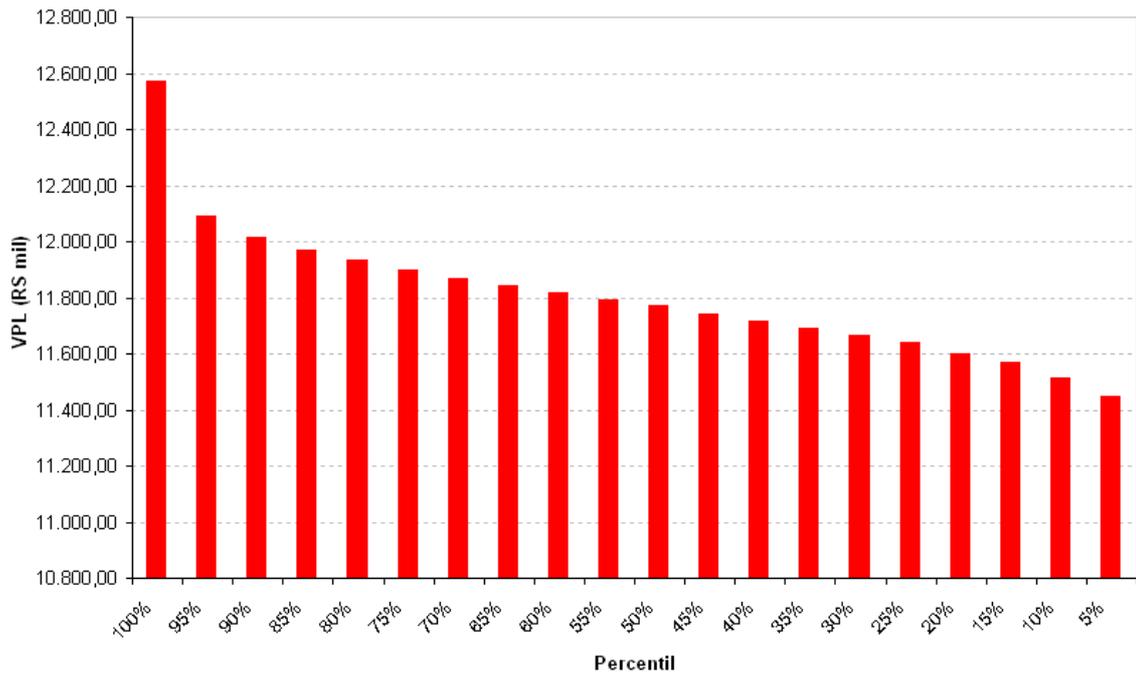


Ilustração 5.14 – Gráfico do percentil dos VPL's – cenário Base

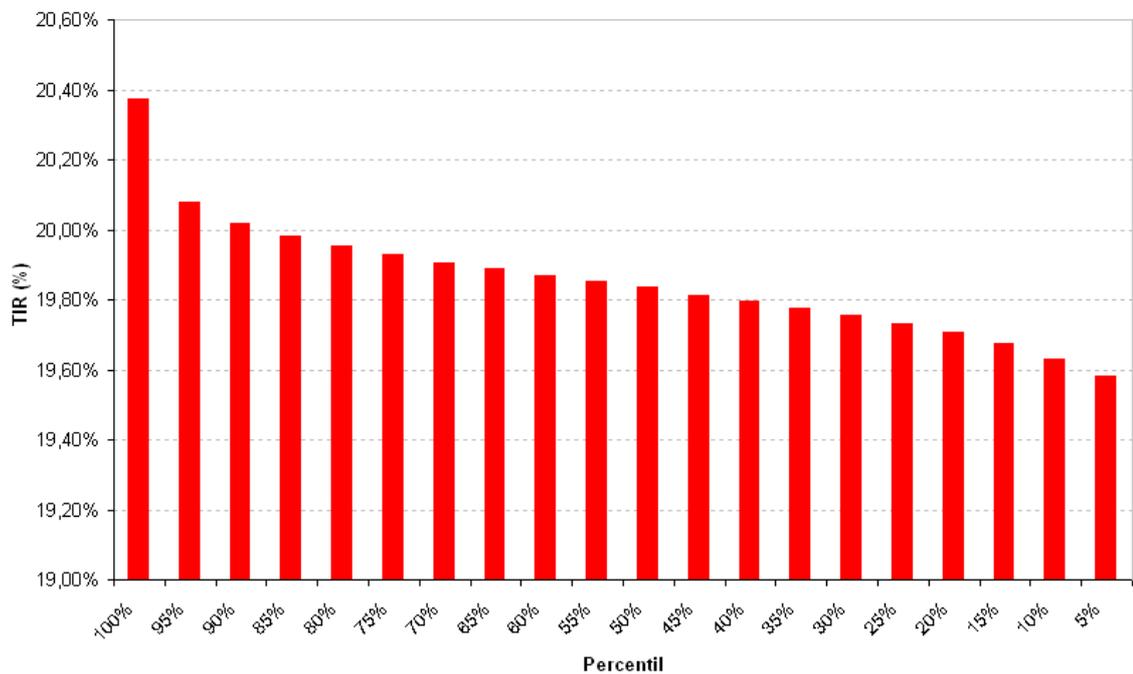


Ilustração 5.15 – Gráfico do percentil das TIR's – cenário Base

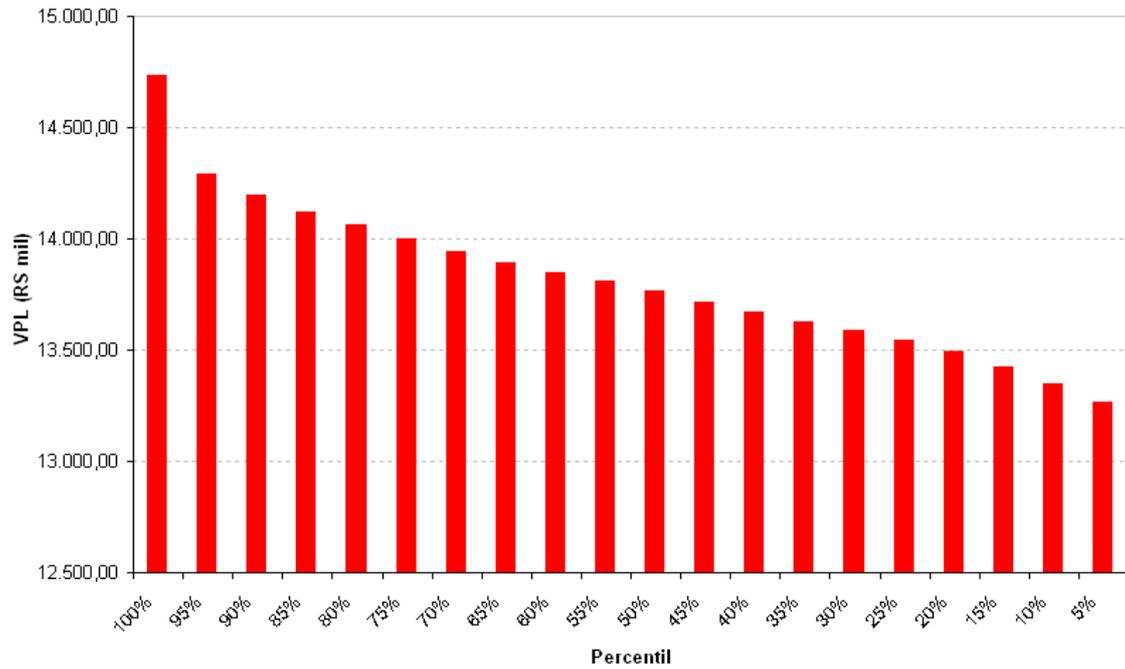


Ilustração 5.16 – Gráfico do percentil dos VPL's – cenário Otimista

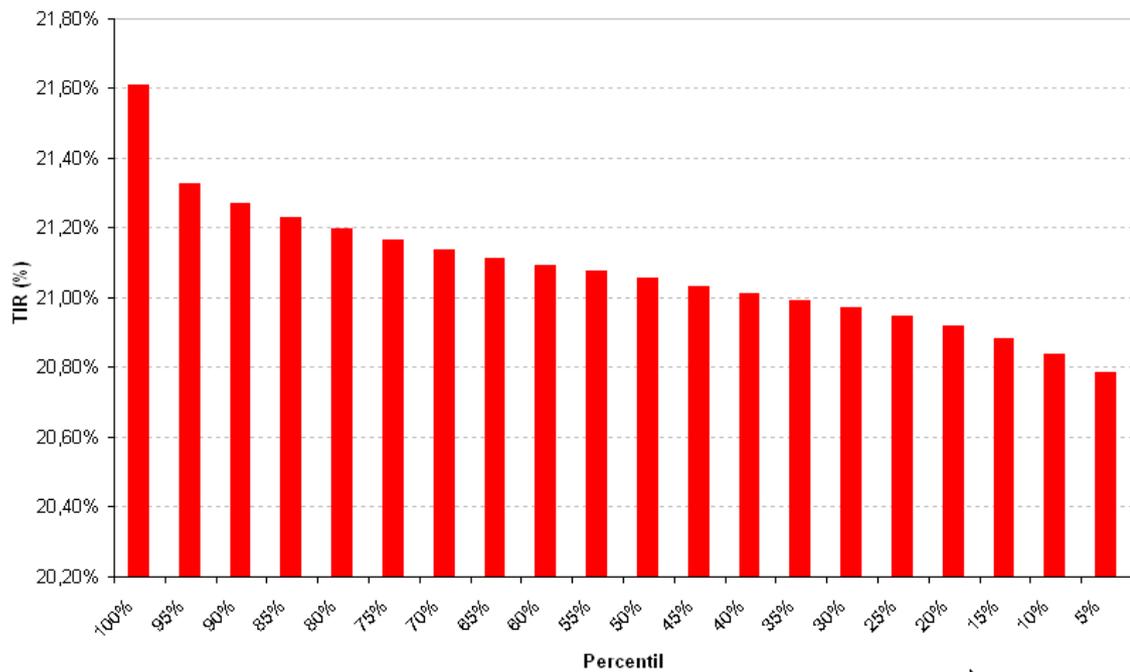


Ilustração 5.17 – Gráfico do percentil das TIR's – cenário Otimista

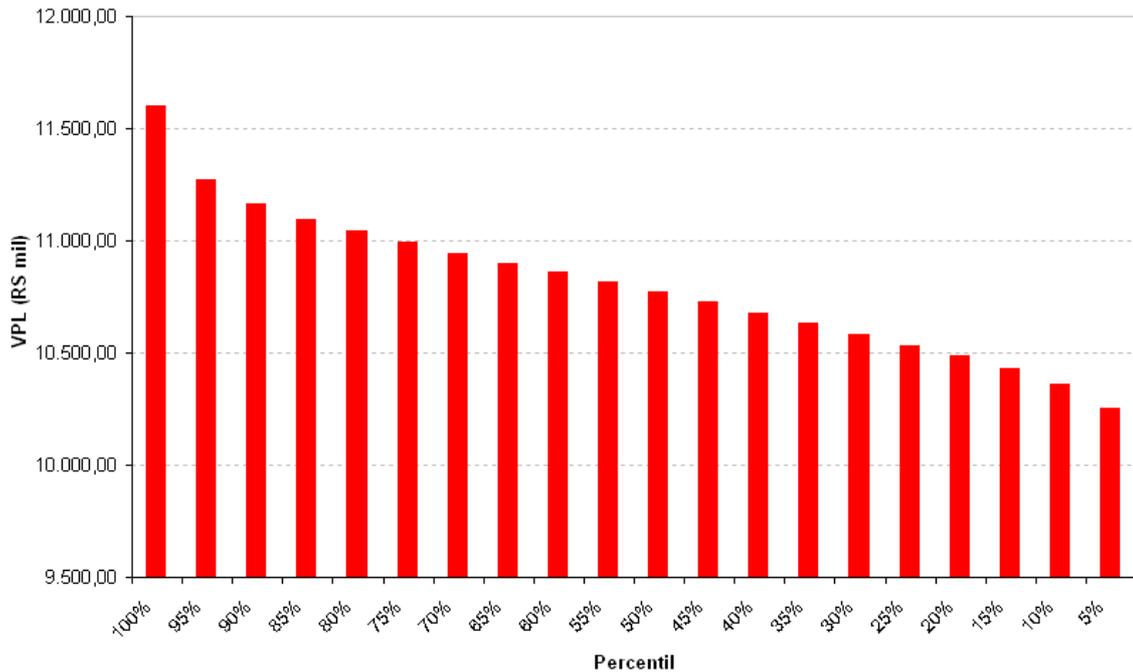


Ilustração 5.18 – Gráfico do percentil dos VPL´s – cenário Pessimista

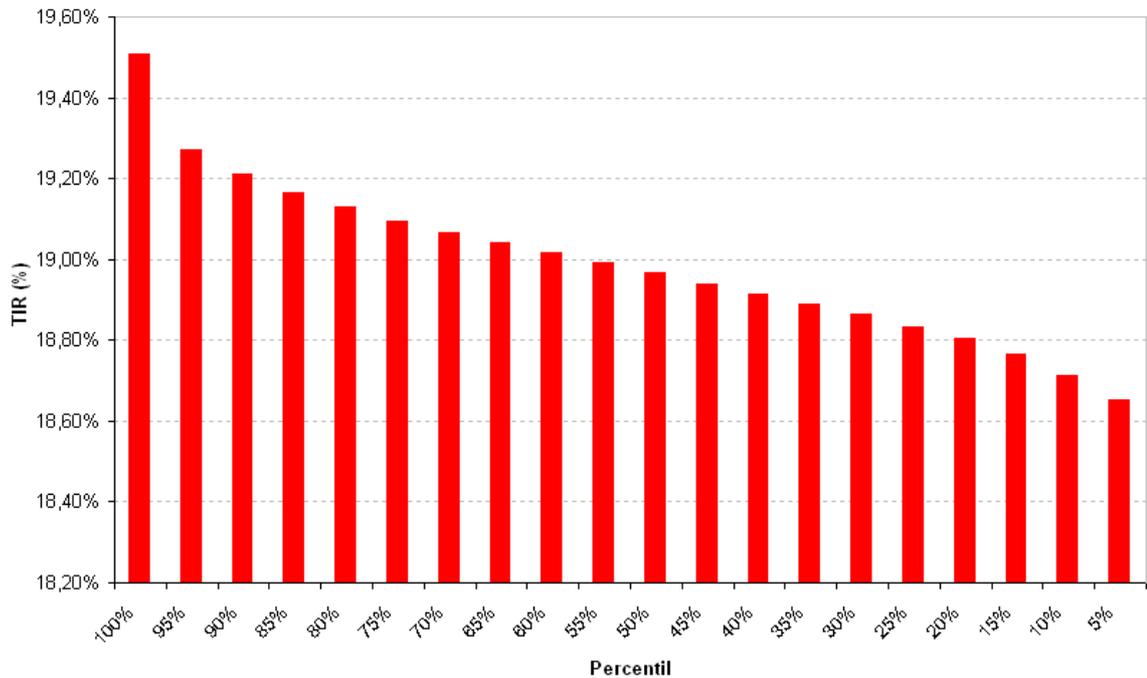


Ilustração 5.19 – Gráfico do percentil das TIR´s – cenário Pessimista

Cabe enfatizar, que o efeito da não linearidade dos benefícios com a variação da demanda foi muito pouco capturado nesse caso exemplo, posto que, por deficiência de ferramental automatizado, optou-se por aplicar uma interpolação linear. Um teste

interessante, não realizado nesse trabalho, seria ajustar uma curva eminentemente não linear (por exemplo uma parábola ou exponencial), pelo método dos mínimos quadrados, considerando pelo menos 6 pontos por ano e por cenário, obtidos com o suporte do INTERPLAN®. A seqüência dos principais passos da metodologia proposta é apresentada a seguir.

- i. Ajusta curvas não lineares (parábola ou exponencial), por método de regressão linear, para cálculo dos benefícios técnicos, sendo uma curva para cada cenário de projeção e ano do horizonte de estudo.
- ii. Define um cenário de projeção de demanda (Base / Otimista / Pessimista).
- iii. Evolui ano a ano do horizonte e, para cada ano, sorteia a demanda efetiva a ser considerada sobre a curva de distribuição de probabilidade que caracteriza o “ruído branco” da projeção.
- iv. Calcula o benefício, adotando a curva adequada dentre aquelas ajustadas no passo “i” para a interpolação / extrapolação (cenário / ano / ruído branco).
- v. Preenchem os dados de benefício para cada uma das curvas 2500 curvas de demanda definidas por sorteio, sobre a Planilha de Fluxo de Caixa para cálculo de VPL e TIR.
- vi. Calcula VPL e TIR para cada amostra de cenário de evolução do mercado.
- vii. Volta ao passo “ii” até que os três cenários tenham sido varridos.
- viii. Tratamento dos resultados.

Outra incerteza a ser incorporada na análise é com relação ao reconhecimento tarifário. Será utilizada a metodologia de Monte Carlo para simular o reconhecimento tarifário, que caracteriza uma das variáveis mais importantes do estudo.

De caráter ilustrativo, a análise em questão considerou as variáveis projeção de crescimento e reconhecimento tarifário como se não estivessem relacionadas. Logicamente a ANEEL, na revisão tarifária, tenderia a glosar a maior parte do investimento (devido a aplicação do índice de aproveitamento) caso ao tendência de

crescimento da carga esteja indicando uma ociosidade importante nos investimentos realizados.

A variação do percentual do reconhecimento pode ser bastante elevada, na hipótese de que quando da incorporação do valor do investimento à Base de Remuneração Regulatória – BRR da empresa (momento de uma Revisão Tarifária), o mercado tenha se reduzido substancialmente em relação à previsão que deu suporte à viabilização do Projeto. Nessa situação, no momento da avaliação do Regulador, o Índice de Aproveitamento (medindo a ociosidade dos equipamentos - particularmente transformadores) pode estar indicando que o investimento não pode ser considerado integralmente prudente.

Outra possibilidade, bastante palpável na prática das empresas, é de que o investimento, quando da compra dos equipamentos, tenha se pautado por preços elevados face aos valores mais eficientes do mercado.

Na medida em que o Regulador usa técnicas de “benchmarking” para definir intervalos de preços aceitáveis para cada tipo de equipamento, se a empresa praticou preços elevados em relação às suas congêneres, será penalizada no momento do reconhecimento tarifário do capital investido.

Para verificar a sensibilidade do projeto em análise, com relação ao reconhecimento tarifário da ANEEL, varia-se o percentual de reconhecimento dos investimentos praticados na faixa de 84% a 100%. Para as variações do reconhecimento tarifário, considera-se uma distribuição normal de probabilidades de reconhecimento na tarifa, com valor médio de 92% e um desvio padrão de 2%.

Nesse contexto, utilizando a simulação de Monte Carlo, são sorteadas cerca de 2.500 porcentagens referentes ao reconhecimento tarifário pela ANEEL. Como está descrito nos capítulos anteriores, o reconhecimento tarifário irá interferir diretamente

nos benefícios regulatórios associados ao reconhecimento do investimento realizado, de modo que, para cada valor sorteado, calculou-se um benefício regulatório.

Os valores de reconhecimento tarifário obtidos aleatoriamente foram segregados em 10 faixas, calculando-se a frequência em cada faixa e sua probabilidade de ocorrência, conforme reportado na *Tabela 5.6*. A *Ilustração 5.20* representa a probabilidade de ocorrência de cada faixa, enquanto que a *Ilustração 5.21* apresenta a probabilidade acumulada.

Para elaborar a análise do VPL e TIR levaram-se em consideração todos os benefícios técnicos calculados anteriormente e os benefícios regulatórios atuais, considerando a incerteza do reconhecimento tarifário. Após o cálculo de todos estes benefícios elaborou-se um cronograma financeiro para cada um dos 2.500 possíveis reconhecimentos tarifários, por cenários. O resultado desta análise está demonstrado graficamente nas *Ilustrações 5.20 até 5.25*.

Tabela 5.6 - Reconhecimento Tarifário – Análise de Monte Carlo

Faixas	Reconhecimento Tarifário		Quantidade por faixa acumulada	Quantidade por faixa
	De	Até		
1	84%	86%	4	4
2	86%	88%	43	39
3	88%	89%	205	162
4	89%	91%	622	417
5	91%	92%	1365	743
6	92%	94%	2001	636
7	94%	95%	2379	378
8	95%	97%	2480	101
9	97%	98%	2497	17
10	98%	100%	2500	3

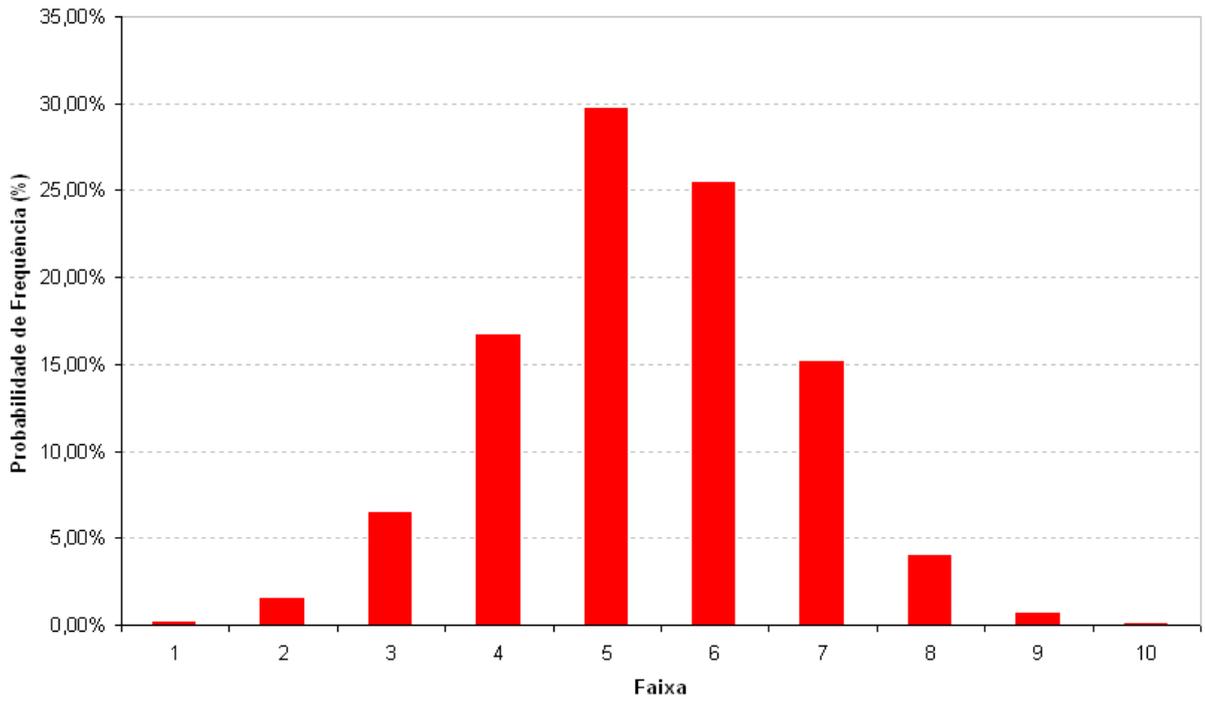


Ilustração 5.20 – Gráfico de Frequência

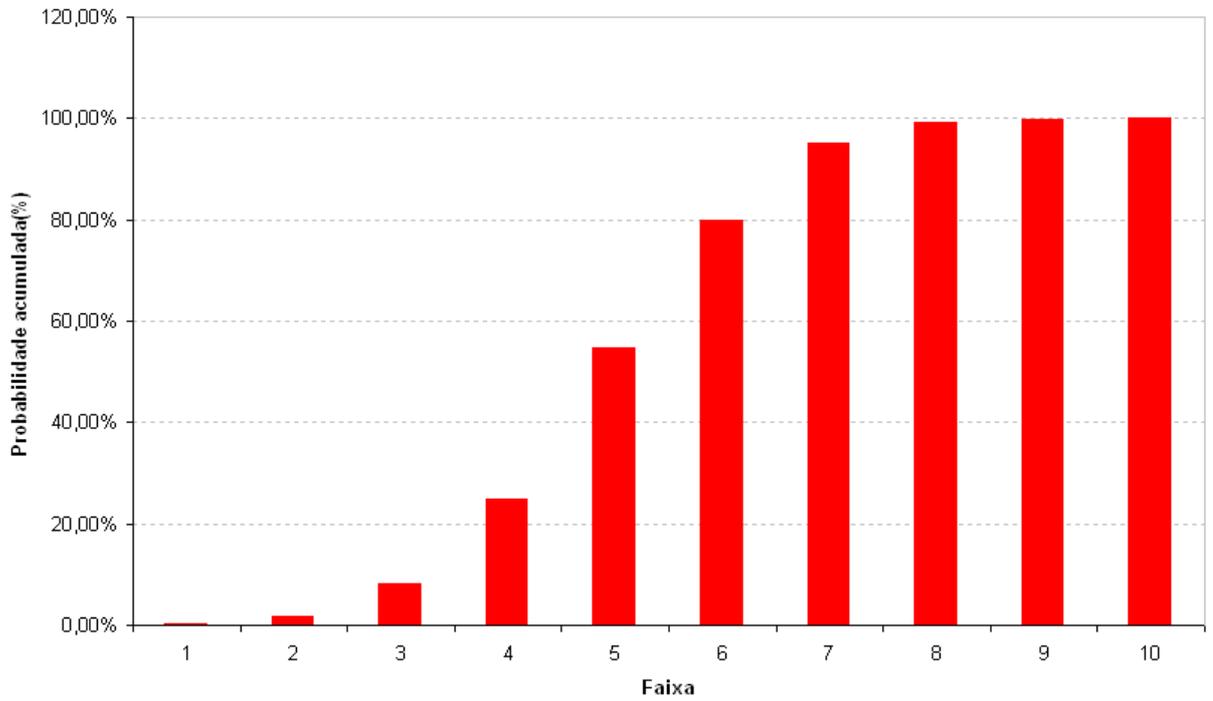


Ilustração 5.21 – Gráfico de Frequência Acumulada

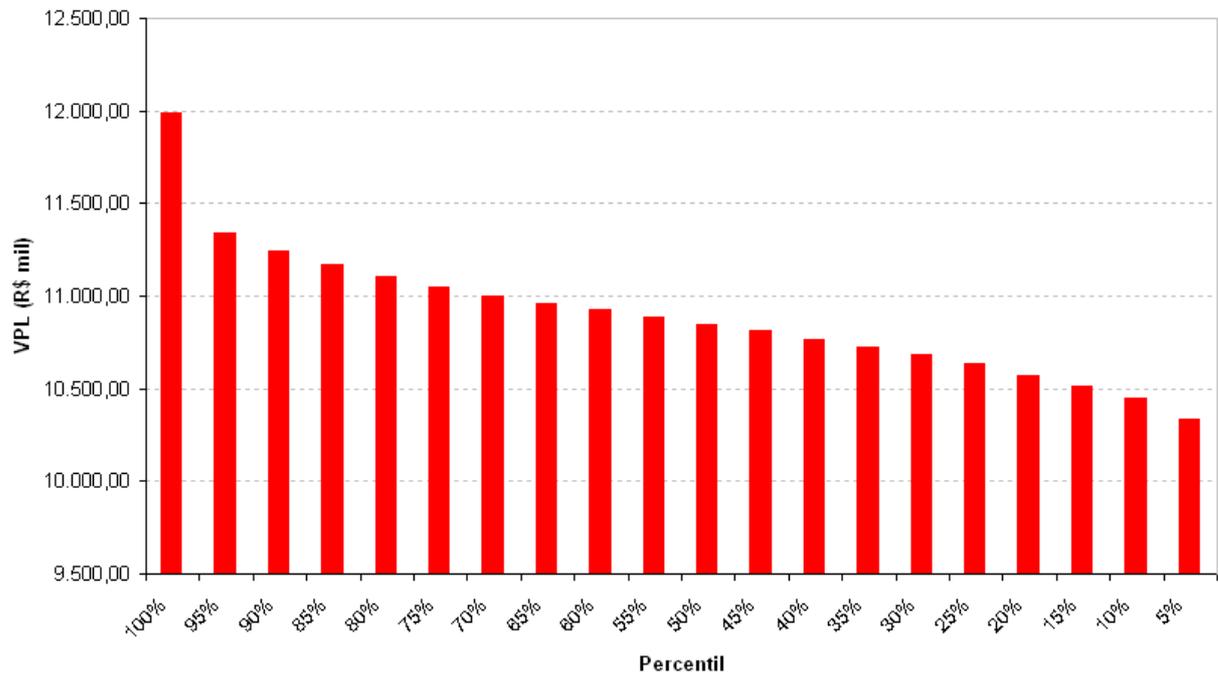


Ilustração 5.22 – Gráfico final do percentil dos VPL's – cenário Base

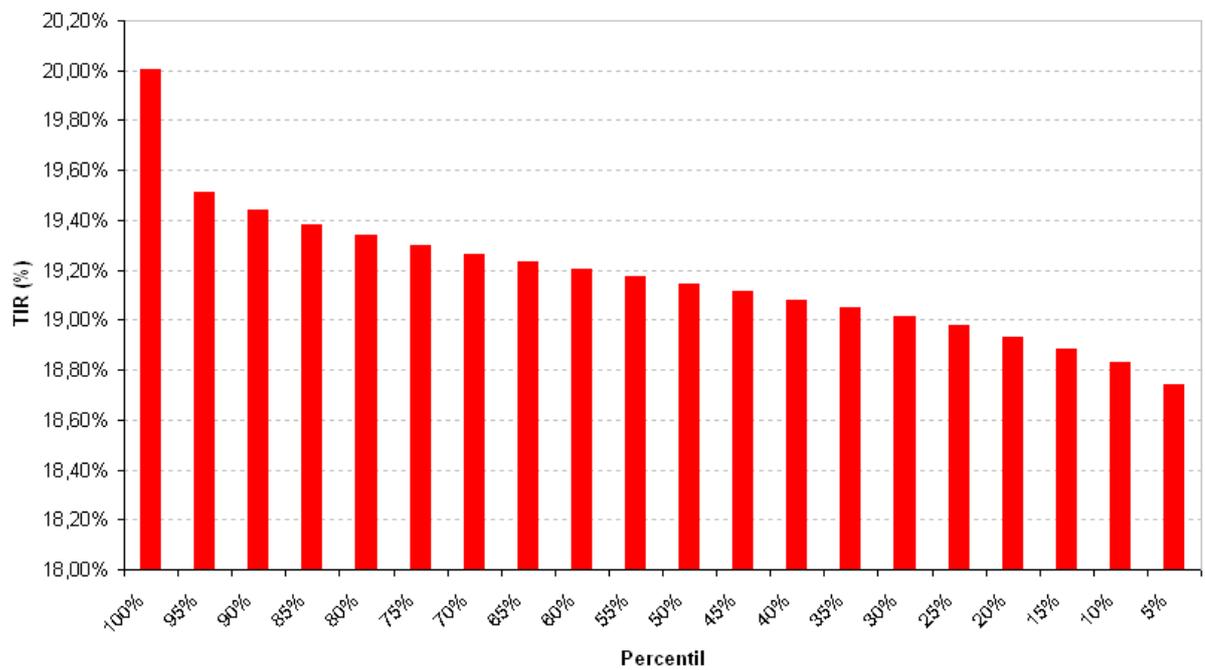


Ilustração 5.23 – Gráfico final do percentil das TIR's – cenário Base

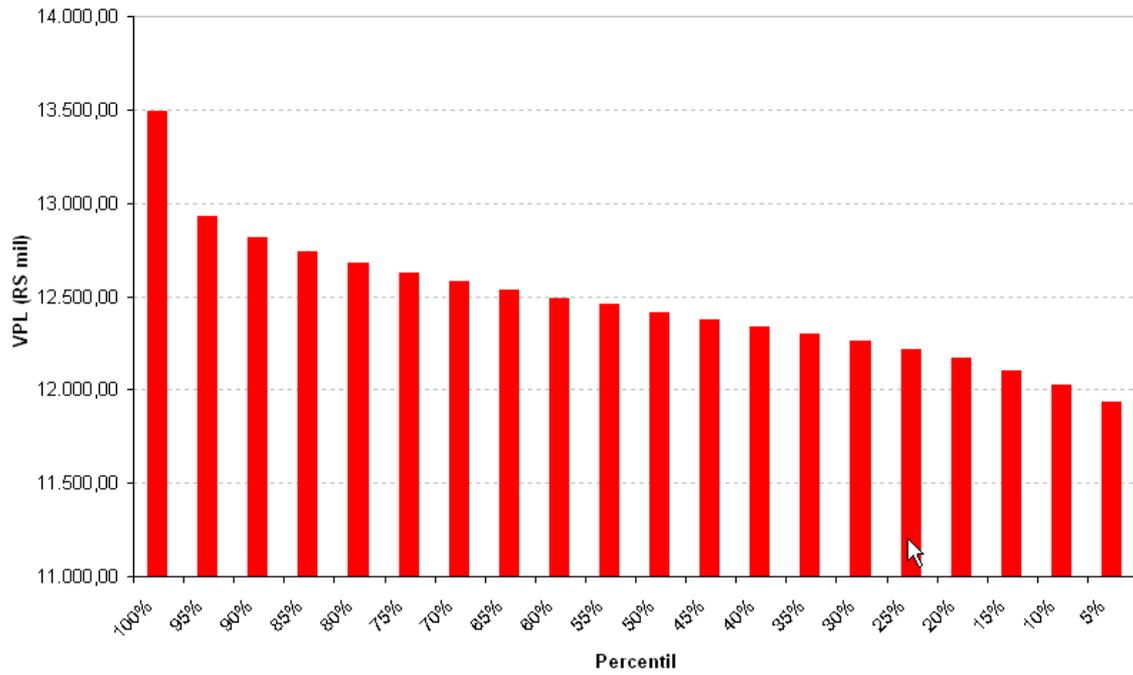


Ilustração 5.24 – Gráfico final do percentil dos VPL's – cenário Otimista

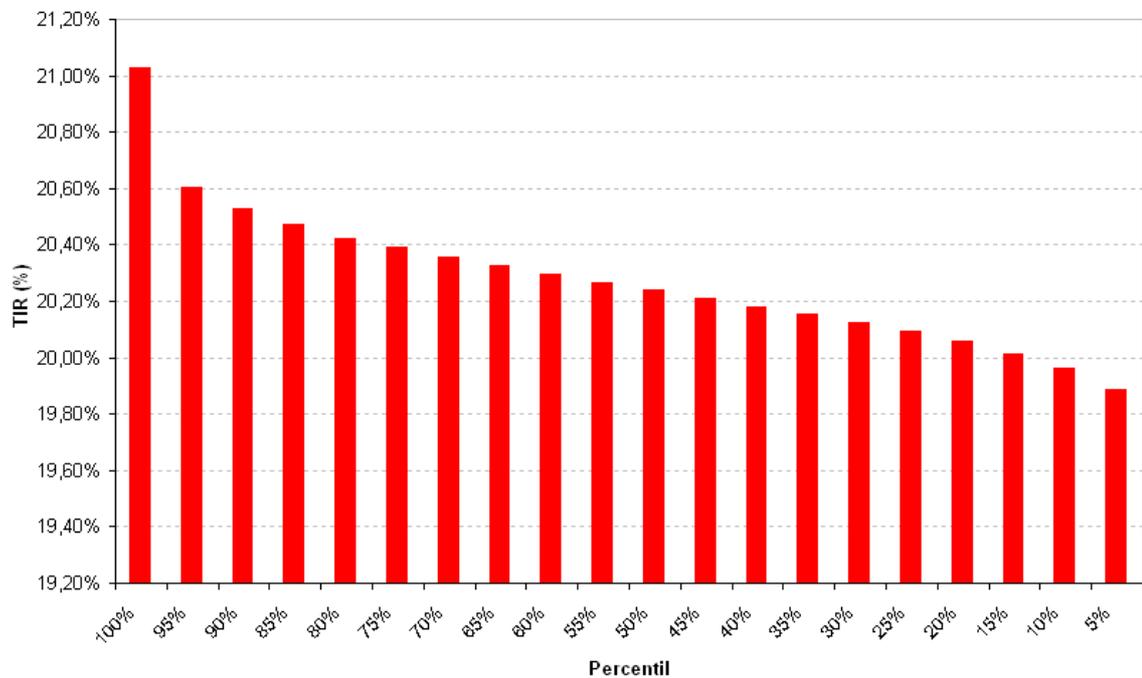


Ilustração 5.25 – Gráfico final do percentil das TIR's – cenário Otimista

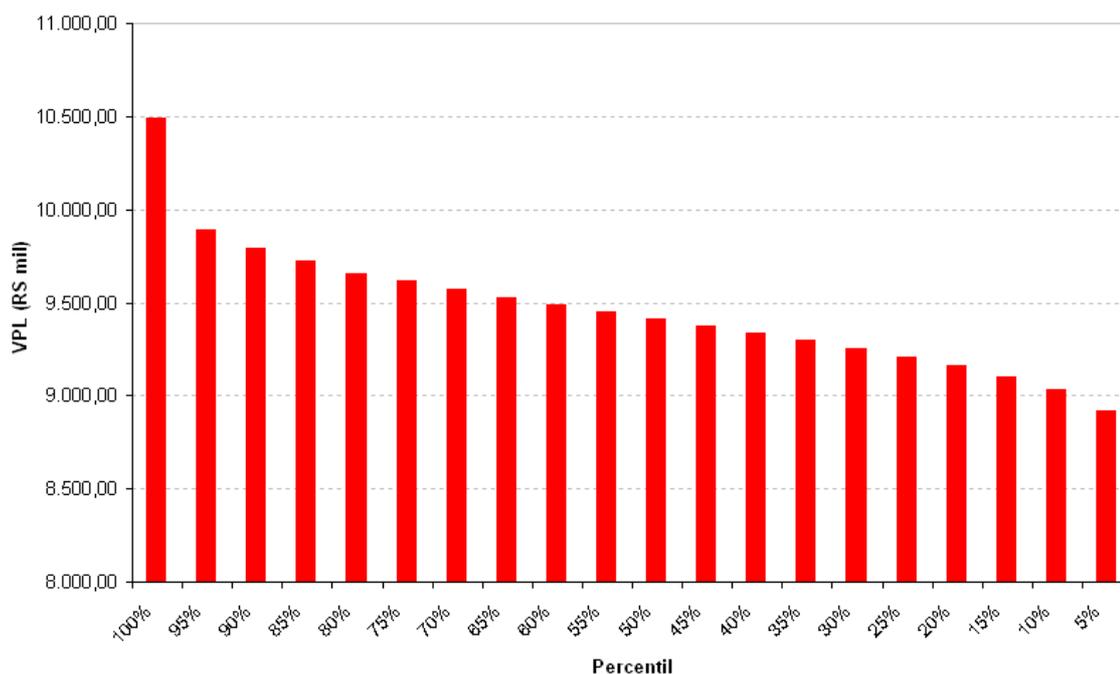


Ilustração 5.26 – Gráfico final do percentil dos VPL's – cenário Pessimista

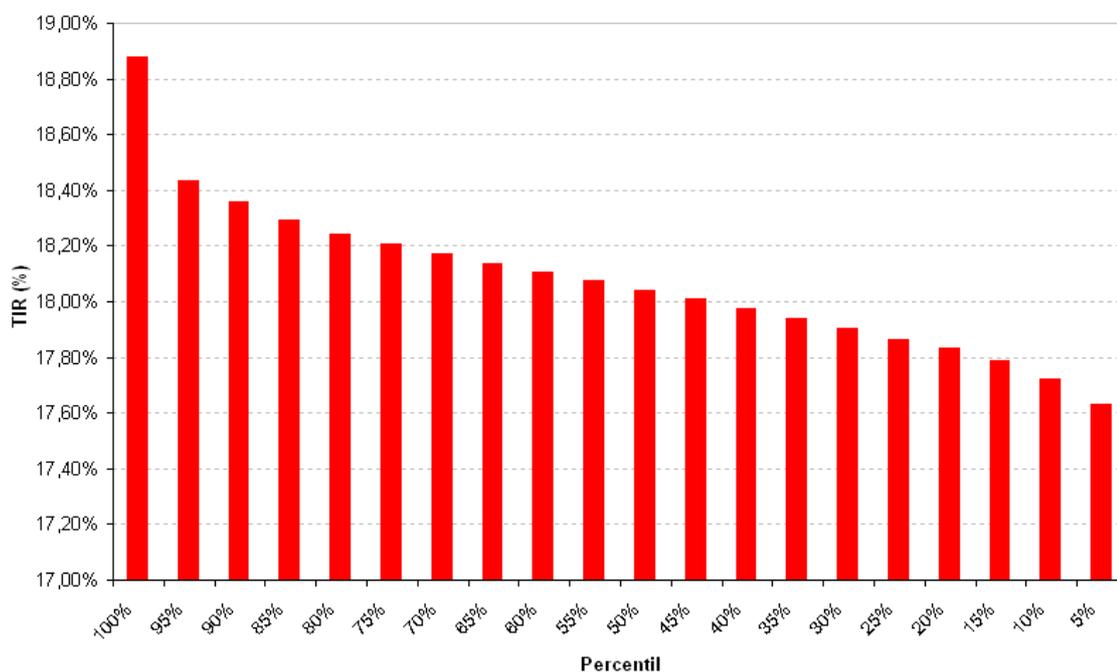


Ilustração 5.27 – Gráfico final do percentil das TIR's – cenário Pessimista

A partir das ilustrações apresentadas, conclui-se que a média do VPL e da TIR, no cenário base, é R\$10.847 mil e 19,15%, enquanto para o cenário otimista têm-se os

valores de R\$12.416 mil e 20,24%, para o VPL e a TIR respectivamente, sendo que o pessimista conduz aos valores de R\$9.416 mil e 18,04% para esses mesmos parâmetros.

Os índices econômicos reduziram consideravelmente, comprovando a necessidade da aplicação da metodologia descrita nas análises de viabilidade dos investimentos de expansão programados pela Distribuidora.

Apenas para simplificar as análises, os valores de reconhecimento tarifário obtidos aleatoriamente são segregados em 10 faixas, obtendo-se o VPL limite de cada faixa e a máxima TIR por faixa. Estão representadas nas *Tabelas 5.7 à 5.9* os resultados das análises por cenários.

Tabela 5.7 - Resultado da Análise de Monte Carlo – Cenário Base.

Faixas	De	Até	Quantidade por faixa	VPL (R\$ mil)		VPL Base (R\$ mil) mediana	TIR Máxima por faixa (%)
				de	até		
1	84%	86%	0%	9.903,78	10.111,93	10.008	18,6
2	86%	88%	2%	10.111,93	10.320,08	10.216	18,7
3	88%	89%	6%	10.320,08	10.528,23	10.424	18,9
4	89%	91%	17%	10.528,23	10.736,38	10.632	19,0
5	91%	92%	30%	10.736,38	10.944,53	10.840	19,2
6	92%	94%	25%	10.944,53	11.152,68	11.049	19,3
7	94%	95%	15%	11.152,68	11.360,83	11.257	19,5
8	95%	97%	4%	11.360,83	11.568,98	11.465	19,7
9	97%	98%	1%	11.568,98	11.777,13	11.673	19,9
10	98%	100%	0%	11.777,13	11.985,23	11.881	20,0

Tabela 5.8 - Resultado da Análise de Monte Carlo – Cenário Otimista.

Faixas	De	Até	Quantidade por faixa	VPL (R\$ mil)		VPL Otimista (R\$ mil) mediana	TIR Máxima por faixa (%)
				de	até		
1	84%	86%	0%	11.350	11.565	11.458	19,6
2	86%	88%	2%	11.565	11.779	11.672	19,8
3	88%	89%	6%	11.779	11.994	11.886	19,9
4	89%	91%	17%	11.994	12.208	12.101	20,1
5	91%	92%	30%	12.208	12.422	12.315	20,2
6	92%	94%	25%	12.422	12.637	12.530	20,3
7	94%	95%	15%	12.637	12.851	12.744	20,6
8	95%	97%	4%	12.851	13.066	12.958	20,6
9	97%	98%	1%	13.066	13.280	13.173	20,9
10	98%	100%	0%	13.280	13.494	13.387	21,0

Tabela 5.9 - Resultado da Análise de Monte Carlo – Cenário Pessimista.

Faixas	De	Até	Quantidade por faixa	VPL (R\$ mil)		VPL Pessimista(R\$ mil) mediana	TIR Máxima por faixa (%)
				de	até		
1	84%	86%	0%	8.310	8.528	8.419	17,3
2	86%	88%	2%	8.528	8.746	8.637	17,4
3	88%	89%	6%	8.746	8.964	8.855	17,7
4	89%	91%	17%	8.964	9.183	9.074	17,9
5	91%	92%	30%	9.183	9.401	9.292	18,1
6	92%	94%	25%	9.401	9.619	9.510	18,2
7	94%	95%	15%	9.619	9.838	9.729	18,4
8	95%	97%	4%	9.838	10.056	9.947	18,6
9	97%	98%	1%	10.056	10.274	10.165	18,7
10	98%	100%	0%	10.274	10.493	10.383	18,9

Por fim, para contemplar um procedimento metodológico mais genérico e conforme anteriormente adotado para a verificação da influência da incerteza da projeção de demanda, foram assumidas algumas premissas para caracterizar os cenários analisados, sendo uma dessas premissas a de que as probabilidades de ocorrência das tendências de crescimento são distintas. Nesse âmbito de desenvolvimento do exemplo, adotou-se que nas variantes de cenário econômico do horizonte de estudo há 50% de probabilidade de ocorrência do cenário base, 30% para o cenário otimista e 20% pessimista. Em um caso real, certamente esses valores decorreriam de metucioso estudo de Projeção de Mercado, com avaliação das probabilidades de ocorrência de cada cenário de tendência de crescimento.

Considerando as premissas adotadas, multiplica-se os VPL's das medianas por suas respectivas probabilidades e soma-se de modo a obter o VPL médio e elabora-se a *Tabela 5.10*.

Dos valores estampados na citada *Tabela 5.10*, cumpre observar que a variação do valor presente líquido é bastante expressiva, sendo importante ressaltar que estatisticamente é pouco provável que ocorra um reconhecimento próximo de 100%.

Tabela 5.10 - Resultado da Análise do VPL considerando a Probabilidade.

Faixas	De	Até	Quantidade por faixa	VPL (R\$ mil)		VPL (R\$ mil)
				de	até	
1	84%	86%	0%	9.903,78	10.111,93	10.125
2	86%	88%	2%	10.111,93	10.320,08	10.337
3	88%	89%	6%	10.320,08	10.528,23	10.549
4	89%	91%	17%	10.528,23	10.736,38	10.761
5	91%	92%	30%	10.736,38	10.944,53	10.973
6	92%	94%	25%	10.944,53	11.152,68	11.185
7	94%	95%	15%	11.152,68	11.360,83	11.397
8	95%	97%	4%	11.360,83	11.568,98	11.609
9	97%	98%	1%	11.568,98	11.777,13	11.821
10	98%	100%	0%	11.777,13	11.985,23	12.033

O valor esperado do VPL será o somatório dos VPL's obtidos na *Tabela 5.10* multiplicados pelas suas probabilidades de ocorrência, resultando num VPL de R\$ 11.050 mil.

Após toda esta análise, caso a empresa decida fazer esta obra num ambiente de crise, aqui traduzido por uma tendência de evolução da demanda aderente ao cenário pessimista, será pouco provável que o empreendimento tenha um retorno significativo, pois a empresa será penalizada na Revisão Tarifária Periódica devido ao baixo índice de aproveitamento das novas instalações.

Por conseguinte, conclui-se que a melhor opção seria paralisar a execução desta obra e esperar a recuperação do mercado para prosseguir com este investimento.

Este capítulo demonstra a importância da avaliação financeira dos projetos apresentados, pois diante de alguns cenários realistas o projeto apresenta importante redução de sua rentabilidade, podendo mesmo resultar inviável.

Uma gestão baseada no valor de retorno esperado para cada investimento permite que as empresas desenvolvam ou avaliem melhor suas estratégias financeiras, sendo que estes conhecimentos são fundamentais para desenvolverem suas vantagens competitivas (UNIVERSIDADE DE ITAJUBÁ, 2003).

6. ELABORAÇÃO DO PLANO DE INVESTIMENTO

6.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS

Até agora os projetos foram tratados de forma individual, porém, na prática das empresas, normalmente são planejados diversos tipos de obras que atingem um horizonte de 10 anos, caracterizando o Plano de Investimentos, com objetivo de adequar e/ou manter a qualidade de serviço em toda a área de concessão.

Vale também ressaltar que o sistema é dinâmico, ou seja, constantemente numa área de concessão as demandas se alteram e o sistema é reconfigurado para se adequar. Como o sistema se caracteriza por uma configuração elétrica com rede em malha (operando fechadas ou, como é mais comum, abertas) e, as regiões são interligadas eletricamente, uma obra executada em um ponto na rede, dependendo de seu porte, interfere diretamente ou indiretamente na área de influência de outra subestação.

Para solucionar problemas no sistema elétrico, diversos conjuntos de obras são propostos e, por competência, cabe ao Planejamento definir quais obras irão compor o Plano de Investimento da Companhia, de forma a atender satisfatoriamente as necessidades elétricas e sociais, trazendo o melhor retorno para os acionistas, em face das circunstâncias.

As obras não podem ser avaliadas técnica e economicamente de forma isolada, pois algumas obras interferem nos benefícios de outras ou mesmo podem permitir postergar um maior investimento. Por exemplo, a construção de um novo circuito, numa subestação existente, em conjunto com o remanejamento de carga entre circuitos, pode postergar por alguns anos a construção de uma nova subestação.

Em algumas situações, devido às restrições orçamentárias, pode não haver possibilidade de executar todas as obras desejáveis, a fim de solucionar todos os problemas na área de concessão. Por isso, são elaboradas alternativas de investimento e apenas um dos conjuntos de obras que caracterizam as alternativas será executado.

6.2.CARACTERIZAÇÃO DOS INVESTIMENTOS

Na elaboração do Plano de Investimento, anualmente, diversas necessidades orçamentárias são apresentadas e apenas algumas serão selecionadas.

Para escolher as obras a serem executadas, a fim de se conduzir uma análise financeira realista, agrupam-se as obras e elabora-se a análise econômica e financeira dos conjuntos de obras. De maneira didática, a seguir, serão propostas cinco obras e estas serão agrupadas para ilustrar a forma mais adequada de analisar e decidir por um conjunto de obras.

Segue a descrição das cinco possibilidades de obras para execução:

- **Construção de uma nova subestação 10:** obra proposta para atender ao crescimento vegetativo da região e readequar a repartição de carga entre as subestações existentes para fornecer energia, no futuro, dentro dos padrões técnicos de qualidade. A *Ilustração 6.1* demonstra o diagrama unifilar deste novo empreendimento. Esta nova subestação será composta por dois disjuntores de entrada, dois transformadores de 88/13,8kV com potência de 25/33MVA, 7 circuitos e um circuito socorro.

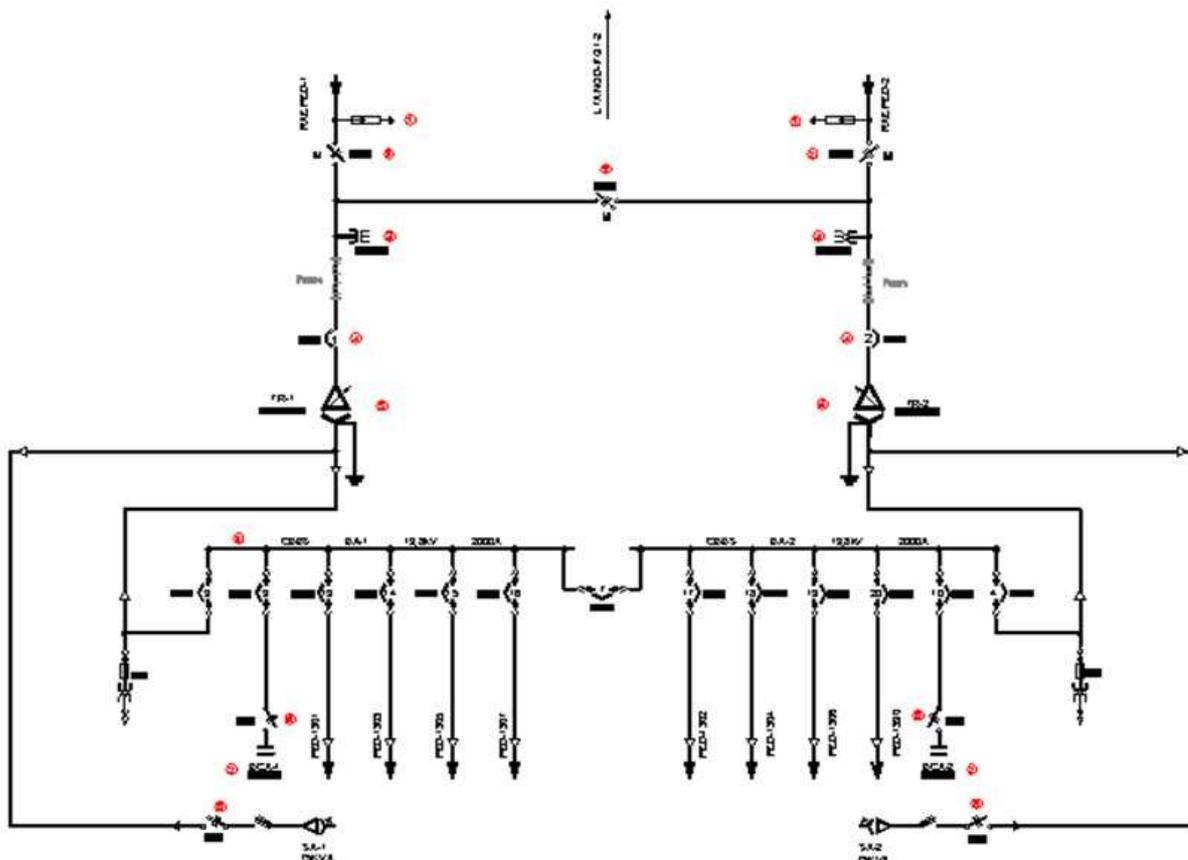


Ilustração 6.1 – Diagrama unifilar da subestação 10.

- **Remodelação da subestação 1:** Há necessidade de remodelar esta subestação, devido a solicitação da prefeitura da cidade X, com o objetivo de melhorar a qualidade técnica do fornecimento de energia, embora esta região não transgrida os padrões técnicos de qualidade da ANEEL. A *Ilustração 6.2* representa o diagrama unifilar desta subestação e os itens destacados pela cor vermelha demonstram o que será alterada nesta subestação existente. Note que serão substituídos os dois transformadores, sendo também instaladas duas chaves seccionadoras e um disjuntor de interligação na saída dos transformadores.

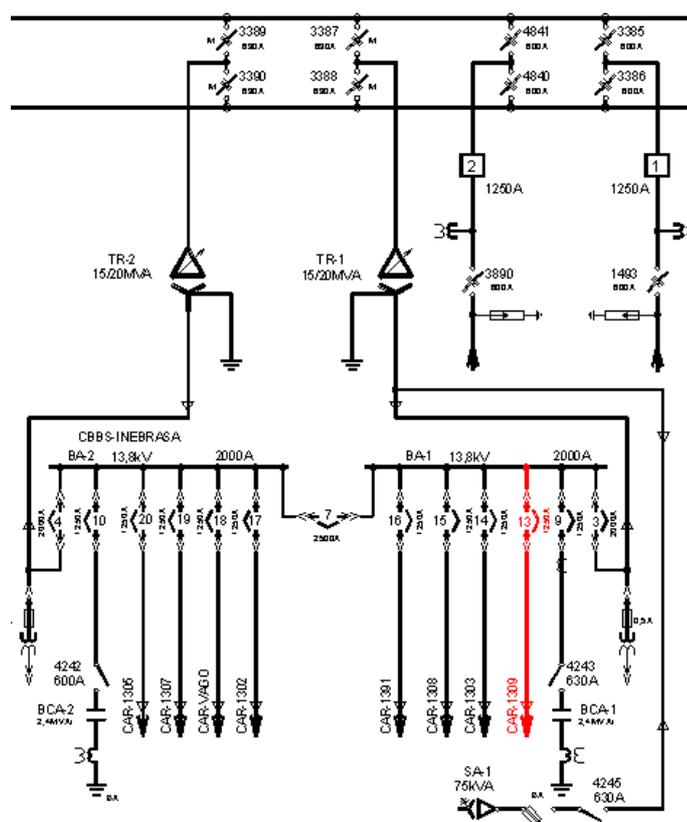


Ilustração 6.3 – Diagrama unifilar da subestação 2.

- **Construção de uma nova subestação 11:** *Obra proposta para atender ao crescimento vegetativo da região, readequar a repartição de carga entre as subestações existentes para fornecer energia, no futuro, dentro dos padrões técnicos de qualidade. A Ilustração 6.4 demonstra o diagrama unifilar da nova subestação 11. Esta subestação será composta por dois transformadores de 138-88/13,8kV com potência de 40/60MVA, 14 circuitos de média tensão e dois circuitos socorro.*

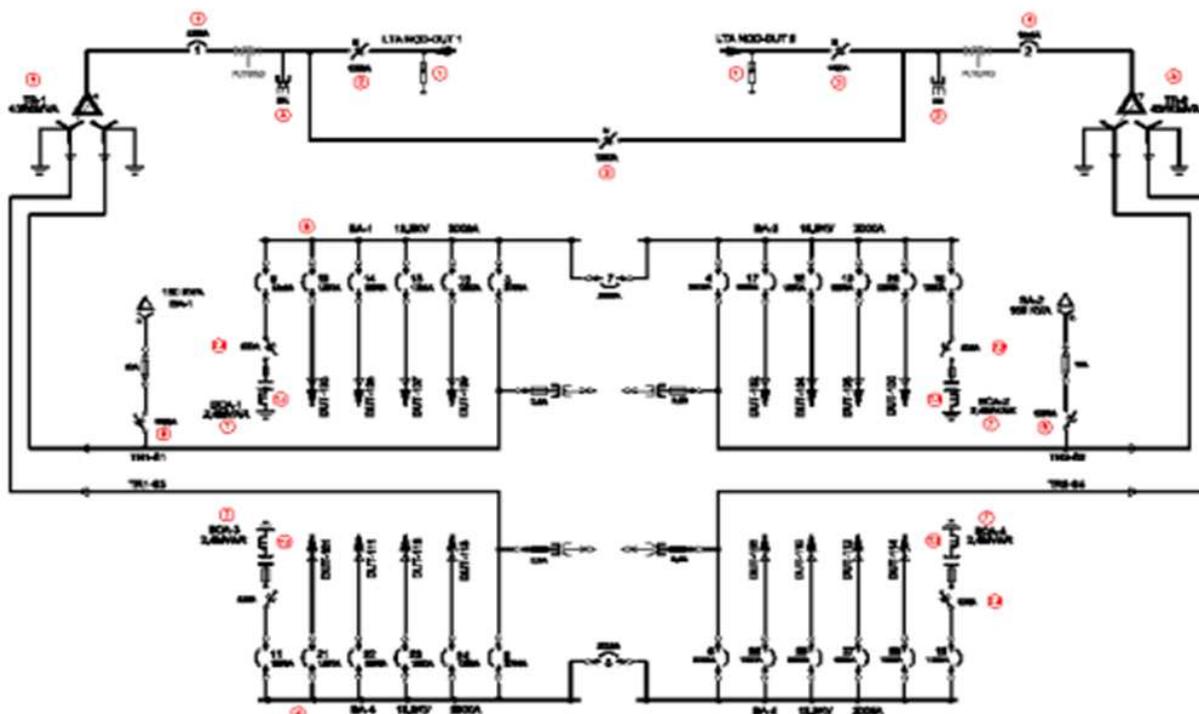


Ilustração 6.4 – Diagrama unifilar da subestação 11.

- Remodelação da subestação 3:** um cliente atendido em 13,8kV com demanda de 2 MW solicitou um acréscimo de demanda de 2MW. De acordo com as Resoluções 250 de 2007, o cliente terá uma participação financeira nesta obra, cujas implicações serão explicadas logo a seguir, à luz das Resoluções Normativas ANEEL 456 de 2000 e 250 de 2007. A *Ilustração 6.5* demonstra em vermelho as alterações que serão feitas nesta subestação. Será substituído o transformador da subestação de 12/15MVA por 15/20MVA e será remodelado o barramento de interligação na baixa tensão.

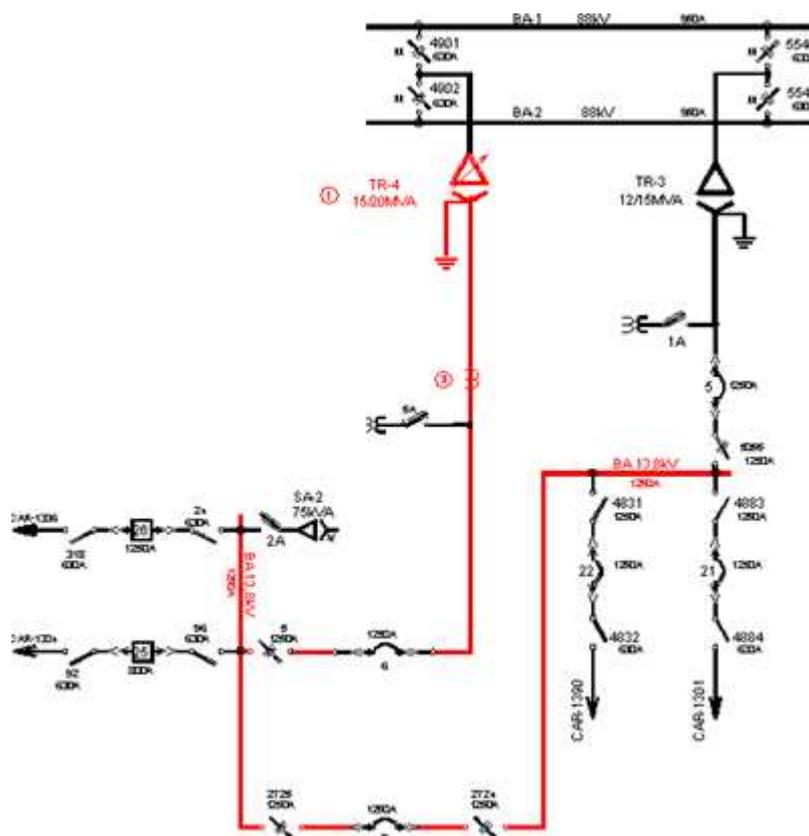


Ilustração 6.5 – Diagrama unifilar da subestação 3.

Devido à limitação de montante a ser investido no período coberto pelo Plano de Investimento, não há possibilidade de executar todos os empreendimentos no horizonte do Plano de Investimento.

Por conseguinte, foram elaborados três Planos de Investimento representados na *Tabela 6.1*, com suas respectivas obras, e os montantes totais a serem investidos em cada alternativa. Considerando a citada restrição orçamentária, cada Plano contém três obras e será selecionado apenas o conjunto mais adequado para ser executado.

A *Tabela 6.1* já consta o Valor Presente do investimento a ser feito por conjunto. Nota-se que é imprescindível a construção da nova subestação 10, por isso essa obra foi mantida em todos os conjuntos.

O conjunto A contempla:

- Remodelação da subestação 1;
- Construção de um novo circuito numa subestação existente;
- Não haverá a remodelação da subestação 3, pois supõe-se que o cliente Y mudará seu nível de tensão, de 13,8kV para 138 kV.

Tabela 6.1 – Conjunto de obras propostas.

Conjunto de obras	Obras a serem iniciadas no ano 0	Investimento total (R\$ mil)	Desembolso(R\$ mil)			Participação de terceiros
			VP - ano 0	Ano 0	Ano 1	
A	Construção de uma nova subestação 10	17.629	2.747	13.736	2.747	-
	Remodelação da subestação 1	3.132	1.300	2.000		-
	Construção de um circuito na subestação 2 e reconfiguração do sistema	500	500			-
		21.261	4.547	15.736	2.747	
B	Construção de uma nova subestação 10	17.629	2.747	13.736	2.747	-
	Remodelação da subestação 3	5.158	5.000	10.000		9.000
	Construção de uma nova subestação 11	22.211	3.500	11.000	10.300	-
		44.998	11.247	34.736	13.047	
C	Construção de uma nova subestação 10	17.629	2.747	13.736	2.747	-
	Remodelação da subestação 3	5.158	5.000	10.000		9.000
	Remodelação da subestação 1	3.132	1.300	2.000		-
		25.918	9.047	25.736	2.747	

Embora o conjunto B não atenda a solicitação da prefeitura X, foram selecionadas outras obras:

- Remodelação da subestação 3;
- Construção da subestação 11.

O conjunto C assume a postergação por 2 anos a construção da subestação 11, ou seja, a empresa assumirá, nesse período, o risco de reprimir acréscimos de demanda no futuro, restringindo-se à execução dos seguintes empreendimentos: atender a solicitação da Prefeitura X e remodelar a subestação 1; atender ao acréscimo de demanda do cliente, remodelando a subestação 3.

6.3.RESOLUÇÕES NORMATIVAS ANEEL 456/2000 E 250/2007

A finalidade deste item é descrever como os clientes conectados à rede de 13,8kV devem ser tratados perante as Resoluções Normativas relacionando sua demanda com a tensão de fornecimento.

O novo consumidor que deseja se conectar na rede primária (13,8 KV) ou o consumidor que já esteja conectado nesta rede e deseja aumentar sua demanda contratada, deverá submeter à apreciação da concessionária o aumento da potência, pois cabe à esta avaliar a necessidade de adequação do sistema elétrico.

A concessionária deve conectar na rede primária de distribuição, com tensão inferior a 69kV, clientes com demanda contratada superior a 75kW e igual ou inferior a 2.500 kW. Caso um cliente queira se conectar na rede primária com demanda acima de 2,5MW, a concessionária permitirá nos seguintes casos:

- O atendimento for possível, em princípio, em tensão primária de distribuição, mas situar-se em prédio de múltiplas unidades consumidoras predominantemente passíveis de inclusão no critério de fornecimento em tensão secundária de distribuição e não oferecer condições para ser atendida nesta tensão;

- Estiver localizada em área servida por sistema subterrâneo de distribuição, ou prevista para ser atendida pelo referido sistema de acordo com o plano já configurado no Programa de Obras da concessionária;
- Tiver equipamento que, pelas suas características de funcionamento ou potência, possa prejudicar a qualidade do fornecimento a outros consumidores;
- Havendo conveniência técnica e econômica para o sistema elétrico da concessionária, não acarretar prejuízo ao interessado (Resolução Normativa ANEEL 456/2000).

O interessado poderá executar as obras de extensão de rede necessárias ao fornecimento de energia elétrica, mediante a contratação de terceiro legalmente habilitado, devendo, para tanto, aprovar o respectivo projeto junto à concessionária antes do início das obras, pagar os eventuais custos consoante legislação e regulamentos aplicáveis, observar as normas e padrões técnicos da concessionária com respeito aos requisitos de segurança, proteção e operação, bem como submeter-se aos critérios de fiscalização e recebimento das instalações.

A concessionária deverá participar financeiramente da obra, disponibilizar suas normas e padrões, analisar os projetos, orientar quanto ao cumprimento das exigências obrigatórias, realizar a indispensável vistoria com vistas ao recebimento definitivo da obra, sua necessária incorporação aos bens e instalações em serviço e a ligação da unidade consumidora (Resolução Normativa ANEEL 456/ 2000).

A Resolução Normativa ANEEL 250 de 2007, por seu turno, estabelece os procedimentos para fixação do encargo de responsabilidade da concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica, bem como para o cálculo da participação financeira do consumidor, referente ao custo necessário para o atendimento a solicitações de:

- Aumento de carga;
- Conexão de unidade consumidora em tensão igual ou superior a 2,3 kV;
- Conexão de unidade consumidora com carga instalada superior a 50 kW.

O orçamento das obras e serviços referentes ao atendimento deverá refletir todo o custo que se fizer necessário, em quaisquer níveis de tensão, observada a proporção entre a demanda a ser atendida ou acrescida, no caso de aumento de carga, e a demanda a ser oferecida pelas obras de extensão, reforço ou melhoria na rede, de acordo com as normas e padrões técnicos da distribuidora.

A participação financeira do consumidor será caracterizada pela diferença positiva entre o custo total da obra e o Encargo de Responsabilidade da Distribuidora (ERD) que será determinado conforme *Equação 6.1 e 6.2*.

$$ERD = ReceitaTarifáriaAnual \times (1 - \alpha) \times \frac{1}{FRC} \quad (6.1)$$

$$ReceitaTarifáriaAnual = 12 \times MUSD \times TUSDFioB \quad (6.2)$$

Onde:

- α : fração de operação e manutenção, O&M, em relação à Parcela B (referente à distribuição para fins de Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição), tendo como parâmetro o custo de O&M da Empresa de Referência, definido na última revisão tarifária;
- **FRC**: o fator de recuperação do capital que traz a valor presente a receita uniforme prevista, sendo obtido pela *Equação 6.3*.

$$FRC = \left(\frac{(1+i)^n \times i}{(1+i)^n - 1} \right) \quad (6.3)$$

i: a taxa de retorno adequada de investimentos definida pelo custo Médio Ponderado do Capital (WACC) definido na última revisão tarifária, acrescido da carga tributária de 34%, sendo obtido pela *Equação 6.4*.

$$i = \frac{WACC}{(1 - 0,34)} \quad (6.4)$$

n: o período de vida útil remanescente em anos, associado à taxa de depreciação percentual anual "d" definida na última revisão tarifária, sendo obtido pela *Equação 6.5*.

$$n = \frac{100}{d} \quad (6.5)$$

- **MUSD**: montante de uso do sistema de distribuição a ser instalado ou acrescido no caso de aumento de carga;
- **TUSD Fio B**: a parcela da tarifa de demanda fora de ponta, correspondente ao nível de tensão da carga a ser instalada ou acrescida no caso de aumento de carga, que remunera o custo de operação e manutenção, a remuneração do investimento e a depreciação dos ativos.

Através do resumo destas resoluções, conclui-se que para o cliente Y continuar sendo atendido na tensão primária, deverá participar financeiramente nas obras de adequação que tiverem que ser desenvolvidas pela concessionária. Outra alternativa proposta é mudar a tensão de fornecimento deste cliente, ou seja deverá alterar sua estrutura interna para se conectar na rede de 138 kV.

Para continuar atendendo o cliente na tensão primária a concessionária deverá executar uma obra no valor total de R\$12,96 milhões e de acordo com a Resolução Normativa ANEEL 250 de 2007 o cliente deverá participar com R\$9 milhões. Estão disponibilizados na *Tabela 6.2* os parâmetros utilizados para o cálculo da ERD (Encargo de Responsabilidade da Distribuidora)

Tabela 6.2- Parâmetros para o cálculo da ERD.

Parâmetros	Cliente A4
TUSD (R\$/kW)	43
MUSD (MW)	3
WACC (%)	9,20%
Parcela B (R\$)	570.000.000
Taxa de depreciação [d(%)]	3,60%
Operação Manutenção - O&M (R\$)	270.000.000

Conforme já citado neste trabalho, existe uma interdependência entre Projetos, de tal forma que as obras interferem umas nos benefícios das outras. Por conseguinte, elaborou-se uma análise técnica por conjunto de obras, simularam-se os três conjuntos de obras INTERPLAN® e obtiveram-se os benefícios técnicos por conjunto de obras conforme a *Tabela 6.3*.

Nesta tabela os benefícios foram analisados num horizonte de 10 anos e trazidos a valor presente, para o ano zero, a uma taxa de desconto equivalente ao WACC Empresarial (8,6% a.a.).

As obras, para atender a solicitação da prefeitura e do cliente, apresentam apenas benefícios "sistêmicos" valorizados na ótica empresarial, pois as regiões não estão ultrapassando os limites técnicos estabelecidos pela ANEEL. Estas obras antecipam os investimentos que seriam feitos num futuro mais distante.

Para a obtenção dos benefícios foi utilizada a mesma metodologia do Exemplo Prático 3. A Metodologia de Monte Carlo foi utilizada para a obtenção da carga da região analisada. Assim, com cenários de crescimento otimista, conservador e pessimista, foram obtidas seqüências de evolução do mercado ano a ano, com a respectiva probabilidade de ocorrência, sendo estas consideradas nos estudos para avaliar os benefícios técnicos.

A *Tabela 6.3* apresenta os benefícios técnicos trazidos ao ano 0 a uma taxa de desconto de 8,6% , para a projeção de crescimento mais provável de acontecer, caracterizada pelo cenário base. Apresenta, também, o custo total de cada conjunto de obras.

Tabela 6.3- Valores desembolsados e benefícios técnicos por conjunto de obras.

Conjunt o de obras	Obras a serem iniciadas no ano 0	Investimento total empresa da (R\$ mil)	Desembolso(R\$ mil)				Participação de terceiros	Benefícios Técnicos (R\$ mil)		
			VP - ano 0	Ano 0	Ano 1	Ano 2		END	Perdas	Queda de tensão
A	Construção de uma nova subestação 10	17.629	2.747	13.736	2.747	-	2.349	12.004	65	
	Remodelação da subestação 1	3.132	1.300	2.000	-	-				
	Construção de um circuito na subestação 2 e reconfiguração do sistema	500	500	-	-	-				
		21.261	4.547	15.736	2.747					
B	Construção de uma nova subestação 10	17.629	2.747	13.736	2.747	-	4.052	20.616	112	
	Remodelação da subestação 3	5.158	5.000	10.000	-	9.000				
	Construção de uma nova subestação 11	22.211	3.500	11.000	10.300	-				
		44.998	11.247	34.736	13.047					
C	Construção de uma nova subestação 10	17.629	2.747	13.736	2.747	-	2.047	10.428	57	
	Remodelação da subestação 3	5.158	5.000	10.000	-	9.000				
	Remodelação da subestação 1	3.132	1.300	2.000	-	-				
		25.918	9.047	25.736	2.747					

Como os benefícios foram considerados para um período de 10 anos, o valor investido também deve ser considerado apenas neste período. Através da metodologia do FRC (fator de recuperação de capital) foram calculadas as parcelas do valor a ser investido.

Nas *Tabelas 6.4 a 6.6* estão representados os fluxos de caixa dos conjuntos para a faixa de maior reconhecimento tarifário, ressaltando-se que a coluna Valor Residual contempla o investimento e os benefícios do ano 9 até o ano 12, trazidos a valor

presente para o oitavo ano do horizonte, somados com as movimentações financeiras desse mesmo ano.

Tabela 6.4- Fluxo de caixa conjunto A

Fluxo de Caixa R\$ Mil	Ano							Valor Residual	
	0	1	2	3	4	5	6		7
Investimento + JOA	-	-	-	(2.638)	(2.638)	(2.638)	(2.638)	(2.638)	(11.260)
Benefícios Totais	-	-	-	4.887	5.051	5.357	5.224	5.730	20.949
END	-	-	-	423	446	500	496	561	1.452
Perdas	-	-	-	1.961	2.101	2.352	2.224	2.663	8.814
Adequação de Tensão	-	-	-	11	12	13	13	14	46
Depreciação	-	-	-	701	701	701	701	701	2.992
Remuneração de Capital	-	-	-	1.791	1.791	1.791	1.791	1.791	7.646
Total	-	-	-	2.249	2.413	2.720	2.586	3.092	9.689

Tabela 6.5 - Fluxo de caixa conjunto B

Fluxo de Caixa R\$ Mil	Ano							Valor Residual	
	0	1	2	3	4	5	6		7
Investimento + JOA	-	-	-	(5.561)	(5.561)	(5.561)	(5.561)	(5.561)	(23.737)
Benefícios Totais	-	-	-	9.300	9.733	10.136	10.612	10.757	39.447
END	-	-	-	715	782	852	973	953	2.398
Perdas	-	-	-	3.316	3.679	4.010	4.364	4.528	14.561
Adequação de Tensão	-	-	-	18	21	23	25	24	75
Depreciação	-	-	-	1.477	1.477	1.477	1.477	1.477	6.304
Remuneração de Capital	-	-	-	3.774	3.774	3.774	3.774	3.774	16.110
Total	-	-	-	3.739	4.172	4.575	5.051	5.196	15.710

Tabela 6.6 - Fluxo de caixa conjunto C

Fluxo de Caixa R\$ Mil	Ano							Valor Residual	
	0	1	2	3	4	5	6		7
Investimento + JOA	-	-	-	(3.213)	(3.213)	(3.213)	(3.213)	(3.213)	(13.714)
Benefícios Totais	-	-	-	5.063	5.263	5.469	5.758	5.850	21.684
END	-	-	-	357	388	424	494	487	1.227
Perdas	-	-	-	1.658	1.827	1.995	2.214	2.313	7.451
Adequação de Tensão	-	-	-	9	10	11	13	12	39
Depreciação	-	-	-	854	854	854	854	854	3.647
Remuneração de Capital	-	-	-	2.184	2.184	2.184	2.184	2.184	9.320
Total	-	-	-	1.850	2.051	2.256	2.545	2.637	7.970

Conforme dito anteriormente, um dos itens suscetível a variações compreende as glosas que o Regulador pode fazer no valor investimento. A variação do percentual do reconhecimento pode ser bastante elevada, na hipótese de que quando da incorporação do valor do investimento à Base de Remuneração Regulatória – BRR

da empresa (momento de uma Revisão Tarifária), o mercado tenha se reduzido substancialmente em relação à previsão de suporte à viabilização do Projeto.

Destarte, no momento da avaliação do Regulador, o Índice de Aproveitamento (medindo a ociosidade dos equipamentos - particularmente transformadores) nessa conjuntura, pode indicar que o investimento não pode ser considerado integralmente prudente. Para as variações de glosa regulatória, considera-se uma distribuição normal de probabilidades de reconhecimento tarifário, com valor médio de 92% e um desvio padrão de 2%.

Nesse contexto, utilizando a simulação de Monte Carlo, são sorteadas cerca de 2.500 porcentagens referentes ao reconhecimento tarifário pela ANEEL. Estes valores aleatórios são segregados em 10 faixas, calcula-se a frequência em cada faixa, sua probabilidade de ocorrência o valor presente líquido trazido ao ano 0 e a taxa interna de retorno por faixa, conforme *Tabelas 6.7, 6.8 e 6.9.*

Tabela 6.7 - Variações do VPL conjunto A.

Faixas	Reconhecimento Tarifário		Quantidade por faixa acumulado	Quantidade por faixa	VPL (R\$ mil)		máxima TIR (%) Conjunto A	VPL (R\$ mil) mediana
	De	Até			de	até		
1	86%	87%	1%	1%	11.699	11.796	17,7%	11.747
2	87%	88%	3%	2%	11.796	11.980	17,8%	11.888
3	88%	90%	11%	8%	11.980	12.165	17,9%	12.073
4	90%	91%	27%	16%	12.165	12.350	18,0%	12.257
5	91%	92%	51%	23%	12.350	12.534	18,1%	12.442
6	92%	94%	75%	24%	12.534	12.719	18,3%	12.627
7	94%	95%	90%	15%	12.719	12.903	18,4%	12.811
8	95%	96%	97%	7%	12.903	13.088	18,5%	12.996
9	96%	97%	99%	2%	13.088	13.273	18,6%	13.180
10	98%	100%	100%	1%	13.273	13.612	20,6%	13.442

Tabela 6.8 - Variações do VPL conjunto B.

Faixas	Reconhecimento Tarifário		Quantidade por faixa acumulado	Quantidade por faixa	VPL (R\$ mil)		máxima TIR (%) Conjunto B	VPL (R\$ mil) mediana
	De	Até			de	até		
1	84%	86%	0%	0%	18.537	18.947	15,9%	18.742
2	86%	87%	0%	0%	18.947	19.356	16,0%	19.151
3	87%	89%	1%	1%	19.356	19.766	16,1%	19.561
4	89%	90%	5%	4%	19.766	20.176	16,2%	19.971
5	90%	91%	18%	13%	20.176	20.586	16,4%	20.381
6	91%	93%	41%	23%	20.586	20.995	16,5%	20.791
7	93%	94%	68%	27%	20.995	21.405	16,6%	21.200
8	94%	96%	88%	20%	21.405	21.815	16,8%	21.610
9	96%	97%	97%	10%	21.815	22.225	16,9%	22.020
10	97%	100%	100%	3%	22.225	23.063	18,6%	22.644

Tabela 6.9 - Variações do VPL conjunto C.

Faixas	Reconhecimento Tarifário		Quantidade por faixa acumulado	Quantidade por faixa	VPL (R\$ mil)		máxima TIR (%) Conjunto C	VPL (R\$ mil) mediana
	De	Até			de	até		
1	85%	86%	0,3%	0,3%	8.999	9.251	14,9%	9.125
2	86%	88%	2,0%	1,8%	9.251	9.503	15,0%	9.377
3	88%	89%	7,8%	5,7%	9.503	9.755	15,2%	9.629
4	89%	91%	27,3%	19,5%	9.755	10.007	15,3%	9.881
5	91%	92%	56,8%	29,5%	10.007	10.259	15,4%	10.133
6	92%	94%	81,8%	25,0%	10.259	10.511	15,6%	10.385
7	94%	95%	95,4%	13,6%	10.511	10.763	15,7%	10.637
8	95%	97%	98,9%	3,5%	10.763	11.015	15,9%	10.889
9	97%	98%	99,8%	0,9%	11.015	10.878	16,7%	10.946
10	98%	100%	100,0%	0,2%	10.878	11.563	16,2%	11.220

Analisando apenas o VPL, o conjunto de obras escolhido seria o “B”, pois concentra probabilidade de ocorrência do VPL mais favorável à concessionária. Considerando apenas a TIR na análise, o projeto escolhido seria o A. Em Engenharia Econômica, uma situação em que os métodos do VPL e TIR não indicam a mesma solução não é inusitada. De fato, pode ocorrer com certa frequência uma situação em que, ao comparar dois projetos (ou conjuntos de projetos considerados com única obra para efeito de comparação), ocorrer que um dos Projetos exiba maior escala (maiores investimentos) e, por isso mesmo, proporcione maior VPL em termos absolutos (em R\$), mas o Projeto menor for mais eficiente por unidade de capital investido, ou seja, apresente maior TIR.

O comportamento dos VPL's dos dois Conjuntos em função da taxa de desconto é ilustrado na *Ilustração 6.6* a seguir, indicando-se o “Ponto de Fischer”, que caracteriza a taxa de desconto em que o VPL de ambas alternativas de investimento é o mesmo.

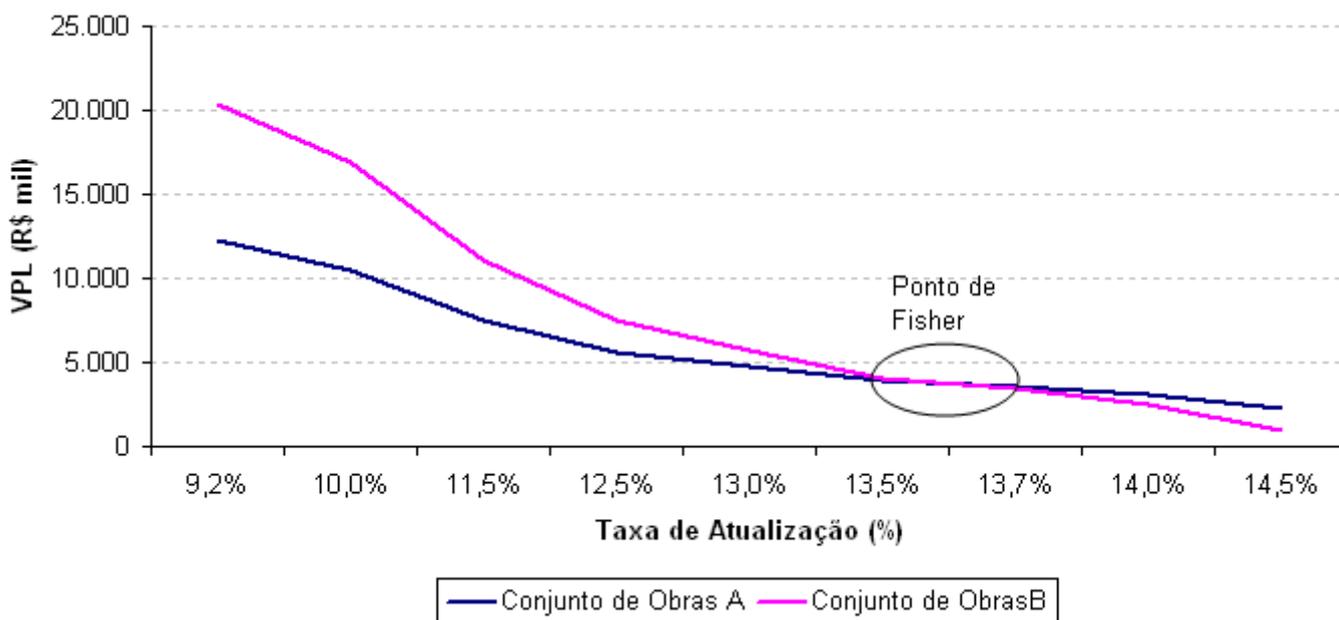


Ilustração 6.6 – Gráfico do VPL em função da Taxa de Desconto.

Nesse caso, para escolher o projeto mais viável, entre o conjunto de obras A e B, por se tratar de projetos mutuamente excludentes e em conjuntura de restrição financeira, será necessário definir o Projeto “B – A” (Projeto Incremental) e calcular a diferença entre os investimentos e benefícios, calculando em seguida o VPL e TIR.

A *Tabela 6.10* representa os parâmetros considerados na análise incremental.

Tabela 6.10 – Fluxo de Caixa das diferenças entre o projeto B e A

Fluxo de Caixa R\$ Mil	Ano							Valor Residual	
	0	1	2	3	4	5	6		7
Investimento + JOA	(R\$ 16.190,43)								
Benefícios Totais		-	-	4.413	4.682	4.779	5.388	5.026	18.498
END		-	-	292	335	352	477	393	946
Perdas		-	-	1.355	1.579	1.658	2.140	1.865	5.747
Queda de Tensão		-	-	8	9	9	12	10	30
Depreciação		-	-	776	776	776	776	776	3.312
Remuneração de Capital		-	-	1.983	1.983	1.983	1.983	1.983	8.464
Projeto B-A	(16.190)	-	-	4.413	4.682	4.779	5.388	5.026	18.498

Considerando o fluxo de caixa montado de acordo com a *Tabela 6.10*, obtém-se um valor de VPL positivo de, aproximadamente, R\$ 9,5 milhões, utilizando uma taxa de desconto igual ao WACC empresarial, ou seja, 8,6% a.a. A TIR calculada nesta análise resulta 17,35%. Como a TIR do Projeto Incremental é superior à taxa de atualização de capital, considera-se o Conjunto de Obras B mais atrativo do que o Conjunto A.

Para finalizar esta análise será necessário contemplar os benefícios sociais não contabilizados monetariamente na análise empresarial, mas passíveis de avaliação, indica-se a metodologia de planejamento com múltiplos objetivos. Esta metodologia está descrita no Capítulo a seguir.

7. PLANEJAMENTO COM MÚLTIPLOS OBJETIVOS – CONCEITOS BÁSICOS E EXEMPLO DE APLICAÇÃO

7.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS

Os custos devidos as interrupções de fornecimento de energia elétrica podem ser analisados sob dois aspectos. O primeiro é a interrupção sob o ponto de vista do consumidor que incorre em prejuízos com a falta de energia elétrica na sua residência ou negócio, não podendo realizar suas atividades e conseqüentemente perdendo momentos de lazer, oportunidades de negócios, produção e até equipamentos entre outros. O outro ponto de vista é o da concessionária que ao não fornecer energia elétrica a seus clientes deixa de lucrar com a perda de faturamento como também poderá ter de pagar multas previstas na legislação, ressarcir perdas causadas a clientes, ou ainda afetar sua imagem (marca) junto a comunidade ou acionistas (ABRADEE, ENERQ. 2002).

“A avaliação das perdas sofridas pelos consumidores na realidade são estimativas, previsões. É feita através de pesquisas junto ao consumidor haja visto que é ele o melhor conhecedor dos transtornos causados pela falta de energia. A quantificação econômica do custo de interrupção é possível por meio de contabilização direta das perdas incorridas pelo consumidor ou através de métodos indiretos como a disposição a pagar (DPG) por um serviço de melhor qualidade. As perdas do consumidor são muito maiores do que as perdas diretas sofridas pela concessionária, mas os órgãos reguladores vêm estabelecendo padrões mínimos de qualidade de atendimento que se não cumpridos podem acarretar penalizações da mesma ordem de grandeza dos investimentos a serem realizados para sua obtenção” (ABRADEE, ENERQ. 2002).

7.2.RESUMO DA METODOLOGIA

A *Ilustração 7.1*, demonstra o processo de solução do problema. Cada alternativa é representada como um ponto no eixo horizontal. A distância deste ponto até a origem representa o custo de investimento e operação associado. A alternativa ótima é naturalmente a que está mais próxima da origem (na *Ilustração 7.1* a melhor alternativa é a 4) (PELLEGRINI, 2002).

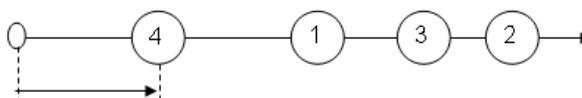


Ilustração 7.1- Seleção da melhor Alternativa de Expansão - Objetivo Único

Suponha agora que cada alternativa de expansão x é caracterizada por dois atributos. Por exemplo, o custo de investimento/operação representados por $A1(x)$, e o nível de confiabilidade $A2(x)$, que se traduz em custo de interrupção evitado para os consumidores. A *Ilustração 6.8* representa a visualização do problema, onde cada alternativa é representada como um ponto em duas dimensões, com coordenadas $A1(x)$ e $A2(x)$ (PELLEGRINI, 2002).

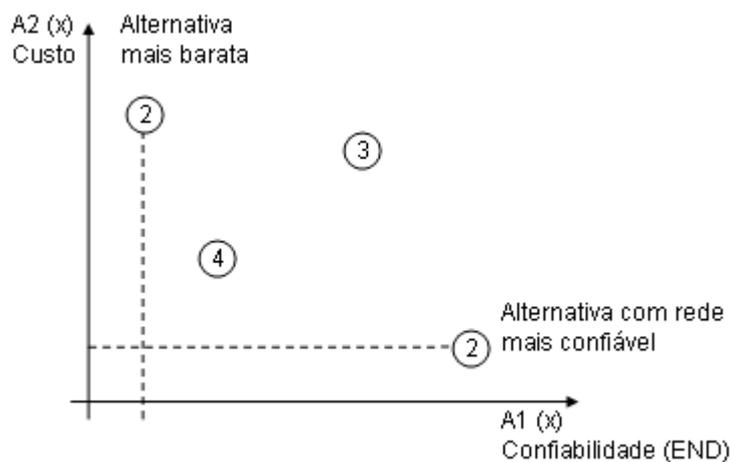


Ilustração 7.2- Alternativas de Expansão – Múltiplos Objetivo.

Note na *Ilustração 7.2* que a alternativa mais barata (máximo $A_2(x)$) é a de menor confiabilidade (traduzida por elevado custo de interrupção) (mínimo $A_1(x)$), número 1. Por outro lado, a alternativa 2 é a mais cara, porém a de maior confiabilidade. Constatase que não há uma alternativa que seja ótima perante os atributos considerados, recomendando utilizar a metodologia de Pareto.

A primeira etapa no processo de seleção da melhor alternativa é eliminar os candidatos que são claramente inferiores. Uma alternativa x_1 é dominada por uma alternativa x_2 se os valores de todos os seus atributos são superiores ou iguais aos valores de x_2 , isto é:

$$A_1(x_1) \geq A_1(x_2) \quad (7.1)$$

$$A_2(x_1) \geq A_2(x_2) \quad (7.2)$$

É intuitivo que a alternativa x_2 é sempre preferível à alternativa x_1 , pois apresenta melhores resultados sob todos os aspectos (PELLEGRINI, 2002).

Se uma alternativa não é dominada por nenhuma outra alternativa, recebe a denominação de Pareto-ótima. Em termos intuitivos, uma alternativa Pareto-ótima é superior a cada uma das outras em pelo menos um Atributo, podendo ser inferior com relação aos demais (PELLEGRINI, 2002).

Uma vez eliminadas as alternativas dominadas, o problema passa a ser o de comparar as alternativas Pareto-ótima restantes. O critério mais simples é combinar os diferentes Atributos numa função escalar $z(x)$, na *Ilustração 7.3* (PELLEGRINI, 2002).

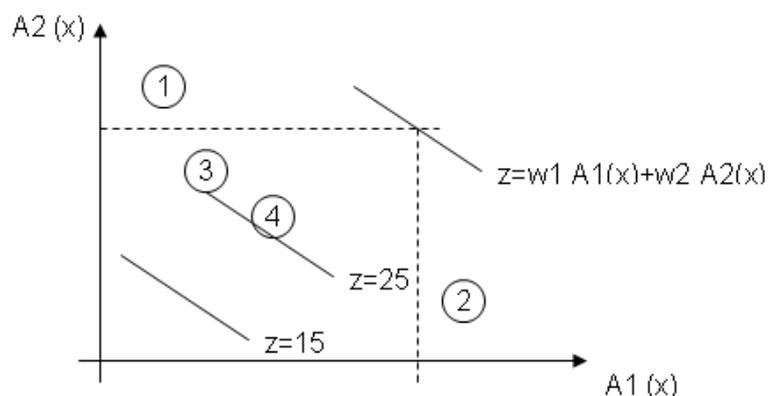


Ilustração 7.3 - Seleção da melhor alternativa.

A *Ilustração 7.3* representa o conjunto de pontos de mesmo valor z , semelhante a uma “curva de nível” de topografia. A solução ótima é obtida movendo o segmento linear até chegar à alternativa com o mínimo valor de z . Observa-se que a inclinação da “curva de nível” corresponde à razão entre os pesos w_1 e w_2 . Portanto, estes pesos indicam a importância relativa de cada Atributo para o processo de tomada de decisão (PELLEGRINI, 2002).

Note-se que o critério de minimizar o custo composto deve ser combinado com o de evitar que o valor de cada Atributo seja excessivamente alto, ou seja, a alternativa escolhida deve ser equilibrada. Uma maneira de representar ambos os aspectos é utilizar Funções Distância, *Equação 7.3*.

$$z(x) = \sqrt[n]{w_1 A_1(x)^n + w_2 A_2(x)^n} \quad (7.3)$$

Nessa equação, $z(x)$ é a distância do ponto “ x ” com relação à origem dos eixos coordenados, o expoente “ n ” define a norma utilizada e, por sua vez, os “ w_i ” são os pesos atribuídos aos atributos A_i (PELLEGRINI, 2002).

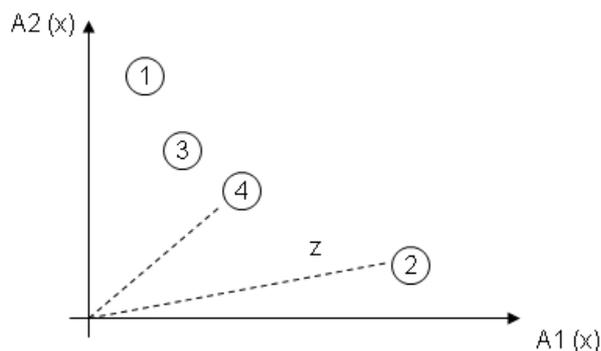


Ilustração 7.4 - Função distância.

Para os casos em que não é possível a quantificação de um dos eixos, há diversas metodologias para solucionar, sendo uma opção freqüente o uso da “Escala Indireta de Medida”. Nesse caso, classifica-se diretamente o impacto de cada alternativa com relação ao Atributo, por exemplo, utilizando cinco valores: 1 = pouco; 3 = médio; 5 = muito, e tendo 2 e 4 como valores intermediários (PELLEGRINI, 2002).

7.3.ESTUDO DE CASO

Considerando o Plano de Investimento do capítulo anterior e uma taxa de atualização de capital da empresa de 8,6%, fez-se a análise de VPL considerando os benefícios sociais e empresariais, por conjunto de obras, resultando o gráfico apresentado a seguir.

Há diversas metodologias que podem ser aplicadas para identificar o projeto que apresenta o maior retorno considerando a ótica social e empresarial, sendo que para este estudo fez-se uso da metodologia de Pareto, descrita brevemente no capítulo anterior.

Nessa perspectiva, plotou-se num gráfico os conjuntos de projetos que caracterizam os Planos de Obra alternativos e, no eixo vertical, representou-se o VPL de cada conjunto sob a ótica empresarial e no eixo horizontal representou-se o VPL sob a

ótica social. Em termos qualitativos (ou seja, em termos de classificação ou denominação), os benefícios são os mesmos nos dois casos, sendo que a diferença numérica decorre da utilização de diferentes parâmetros de valorização econômica.

Os benefícios sociais relacionados à energia não distribuída estão valorados ao custo do racionamento correspondente ao último patamar da função de “Custo do Déficit” utilizada por CCEE e ONS na formação dos preços de curto prazo, acrescido de 20%, na intenção de representar o Custo de Interrupção, obtendo-se um valor de 6.342 R\$/MWh.

Por outro lado, os benefícios de perdas e queda de tensão estão valorados pela tarifa média de venda de energia (181,5 R\$/MWh). Localizando os conjuntos de obras no gráfico, nota-se que quanto mais distante da origem maior benefício este projeto proporciona. Portanto, com relação aos benefícios sociais foram obtidos os valores da *Tabela 7.1*, em que constam também os benefícios globais calculados na ótica empresarial, contemplando, a título de exemplo, o valor esperado dos valores presentes dos conjuntos analisados para o cenário Base, mediana da Faixa 10.

Tabela 7.1 – Benefícios na ótica social e empresarial

Benefícios na Ótica Social	Benefícios na Ótica Empresarial
<ul style="list-style-type: none"> • Conjunto B: R\$76.916 milhões • Conjunto A: R\$44.728 milhões • Conjunto C: R\$38.893 milhões 	<ul style="list-style-type: none"> • Conjunto B: R\$22.644 mil • Conjunto A: R\$13.442 mil • Conjunto C: R\$11.220mil

No caso em questão nenhuma alternativa é dominada por outra, projetam-se os conjuntos conforme a *Ilustração 7.5*.

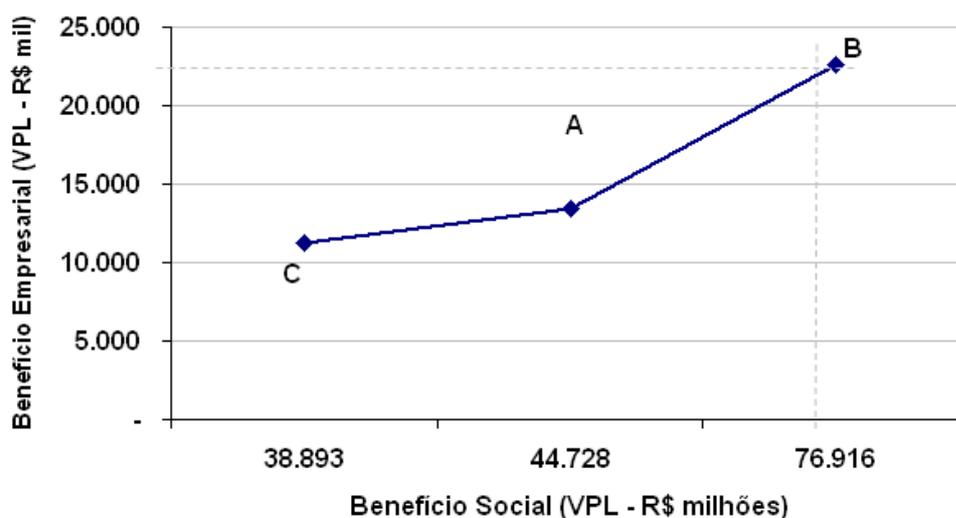


Ilustração 7.5- Gráfico de Pareto: seleção da melhor alternativa.

Note que o critério de minimizar o custo composto deve ser combinado com o de evitar que o valor de cada Atributo seja excessivamente alto, perseguindo uma alternativa equilibrada. Uma maneira de representar ambos os aspectos é utilizar Funções Distância, conforme equação a seguir.

$$z(w) = \sqrt{(p_1x)^2 + (p_2y)^2} \quad (7.4)$$

Onde:

- **x:** benefícios sociais
- **y:** benefícios econômicos
- **p1;p2:** pesos dos atributos
- **w:** plano de obras

Utilizando a função distância, considerando peso 1 tanto para o benefício social quanto para o benefício econômico, obtêm-se as equações para o cálculo da distância do ponto de origem até o ponto B (Equação 7.5), da origem até o ponto “A” (Equação 7.6) e até o ponto “C” (Equação 7.7).

$$y(B) = \sqrt{(76.916)^2 + (22.644)^2} = 80.180 \quad (7.5)$$

$$y(A) = \sqrt{(44.728)^2 + (13.442)^2} = 46.705 \quad (7.6)$$

$$y(C) = \sqrt{(38.893)^2 + (11.220)^2} = 40.479 \quad (7.7)$$

Avaliando os resultados obtidos, conclui-se que o conjunto “B” é a melhor opção de investimento, posto que apresenta um equilíbrio tanto para o benefício econômico quanto para o social, apresentando a maior distância até a origem (0,0) do sistema de coordenadas de Pareto.

Avaliando a *Ilustração 6.6* nota-se que quando a taxa de atualização se aproxima de 13,7%, o VPL do conjunto “A” passa a ser mais atrativo do que o VPL do conjunto “B”. Assim, será feita a análise de sensibilidade da metodologia multi-objetivo através da consideração da taxa de atualização de 14,5%.

A *Tabela 7.2* representa a mediana do cenário Base, faixa 10, do VPL considerando a ótica empresarial e social.

Tabela 7.2 – Benefícios na ótica social e empresarial – alterando WACC

Benefícios na Ótica Social	Benefícios na Ótica Empresarial
<ul style="list-style-type: none"> • Conjunto B: R\$52.418 milhões • Conjunto A: R\$30.426 milhões • Conjunto C: R\$26.470 milhões 	<ul style="list-style-type: none"> • Conjunto B: R\$688 mil • Conjunto A: R\$2.155mil • Conjunto C: R\$-1.100mil

A Tabela 7.2 está refletida na Ilustração 7.6.

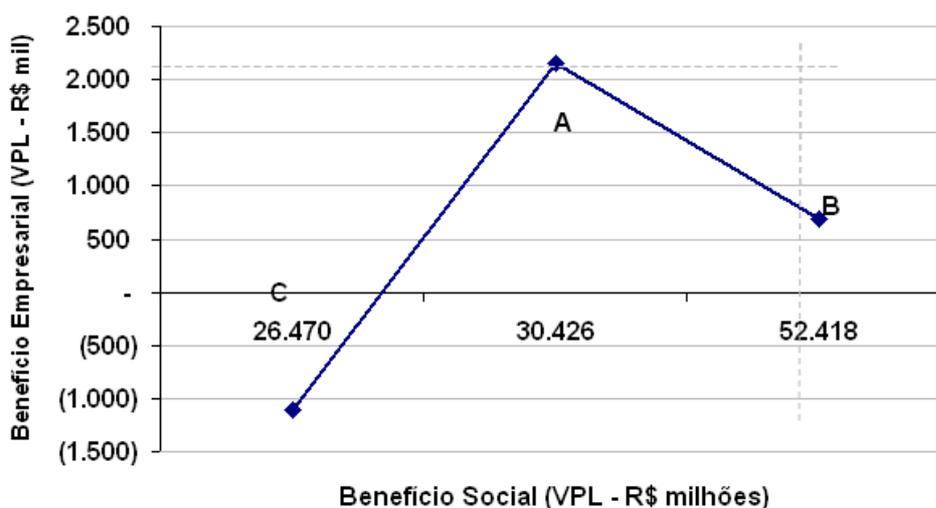


Ilustração 7.6- Gráfico de Pareto: seleção da melhor alternativa – alterando WACC.

Utilizando a mesma metodologia da demonstração anterior, o ponto “C” está distante da origem 26.493, enquanto que o “A” e o “B” estão distantes 30.502 e 52.423 respectivamente.

Considerando apenas a ótica empresarial, para uma WACC de 14,5%, o conjunto de obras “A” é mais atrativo; mas inserindo na análise a ótica social o conjunto “B” continua sendo a de maior atratividade.

A análise de múltiplos objetivos pode auxiliar na escolha de um projeto, permitindo selecionar o projeto que apresente o maior benefício, considerando tanto a ótica social quanto a empresarial. Na prática das empresas, a solução de maior investimento somente será adotada se o acréscimo de recursos não apresentar maior significado, perante o Orçamento da Companhia e, ao mesmo tempo, o ganho em benefícios na ótica social for muito importante.

8. CONCLUSÕES

Este trabalho inicia sublinhando que as empresas de distribuição de energia elétrica, por atuarem em regime de monopólio natural, possuem suas atividades fortemente reguladas pelo poder público, através de normas e fiscalizações.

O objetivo da regulamentação do poder público é maximizar o bem-estar social, promover a eficiência da gestão das empresas concessionárias e melhorar os níveis de qualidade dos serviços (BITU, R., BORN, P., 1993).

A regulamentação não deve somente fixar o preço no nível do custo de serviço, mas também deve encontrar meios de impor que a concessionária atenda a qualidade que seja demandada a um nível de confiabilidade adequado. Assim, o organismo responsável pela regulamentação se vê envolvido na complexa tarefa de fazer previsões de demanda, fixar o nível adequado de confiabilidade e impor o atendimento a esse nível de confiabilidade (BITU, R., BORN, P., 1993).

Cabe às distribuidoras avaliar seus investimentos e direcionar recursos aos projetos que permitam a maximização do retorno financeiro obtido, via reconhecimento na tarifa de energia elétrica. Para isso, é necessária a utilização de suporte de sofisticada Engenharia Econômica e Financeira, pois é sempre necessária uma análise abrangente, que contemple todas as variáveis relevantes e a prospecção de seu comportamento futuro. Esta é a melhor forma de orientar o retorno sobre o capital investido.

Para contornar limitações da metodologia de investimentos tradicional (Fluxo de Caixa Descontado), que pode induzir decisões de investimento equivocadas, introduziu-se uma técnica mais adequada, abordando as incertezas e a flexibilidade do projeto, que é a Teoria das Opções Reais - TOR.

Esta metodologia permite implementar a consideração de incertezas e da flexibilidade de decisões na análise do VPL e da TIR de um Projeto, parâmetros que definem sua viabilidade econômica.

A importância de ter flexibilidade nas tomadas de decisão relativas a investimento mostra-se cada vez mais evidente, com a grande intensidade de alterações que vem ocorrendo no ambiente corporativo e seu entorno, que se traduzem em exigências cada vez maiores quanto à eficiência operacional e dos investimentos. Um projeto sendo implementado, corre o risco de não produzir o retorno esperado por conta de alteração significativa nas projeções de mercado, por exemplo. Por isso mesmo, as análises de projetos de investimento tiveram que forçosamente se reciclar para levar em consideração as complexidades transacionais da Era da Informação: o aleatório, o acaso e as transformações. Este foi o contexto que promoveu o surgimento da Análise das Opções Reais (TOR).

No escopo dessa metodologia, para fazer à necessidade de apurada análise de viabilidade econômica de investimento em projetos de expansão de uma Distribuidora de Energia Elétrica, este trabalho sugere a utilização da metodologia de Monte Carlo, pois, desta forma, consegue-se inserir incertezas nas análises de viabilidade de um projeto.

Dentre as diversas incertezas que um projeto pode apresentar foram consideradas as incertezas na projeção de crescimento do mercado e incerteza no reconhecimento tarifário, de modo que estas variáveis não estão relacionadas entre si.

Fazendo uso desta metodologia, pode-se provar que um projeto tem sua atratividade fortemente condicionada pelas incertezas visualizadas em variáveis importantes

para o desempenho econômico da alternativa. Algumas vezes, projetos que não seriam atrativos passam a ser interessantes através da consideração das incertezas. Outro item a ser destacado neste trabalho é a necessidade de analisar a viabilidade de Plano de Investimento como um todo e compará-lo com diversas alternativas de Planos de Investimento, pois algumas obras podem interferir na análise financeira de outras.

Para finalizar a análise de atratividade de um Plano de Investimento, demonstrou-se, através da metodologia de análise múlti objetivos, que há como considerar os benefícios sociais no processo de decisão.

A escolha de um conjunto de obras ponderando também a ótica social não é usual nas companhias, mas através de exemplos didáticos provou-se que esta análise pode ser realizada sem esforço excessivo, permitindo orientar a empresa a investir num conjunto de projetos que maximize o benefício social, subordinado ao interesse empresarial. Em outras palavras, é óbvio que a empresa só optará pelo melhor investimento social caso os VPL's das opções de investimento sejam muito semelhantes sob a ótica empresarial.

Considerando estas metodologias, foi demonstrado que um projeto, condicionado pelo meio onde este se insere, está sujeito a alterações que influenciam de forma extremamente relevante o retorno do capital investido e, muitas vezes, uma análise de viabilidade convencional pode induzir decisões de investimento equivocadas.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRADEE, ENERQ. *Desenvolvimento da Metodologia para Cálculo de Custos Marginais em Redes de Média e Baixa Tensão – Quantificação Econômica de Insumos sobre os Custos da Interrupção e da Imperfeição da Tensão*. 2002.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Brasília. Apresenta informações sobre regulamentação e fiscalização do setor elétrico. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em 26 do outubro de 2008.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica. – Brasília, 2007.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 340/2008-SER/SRD/ANEEL. Trata da metodologia do cálculo do Fator X. – Brasília, 2008.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica Nacional – PRODIST – Brasília, 2008.

BITU, R., BORN, P. *Tarifas de Energia Elétrica Aspectos Conceituais e Metodológico*, 1993.

BRASIL. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências

BRASIL. Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004. Regulamenta os arts. 4o e 5o da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e dispõe sobre a organização, as atribuições e o funcionamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

BRASIL. Decreto nº 5.184, de 16 de agosto de 2004. Cria a Empresa de Pesquisa Energética - EPE, aprova seu Estatuto Social e dá outras providências.

BRASIL. Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934. Legislação que permite ao poder público controlar e incentivar o aproveitamento industrial das águas;

BRASIL. Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957. Regulamente os serviços de energia elétrica;

BRASIL. Lei nº 8.631, de 4 de março de 1995. Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências.

BRASIL. Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências.

BRASIL. Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências.

BRASIL. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências.

BRASIL. Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998. Altera dispositivos das Leis no 3.890-A, de 25 de abril de 1961, no 8.666, de 21 de junho de 1993, no 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, no 9.074, de 7 de julho de 1995, no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação das Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências.

BRASIL. Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004. Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e dá outras providências.

BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências.

BRASIL. Nota Técnica nº 026, de 23 de maio de 2006. Tratamento regulatório das perdas de energia nas tarifas dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

BRASIL. Nota Técnica nº 183, de 16 de maio de 2006. Aperfeiçoar a metodologia e critérios gerais para definição da base de remuneração, visando à revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica estabelecidos pela Resolução ANEEL nº 493, de 3 de setembro de 2002, e Nota Técnica nº 178, de 30 de julho de 2003.

BRASIL. Nota Técnica nº 293, de 25 de setembro de 2008. Aperfeiçoamento da Metodologia de Cálculo do Fator X a ser Aplicado no Segundo Ciclo de Revisões Tarifárias das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica.

BRASIL. Resolução Normativa nº 493, de 3 de setembro de 2002. Estabelece metodologia e critérios gerais para definição da base de remuneração, visando a revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

BRASIL. Resolução Normativa nº 55, de 5 de abril de 2004. Estabelece a metodologia de cálculo do Fator X na revisão tarifária periódica da concessionária do serviço público de distribuição de energia elétrica

BRASIL. Resolução Normativa nº 234, de 31 de outubro de 2006. Estabelece os conceitos gerais, as metodologias aplicáveis e os procedimentos iniciais para realização do segundo ciclo de Revisão Tarifária Periódica das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

BRASIL. Resolução Normativa nº 250, de 13 de fevereiro de 2007. Estabelece os procedimentos para fixação do encargo de responsabilidade da concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica, bem como para o cálculo da participação financeira do consumidor, referente ao custo necessário para atendimento de pedidos de prestação de serviço público de energia elétrica que não se enquadrem nos termos dos incisos I e II do art. 14 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

BRASIL. Resolução Normativa nº 338, de 25 de novembro de 2008. Altera a Resolução Normativa nº 234, de 31 de outubro de 2006, que estabelece os conceitos gerais, as metodologias aplicáveis e os procedimentos iniciais para realização do segundo ciclo de Revisão Tarifária Periódica das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

BRASIL. Resolução Normativa nº 456, de 29 de novembro de 2000. Estabelece, de forma atualizada e consolidada, as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica.

BRASIL. Resolução Normativa nº 505, de 26 de novembro de 2001. Estabelece de forma atualizada e consolidada, as disposições relativas à conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente.

COPELAND, T., ANTIKAROV, V. *Opções Reais. Um Novo Paradigma para Reinventar a Avaliação de Investimentos*, 2000.

CUBEROS, F. *Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro: Análise dos Mecanismos de Mitigação de Riscos de Mercado das Distribuidoras*. Universidade de São Paulo. São Paulo, 2008.

FERNANDES, C.A. *Gerenciamento de Riscos em Projetos: Como Usar o Microsoft Excel para Realizar a Simulação de Monte Carlo*. Fundação Getúlio Vargas, 2005.

GOUVEIA, M.R. Notas de aula da disciplina PEA 5837 – *Planejamento da Distribuição II*. Universidade de São Paulo. São Paulo, 2007.

KAGAN, N., et al. *Concepção de Modelo de Integração dos Métodos de Valorão Econômica de Obras de Distribuição*. Nota técnica, 2004.

LIMA, J. W. M., et al. *Análise de Investimentos em Distribuição Utilizando Opções Reais no Novo Ambiente do Setor Elétrico Brasileiro*. Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento, Código ANEEL 0380-015/2003, ANEEL/Brasília, 2003.

LIMA, J. W. M., et al. *Análise de Investimentos em Distribuição Considerando o Ambiente Regulatório*. Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, 2006.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME. Brasília. *Cartilha do Novo Modelo do Setor Elétrico*. Disponível em: [HTTP://www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br). Acesso em 20 de novembro de 2008.

PASSIN, R.M., MARTELANC, R., SOUSA, A.F. *A Flexibilidade do Processo Decisório e o Valor da Opção de Adiamento*. Seminário em Administração FEA-USP, 2004.

PELEGRINI, M. C. *Inserção de Centrais Cogeneradoras a Bagaço de Cana no Parque Energético do Estado de São Paulo: Exemplo de Aplicação de Metodologia para Análise dos Aspectos Locacionais e de Integração Energética*. Universidade de São Paulo. São Paulo, 2002.

RAMOS, D.S. Notas de aula da disciplina PEA 5771 – *Formação de Preços e Comercialização de Energia no Novo Ambiente*. Universidade de São Paulo. São Paulo, 2007.

RAMOS, D.S. “*Audiência pública ANEEL 052/07: consolidação da metodologia para revisão tarifária de distribuidoras*,” *Energias de Portugal*, Mai.2009.

REZENDE, M. R. *Curso de Custos Marginais e Tarifação*. Universidade de São Paulo. São Paulo, 1999.

SANTOS, E.M., PAMPLONA, E.O. *Teoria das Opções Reais: uma atraente opção no processo de análise de investimentos*. *Revista de Administração da USP - RAUSP*. ISSN 0080-2107. V. 40, n. 3, julho/setembro de 2005.

UNIVERSIDADE DE ITAJUBÁ. *Metodologia de Análise de Investimentos em Distribuição Utilizando Opções Reais no Novo Ambiente do Setor Elétrico Brasileiro*, 2003.

VANDERLEI, LO de O, CARMONA, C.U.de M. *A Teoria das Opções Reais como Ferramental para Avaliação de Projetos de Investimentos sob Incertezas*. *Ver. Ciênc. Admin., Fortaleza*, v. 14, n.1, p. 122-139, ago.2008.

VIEIRA, J.P., CASTRO, N.J., MENDONÇA, F., COSTA, H.K.M. *A Revisão Tarifária das Distribuidoras do Setor Elétrico Brasileiro: Um Passo Além do Modelo*. Seminário de Planejamento Econômico-Financeiro do Setor Elétrico (SEPEF), São Paulo, 2007.

XAVIER, W. C. *Trajatória e Avaliação do Marco Regulatório do setor Elétrico a Partir dos Anos 1991 do Século XX*. Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, Fundação Dom Cabral. Belo Horizonte, 2005.