

ARIEL CARDOSO MARQUES FILHO

**ANÁLISE DE MODELOS DE INVESTIMENTOS EM DISTRIBUIDORAS DE
ENERGIA ELÉTRICA COM FOCO NO ATIVO POSTE**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação Stricto Sensu em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pampa, como requisito parcial para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Maurício Sperandio

Alegrete
2014

Ficha catalográfica elaborada automaticamente com os dados fornecidos pelo(a) autor(a) através do Módulo de Biblioteca do Sistema GURI (Gestão Unificada de Recursos Institucionais).

F481a Filho, Ariel Cardoso Marques

Análise de Modelos de investimentos em Distribuidoras de Energia com foco no Ativo Poste/ Ariel Cardoso Marques Filho.

120p.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Pampa, MESTRADO EM ENGENHARIA, 2014.

“Orientação: Maurício Sperandio”

1. Postes. 2. Investimentos. 3. Multas. 4. Manutenção. 5. Remuneração. I Título.

ARIEL CARDOSO MARQUES FILHO

**ANÁLISE DE MODELOS DE INVESTIMENTOS EM DISTRIBUIDORAS DE
ENERGIA ELÉTRICA COM FOCO NO ATIVO POSTE**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação Stricto Sensu em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pampa, como requisito parcial para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Engenharia Elétrica.

Dissertação defendida e aprovada em: 05, agosto de 2014.
Banca examinadora:

Prof. Dr. Maurício Sperandio
Orientador
(UNIPAMPA)

Prof. Dr. José Wagner Maciel Kaeher
(UNIPAMPA)

Prof. Dr. Daniel Pinheiro Bernadon
(UFSM)

Dedico esta dissertação a minha amada esposa Renata F. Santini, maior incentivadora e fontes inesgotáveis de apoio, amor e amizade. Te amo.

AGRADECIMENTO

Ao Prof. Dr. Maurício Sperandio pela orientação, pelo apoio e incentivo para que eu realizasse o curso de mestrado.

Aos professores, minha gratidão pela forma de conduzir o curso em todas as etapas. A todos os colegas de curso pelo convívio e pelos momentos de amizade e companheirismo.

Aos colegas de trabalho pelo apoio e as palavras de incentivo. À Empresa que possibilitou o despertar do tema.

À minha família, em especial, minha mãe, que sempre acreditou no meu potencial, e à todas as pessoas que, direta ou indiretamente, contribuíram para a realização desta pesquisa.

E à minha esposa Renata Santini pelo apoio, pela cumplicidade, e por me fazer entender que tudo é necessário e pode ser alcançado.

“Há um tempo em que é preciso abandonar as roupas usadas, que já tem a forma do nosso corpo, e esquecer os nossos caminhos, que nos levam sempre aos mesmos lugares. É o tempo da travessia: e, se não ousarmos fazê-la, teremos ficado, para sempre, à margem de nós mesmos.”

Fernando Pessoa

RESUMO

A reestruturação do setor elétrico no Brasil foi marcada pelo processo de privatização das empresas estatais distribuidoras de energia. Na ocasião, o governo federal, através do Ministério de Minas e Energia, conferiu ao órgão regulador ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica – a responsabilidade de criar normas regulatórias de controle das atividades das concessionárias de energia através de instrumentos como o contrato de concessão, resoluções. Essas regras estabelecem os critérios para as concessionárias realizarem os investimentos, e também como essas empresas recebem de volta os valores investidos, o que ocorre de 5 em 5 anos nas chamadas revisões tarifárias, quando a ANEEL audita todos os investimentos realizados pela concessionária e retorna o valor na tarifa de energia. Com o atual modelo, as empresas preferem realizar os maiores investimentos no último ano antes da revisão tarifária. Dessa forma, o modelo evita despesas de ordem financeira (juros) e de depreciação do ativo imobilizado da empresa. Sendo essas empresas privadas, as quais precisam maximizar seus lucros, é possível que ocorra um conflito entre a real necessidade de investimento e o ganho financeiro do investimento. Considerando essa problemática, o presente trabalho levantou dados e informações sobre postes, os quais compõem um dos principais itens do ativo de uma concessionária. Também se realizou um estudo de caso hipotético tendo como referência a concessionária AES Sul abrindo uma discussão acerca do tema para entender e concluir qual a melhor alternativa para decisão do investimento das concessionárias. Isto é, se pelo planejamento tradicional segundo modelos sugeridos por fontes bibliográficas para conservação e expansão do sistema elétrico, levando em consideração a robusteza da rede e a confiabilidade, ou pelo planejamento adaptado às regras regulatórias, levando em consideração as perdas financeiras de dinheiro no tempo e depreciação do ativo não remunerado. O trabalho utilizou como principal referência os modelos de investimentos abordados por Willis, a partir do quais foram desenvolvidas adaptações sobre os investimentos em postes para cada um dos modelos. Como resultado, se obtiveram informações em que foi possível concluir que existem alternativas de investimento que remetem à retornos distintos para a concessionária.

Palavras-chave: Postes. Investimentos. Multas. Manutenção. Remuneração.

ABSTRACT

The restructuring of the electricity sector in Brazil was marked by the privatization of state-owned electricity distribution companies. On that occasion, the federal government, through Ministry of Mines and Energy, has given the regulator ANEEL - Brazilian Electricity Regulatory Agency - the responsibility to create regulatory standards control the activities of energy concessionaires through instruments such as the concession agreement, resolutions. These rules set out the criteria for utilities make the investments, and how these companies get back the amounts invested, which occurs in 5 five years in tariff revisions calls when ANEEL audits all investments made by the concessionaire and returns the value in the energy rate. With the current model, companies prefer to conduct the largest investments in the last year before the tariff review. Thus, the model avoids costs of a financial nature (interest) and depreciation of fixed assets of the company. As these private companies, which need to maximize your profits, which can occur a conflict between the real need for investment and financial gain investment. Considering this problem, this study collected data and information on poles, which make up one of the main items of the assets of a dealership. Also conducted a hypothetical case study with reference to the AES Sul dealership opening a discussion on the subject to understand and complete the best alternative to the investment decision of the concessionaires. That is, if the traditional planning models according suggested by literature sources for conservation and expansion of the electric system, taking into account the robustness and reliability of the network, or the adapted planning with regulatory requirements, taking into account the financial losses of money over time and asset depreciation unpaid. The study used as the main reference models of investments covered by Willis, from which adjustments were developed on investments in posts for each model. As a result, we obtained information on which it was concluded that there are investment options that refer to different returns to the dealership.

Keywords: Poles. Investments. Fines. Maintenance. Remuneration

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Critérios Primários Utilizados em Decisões Financeiras	31
Tabela 2 - Critérios Auxiliares Utilizados em Decisões Financeiras.....	31
Tabela 3 - Depreciação das Estruturas de distribuição de Energia	55
Tabela 4 - Matriz de probabilidade de transição.....	66
Tabela 5 - Informações sobre postes	73
Tabela 6 - Informações sobre substituição de postes	73
Tabela 7 - Informações da taxa de crescimento do parque de postes	74
Tabela 8 - Informações de quantidade e custos de substituição de postes	74
Tabela 9 - Informações substituição postes emergenciais.....	75
Tabela 10 - Informações substituição postes emergenciais.....	75
Tabela 11 - Analise resultados modelo investimento Custo Mínimo	77
Tabela 12 – Dados sobre troca de postes.....	78
Tabela 13 - Custo programado e custo emergencial.....	79
Tabela 14 - Indicadores DEC e FEC	79
Tabela 15 - Multas dos indicadores de continuidade	79
Tabela 16 - Multa por incidência causa poste	80
Tabela 17 - Multa por incidência causa poste	80
Tabela 18 - Índices IPCA	81
Tabela 19 - Valores ajustados pelo IPCA.....	82
Tabela 20 - Analise valores ano 2008	82
Tabela 21 - Análise valores ano 2009	83
Tabela 22 - Análise valores ano 2010	83
Tabela 23 - Análise valores ano 2011	84
Tabela 24 - Análise valores ano 2012	84
Tabela 25 - Quantidade de postes que melhor retornam quanto a relação de Custo / Benefício.	88
Tabela 26 - Informações de quantidade de postes da interseção das variáveis multa e investimentos	89
Tabela 27 - Valores para análise econômico-financeira modelo Relação Custo / Benefício	89
Tabela 28 - Análise resultados modelo investimento relação custo / benefício.....	90

Tabela 29 - Resultado da aplicação das taxas de substituição preventiva de 1%, 2% e 3% do parque	91
Tabela 30 - Resultado da aplicação das taxas de substituição preventiva de 4%, 5% e 6% do parque.	92
Tabela 31 - Resultado da aplicação das taxas de substituição preventiva de 7%, 8% e 9% do parque.	92
Tabela 32 - Informações das taxas preventivas e percentuais do estado dos postes	93
Tabela 33 - Valores para análise econômico-financeira modelo Incremental de custo / benefício	94
Tabela 34 - Análise resultados modelo investimento Incremental Custo Benefício ..	95
Tabela 35 - Valores para análise econômico-financeira modelo Baseado em Lucro (previsto pela ANEEL), quantidade de troca constante.	96
Tabela 36 - Análise resultados modelo investimento Baseado em Lucro (previsto pela ANEEL), investimento taxa anual.....	97
Tabela 37 - Análise resultados modelo investimento Baseado em Lucro (previsto pela ANEEL), investimento taxa semestral.....	99
Tabela 38 - Valores para análise econômico-financeira modelo Baseado em Lucro (não previsto pela ANEEL), acréscimo no início do ciclo.....	100
Tabela 39 - Valores para análise econômico-financeira modelo Baseado em Lucro (não previsto pela ANEEL), acréscimo no final do ciclo.....	100
Tabela 40 - Análise resultados modelo Baseado em Lucro (não previsto pela ANEEL), acréscimo no início do ciclo	102
Tabela 41 - Análise resultados modelo Baseado em Lucro (não previsto pela ANEEL), acréscimo no final do ciclo	103
Tabela 42 - Comparativo entre os modelos de investimento custo mínimo, relação custo / benefício e avaliação incremental custo / benefício	106
Tabela 43 - Comparativo do modelo de investimento Baseado em lucro (adiando investimento)	108
Tabela 44 - Comparativo do modelo de investimento Baseado em lucro (redistribuindo volume de postes).....	110

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Composição da tarifa	17
Figura 2 - Percentuais da composição da tarifa	22
Figura 3 - Esquema de reajuste anual	23
Figura 4 - Esquema de reajuste periódico.....	24
Figura 5 - Esquema da abordagem tradicional.....	47
Figura 6 - Esquema da abordagem custo/benefícios	47
Figura 7 - Diagrama das etapas desenvolvidas no estudo.....	61
Figura 8 - Modelo de Cadeia de Markov para estimar o estado do parque de postes de madeira	64
Figura 9 - Evolução do <i>fitness</i> para a atribuição dos valores das taxas de transição do modelo de Markov.	66
Figura 10 - Cadeia de Markov usada para estimar o estado do parque de postes de madeira.	67
Figura 11 - Diagrama do investimento previsto e com remuneração líquida WACCr.	68
Figura 12 - Diagrama adiando o investimento e obtendo remuneração líquida menos que WACCr	69
Figura 13 - Situação de Aprovação de investimentos não previstos	70

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Análise gráfica ano 2008.....	85
Gráfico 2 - Análise gráfica ano 2009.....	85
Gráfico 3 - Análise gráfica ano 2010.....	86
Gráfico 4 - Análise gráfica ano 2011.....	86
Gráfico 5 - Análise gráfica ano 2012.....	87
Gráfico 6 - Faixas de quantidades de postes.....	88

LISTA QUADROS

Quadro 1 - Privatizações ocorridas entre 1995 e 2000	14
--	----

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	10
1.1 Identificação do tema e do problema de pesquisa	33
1.2 Objetivos	35
1.2.1 Objetivo geral	35
1.2.2 Objetivos específicos	35
1.3 Justificativa	35
1.4 Estrutura do trabalho	36
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	38
2.1 Estado da arte	38
2.2 Planejamento de investimentos	41
2.2.1 Mínimo custo.....	43
2.2.2 Relação custo / benefício	45
2.2.3 Avaliação incremental de custo/benefício.....	46
2.2.4 Baseado em lucro	49
2.3 Informações para a concepção de alternativas de investimentos	50
2.3.1 Avaliação de alternativas de investimento	50
2.3.2 O processo de tomada de decisão de investimentos.....	51
2.3.3 Métodos e técnicas alternativas para análise de investimentos	52
2.3.3.1 Método do valor presente líquido (vpl).....	52
2.3.3.2 Método da taxa interna de retorno (tir)	53
2.3.3.3 Método do <i>payback</i> simples (pbs)	54
2.3.3.4 Método do <i>payback</i> descontado (pbd)	54
2.3.4 Definição da vida útil de um investimento	54
2.3.5 A depreciação na análise de alternativas de investimento	55
3 METODOLOGIA.....	58
3.1 Método de pesquisa	58
3.1.1 Pesquisa <i>ex post facto</i>	59
3.1.2 Estudo de caso	59
3.1.3 Limitações de escopo do trabalho	60
3.2 Levantamento de dados e apuração das informações.....	60
3.2.1 Mínimo custo.....	62
3.2.2 Relação custo/benefício	62

3.2.3 Avaliação incremental de custo/benefício	63
3.2.4 Baseado em lucro	67
3.3 Análises das informações dos modelos de investimentos	71
4 ESTUDO DE CASO / DESENVOLVIMENTO	72
4.1 Mínimo custo	75
4.2 Relação custo / benefício	78
4.3 Avaliação incremental de custo / benefício	91
4.4 Baseado em lucro	96
5 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS.....	105
6 CONCLUSÃO	112
REFERÊNCIAS.....	114
APÊNDICE.....	119

1 INTRODUÇÃO

A evolução do sistema elétrico brasileiro

Em meados do século XIX, o processo de modernização do país impulsionou o setor urbano da economia. O crescimento das cidades levou à expansão da indústria da construção civil e à oferta de infraestrutura urbana, entre eles a energia elétrica. As empresas distribuidoras de energia elétrica foram estruturadas sob a forma de monopólios e passaram a ser reguladas com o intuito de se evitar exploração monopolista dos consumidores, garantindo, com isso, uma remuneração adequada para os investidores (REIS *et al.*, 2007).

Mesmo sabendo da importância estratégica, o setor elétrico brasileiro somente se transformou em uma das prioridades para o governo brasileiro durante a administração de Juscelino Kubitschek (1956-1961), juntamente com os empenhos de industrialização que ocorreram no país. A partir do Plano de Metas, houve grande incentivo ao setor elétrico, como forma de alcançar a modernização. Na ocasião, havia uma ação conjunta entre Estado e empresas privadas, nacionais e estrangeiras, visando à ampliação de operações de crédito para viabilização dos investimentos necessários (GOMES *et al.*, 2002).

De acordo com Werneck (1997), como parte do esforço nacional, em 1962, foi criada a Centrais Elétricas Brasileiras S.A., também chamada ELETROBRÁS, vinculada ao Ministério de Minas e Energia. A ELETROBRÁS foi criada com o propósito de coordenar e administrar os recursos destinados ao setor elétrico, além de desempenhar as funções de *holding*¹ de várias concessionárias. Esta assumiu o lugar do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), que realizava coordenação, financiamento e incentivo à expansão e melhoria do sistema elétrico nacional. Na década de 70, houve uma expansão na economia com grande capacidade de geração interna de recursos, o que possibilitou o autofinanciamento do setor elétrico (GOMES *et al.*, 2002).

Durante a década de 70, também tivemos a unificação do regime, a fim de igualar os preços pagos entre os Estados da federação. Antes disso, as regiões

¹ Sociedade Gestora de Participações Sociais é uma forma de sociedade criada com o objetivo de administrar um grupo de empresas.

menos desenvolvidas possuíam um custo de energia mais elevado, e os projetos de investimento e/ou ampliação se apresentavam financeiramente inviáveis. Diante dessa situação, o governo instituiu uma tarifa igualitária para todo o país, transferindo recursos de empresas superavitárias para empresas deficitárias, através da formação de fundos setoriais geridos pela ELETROBRÁS, tais como: Conta Consumo de Combustível (CCC) e a Reserva Global de Reversão (RGR) (GOMES *et al.*, 2002; BAHIENSE, 2005), presente até hoje na composição da tarifa de energia elétrica.

Durante os anos 80, a economia brasileira entrou gradualmente em declínio, influenciada pela alta inflação e por juros elevados. "Com a interrupção dos créditos de organismos internacionais, o setor passou a ter fluxo negativo entre os empréstimos externos e o pagamento do serviço da dívida" (GOMES *et al.*, 2002, p. 11). Nesse período de crise, observou-se o crescimento da inadimplência por parte das concessionárias estaduais, as quais alegavam que a fixação de tarifas prejudicava a obtenção de recursos para investimentos (WERNECK, 1997; GOMES *et al.*, 2002).

O fornecimento de eletricidade ficou comprometido ao final da década de 80, quando houve o aumento do consumo de energia elétrica, aliado aos poucos investimentos realizados no setor, devido à situação deficitária das contas externas das estatais. Isso se deu em razão de não terem sido realizados os investimentos de expansão necessária do setor, isto é, que acompanhasse a demanda de energia (GOMES *et al.*, 2002; CARNEIRO, 2002; RIDALVO, 2003).

Além disso, o aumento do consumo de energia elétrica na indústria brasileira em virtude do processo de modernização (TOLMASQUIM *et al.*, 2001; FOCACCI, 2005), e do uso residencial (GHISI e outros, 2007), que pode ser comparado em muitos aspectos com os padrões observados em países desenvolvidos como: Áustria, Dinamarca, Alemanha, Holanda e Estados Unidos (COHEN e outros, 2005), se tornou um problema difícil de solucionar sem uma ação decisiva de planejamento de longo prazo e investimentos. Sob esse contexto, o Governo Brasileiro decidiu promover diversas mudanças no setor elétrico.

O Plano Real foi implementado em 1994. Juntamente, pôde-se observar a adoção de políticas que se apoiavam fundamentalmente em quatro pilares para a promoção do desenvolvimento nacional em novas bases, segundo o entendimento do governo federal, conforme comenta Carneiro (2002). São eles:

- A estabilidade de preços criando condições de longo prazo, estimulando o investimento privado;
- A abertura comercial e a valorização cambial conferem competitividade aos produtores domésticos, forçando-os a realizar ganhos de produtividade;
- As privatizações e o investimento estrangeiro eliminariam gargalos de oferta na indústria e na infraestrutura, reduzindo custos e melhorando a eficiência;
- A liberalização cambial, associada à previsibilidade quanto à evolução da taxa real de câmbio, atrairia “poupança externa” em escala suficiente para complementar o esforço de investimento doméstico e para financiar o *deficit* em conta-corrente.

Os pilares mencionados do Plano Real indicam que as privatizações seriam necessárias e inevitáveis. Carneiro (2002, p. 309) acredita que “da perspectiva do setor produtivo, as vertentes mais importantes do processo de liberalização foram a abertura comercial e a desnacionalização da propriedade, na qual as referidas privatizações desempenharam papel significativo”.

As privatizações, especialmente aquelas realizadas em setores estratégicos, como é o caso do setor elétrico, desempenhariam uma função importante no modelo adotado. Contudo, perde-se o controle exercido por parte do Estado na condução do desenvolvimento nacional:

O setor produtivo estatal num país periférico e de industrialização tardia funcionava como um provedor de externalidades positivas para o setor privado. O neoliberalismo à brasileira deixou escapar a oportunidade oferecida pelas privatizações para criar grupos nacionais – privados e públicos – dotados de poder financeiro, de capacidade competitiva nos mercados mundiais e comprometidos formalmente com as metas de desenvolvimento do país e com a geração de moeda forte (CARNEIRO, 2002, p. 21).

Anterior ao Plano Real, em 1990, a Lei 8.031 instituiu o Programa Nacional de Desestatização (PND). O processo de privatizações das distribuidoras de energia elétrica no Brasil, que iniciou somente em 1995, com o intuito de enxugar a máquina pública, como possível forma de reduzir os custos das empresas e, conseqüentemente, melhorar suas eficiências (ESPOSITO, 2000; REIS *et al.*, 2007).

Assim, mesmo diante de indefinições do novo modelo do setor elétrico do Brasil, as privatizações foram feitas, resultando na privatização de 23 empresas de energia elétrica, dentre as quais 20 são distribuidoras de energia elétrica, conforme Quadro 1. Essas privatizações fazem parte do Programa Nacional de Desestatização (PND). Algumas distribuidoras de energia elétrica não foram vendidas por falta de interesse da iniciativa privada, ficando sob a gestão da ELETROBRÁS (CARREGARO, 2003). No entanto, mesmo com as mudanças no modelo setorial, a confiança para a realização de novos investimentos privados foi restabelecida apenas entre 1999-2000 (GOMES *et al.*, 2002).

Em 1996, foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)², tendo responsabilidade de monitorar e homogeneizar as atividades do setor (PIRES, 2000; SALGADO, 2003; BAHIENSE, 2005). No entanto, as reestruturações no setor elétrico não foram privilégios apenas do Brasil, pois outros países em desenvolvimento implementaram também mudanças nesse setor no mesmo período (PARKER e KIRKPATRICK, 2005; CHIRARATTANANON e NIRUKKANAPORN, 2006; ERDOGDU, 2007; CAVALIERE *et al.*, 2007).

A reforma do Estado no Brasil começou a ser desenhada com a aprovação da Lei de Concessão dos Serviços Públicos, Lei 8.987, de fevereiro de 1995. Os artigos dispostos nesta primeira iniciativa precisavam ser aprofundados para permitir o ingresso de recursos da iniciativa privada no aumento da oferta de energia elétrica. Então, quatro meses depois, em julho de 1995, a Lei 9.074 regulamentou a legislação anterior no que diz respeito ao mercado de energia. No ano seguinte, a Lei 9.427, em 26 de dezembro de 1996, criou a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), cujo regulamento foi definido no Decreto 2.335, em 6 de outubro de 1997. O decreto estabelece as diretrizes da ANEEL, suas atribuições e estrutura básica, bem como o princípio da descentralização que permite à agência reguladora estender sua ação aos mais diversos pontos do País. (ANEEL. Lei de Criação/Regimento Interno, [s.d.]).

² Um ponto importante da reestruturação do setor eletroenergético foi o de não permitir completar o ciclo de reformulação administrativa, financeira e gerencial do mesmo. Para ter um modelo privado de prestação de serviços públicos delegados como é o caso da energia elétrica, faz-se necessário contar com um órgão regulador e fiscalizador efetivo. O sucesso do modelo de gestão privada nos Estados Unidos, através das *Utilities Comissions*, se deu pela ativa participação da sociedade na definição do rumo do planejamento e da gestão das concessionárias privadas.

Quadro 1 - Privatizações ocorridas entre 1995 e 2000

Nome	Data de Privatização	Área de Serviço	Comprador	Preço Milhões R\$	% Vend.
ESCELSA	12/jul/95	ES	IVEN S. A , GTD Participações	385	50
LIGHT	21/mai/96	RJ	AES; Houston; EdF; CSN.	2.230,00	51
CERJ (AMPLA)	20/nov/96	RJ	Endesa(Sp); Enersis; Ed Port.	605,3	70,26
COELBA	31/jul/97	BA	Iberdrola; BrasilCap; Previ; BBDTVM	1.730,90	65,64
AES SUL	21/out/97	RS	AES	1.510,00	90,91
RGE	21/out/97	RS	CEA; VBC ; Previ	1.635,00	90,75
CPFL	05/nov/97	SP	VBC ; Previ; Fundação CESP	3015	57,6
ENERSUL	19/nov/97	MS	Escelsa	625,6	76,56
CEMAT	27/nov/97	MT	Grupo Rede; Inepar	391,5	85,1
ENERGIPE	03/dez/97	SE	Cataguazes; Uptick	577,1	85,73
COSERN	11/dez/97	RN	Coelba; Guaraniãna; Uptick	676,4	77,92
COELCE	02/abr/98	CE	Consócio Distriluz (Enersis Chilectra, Endesa, Cerj)	867,7	82,69
ELETROPAULO	15/abr/98	SP	Consócio Lightgás	2.026,00	74,88
CELPA	09/jul/98	PA	QMRA Participações S. A. (Grupo Rede e Inepar)	450,3	54,98
ELEKTRO	16/jul/98	SP / MS	Grupo Enron Internacional	1.479,00	46,6
CACHOEIRA DOURADA	05/set/97	GO	Endesa / Edegel / Fundos de Investimentos	779,8	92,9
GERASUL	15/set/98	RS	Tractebel(Belga)	945,7	50,01
BANDEIRANTE	17/set/98	SP	EDP (Portugal) - CPFL	1.014,00	74,88
CESP Tiête	27/out/99	SP	AES Gerasul Emp	938,07	-
BORBOREMA	30/nov/99	PB	Cataguazes-Leopoldina	87,38	-
CELPE	20/fev/00	PE	Iberdrola/Previ/BB	1.780	79,62
CEMAR	15/06/2000	MA	PP&L	552,8	86,25
SAELPA	31-11-2000	PB	Cataguazes-Leopoldina	363	-
TOTAL				24.665,50	

Fonte: ABRADÉE.

A ANEEL tem como finalidade regular e fiscalizar o setor elétrico brasileiro, órgão responsável também em estabelecer o contrato de concessão entre as partes, governo (ANEEL) e empresa privada.

A finalidade da ANEEL é regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal. Além de ficar responsável pelos encargos do poder concedente previstos nos artigos 29 e 30 da Lei n. 8.987/95, a ela incumbe: expedir os atos regulamentares necessários ao cumprimento das normas legais pertinentes ao setor elétrico; promover as licitações, efetuar as concessões, permissões e autorizações no âmbito de sua competência, bem como celebrar e gerir os respectivos contratos; definir o aproveitamento ótimo do potencial hidrelétrico, sem o que não poderá ser licitado; dirimir as divergências entre concessionárias,

permissionárias, autorizadas, produtores independentes e autoprodutores, bem entre esses agentes e seus consumidores; zelar pelo cumprimento da legislação de defesa da concorrência, podendo estabelecer restrições para impedir a concentração econômica nos serviços e atividades de energia elétrica; declarar a utilidade pública, para fins de desapropriação ou instituição de servidão administrativa das áreas necessárias aos concessionários, permissionários e autorizados de energia elétrica. (AZEVEDO, 1998, p. 56-57).

Os contratos de concessão, assinados pelas distribuidoras com a União, representada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), estabelecem a composição das tarifas e as fórmulas dos reajustes anuais e determinam revisões tarifárias periódicas (ANEEL, 2007).

A ANEEL tem a responsabilidade de fixar as tarifas de energia elétrica de forma a promover a modicidade tarifária na defesa do interesse público e o equilíbrio econômico-financeiro dos agentes que prestam os serviços de energia. E a revisão tarifária periódica é fundamental para alcançar esses compromissos (ANEEL, 2007, p. 3).

Os contratos de concessão assinados entre a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e as empresas prestadoras dos serviços de transmissão e distribuição de energia estabelecem regras claras a respeito de tarifa, regularidade, continuidade, segurança, atualidade e qualidade dos serviços e do atendimento prestado aos consumidores. Da mesma forma, define penalidades para os casos em que a fiscalização da ANEEL constatar irregularidades.

Os novos contratos de concessão de distribuição priorizam o atendimento abrangente do mercado, sem que haja qualquer exclusão das populações de baixa renda e das áreas de menor densidade populacional. Prevê ainda o incentivo à implantação de medidas de combate ao desperdício de energia e de ações relacionadas às pesquisas voltadas para o setor elétrico. A concessão para operar o sistema de transmissão é firmada em contrato com duração de 30 anos. As cláusulas estabelecem que, quanto mais eficiente as empresas forem na manutenção e na operação das instalações de transmissão, evitando desligamentos por qualquer razão, melhor será a sua receita (ANEEL. Lei de Criação/Regimento Interno, [s.d.]).

A tarifa de energia elétrica no Brasil

As tarifas de energia elétrica devem ter o valor necessário para garantir o fornecimento de energia elétrica, garantir às concessionárias prestadoras de serviço ganhos suficientes para cobrir os custos operacionais, remunerar os investimentos para expansão e garantir a boa qualidade de atendimento. Desta forma, a tarifa é composta de todos os componentes do processo, isto é, geração, transporte (transmissão e distribuição) e comercialização de energia elétrica, acrescidos dos encargos do custeio da aplicação de políticas públicas. Os impostos e encargos

estão relacionados na conta de luz (ANEEL, 2007), divididos em parcela A e parcela B.

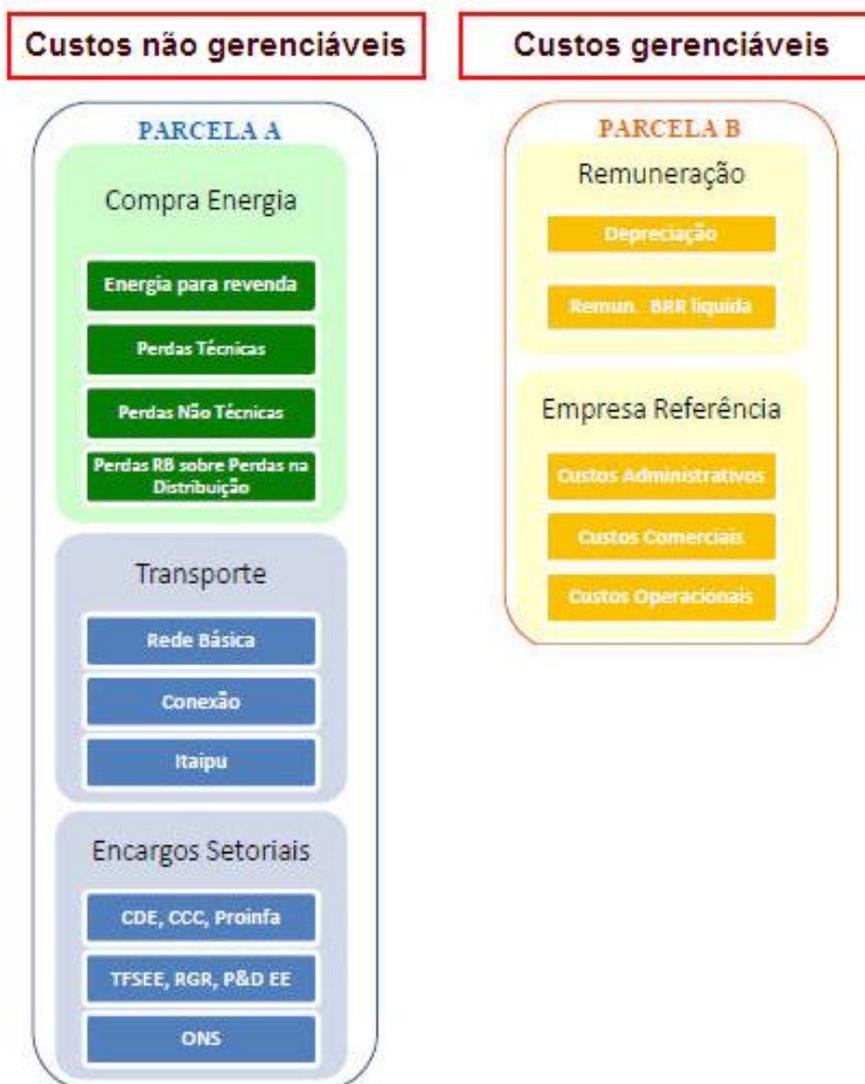
Em outras palavras, as tarifas de energia elétrica proveem a receita necessária para que a distribuidora de energia elétrica mantenha o equilíbrio econômico-financeiro, que é composta por duas parcelas correspondentes aos seguintes custos: i) custos exógenos aos da distribuidora (chamado de custos “não gerenciáveis”), ou Parcela A, e ii) custos sob o controle das distribuidoras (denominado de custos “gerenciáveis”), ou Parcela B, ilustrado na figura 1 (FUGIMOTO, 2010).

O primeiro conjunto da receita refere-se ao repasse dos custos considerados não-gerenciáveis. Esse primeiro conjunto é identificado como “Parcela A” da receita da concessionária de distribuição. Seja porque seus valores e quantidades, bem como sua variação no tempo, independem de controle da empresa (como, por exemplo, o valor da despesa com a energia comprada pela distribuidora para revenda aos seus consumidores), ou porque se referem a encargos e tributos legalmente fixados (como a Conta de Desenvolvimento Energético, Taxa de Fiscalização de Serviço de Energia Elétrica etc.).

O segundo conjunto refere-se à cobertura dos custos de pessoal, de material e outras atividades vinculadas diretamente à operação e manutenção dos serviços de distribuição, bem como dos custos de depreciação e remuneração dos investimentos realizados pela empresa para o atendimento do serviço. Esses custos são identificados como custos gerenciáveis, porque a concessionária tem plena capacidade em administrá-los diretamente e foram convencionados como componentes da “Parcela B” da Receita Anual Requerida da Empresa.” (ANEEL, 2005, p.16-17).

Na Parcela A, temos incluídos os custos de energia comprada para revenda, os custos de conexão, transmissão e determinados encargos setoriais, também chamadas taxas regulatórias. Na Parcela B, temos os itens de custo que estão sob o controle das concessionárias: os custos da prestação do serviço de distribuição e a remuneração dos investimentos (FUGIMOTO, 2010).

Figura 1 - Composição da tarifa



Fonte: Fugimoto, 2010.

Custos não gerenciáveis – Parcela A – Encargos setoriais

Conta de Desenvolvimento Energético (CDE): “Dentre outras finalidades, serve para subsidiar as tarifas de energia dos consumidores de baixa renda e universalizar o atendimento por meio do Programa Luz Para Todos (levar energia a cidadãos que ainda não contam com o serviço)” (ANEEL, 2011, p. 12). Esse tributo será reduzido para 25% a partir do ano 2013, conforme Lei nº 12.783/2013, anunciada em 24 de janeiro de 2013.

Cotas da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC): “Custear o combustível usado por usinas termelétricas para gerar energia nos sistemas

isolados, localizados na região Norte” (ANEEL, 2011, p.12). Esse tributo será extinto a partir do ano 2013, conforme Lei nº 12.783, anunciada em 24 de janeiro.

Rateio de Custos do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA): “Incentivar a geração de energia a partir de fontes alternativas (eólicas e biomassa) e de pequenas centrais hidrelétricas” (ANEEL, 2011, p.12).

Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE): “Custear o funcionamento da ANEEL. A TFSEE é paga por todos os consumidores de energia elétrica. Equivale a 0,5% do benefício econômico anual dos agentes” (ANEEL, 2011, p.12).

Cota da Reserva Global de Reversão (RGR): “Gerar recursos para reversão das instalações utilizadas na geração e transporte de energia em favor das concessionárias, além de financiar a expansão e melhoria do serviço de energia elétrica” (ANEEL, 2011, p.13). Esse tributo será extinto a partir do ano 2013, conforme Lei nº 12.783/2013, anunciada em 24 de janeiro.

Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D/EE): “Estimular pesquisas científicas e tecnológicas relacionadas à energia elétrica e ao uso sustentável dos recursos necessários para gerá-la. Distribuidoras devem aplicar 0,5% da receita operacional líquida” (ANEEL, 2011, p.13).

Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH): “Compensar financeiramente a União, estados e municípios pelo uso da água e de terras produtivas necessárias à instalação de usinas para geração de energia” (ANEEL, 2011, p.13).

Encargos de Serviços do Sistema (ESS): “Aumentar a confiabilidade e a segurança da oferta de energia no país” (ANEEL, 2011, p.13).

Encargo de Energia de Reserva (EER): “Cobrir custos decorrentes da contratação de energia de reserva, incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários Rateio entre os usuários finais de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN), incluindo os consumidores livres e os auto-produtores apenas na parcela da energia decorrente da interligação ao SIN” (ANEEL, 2011, p.13).

Operador Nacional do Sistema (ONS): “Financiar o funcionamento do Operador Nacional do Sistema Elétrico, que coordena e controla a operação das

geradoras e transmissoras de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN).” (ANEEL, 2011, p.13).

Custos não gerenciáveis – Parcela A – Transporte

Uso das Instalações da Rede Básica de Transmissão: Receita devida a todas as empresas de transmissão de energia elétrica, que compõem a Rede Básica (composto pelas linhas de transmissão de tensão igual ou superior a 230 kV), paga por todas as empresas de geração e de distribuição, e pelos consumidores livres³ que se utilizam diretamente da Rede Básica (ANEEL, 2005).

Uso das Instalações da Distribuição: Encargo devido às empresas de geração, de distribuição e consumidores livres que se utilizam da rede de energia elétrica de uma empresa de distribuição (ANEEL, 2005).

Uso das Instalações de Conexão: Encargo devido pelas empresas de distribuição⁴ que utilizam linhas de transmissão que têm conexão com a Rede Básica (ANEEL, 2005).

Transporte de Energia Elétrica de Itaipu: Encargo devido pelas empresas de distribuição que adquirem cotas de energia elétrica produzida pela Usina Hidrelétrica de Itaipu (ANEEL, 2005).

Custos não gerenciáveis – Parcela A – Compra de energia:

As distribuidoras efetuam compras de energia de empresas geradoras distintas, e sob diferentes condições, tendo em vista crescimento do mercado e da região em que está localizada. Os dispêndios com compra de energia para revenda

³ Os consumidores livres são aqueles que atendem aos critérios definidos nos artigos 15 ou 16 da Lei nº 9.074/1995: consumidores conectados em tensão igual ou superior a 69 kV e carga acima de 3 MW; ou novos consumidores (conectados após a publicação da referida Lei) com carga acima de 3MW independentemente da tensão de fornecimento. Já os consumidores especiais, conforme § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427/96, são aqueles com carga acima de 500 kW atendidos por fontes de produção incentivadas de que trata o § 1º do referido artigo.

⁴ Art. 4º § 5º da Lei nº 9074/95 com redação dada pela Lei nº 10.848/04. As distribuidoras que atuam no Sistema Interligado não podem desenvolver atividades i) de geração de energia elétrica e ii) de transmissão de energia elétrica, iii) de venda de energia a consumidores livres, iv) de participação em outras sociedades, direta ou indiretamente empresa, ou v) estranhas ao objeto de concessão, exceto aquelas permitidas por lei ou constantes do contrato de concessão.

constituem o item de custo não gerenciável de peso significativo para as concessionárias distribuidoras (PRORET, 2012).

O processo de compra de energia elétrica ocorre basicamente de duas maneiras:

- Através de leilões de energia organizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e operacionalizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE);
- Através de Contratos Bilaterais de Longo ou Curto Prazo, que são compras de energia realizadas pelas empresas de distribuição, para eventualmente complementar a energia necessária para atendimento do seu mercado consumidor, os contratos têm com base nos mecanismos legais de comercialização vigentes.

Uma exceção são as empresas distribuidoras localizadas nas Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste do Brasil, que por imposição legal, pagam uma quota-parte dos custos referentes à energia elétrica produzida por Itaipu e destinada ao País (WIKPÉDIA. Tarifa ... 2012).

Outros contratos de suprimento de energia têm seus preços estabelecidos de forma concorrencial, por meio de licitações públicas administradas pelo governo federal, como é o caso dos Contratos de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado (CCEAR). Neste caso a ANEEL regula as tarifas apenas indiretamente por meio dos editais de licitações (CABRAL, 2012, p. 27).

Custos gerenciáveis - Parcela B

Despesas de Operação e Manutenção: Receita destinada à cobertura dos custos e despesas vinculados diretamente à prestação do serviço de distribuição de energia elétrica, (pessoal, material, serviços de terceiros etc.). Não são reconhecidos pela ANEEL, nas tarifas, custos que não estejam relacionados à prestação do serviço ou que não sejam na área geográfica de concessão da empresa (ANEEL, 2005).

Cota de Depreciação: Receita necessária à formação dos recursos financeiros destinados à recomposição dos investimentos realizados para a prestação do serviço de energia elétrica ao final da sua vida útil (ANEEL, 2005).

Remuneração do Capital: Receita necessária para remunerar o capital investido na prestação do serviço de energia elétrica (ANEEL, 2005).

Além das despesas da “Parcela B”, incluem-se ainda: Os investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D); e de Eficiência Energética com aplicação anual, de no mínimo 0,75% da receita operacional líquida da empresa em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e, no mínimo, 0,25% em programas de eficiência energética⁵, voltados para o uso final da energia – Lei nº 9.991, de julho de 2000, bem com as despesas com tributos como: PIS/COFINS (ANEEL, 2005).

Tributos

Há, ainda, os tributos que incidem sobre a Parcela A e a Parcela B após estarem consolidadas, cujos valores são determinados pelos Governos Federal, Estadual e Municipal, e pelo Congresso Nacional por meio de leis e decretos, são eles segundo (ANEEL, 2011):

Federais:

- Programas de Integração Social (PIS), alíquota de 1,65%;
- Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), alíquota de 7,6%.

Cobrados pela União para manter programas voltados para o trabalhador e para atender a programas sociais do Governo Federal.

Estaduais:

- Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS).

Imposto com seu cálculo feito “por dentro”, e de competência de cada estado, por isso as alíquotas são variáveis. A distribuidora tem a obrigação de

⁵ Os contratos de concessão firmados pelas empresas concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica com a ANEEL estabelece obrigações e encargos perante o poder concedente. Uma dessas obrigações consiste em aplicar anualmente o montante de, no mínimo, 0,5% de sua receita operacional líquida em ações que tenham por objetivo o combate ao desperdício de energia elétrica, o que consiste no Programa de Eficiência Energética das Empresas de Distribuição - PEE.

• Lei 12.212: 0,5% até 2015; 60% baixa renda - TSEE

realizar a cobrança do ICMS diretamente na conta de energia, repassando o valor ao Governo estadual (ANEEL, 2011).

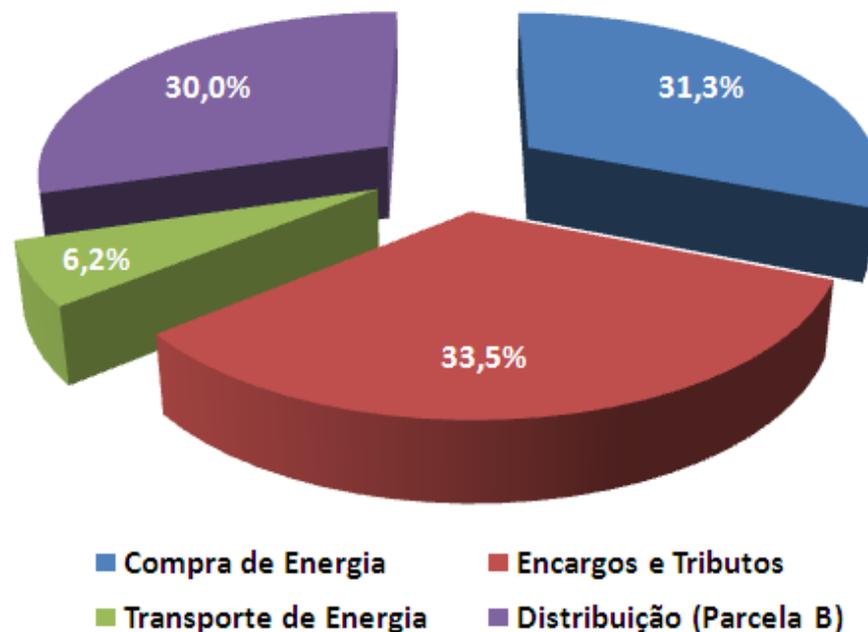
Municipais:

- Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública (CIP).

Estabelece, aos municípios, a partir de lei específica aprovada pela Câmara Municipal, o direito de cobrança da Contribuição de Iluminação Pública (CIP). Desta forma, atribui ao Poder Público Municipal toda e qualquer responsabilidade pelos serviços de iluminação. Neste caso, a concessionária apenas arrecada a taxa de iluminação pública para o município. O repasse é feito mesmo quando o consumidor deixa de pagar a conta de energia.

Podemos ver na figura 2 a composição total da tarifa de energia elétrica, sendo atribuído um percentual a cada parte da composição.

Figura 2 - Percentuais da composição da tarifa



Fonte: Fugimoto, 2010.

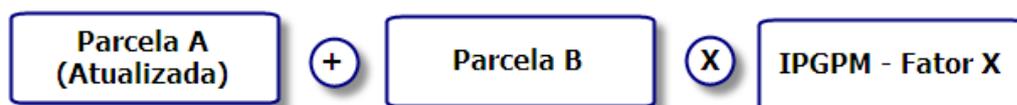
Processo de revisão tarifária

Através do processo de Revisão Tarifária são atribuídos os valores das tarifas cobradas aos consumidores pelas empresas concessionárias de distribuição de energia elétrica. A ANEEL pode alterar o valor dessas tarifas para mais ou para menos. Dependendo das mudanças ocorridas nos custos e no mercado das empresas, da comparação dessas tarifas com as de outras empresas semelhantes no exterior, da eficiência da empresa, da necessidade de obter tarifas mais justas e retorno adequado aos empresários. A fim de garantir uma tarifa justa tanto para os consumidores quanto para os investidores, além de estimular o aumento da eficiência e da qualidade dos serviços de distribuição de energia elétrica (PRORET, 2010).

Através de mecanismos como os de reajustes tarifários, as tarifas de energia elétrica podem ser alteradas. Segundo (ANEEL, 2007), existem basicamente três tipos de mecanismos para esses ajustes, e estão previstos nos contratos de concessão e permitem a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias:

Reajuste tarifário anual: tem por objetivo repassar os custos não gerenciáveis e atualizar monetariamente os custos gerenciáveis. O reajuste acontece anualmente, na data de “aniversário” do contrato de concessão, figura 3.

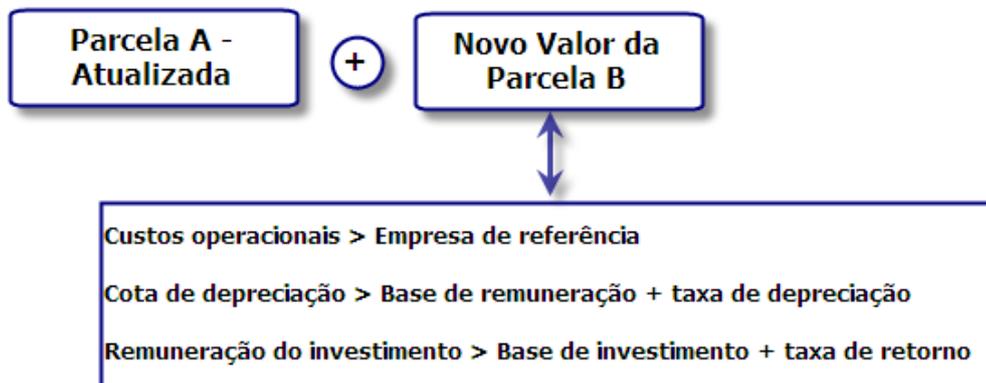
Figura 3 - Esquema de reajuste anual



Fonte: ANEEL, 2011.

Revisão tarifária periódica: ocorre a cada quatro anos, em média, com o objetivo de preservar o equilíbrio econômico-financeiro das empresas, figura 4.

Figura 4 - Esquema de reajuste periódico



Fonte: ANEEL, 2011

Revisão extraordinária: pode ocorrer a qualquer tempo, independentemente dos reajustes e revisões anteriormente mencionados, se houver alterações significativas comprovadas nos custos da concessionária e/ou modificação ou extinção de tributos e encargos posteriores à assinatura do contrato, quando comprovado o seu impacto sobre os custos da empresa.

Segundo ANEEL, 2007, para o ajuste tarifário anual, os custos da Parcela A, em regra, são repassados integralmente às tarifas. Já para os custos da Parcela B, são realizados da seguinte forma:

Apurar o índice de reposicionamento tarifário tem por objetivo determinar um nível de tarifa que permita à concessionária cobrir os custos não gerenciáveis e os custos operacionais eficientes, além de proporcionar a adequada remuneração dos investimentos realizados.

Reposicionamento tarifário: O cálculo do reposicionamento tarifário se baseia na definição da parcela da receita necessária para cobertura dos custos operacionais eficientes – para um dado nível de qualidade do serviço – e uma remuneração adequada sobre investimentos realizados com prudência. A determinação dos custos operacionais eficientes constitui um dos grandes desafios da revisão tarifária periódica. A análise dos custos da própria empresa sujeita o órgão regulador aos efeitos da “assimetria de informação”. Conceitualmente, a assimetria de informação refere-se ao fato de que o prestador do serviço regulado é quem gerencia todas as informações (técnicas, operativas, financeiras, contábeis etc.) vinculadas à prestação do serviço regulado. O órgão regulador, por sua vez, tem acesso parcial e limitado às informações, que, em geral, são fornecidas pela própria empresa regulada⁶. Embora o regulador possa realizar auditorias permanentes nas informações recebidas, é evidente que a situação de ambas as partes no que se refere ao acesso e manejo dessas informações é totalmente assimétrica. Por essas razões, a ANEEL vem adotando uma

⁶ Isto decorre exatamente da falta de suporte e representatividade da agência reguladora. Esta deixa de exercer efetiva e eficazmente o seu papel de fiscalização.

abordagem distinta para definição dos custos operacionais eficientes que devem ser pagos pelo consumidor, cujo enfoque metodológico é denominado de Empresa de Referência⁷. (ANEEL 2005, p. 23-24)

Já na revisão tarifária periódica, comenta Fugimoto, 2010, é a ANEEL que determina uma nova receita requerida, pois como os custos da Parcela A são repassados integralmente às tarifas, a revisão tem o propósito de definir o novo valor da Parcela B.

Atualmente, os critérios utilizados pelo regulador para a definição dos custos gerenciáveis (Parcela B) são os seguintes:

Custos da prestação do serviço de distribuição⁸: Adota um método que utiliza uma Empresa de Referência para simular os custos de uma empresa distribuidora virtual, otimizada para atender de forma eficiente a mesma área de concessão da distribuidora avaliada, em termos de ativos físicos e mercado de energia. Basicamente, isso determina os custos da estrutura administrativa, dos serviços comerciais e da operação e manutenção das instalações.

Taxa de retorno: “Esse enfoque metodológico busca proporcionar aos investidores da concessionária, um retorno igual ao que seria obtido sobre outros investimentos com características de riscos semelhantes”. (ANEEL, 2005, p. 25). A ANEEL utiliza a metodologia conhecida como Custo Médio Ponderado de Capital - *Weighted Average Cost of Capital* (WACC).

Para o cálculo do custo do capital próprio, a ANEEL adota o método Capital - *Assets Pricing Model* (CAPM). Essa metodologia permite calcular um retorno sobre o capital próprio investido, levando em consideração somente os riscos da atividade regulada, mantendo assim a atratividade. (ANEEL, 2005).

⁷ A Empresa de Referência se define como a simulação de uma empresa responsável pela operação e manutenção das instalações elétricas, gestão comercial de clientes e direção e administração da área geográfica da concessionária de distribuição em análise, que presta esses serviços em condições de eficiência e adaptação econômica ao ambiente no qual desenvolve sua atividade, (ANEEL, 2005, p.24)

⁸ O modelo de empresa de referência, usado nos ciclos anteriores de revisões, foi substituído. A partir de 2013 a Aneel decidiu adotar parâmetros de custos operacionais baseados numa média geral de desempenho das empresas no último ciclo, entre 2007 e 2010, atualizados por vários critérios: inflação, aumento das unidades consumidoras e expansão do consumo em megawatt/hora. Os custos operacionais abrangem despesas como salários de funcionários, entrega de faturas e vistoria de medidores.

Remuneração e depreciação dos ativos vinculados à prestação do serviço de distribuição: São taxas aplicadas sobre as Bases de Remuneração Regulatória⁹ (BRR), as taxas de remuneração do capital na base regulatória bruta e a taxa de depreciação do capital na base regulatória líquida. Estas bases são definidas através da reavaliação dos ativos pelo valor de reposição (BRR bruta) deduzida da depreciação contábil (BRR líquida).

I. Cota de Depreciação - Refere-se à parcela da receita necessária à formação dos recursos financeiros, destinados à recomposição dos investimentos realizados com prudência, para a prestação do serviço de energia elétrica ao final da sua vida útil.

II. Remuneração do Capital – Baseia-se no resultado da aplicação de uma taxa de retorno adequada para a atividade de distribuição de energia elétrica sobre o investimento a ser remunerado, ou seja, sobre a base de remuneração. (ANEEL, 2005, p.24).

A base de remuneração regulatória basicamente é o montante de investimentos realizados pelas empresas distribuidoras, na prestação dos serviços, que será coberto pelas tarifas cobradas aos consumidores. A base de remuneração é fundamental tanto para a manutenção dos investimentos no setor de energia elétrica quanto para praticar preços justos para os consumidores. (ANEEL 2007).

Para o terceiro ciclo de revisão, a ANEEL criou procedimento específico, para revisão tarifária, chamado PRORET – Procedimento de Regulação Tarifária. Nesse procedimento, estão dispostos os itens que regem a avaliação, critérios de inclusão de ativos, tratamento da depreciação, adições, baixas e obrigações especiais da BRR.

O cálculo para obtenção do índice do Fator X busca incentivar as distribuidoras na busca da eficiência operacional (FUGIMOTO, 2010).

Fator X: Através do método do fluxo de caixa descontado o fator x tem função é repassar ao consumidor os ganhos de produtividade estimados pela empresa. O cálculo considera as receitas e custos do período tarifário relacionando com as

⁹ Montante de investimento a ser remunerado – base de remuneração – a ANEEL considera o valor dos ativos necessários para prestar o serviço de distribuição, nos termos do PRORET, estabelecido pelas resoluções Normativas nº 457/2011, nº 544/2013 e nº 573/2013. Para o terceiro ciclo da revisão tarifária. O conceito chave dessas resoluções é refletir apenas os investimentos prudentes na definição das tarifas dos consumidores. Trata-se dos investimentos requeridos para que a concessionária possa prestar o serviço de distribuição, cumprindo as condições do contrato de concessão (em particular os níveis de qualidade exigidos), avaliados a “preços de mercado” e “adaptados” através dos índices de aproveitamento definidos na referida Resolução. (PRORET, 2012).

projeções de crescimento de mercado e de investimentos, desta forma é definida a receita requerida da distribuidora, também chamado nível tarifário. (FUGIMOTO, 2010).

O fator X estabelece as metas de eficiência para o próximo período tarifário, para o cálculo do fator x são considerados os seguintes elementos:

I. componente Xe – reflete, por meio de um índice, os ganhos de produtividade esperados pelo natural incremento do consumo de energia elétrica na área de concessão da distribuidora, em função do maior consumo dos consumidores existentes, como pela incorporação de novos consumidores, no período entre revisões tarifárias;

II. componente Xc – reflete, por meio de um índice, a avaliação dos consumidores sobre a empresa de distribuição que lhe fornece energia, sendo obtido mediante a utilização do resultado da pesquisa Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor (IASC);

III. componente Xa – reflete um índice de ajuste ao reajuste do componente “pessoal” da “Parcela B”, quando dos reajustes tarifários anuais, que reflita adequadamente o valor da remuneração da mão de obra do setor formal da economia brasileira. (ANEEL, 2005, p. 26)

O contrato de concessão

Os contratos de concessão¹⁰ firmados entre as concessionárias e a União contêm cláusulas que estabelecem as responsabilidades e deveres das concessionárias em manter o nível de excelência na qualidade dos serviços, como podemos ver abaixo:

CLÁUSULA SEGUNDA - CONDIÇÕES DE PRESTAÇÃO DOS SERVIÇOS
Na prestação dos serviços referidos neste Contrato, a CONCESSIONÁRIA terá ampla liberdade na direção de seus negócios, investimentos, pessoal e tecnologia, e observará as prescrições deste Contrato, da legislação específica, das normas regulamentares e das instruções e determinações do PODER CONCEDENTE.

Primeira Subcláusula - A CONCESSIONÁRIA obriga-se a adotar, na prestação dos serviços, tecnologia adequada e a empregar equipamentos, instalações e métodos operativos que garantam níveis de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na prestação dos serviços e a modicidade das tarifas.

Décima Quinta Subcláusula - A CONCESSIONÁRIA obriga-se a manter ou melhorar os níveis de qualidade do fornecimento de energia elétrica, de acordo com os critérios, indicadores, fórmulas e parâmetros definidores da qualidade do serviço, nos termos da legislação em vigor.

Décima Sétima Subcláusula - Sem prejuízo do cumprimento do estabelecido na legislação e no presente contrato, a CONCESSIONÁRIA obriga-se a manter e melhorar os atuais níveis de qualidade do fornecimento de energia elétrica globais e por conjunto, (DNAE, 1997. p.1-2).

¹⁰ Revisão Tarifária Periódica (Período 2013 - 2017). Prazo de Concessão 30 Anos - 31 de dezembro de 1997.

Na quarta cláusula do contrato de concessão DNAEE (1997), menciona também as obrigações das concessionárias quanto à necessidade de expansão e ampliação do sistema elétrico.

CLÁUSULA QUARTA - EXPANSÃO E AMPLIAÇÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS

A CONCESSIONÁRIA obriga-se a implantar novas instalações e a ampliar e modificar as existentes, de modo a garantir o atendimento da atual e futura demanda de seu mercado de energia elétrica, observadas as normas e recomendações dos órgãos gerenciadores do Sistema Elétrico Nacional e do PODER CONCEDENTE.

Primeira Subcláusula - As ampliações dos sistemas de geração, transmissão e distribuição da CONCESSIONÁRIA deverão obedecer aos procedimentos legais específicos e às normas do PODER CONCEDENTE. As novas instalações, as ampliações e as modificações das instalações existentes, desde que autorizadas e aprovadas pelo PODER CONCEDENTE, incorporar-se-ão às respectivas concessões, regulando-se pelas disposições deste Contrato e pelas normas legais e regulamentares da prestação do serviço público de energia elétrica.

Segunda Subcláusula - A CONCESSIONÁRIA deverá organizar e manter, permanentemente atualizado, o cadastro dos bens e instalações de geração, transmissão e distribuição, vinculados aos respectivos serviços, informando ao PODER CONCEDENTE as alterações verificadas, (DNAE, 1997. p.5-6).

Observamos que neste contrato estão previstas penalidades às concessionárias por descumprimentos de suas obrigações e responsabilidades, como podemos verificar na cláusula nona do contrato de concessão a seguir (DNAE, 1997):

CLÁUSULA NONA - PENALIDADES

A CONCESSIONÁRIA estará sujeita às penalidades de advertência ou multa, conforme previsto nas normas legais e regulamentares dos serviços e neste Contrato, sempre que:

I. Deixar de fornecer, nos prazos que lhe forem estabelecidos, as informações e dados relativos à administração, contabilidade, recursos técnicos, econômicos e financeiros, requisitados pela Fiscalização do PODER CONCEDENTE;

II. Deixar de adotar, nos prazos estabelecidos pela Fiscalização, as providências indicadas para restabelecer a regularidade ou garantir a qualidade e eficiência dos serviços concedidos;

III. Deixar de atender, nos prazos e condições fixados pelas normas dos serviços, aos pedidos de ligação, de ampliação ou de melhoramento das instalações elétricas, desde que satisfeitos pelos interessados os requisitos estabelecidos na legislação;

IV. Descumprir norma legal ou regulamentar, determinação do PODER CONCEDENTE ou qualquer disposição e cláusula deste Contrato.

Segunda Subcláusula - Nos casos de descumprimento das penalidades impostas por infração nos prazos estabelecidos, ou do não atendimento de notificação ou recomendação do PODER CONCEDENTE no sentido de regularizar a prestação dos serviços nos devidos prazos, poderá ser decretada a caducidade da concessão, (DNAE, 1997. p.12-13).

Revisamos até então a legislação, vimos que esta estabelece por meio de contrato às obrigações e responsabilidades das empresas distribuidoras de energia, referente à necessidade de manter, expandir e melhorar a qualidade dos serviços de energia elétrica fornecida. Destacamos a composição da tarifa de energia elétrica, bem como esta tarifa é reajustada, conseqüentemente, como acontece o retorno do investimento realizado pelas empresas. A seguir, vamos abordar como é feito e qual são os modelos que os acadêmicos do setor estabelecem para o planejamento da expansão do sistema elétrico.

As decisões de investimentos de capital

O processo de tomada de decisão em ambientes corporativos em empresas privadas que visam maximizar seus lucros, está cada vez mais complexo devido à influência de diversos fatores, como por exemplo: recursos disponíveis, variáveis de atendimento do mercado e dinheiro no tempo.

Tendo em vista o prazo de cinco anos entre as revisões tarifárias, é possível que ocorra um conflito entre a real necessidade de conservação e expansão do sistema (robustez, confiabilidade) e o ganho financeiro do investimento (depreciação, juros).

Fensterseifer, Galesne e Ziegelmann (1987) comentam que as decisões que envolvem particularmente investimentos de capital (ou *capex – capital expenditure*), geralmente imobilizam grandes volumes de recursos em longos períodos de tempo, e constituem um desafio e de vital importância para o futuro da empresa, na medida em que são decisões nesse âmbito que asseguram sua sobrevivência e crescimento.

Diversos autores, como por exemplo: Gomes e Almeida (2002), Galesne, Fensterseifer e Lamb (1999) e Turner (1997), abordam sobre a problemática relacionada ao processo de tomada de decisões de investimento no que se refere às questões práticas, citamos algumas como:

- a) Diversidade de fatores quantitativos;
- b) Falhas no entendimento e contextualização do problema;
- c) Ausência de propostas alternativas;

- d) Equívocos no tratamento ou na mensuração das variáveis qualitativas que afetam as propostas de investimento;
- e) Dificuldades na mensuração e tratamento dos riscos associados aos projetos;
- f) Dificuldades no julgamento e escolha dos projetos pela ausência de critérios ou metodologias científicas para embasar a tomada de decisão;
- g) Dificuldades na mensuração do retorno esperado, e;
- h) A sujeição temporal das preferências particulares dos decisores.

Jansen, Shimizu e Jansen (2004) afirmam que tradicionalmente as empresas elaboram estudos de viabilidade econômica para avaliarem suas alternativas de investimento, embora as variáveis quantitativas sejam as mais utilizadas no processo de decisões. Embora os executivos saibam da relevância das variáveis qualitativas, ocorre que muitas vezes essas variáveis são difíceis de serem quantificadas.

Segundo Fensterseifer, Galesne e Ziegelmann (1987), o meio acadêmico infere sobre a importância das variáveis quantitativas no problema decisório, pois há uma vasta literatura na área de avaliação e seleção de projetos que objetiva melhorar as decisões de investimentos das empresas. De fato, estudos comprovam que uma grande maioria das empresas brasileiras, norte-americanas e europeias vem incorporando ao seu processo de decisão práticas e técnicas e os critérios recomendados pela teoria para avaliação e seleção de projetos.

O autor Eid Junior (1996) pesquisou quais eram as técnicas mais utilizadas pelas empresas instaladas no Brasil, para avaliação de projetos de investimento, como resultado da pesquisa apresentou as três técnicas mais conhecidas: VPL (valor presente líquido), TIR (taxa interna de retorno) e *payback* (tempo de recuperação do capital). Os resultados consolidados da pesquisa apontaram que 52% das empresas usam a TIR em algum momento no processo de decisão; 51% utilizam o *payback* e 41% utilizam o VPL como método de avaliação. Tais resultados apontam para a afirmação de que “a teoria financeira não é seguida à risca pelas empresas” (EID JUNIOR, 1996, p. 59), uma vez que a teoria demonstra que o VPL é a técnica mais recomendada para avaliação de projetos. A Tabela 1, abaixo, nos mostra os resultados da pesquisa conduzida por Eid Junior (1996):

Tabela 1 - Critérios Primários Utilizados em Decisões Financeiras

Critérios Primários	1996
VPL	22%
TIR	23%
<i>Payback</i>	25%
VPL + TIR	6%
VPL + <i>Payback</i>	3%
TIR + <i>Payback</i>	13%
Todas	10%

Fonte: Eid Junior, 1996, p. 55.

Em outro estudo, realizado por Fensterseifer, Galesne e Ziegelmann (1987) observou que 98,7% das empresas brasileiras pesquisadas declararam utilizar algum cálculo de rentabilidade na avaliação em alguns de seus projetos, dos quais a TIR é o critério mais utilizado, seguido do VPL e do *payback* descontado ou PBD (foi considerado o método mais utilizado como critério auxiliar), como aponta a Tabela 2:

Tabela 2 - Critérios Auxiliares Utilizados em Decisões Financeiras

<i>Critérios Auxiliares</i>	1974	1979	1985
<i>Payback</i> (PBS)	11,9%	13,7%	11,4%
<i>Payback</i> descontado (PBD)	26,9%	24,2%	24,6%
Taxa de retorno contábil	6,0%	7,4%	6,6%
TIR e derivadas da TIR	14,9%	12,6%	14,8%
VPL ou outro de mesma natureza	10,4%	16,8%	17,2%
IL ou assemelhado	7,5%	7,4%	8,2%
Urgência do Projeto	20,9%	15,8%	15,6%
Outro	1,5%	2,1%	1,6%
	100%	100%	100%

Fonte: Fensterseifer, Galensne; Ziegelmann, 1987, p. 73.

Legenda: IL – Índice de Lucratividade ou Rentabilidade.

Embora os estudos e pesquisas mencionados não trazem sobre as variáveis qualitativas no processo de tomada de decisão de investimentos, essas variáveis contribuem como suporte para escolha de métodos científicos na avaliação de projetos, pois há tendência das empresas em não depender apenas de um único

critério para avaliar seus projetos. Entretanto, possíveis lacunas de entendimento dos decisores, com relação às informações trazidas por tais métodos pode levar a decisões equivocadas, conforme menciona Eid Junior (1996). Tal descolamento pode agravar-se ao serem incluídas variáveis qualitativas no cenário da decisão.

Sabe-se que no contexto particular a cada empresa existem variáveis qualitativas que são mais ou menos relevantes em relação às variáveis quantitativas em um processo de tomada de decisão de investimentos, tais como: o impacto das decisões sobre a sociedade e o meio ambiente, forças políticas, sociais e sindicais, os critérios e exigências regulatórias, o posicionamento de mercado, as tecnologias em uso e em desenvolvimento, a imagem corporativa e as estratégias de diferenciação.

Há métodos que relacionam os múltiplos critérios que influenciam o processo de tomada de decisão; entretanto, nenhuma metodologia substitui a capacidade de julgamento e decisão dos envolvidos no processo. Os métodos matemáticos, na verdade, propõem-se a fornecer informação aos decisores para que com melhor embasamento e em um menor período de tempo, sustente suas escolhas, ou seja, melhoram a eficácia do processo decisório.

Gomes, Gomes e Almeida (2002) comentam que o processo decisório incide na análise de um conjunto de alternativas geralmente associadas a um conjunto de recursos, que disputam para a solução de problemas já identificados. Seu objetivo é atender simultaneamente aos requisitos: do mercado, internos da empresa, aos interesses dos acionistas e demais partes interessadas. Diante este cenário, acredita-se que a tarefa mais desafiadora e complexa de uma organização, atualmente, seja a de tomar decisões que atendam da melhor forma a todos esses critérios, restrições e interesses, sabedor de que toda escolha sugere necessariamente em uma renúncia.

Para que um tomador de decisão opte por uma alternativa em detrimento de outra é certamente a probabilidade de que a solução escolhida gere melhores resultados em relação à preterida. Lapponi (1996) e Galesne, Fensterseifer e Lamb (1999) concordam que ao decidir por um novo investimento, os responsáveis pela decisão acreditam que terão melhores resultados para empresa, ou seja, o investimento em questão é capaz de aumentar o valor da empresa. Esta, de fato, é a

premissa inicial – o ponto de partida para o início da análise de investimentos mono ou multicriterial.

Segundo Kimura e Suen (2003), é através de procedimentos matemáticos que as técnicas multicriteriais se propõem a auxiliar no processo de tomada de decisão, incorporando a importância relativa de cada variável quantitativa e qualitativa na decisão final.

1.1 Identificação do tema e do problema de pesquisa

Após o processo de privatização das empresas estatais distribuidoras de energia, a ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica – estabeleceu o regulamento responsável por controlar e remunerar as concessionárias, que basicamente ocorre de duas formas: uma revisão anual para remunerar a inflação e outra revisão periódica que pode ser de 4 em 4 anos ou de 5 em 5 anos para remunerar os investimentos realizados pelas empresas. Tendo em vista o contexto, é possível que ocorra um conflito na tomada de decisão de investimento das empresas, entre a real necessidade de conservação e expansão do sistema elétrico (robustez, confiabilidade) e o ganho financeiro do investimento (depreciação, juros), tendo em vista o prazo entre revisões tarifárias.

Considerando que estas empresas são privadas, e que portanto, visam maximizar seus lucros, várias são as tomadas de decisões de investimento que devem ocorrer constantemente para que se consiga obter os melhores resultados. Desse modo, parafraseando FREITAS e MOSCAROLA (2002, p.4), “a informação é essencial à tomada de decisão”. De acordo com Moraes (2000), devem ser utilizados métodos qualitativos e quantitativos para auxiliar no processo decisório. Patton *apud* Moraes (2000)¹¹ assegura que métodos qualitativos permitem ao avaliador estudar as questões detalhadamente, o que amplia o entendimento dos casos e situações.

Neste contexto, vale esclarecer que a adoção de métodos quantitativos e qualitativos não é excludente, ou seja, é possível utilizar-se de um método de julgamento misto, observando o que deve ser avaliado e por que parâmetros. Nas

¹¹ PATTON, Michael Quinn. **Qualitative evaluation and research methods**. Newbury Park: Sage Publications, 1990 *apud* MORAES, 2000, p.21.

grandes empresas brasileiras, constatou-se o uso de alguma metodologia matemática para dar suporte ao processo de decisão de investimentos, conforme comentado por Eid Junior (1996) e Fensterseifer, Galesne e Ziegelmann (1987).

Sendo assim, este estudo tem como tema central a problemática acerca da decisão de investimento no ativo poste, realizando uma análise econômico-financeira de cada uma das propostas, comparando-as, e, levando em consideração os critérios de remuneração do ativo conforme preveem as revisões tarifárias periódicas das concessionárias. Com isso, buscamos verificar se o investimento pode trazer maior retorno às empresas se levarmos em consideração o ano da realização em relação ao período da revisão tarifária.

Veremos quais os métodos e técnicas quantitativas e quais variáveis qualitativas são relevantes no contexto para se obter a análise multicriterial no caso particular de uma concessionária do serviço público de distribuição de energia elétrica – AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S/A (AES Sul). Foram utilizados como referências a legislação do setor elétrico brasileiro e pressupostos acadêmicos da área de Engenharia Elétrica e Administração, no que tange aos métodos tradicionais e multiatributos para avaliação de alternativas de investimento, no intuito de identificar quais são mais apropriados ao cenário particular da AES Sul.

Uma vez proposta a temática do presente estudo, os seguintes problemas foram identificados:

- É possível que os investimentos realizados no ativo poste nos diferentes anos do ciclo de uma revisão tarifária tragam mais retornos distintos à empresa, uma vez que sofrem menos efeito financeiro, como por exemplo, juros e depreciações?
- Por outro lado, investimentos tardios em postes resultam em multas, tendo em vista necessidade constante de manutenções devido ao desgaste natural das redes elétricas e recuperação do ativo da empresa?

Para que as alternativas de investimento possam ser avaliadas e comparadas à luz de um mesmo referencial, alguns objetivos foram propostos, com vistas a desenvolver parâmetros para análise desta questão levantada frente ao problema identificado.

1.2 Objetivos

Dividimos a busca de dados e informações em duas seções: o objetivo geral do trabalho e 4 objetivos específicos que representam as metas intermediárias para o alcance do objetivo geral.

1.2.1 Objetivo geral

Propor uma discussão acerca do tema investimento em ativo poste, buscando obter informações econômico-financeiras que subsidiem qual a melhor decisão de investimento para as concessionárias, seja esta decisão induzida pelo regulatório ou sugerida por estudiosos do setor.

1.2.2 Objetivos específicos

- Analisar os investimentos realizados no terceiro ciclo pela concessionária AES Sul para troca de postes, os quais exercem impacto direto no ativo da empresa, conseqüentemente na remuneração da tarifa;
- Realizar estudos de planejamento para atender a demanda de 5 anos, período entre revisões tarifárias, utilizando os 4 modelos abordados na revisão bibliográfica;
- Examinar os modelos aplicando os critérios e normas regulatórias (depreciação, multas etc.), elencando os prós e os contras de cada um dos modelos.
- Identificar a influência das normas do regulatório nas decisões de investimentos por meio da comparação entre os modelos.

1.3 Justificativa

Considerando o tema e a problemática em questão, a relevância deste estudo se consolida na tentativa de compreensão de como as regras e critérios de

remuneração às concessionárias, estabelecidos pelo órgão regulatório (ANEEL), podem influenciar nas suas decisões de investimentos. Desse modo, procuramos investigar as possíveis perdas de ordem financeira, dependendo do momento em que é feito o investimento, buscando prevenir sua necessidade para atender a demanda de reforma e melhoria da rede (atendimento aos indicadores DEC, FEC, confiabilidade e robusteza etc.).

1.4 Estrutura do trabalho

Após a apresentação do resumo da dissertação, o presente trabalho está formatado da seguinte forma:

No primeiro capítulo, destinado à introdução, fizemos um resgate de ocorrências do setor elétrico no processo de privatização das concessionárias de energia elétrica, abordando a composição da tarifa da energia elétrica, processo de revisão tarifária e contrato de concessão. Logo a seguir, abordamos as decisões de investimentos no sistema elétrico.

Posteriormente, apresentamos a problemática que envolve a tomada de decisão relacionada aos investimentos de capital, objetivando situar o leitor no contexto das discussões que permeiam este trabalho. Ainda nesse primeiro capítulo, citamos as razões que o justificam.

O capítulo 2 é reservado para as revisões bibliográficas. Primeiramente, foram abordados alguns trabalhos e artigos que discutem alguns pontos do tema em questão. Depois disso, apresentamos como principal referência do trabalho a teoria de H Lee Willis (2004), que trata do planejamento de investimento no setor de energia elétrica. O capítulo aponta para outros métodos e técnicas de análise de investimento, processo de tomada de decisão, vida útil de um ativo e depreciação.

O capítulo 3 apresenta a metodologia da pesquisa, a descrição do estudo de caso e a limitação do escopo do trabalho. Na segunda parte desse capítulo abordamos como foram levantados todos os dados e informações para cada um dos métodos de investimento dos ativos vistos na revisão bibliográfica.

O capítulo 4 é composto da aplicação dos quatro métodos de investimento do ativo. A intenção foi encontrar o melhor nível de investimento para cada um dos

métodos, e a partir disso deduzir os investimentos, multas, depreciação, e demais indicadores econômico-financeiros.

No capítulo 5 foram consolidadas todas as informações e indicadores obtidos no desenvolvimento para elaboração de um quadro comparativo entre os métodos, além de ter sido realizada uma discussão comparativa.

Ao final do trabalho, concluímos a importância que as empresas adotem combinações de modelos de investimentos, e que ocorrem alterações de ganhos, dependendo do momento em que se realiza o investimento.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A revisão bibliográfica está dividida em dois blocos, sendo que o primeiro aborda o histórico do setor elétrico brasileiro e sua regulação, enquanto o segundo aborda o planejamento desse setor.

2.1 Estado da arte

Atualmente, as empresas de energia vêm enfatizando cada vez mais os processos de custo eficazes para estender a vida de instalações existentes, mantendo níveis adequados de segurança e confiabilidade. Linhas aéreas provenientes do serviço público estão enfrentando o problema de envelhecimento dos postes de madeira, no quais existe a necessidade de investimentos elevados para manutenção e substituição. Essa situação tende a se agravar, considerando a crescente alteração climática, causando uma sobrecarga estrutural dos componentes do poste. Com base nesta situação multivariada (envelhecimento, aumento da sobrecarga nas instalações e efeitos das mudanças climáticas), que se agrava ano a ano, decorre a diminuição da confiabilidade das redes (SANZOZ; BENOIT, 2005).

O poste de madeira é o principal material em se tratando de sustentação mecânica em redes¹² de distribuição. Postes de madeira podem ser responsáveis por cerca de 30% dos custos de material e dos custos adicionais decorrentes das substituições dos postes em todo o tempo de vida da rede. Além disso, a avaria de postes por condições climáticas gera gastos significativos, devido à reparação e perda de energia fornecida para os consumidores. A gestão adequada dos postes de madeira é, portanto, de vital importância para minimizar os custos do ciclo de vida de linhas aéreas. Programas de gerenciamento incluem esforços para obtenção de novos postes e acessórios, tratamento preservativo, inspeção e estratégias para a substituição dos postes (GUSTAVSEN, 2000).

Dessa forma, o conhecimento do estado de conservação das estruturas dos postes de madeira se torna crucial para a tomada de decisões das empresas do setor elétrico. A abordagem utilizada para o programa de substituição de postes

¹² Admitem-se tanto as nomenclaturas rede quanto linha.

pode ser decisiva para o impacto econômico das distribuidoras de energia. Sendo assim, sugere-se que esses programas devem ser acompanhados de uma abordagem probabilística que permita redução e otimização de custos (VIDOR; PIRES; DEDAVID; MONTANI; GABIATTI, 2010).

Postes de madeira têm sido comumente utilizados para sustentar as redes elétricas em toda a região sul do Brasil. São produzidos a partir do eucalipto, uma espécie exótica amplamente cultivada no país (STEWART; GOODMAN, 1990). Infelizmente, a madeira é sujeita a deterioração, que pode ocorrer pela ação de agentes físicos, químicos e biológicos.

As redes elétricas no Rio Grande do Sul (RS) utilizam mais de 2 milhões de postes de madeira para sustentar as redes de distribuição e transmissão. A AES Sul possui a distribuição de energia elétrica na região do Centro-Oeste do RS, atendendo cerca de 1,2 milhão de consumidores em 118 municípios, com 63.889,2 km de rede de distribuição aérea e 2.039,8 km de redes de subtransmissão aérea (AES SUL. Informações Gerais). Em suas redes, há cerca de 800.000 postes, dos quais aproximadamente 90% são de madeira (VIDOR; PIRES; DEDAVID; MONTANI; GABIATTI, 2010).

A Norma Brasileira (NBR 8456) estabelece oito espécies de *Eucalyptus* para serem utilizados na produção de postes ABNT (1994). O tratamento mais empregado é o CCA (arseniato de cobre cromatado), aplicado por autoclave, a partir da proibição do uso de pentaclorofenol e creosoto. De acordo com essa norma, postes de madeira tratada têm vida útil de pelo menos 15 anos (VIDOR; PIRES; DEDAVID; MONTANI; GABIATTI, 2010).

As decisões que envolvem particularmente investimentos de capital ou CAPEX¹³, geralmente imobilizam grandes volumes de recursos em longos períodos de tempo, e constituem um desafio de vital importância para o futuro da empresa, na medida em que são decisões nesse âmbito que asseguram sua sobrevivência e crescimento (FENSTERSEIFER; GALESNE; ZIEGELMANN, 1987).

O meio acadêmico infere sobre a importância das variáveis quantitativas no problema de decisão, pois há uma vasta literatura na área de avaliação e seleção de

¹³ **CAPEX** é a sigla da expressão inglesa “*capital expenditure*”; em português, despesas de capital ou investimento em bens de capital e que designa o montante de dinheiro despendido na aquisição ou introdução de melhorias de bens de capital de uma determinada empresa. O CAPEX é, portanto, o montante de investimentos realizados em equipamentos e instalações de forma a manter a produção de um produto ou serviço ou manter em funcionamento um negócio ou um determinado sistema.

projetos que objetiva melhorar as decisões de investimentos das empresas. De fato, estudos comprovam que uma grande maioria das empresas brasileiras, norte-americanas e europeias vem incorporando ao seu processo de decisão práticas, técnicas e os critérios recomendados pela teoria para avaliação e seleção de projetos de investimento (FENSTERSEIFER; GALESNE; ZIEGELMANN, 1987).

Tradicionalmente, as empresas elaboram estudos de viabilidade econômica para avaliarem suas alternativas de investimento, embora as variáveis quantitativas sejam as mais utilizadas no processo de decisão. Mesmo que os executivos saibam da relevância das variáveis qualitativas, ocorre que muitas vezes essas variáveis são difíceis de serem quantificadas (JANSEN; SHIMIZU; JANSEN, 2004).

Contudo, o processo de tomada de decisão em ambientes corporativos de empresas privadas que visam a maximizar seus lucros é cada vez mais complexo devido à influência de diversos fatores, como por exemplo: recursos disponíveis, atendimento às demandas do mercado, obediência às normas regulatórias, remuneração aos acionistas, entre outros.

O estudo realizado por Johnson, Strachan e Ault, 2012, comenta sobre o caso do OFGEM (Gabinete do gás e da eletricidade), que é o órgão regulador associado aos setores de energia e de gás no Reino Unido. Que desde a privatização das redes de distribuição, trabalha de forma sistêmica para elaboração de um orçamento eficiente para a substituição de ativos por envelhecimento. Falha no abastecimento de energia, que resulta em uma interrupção não programada, leva a penalidades impostas pelo órgão regulador. Por estas razões, um método transparente de desenvolver um plano de investimento justificável é necessário para determinar quando e onde direcionar o orçamento disponível. Gerenciamento de ativos refere-se ao ciclo de vida completo da população de ativos, este estudo centra-se na substituição de ativos no fim da vida útil.

Historicamente um alto volume de postes foram substituídos com base apenas na idade ou substituído reativamente no caso de uma falha. Idade de ativos, sendo que essas variáveis não devem ser os únicos fatores a serem utilizados para decidir sobre a substituição dos ativos, pois é possível que um ativo com mais idade esteja em melhores condições do que outro ativo mais jovem que sofreu um ciclo de trabalho mais árduo, ou que podem ter sido instalado em um ambiente mais severo. Tendo em vista o grande número de ativos que necessitam de substituição e

levando em consideração a limitação de orçamento, indica que o investimento deve ser orientado para substituir ativos que terão maior efeito global de menor risco. Torna-se necessária uma abordagem mais holística que envolve a consideração de uma variedade de fatores (por exemplo: ambiente, disponibilidade, taxa de falha, etc.) para fornecer uma indicação mais precisa do risco dos ativos com relação à sua probabilidade de falha e criticidade da rede (JOHNSON, STRACHAN, AULT, 2012).

O trabalho propõe um conjunto de etapas, das quais a primeira fase envolve confronto de dados e informações disponíveis dos ativos, como por exemplo: volume de substituição, qualidade, confiabilidade, cobertura e disponibilidade. Com essas informações é possível atribuir o risco individual associado aos ativos, a partir dessas informações é possível criar o perfil de risco em toda a base de ativos; outra etapa é a modelagem de deterioração do ativo empregada para prever as mudanças em curso para o perfil de risco global ao longo do tempo.

A técnica utilizada para prever o futuro estado dos ativos é um modelo semi-Markov, com seus estados com base nos parâmetros de vida útil definida de acordo com os critérios da OFGEM. A técnica de modelagem de deterioração que foi escolhida é uma cadeia de Markov. Esta técnica tem a vantagem de ter sido aplicada a um grande número de diferentes processos a partir de uma variedade de informações, esta flexibilidade de utilização em diferentes processos mostra que a técnica é adaptável e podem ser adequados para os vários tipos de ativos. Para começar com a criação do modelo de Markov o número de estados e são necessárias as definições desses estados. A cadeia de Markov que tem sido aplicado utiliza os índices de saúde a ser os estados de deterioração com um estado de falha adicional. É este estado de falha que permite que a probabilidade de falha para ser derivado para utilização no perfil de risco (JOHNSON, STRACHAN, AULT, 2012).

2.2 Planejamento de investimentos

Para praticamente todas as decisões de investimentos realizados temos um planejamento que foi anteriormente elaborado, avaliado e priorizado, comenta Willis (2004). Sendo assim, um dos objetivos principais do planejamento é determinar os projetos de capital necessários para atender às necessidades futuras da

concessionária e, em seguida, iniciar o processo para sua execução. Em outras palavras, o planejamento é responsável pelo processo de tomada de decisão com relação à manutenção e expansão, determinando se o sistema terá ou não um reforço, quando deve ser feito, e depois recomenda o que deve ser feito.

Na concepção de Willis (2004), determinar as ações previstas que irão atender necessidades requer a análise de muitas variáveis como, por exemplo, previsões de carga, os riscos e as diretrizes do planejamento. Mas a decisão sobre o que e quando construir é baseado na avaliação de alternativas, é o que alimenta o processo de tomada de decisão, que seleciona e aprova determinados projetos de investimento e rejeita outros.

No que diz respeito à avaliação, Willis assegura que esta geralmente é quantitativa, resultando na estimativa numérica de alternativas para um ou mais fatores-chave, que são determinadas no processo de tomada de decisão levando em consideração a natureza do artigo a ser avaliado, o tipo de decisão a ser tomada, e seu contexto.

Os atributos variáveis são os elementos que serão otimizados (minimizados ou maximizados) em uma decisão de planejamento. O atributo mais comum no planejamento de energia elétrica é o custo (total). Por outro lado, os critérios são características e/ou indicadores importantes, que devem atender a certos requisitos, sendo a tensão de serviço um bom exemplo de critério. É quase que universalmente aplicado no planejamento de distribuição, e a tensão na entrada de cada consumidor de serviços deve estar dentro de uma faixa aceitável de valores. Se isso ocorre, está satisfeita a condição. Nenhuma concessionária deve comprometer mais do atributo que busca otimizar (confiabilidade, recurso, ou qualquer outro), a fim de melhorar ainda mais um critério (conteúdo, tensão harmônica, etc.), que já deve estar em uma faixa satisfatória (WILLIS, 2004).

Há situações em que dispomos somente de um único atributo a ser otimizado no planejamento, pela seleção de opções que minimize ou maximize o critério em questão. O custo é quase sempre esse atributo, enquanto os critérios consistem em requisitos de qualidade de serviço e desempenho de equipamentos, que o definem e qualificam como uma alternativa viável. O objetivo do planejador é minimizar o custo enquanto atende a vários requisitos, e na fase de avaliação e comparação é feita a classificação das alternativas no que diz respeito ao

cumprimento dos requisitos dos critérios e ganhos obtidos no atributo. Realizada a classificação, as opções são comparadas e classificadas de acordo com o atributo, nesse caso, prioritariamente, a opção de menor custo.

À grosso modo, o planejamento de um único atributo seria simples, pois haveria somente um fator que a ser otimizado, sendo que a melhor alternativa seria a que melhor pontuasse em relação ao atributo. Entretanto, não é sempre desse modo, devido à complexidade técnica do setor, quando temos dois ou mais atributos envolvidos. Com isso, a identificação da alternativa "ótima" não é facilmente identificada. Situações de atributos multiplanejados, os quais envolvem dois ou mais atributos, precisam ser simultaneamente otimizadas. Ainda de acordo com Willis (2004), isso ocorre em situações nas quais os planejadores buscam maximizar mais de um fator em suas decisões, como por exemplo, custos *versus* confiabilidade.

Existem, fundamentalmente, diferentes maneiras das concessionárias de energia elétrica priorizarem e decidirem sobre as alternativas para alocar seus recursos. Estas abordagens diferem na sua avaliação, na comparação, e nos processos de seleção. Entretanto, a maior parte dos elementos funcionais é bastante semelhante, independentemente do método utilizado para tomada de decisão. As diferenças entre esses métodos dizem respeito, basicamente, ao modo como eles valorizam e respondem aos vários fatores avaliados. Observa-se que os métodos não diferem quanto aos critérios e atributos, estes paradigmas variam na forma de como eles definem melhor ou variam a avaliação de uma alternativa com base nas informações analisadas.

Willis (2004) analisa quatro modelos de planejamento para as empresas de distribuição de energia, os quais veremos a seguir.

2.2.1 Mínimo custo

Essa é a abordagem mais tradicional utilizada no setor elétrico para o planejamento, chamado também planejamento de menor custo. Este foi o modelo mais utilizado pelo setor no século 20. As concessionárias detêm uma franquia de monopólio na prestação de serviço de energia elétrica em sua área de concessão e aceita em troca a obrigação de atendimento de todos os consumidores que desejam comprar energia elétrica nesta região.

Serviços públicos regulados têm suas tarifas de entrega elétrica definidas pelo órgão do governo, são determinados por um processo de regulamentação que é parte integrante do sistema legal que concede as franquias de monopólio (concessões). Tradicionalmente, neste modelo, as empresas têm relativa certeza de que vão ganhar um nível aceitável de retorno dos investimentos. Fazendo um paralelo com as empresas no Brasil, esse retorno do investimento ocorre, como visto anteriormente, nas revisões tarifárias periódicas que acontecem de 4 em 4 anos. Essas empresas obtêm lucro se praticarem um bom controle de seus custos. Willis, 2004 comenta que basicamente as taxas são determinadas por:

- Custos de operação da concessionária;
- Margem de lucro razoável, conforme setor.

Deve-se então alocar esse montante total de dinheiro sobre o valor total de energia elétrica que se espera vender, obtendo a nova taxa (tarifa de energia).

Esta franquia de concessão espera que as empresas exerçam um controle razoável sobre seus custos. O órgão regulador possui meios de fiscalização, isto é, processos de revisão e aprovação das práticas da concessionária com relação à política de gastos, bem como as suas decisões para gastos maiores. Espera-se das empresas uma política de "menor custo gasto", para planejar, aprovar e executar projetos e atividades, para que os custos dos serviços sejam os menores possíveis.

As empresas recebem incentivos para investir o máximo possível em seus sistemas, uma vez que estarão compondo sua base de remuneração, garantindo assim o retorno do investimento na sua tarifa. No entanto, ele deve aderir a práticas de menor custo, e está sujeito à fiscalização, devendo sempre optar em gastar o mínimo necessário.

Normalmente, o planejamento de operação de uma concessionária sob esta abordagem é feita com base nas informações históricas anuais, provisionando vários anos à frente, para que, se houver mudanças, as empresas tenham tempo suficiente para fazê-las no momento em que for necessário.

O primeiro passo nesse processo de planejamento anual envolve olhar para as mudanças esperadas ao longo dos próximos anos e determinar se alguma dessas alterações resultará em um desvio dos padrões. Cada desvio desencadeia um "estudo de planejamento", que verifica a necessidade e determina uma solução "mínimo custo". Se essa solução requer acréscimos ou despesas, que leva a um projeto. No início de ciclo de cada ano, o processo de planejamento utilitário irá produzir uma projeção de mudanças esperadas ao longo dos próximos anos:

- Uma previsão de crescimento de carga;
- Uma lista de todas as alterações ao sistema impostas pelos governos locais (deslocamento de rede, etc.);
- Novos pontos de interligação com concessionárias vizinhas;
- Qualquer equipamento que está sendo retirado de serviço e necessite reposição (WILLIS, 2004, p.180).

Observamos que a decisão por um planejamento de menor custo foi realizada para o estudo de viabilidade técnico-econômica para expansão do sistema de transmissão que atende a região de Lajeado-RS. No estudo, foram analisadas 4 alternativas e, após a análise de desempenho, foi escolhida a alternativa denominada 1-B com reforço no sistema de Garibaldi, por apresentar o menor custo global, considerando-se investimentos e perdas elétricas. Os resultados obtidos apresentaram a Alternativa 1-B como economicamente viável com diferença percentual de 5,7% (EPE, 2011).

Para comparação econômica entre as alternativas foram considerados basicamente o desembolso financeiro dos investimentos e o custo das perdas ao longo do período de estudo. Para comparação entre as alternativas, foi definida a taxa de retorno de 11% e adotado o método do valor presente (EPE, 2011, p. 40)

2.2.2 Relação custo / benefício

Comenta Willis, 2004 que os padrões tradicionais de planejamento orientado pelo menor custo fornecem uma maneira simples e eficaz para uma concessionária de energia elétrica para "minimizar o custo" para atender as suas obrigações. Um aspecto fundamental desse modelo quanto à aplicação é que os projetos avaliados e aprovados são obrigatórios, embora existam decisões sobre exatamente o que será feito em cada caso, o fato de que algo não deve ser feito está fora de questão.

As empresas enfrentam situações em que devem avaliar, comparar e decidir sobre projetos que são opcionais, isto é, não são necessários para atender aos padrões mínimos exigidos pelo regulador, entretanto trazem benefícios valiosos à empresa. Na maioria das vezes, isso ocorre quando esses projetos reduzem de alguma forma serviços e/ou custo do cliente. Nesses casos, a avaliação da relação custo/benefício para tomada de decisão de execução de determinado projeto deve ser feita, avalia-se o "ganho" da relação custo/benefício, para fins de cálculo a diferença de benefícios menos custos deve ser positiva ($B - C > 0$).

Deve-se sempre definir a relação de ganho esperada nesta análise de custo/benefício. Por exemplo, numa alternativa de projeto com o custo de 50 milhões, e que potencialmente trará um benefício de 51 milhões, seu benefício líquido é de 1 milhão, o que pode parecer bom, mas a sua relação custo/benefício é de apenas 1,02:1, revelando que é apenas um pouco melhor do que um ponto de equilíbrio¹⁴. O dinheiro gasto neste projeto não está sendo usado de uma maneira altamente eficaz, além disso, corre-se o risco de algum imprevisto acontecer, como uma mudança de contexto, de legislação etc., e o projeto trazer prejuízos, pois ganho de 2% é pouco frente a imprevistos que possam ocorrer.

Outro exemplo são as repotencializações realizadas na empresa ELETROSUL CENTRAIS ELÉTRICAS S.A. na linha de transmissão de 230 kV de Areia - São Mateus do Sul e Salto Osório–Campo Mourão I e II e nas linhas de transmissão também de 230 kV Blumenau–Joinville I, Capivari–Blumenau I e Capivari – Siderópolis I, que possibilitou aumentar a capacidade de transmissão de energia destas linhas de transmissão em 50%, com um investimento muito menor do que o exigido para a construção de uma nova LT, e não causando impactos ambientais adicionais e na linha de transmissão (STEPHAN; COSTA, 2008).

As análises informatizadas de custo/benefício são mais eficazes, e mais frequentemente aplicadas ao avaliar projetos opcionais que não são obrigatórios para as concessionárias. Basicamente, projetos ou ações com altos índices de benefícios que superam em muito os seus custos são preferidos sobre aqueles com índices menores.

2.2.3 Avaliação incremental de custo/benefício

O modelo tradicional visto anteriormente para o planejamento dos investimentos das empresas não tem controle para limitar a despesa total, sendo que todos os projetos considerados obrigatórios para a concessionária a fim de garantir os padrões de serviços são "pré-aprovados" pelo sistema. Cada projeto terá o seu custo minimizado, e todos eles serão realizados de alguma forma. Ocorre que o modelo não estabelece controle explícito sobre o orçamento total, nenhum recurso orçado previamente vai impedir que seja gasto na execução dos projetos definidos

¹⁴ Custo igual a benefícios.

como obrigatórios. O planejamento é feito baseado nas normas da engenharia que priorizam, avaliam e conduzem o orçamento. Na figura 5, podemos ver como é o fluxo deste sistema:

Figura 5 - Esquema da abordagem tradicional



Fonte Willis, 2004, p.195

O modelo tradicional pode parecer natural e até mesmo necessário, visto por alguém que tenha trabalhado durante muito tempo no setor elétrico, o que não se encaixa para os novos executivos do setor, pois consideram que qualquer sistema de planejamento e gestão deve ter instrumentos e capacidade de controlar os gastos. Esses executivos consideram o fluxo do sistema demonstrado na Figura 6 como ideal, em que o plano de negócios conduz o processo, podendo ser chamado também como uma abordagem de gestão de ativos.

Figura 6 - Esquema da abordagem custo/benefícios



Fonte: Willis, 2004, p.196

Muitas empresas migraram para uma estrutura empresarial orientada, em que se define o orçamento disponível e realiza-se o planejamento afim de cumprir o orçamento e atender às obrigações da forma mais eficaz possível. Identificam-se, no entanto, executivos do setor motivados a mudar a abordagem tradicional para uma

abordagem orientada aos negócios. Conforme Willis (2004), esse sistema proposto pelos executivos é inoportuno para a linha-dura dos planejadores tradicionais, devido à dificuldade de se ajustarem a este modelo, sendo necessário planejar considerando a restrição de orçamento arbitrário, que acaba definindo quais as normas e/ou os patamares de qualidade que as empresas irão atender.

As concessionárias de distribuição de energia no Brasil operam em ambiente regulado com obrigações e responsabilidades. Muitos sabem que os recursos necessários para executar o planejamento tradicional não estão à disposição da empresa, uma vez que há limite de receita, imposta pela tarifa atribuída pelo regulador. Contudo, as empresas devem atender a um plano de investimento devidamente homologado pela agência de regulação. Diante disso, investidores e reguladores começaram observar os aumentos periódicos das tarifas, a alta dívida em capital e a significativa relação de dívida em relação à receita que o planejamento tradicional pode desenvolver, dando origem a preocupações sobre os níveis de gastos de serviços públicos.

Executivos do setor e os investidores das empresas de serviços públicos começaram a duvidar do modelo tradicional, no que se refere a empréstimo de capital, pois todo recurso investido pode ser colocado na base da tarifa de energia elétrica. Para as empresas que operam no Brasil, somente retornará o investimento na tarifa, os investimentos previamente homologados e após passar por fiscalizações do órgão regulador. Além disso, os investidores começaram a reagir negativamente a qualquer negócio que não tem regras e limites para controle do orçamento, por esta razão, na década de 90, muitas empresas começaram a reduzir os gastos de forma significativa nos EUA (WILLIS, 2004).

A melhor maneira de trocar de modelo de planejamento, a fim de reduzir gastos de capital, é reduzir as diretrizes (padrões) de planejamento. Uma alternativa seria diminuir as margens de segurança, com isso o sistema poderia assumir mais carregamentos sem a necessidade de investimento para ampliação, resultando em menos gastos. Por exemplo, afim de reduzir seus gastos, determinam-se mudanças nas diretrizes de utilização máxima do transformador de 75% para 90% do valor de placa em caso de pico de demanda. No Brasil, essa alteração é chamada de repotenciação ou recapacitação (EPE, 2011; STEPHAN, 2008). Não há uniformidade quanto ao mesmo acontecer por aumento da margem de segurança ou por reforços.

Entretanto, podem haver outras opções de redução de capital, garantindo o atendimento desde que se tenha uma visão de energética (como exemplo da micro geração distribuída), e não somente elétrica.

Quando alteramos as diretrizes e as normas de planejamento, podem ocorrer prejuízos para a confiabilidade e segurança do sistema. No entanto, não é o caso das diretrizes dos anos 1980 que estavam em uso na maioria das concessionárias, por serem robustas e superdimensionadas, podendo assim serem feitos os ajustes sem qualquer impacto sobre a confiabilidade do serviço. Algo similar ocorreu nas empresas distribuidoras brasileiras nos anos 1990.

Willis indica na fonte citada outra alternativa sem a necessidade de alterar ou revisar as normas: o redirecionamento da análise da relação custo/benefício em todos os projetos (obrigatórios ou opcionais). Por diversas razões esse método não funciona bem, mas a aplicação dessa ideia indica uma tradição de "negócio conduzido" para planejamento e para sistemas de priorização.

2.2.4 Baseado em lucro

É improvável que os sistemas de transmissão e distribuição de energia operem em um ambiente no qual o processo de tomada de decisão básica é feito dentro de um sistema de valores puramente baseado no lucro, como é feito nos setores industriais não regulados. Contudo, mesmo para uma concessionária regulada, alguns serviços auxiliares e opcionais, bem como alguns equipamentos, podem ser tratados como fins lucrativos para as empresas. Valeria examinar como o lucro motiva a tomada de decisões sobre investimentos e gastos.

O paradigma do lucro concentra-se na tentativa de maximizar o retorno sobre o investimento. As concessionárias de energia elétrica certamente têm isso como uma prioridade. Porém, essas empresas atuam em ambiente regulado e estão sujeitas a uma série de restrições e obrigações de atendimento aos serviços públicos. Existem variações da abordagem tradicional para a abordagem baseada no lucro. Abaixo, seguem relacionadas as principais diferenças dos modelos de planejamento:

- Atender toda a demanda não é necessariamente interesse do negócio, e sim realizar a parte mais rentável;

- Padrões de qualidade e serviço são definidos pela alternativa que gerar os maiores lucros;
- O lucro é o objetivo, geralmente para maximizar a proporção de retorno de investimento/ou a proporção de retorno para o custo.

A base para muitos sistemas de valores corporativos com fins lucrativos está na crença de que um bom retorno sobre o investimento pode ser encontrado entre as oportunidades envolvidas em cada projeto. Assim, o grande negócio não é somente maximizar o lucro, mas sim maximizar o percentual de lucro de um determinado investimento. Como atesta Willis (2004, p.219), “é melhor ganhar 10 milhões em lucros em um investimento de 50 milhões do que ganhar 17 milhões de lucro em um investimento de 100 milhões”.

2.3 Informações para a concepção de alternativas de investimentos

Galesne, Fensterseifer e Lamb (1999) classificam os investimentos em correntes e estratégicos. Os investimentos correntes são os que trabalham com um nível de risco aceitável ou conhecido, desta forma a realização desses investimentos não compromete a saúde financeira da empresa em caso de fracasso. Por outro lado, investimentos estratégicos são aqueles que, em caso de sucesso, fornecerão uma grande oportunidade de desenvolvimento para a empresa, mas em caso de fracasso, podem designar a sua falência. É importante distinguir os dois conceitos de investimentos pela relevância de definição dos métodos para avaliação dos investimentos estratégicos, tendo em vista seu potente impacto na empresa. Nesse sentido, se faz necessária uma análise mais cautelosa, considerando o problema de valoração dos aspectos estratégicos, que muitas vezes é intangível.

2.3.1 Avaliação de alternativas de investimento

No cotidiano das organizações, executivos se deparam com a necessidade de decidir entre alternativas de investimentos. Nessa perspectiva, os autores Casarotto Filho e Kopittke (2000) debatem sobre a amplitude das variáveis existentes em um processo de decisão. Geralmente, o primeiro aspecto abordado num investimento é o econômico, buscando verificar a rentabilidade do investimento;

no passo seguinte, são avaliados os aspectos financeiros, como a disponibilidade dos recursos. Por fim, os dados são reunidos na análise dos critérios imponderáveis, isto é, aqueles que não conseguimos converter em dinheiro instantaneamente.

Vale salientar que somente a análise econômico-financeira pode não ser suficiente para a tomada de decisão do investimento. Existem situações nas quais os critérios imponderáveis exercem prioridade em relação aos critérios da avaliação econômico-financeira, desta forma não justificando a adoção de métodos formais de avaliação de projeto de investimento.

Nas páginas que seguem, se apresenta uma discussão sobre o processo de tomada de decisão de investimentos, das condições e particularidades para a utilização dos métodos e técnicas tradicionais e dos métodos e técnicas alternativas para avaliação de projetos de investimentos.

2.3.2 O Processo de tomada de decisão de investimentos

Lapponi (1996) resumiu as etapas que compreendem o processo de decisão para avaliação de projetos de investimento nas seguintes frases:

- 1º) Identificação de uma oportunidade ou problema e formulação de uma alternativa;
- 2º) Pesquisa e desenvolvimento de alternativas distintas, pois uma decisão somente poderá ser escolhida dentre alternativas;
- 3º) Análise das alternativas selecionadas;
- 4º) Seleção do projeto que melhor atende, de acordo com os critérios definidos;
- 5º) Implementação e monitoramento do melhor projeto.

A metodologia acima descrita é semelhante àquela referenciada por Kepner e Tregoe *apud* Casarotto Filho e Kopittke (2000), no que diz respeito às finalidades de uma empresa. De fato, todas as etapas acima citadas são importantes para viabilizar a escolha dentre alternativas de investimento, levando a uma análise mais criteriosa e aderente às expectativas dos decisores. Kliemann Neto (2005) comenta que existem princípios fundamentais para direcionar a escolha na aplicação do capital:

- a) Todas as decisões são tomadas a partir das alternativas;

- b) É necessário um denominador comum a fim de tomar as decisões mensuráveis;
- c) Apenas as diferenças entre alternativas são relevantes;
- d) Os critérios para as decisões de investimento devem reconhecer o valor do dinheiro no tempo;
- e) Decisões separáveis devem ser tomadas à parte;
- f) As decisões devem ponderar as consequências intangíveis não quantificáveis;
- g) Determinado peso deve ser dado aos graus de incerteza das várias previsões realizadas.

Existem situações que, embora satisfatoriamente importantes, são tão óbvias que dispensam os procedimentos sugeridos acima. Casarotto Filho e Kopittke (2000, p.275) exemplificam “se o preço de determinada mercadoria foi igual ao preço à vista, não havendo outras restrições, é evidente que se deve comprar a prazo”. Esta observação é importante porque instiga a reflexão sobre quais situações ou sobre quais aspectos as decisões devem ser estruturadas e formalizadas.

2.3.3 Métodos e técnicas alternativas para análise de investimentos

Galesne, Fensterseifer e Lamb (1999) explicam que a decisão de investir não deve ser tomada de forma rápida. Na maioria dos casos, ela é o resultado de uma sucessão de fases nas quais a alternativa é submetida. Dentre as diversas formas para avaliar as alternativas de investimento, serão abordadas as seguintes:

- a) método do Valor Presente Líquido (VPL);
- b) método da Taxa Interna de Retorno (TIR);
- c) método do *Payback* Simples (PBS);
- d) método do *Payback* Descontado (PBD).

2.3.3.1 Método do Valor Presente Líquido (VPL)

Galesne, Fensterseifer e Lamb (1999) e Gitman (1997) comentam que o valor presente líquido de um projeto de investimento se equivale à diferença entre o valor presente das entradas líquidas de caixa do projeto e o investimento inicial

necessário, considerando uma taxa de desconto dos fluxos de caixa, taxa essa denominada Taxa Mínima de Atratividade (TMA).

O critério geral do método estabelece que quando o valor presente das entradas for maior que o valor presente das saídas, a uma determinada taxa de atratividade, o projeto deve ser aceito (LAPPONI, 1996). Como o método trabalha com estimativas futuras de caixa, pode-se dizer que VPL maior ou igual a zero significa que:

- a) O capital investido será recuperado;
- b) O capital investido será remunerado à Taxa de atratividade definida pela empresa;
- c) O projeto gerará um lucro extra na data zero, igual ao valor resultante do cálculo do VPL.

Martins e Assaf Neto (1986) reforçam que a TMA, utilizada para o cálculo do VPL, compõe, na prática, o retorno mais fiel das oportunidades futuras de reinvestimentos, por demonstrar um valor aproximado do custo da oportunidade para a empresa. Esta afirmação funda-se pelo princípio geral de que a taxa de retorno de um projeto deve ser, no mínimo, igual ao custo do dinheiro aplicado.

2.3.3.2 Método da Taxa Interna de Retorno (TIR)

Quando uma alternativa de projeto de investimento é submetida à análise de sensibilidade por diversas taxas de atratividades, chega-se a uma taxa na qual o VPL é nulo. Conforme Ross, Westerfield e Jaffe (1995), esta se denomina Taxa Interna de Retorno (TIR), pois é a taxa de juros que iguala os fluxos de entrada e saída de recursos de um determinado investimento no ano zero, independentemente da taxa de juros vigente no mercado.

A intenção por trás do método é a de calcular um único número que resuma os méritos do projeto, reforçam Ross, Westerfield e Jaffe (1995). O número calculado independe da taxa de juros do mercado ou da definida pela empresa. Por esse motivo, é chamada taxa interna de retorno, dado que é o resultado somente dos fluxos de caixa do próprio projeto.

2.3.3.3 Método do *Payback* Simples (PBS)

O método do *payback* corresponde a uma ideia em que um projeto de investimento é tão mais interessante quanto mais rapidamente recupera-se o capital inicialmente investido para realizá-lo (GALESNE; FENSTERSEIFER; LAMB, 1999).

Esse é um método de avaliação fácil e direto, obtido calculando o número de anos que decorrerão até os fluxos de caixa acumulados igualarem-se ao montante do investimento inicial (BREALEY; MYERS, 1998). Gitman (1997), por exemplo: no caso de uma anuidade, o período de *payback* pode ser encontrado dividindo-se o investimento inicial pela entrada de caixa anual; para uma série mista, as entradas de caixa devem ser acumuladas até que o investimento inicial seja recuperado.

2.3.3.4 Método do *Payback* Descontado (PBD)

Os métodos de avaliação baseados em fluxo de caixa descontado têm duas importantes características, conforme observa Galesne, Fensterseifer e Lamb (1999): por um lado, considera-se todos os fluxos de caixa (positivos e negativos) de um determinado projeto de investimento ao longo de toda sua vida útil; e, por outro lado, usam o princípio do desconto. Em outras palavras, Casarotto Filho e Kopittke (2000) definem que o *payback* descontado mede o tempo necessário para que o somatório das parcelas "descontadas" do fluxo de caixa da alternativa seja, no mínimo, igual ao investimento inicial.

Para calcular o método do *payback* descontado (PBD), Gitman (1997) recomenda obter primeiramente o valor presente das entradas de caixa, descontadas a uma taxa apropriada e, a seguir, calcular o *payback* destas entradas de caixa descontadas, considerando assim o valor do dinheiro no tempo. O método PBD considera o custo de capital da empresa para medir o valor do prazo de recuperação investido.

2.3.4 Definição da vida útil de um investimento

Partindo do pressuposto de que existe mais de uma alternativa para investir o capital, é preciso escolher a que melhor satisfaça os objetivos de quem toma a

decisão. Kliemann Neto (2005) afirma que os resultados da avaliação de duas ou mais opções de investimento somente podem ser comparáveis quando seus fluxos de caixa tiverem sido construídos sob o mesmo horizonte de tempo.

Ao tratar da comparação entre projetos independentes, Gitman (1997) entende que a duração dos projetos não é um fator crítico.

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL –, através da Resolução Normativa 367/2009, estabeleceu o MCPSE – Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico –, no qual informa a tabela de depreciação dos ativos do setor elétrico. A seguir, podemos verificar na Tabela 3 as informações de depreciação sobre estrutura de distribuição:

Tabela 3 - Depreciação das Estruturas de distribuição de Energia

CÓD.	DESCRIÇÃO	CÓD.	DESCRIÇÃO	VU	TAXA
255	ESTRUTURA (POSTE, TORRE)	255.01	POSTE	28	3,57%
		255.02	TORRE	37	2,70%

Fonte: MCPSE – versão¹⁵.

Será considerada para os cálculos das análises econômico-financeiras a taxa de depreciação de postes de 3,57%.

2.3.5 A Depreciação na análise de alternativas de investimento

Um ativo fixo tem seu valor diminuído pelo uso e/ou desgaste e, para viabilizar sua reposição, faz-se uma reserva para permitir a aquisição de um novo equipamento quando este não tiver mais valor. Esta reserva é denominada depreciação, e o tempo necessário para repor o equipamento é chamado de vida útil (KLIEMANN NETO, 2005).

Há vários métodos contábeis para se apurar a depreciação de um ativo. Para efeito de análise de projetos, normalmente se utiliza o método da depreciação linear simples, que é o método utilizado pela contabilidade fiscal. Segundo Lapponi (1996), este método consiste na divisão do valor do investimento pelo número de anos permitidos para depreciar o bem, conforme legislação relacionada.

¹⁵ Disponível em: www.aneel.gov.br/aplicacoes/leitura.../Alterações_no%20MCPSE-v9.pdf

Segundo Silva J. (2001) e Maher (2001), contabilmente, a depreciação é uma despesa sem impacto no caixa da empresa, dado que não representa custo desembolsável, não afetando diretamente os valores presentes líquidos de investimentos de capital. Contudo, a legislação tributária é tal que a depreciação reduz o valor do imposto de renda a pagar, sendo esta redução reconhecida como “benefício fiscal da depreciação”. Quanto maior a depreciação permitida, menor o imposto de renda a pagar (MAHER, 2001).

O artigo 186 do Decreto nº 58.400, de 10 de maio de 1966, (BRASIL, 1966) dispõe que a depreciação do período pode ser apurada como custo para fins de pagamento de tributos. O lucro tributável será dado pela equação abaixo:

$$Lt = R - C - D \quad (1)$$

Onde: Lt = lucro tributável

R = receita bruta no período

C = custo no período

D = parcela de depreciação no período

Os tributos “T” (Imposto de Renda = IR; Contribuição Social = CS) a pagar seriam calculados pela equação abaixo:

$$T = \% IR / CS \times Lt = \% IR / CS \times (R - D - C) \quad (2)$$

A depreciação é considerada no fluxo de caixa de um projeto em dois momentos. Primeiramente, somada aos custos fixos para que o projeto sofra os efeitos fiscais da dedução das despesas de depreciação dos impostos sobre o lucro; e, num segundo momento, quando a depreciação é somada ao lucro líquido do projeto para que seja apurado o caixa gerado, uma vez que, como já dito, a depreciação não afeta o caixa da empresa (KLIEMANN NETO, 2005).

A dedutibilidade da depreciação no cálculo do imposto de renda constitui um dos principais incentivos para promover investimentos em ativos de longo prazo, pois quanto mais rapidamente o custo de um ativo puder ser depreciado, para fins fiscais, mais cedo se realiza o benefício fiscal da depreciação e maior será seu valor presente líquido (MAHER, 2001).

Segundo Casarotto Filho e Kopittke (2000), a depreciação linear dos ativos foi um parâmetro adotado pela Legislação Fiscal para evitar que os investidores queiram depreciar seus bens no menor tempo possível, tomando o quanto antes o benefício fiscal da depreciação.

É importante considerar que um fluxo de caixa em valores correntes apresentar valores de depreciação igualmente em valores correntes. Conforme Maher (2001), a depreciação baseia-se no custo original dos ativos, ou seja, não é permitida a correção monetária da depreciação. Portanto, considerar que a depreciação esteja à mesma moeda dos demais componentes do fluxo de caixa (entradas e saídas) constituiria um equívoco. O benefício fiscal da depreciação somente é alterado quando o investimento original se altera e, quando existe inflação, o valor real do benefício fiscal da depreciação cai em relação aos demais fluxos de caixa do projeto.

Considera-se prudente, portanto, assumir a premissa de, ao trabalhar com fluxos constantes, descontar os valores da depreciação à taxa de inflação projetada pela empresa.

Contudo a contribuição principal deste trabalho está em reconhecer que é importante estabelecermos métodos e critérios para realizar o planejamento de investimento para manutenção do ativo poste, sendo esse ativo o principal item de sustentação das redes de energia elétrica, fundamental sua manutenção para manter a confiabilidade do sistema e abastecimento de energia. E também por compor uma parcela considerável da base de ativo da empresa, base essa que remunera as empresas através das revisões de tarifas e que consolida o valor de uma concessionária de energia elétrica.

3 METODOLOGIA

No capítulo de Metodologia, foi definido o escopo que orientou o desenvolvimento do presente estudo, detalhando o método de pesquisa, as etapas do método de trabalho, as limitações de escopo do trabalho e, por fim, a estrutura do trabalho.

Optamos em utilizar os modelos de investimentos propostos pelo Willis que vimos na revisão bibliográfica, devido a ser um dos principais autores que aborda sobre investimento no setor elétrico, trazendo uma abordagem de investimento em quatro modelos com características e premissas próprias de cada modelo. Possibilitando alinhar as teorias acadêmicas, com cenários reais da operação das concessionárias.

3.1 Método de pesquisa

Segundo Silva (2001), podemos classificar uma pesquisa sob vários critérios, considerando sua “natureza”. Essencialmente, uma pesquisa busca gerar conhecimento para aplicação prática de soluções de problemas específicos. O presente estudo se enquadra nesta configuração, pois busca abrir uma discussão buscando entender qual é a melhor alternativa de investimento considerando o item poste, sendo esse um dos principais ativos de uma concessionária de energia.

Quanto à abordagem do problema, a pesquisa se enquadra como quantitativa, pois valora os modelos referenciados, utilizando modelos matemáticos e métodos econômico-financeiros tradicionais. Com base nisso, o presente estudo pode enquadrar-se também como uma pesquisa explicativa, pois pretende explicar cada um dos modelos abordados.

O estudo também está embasado numa revisão bibliográfica, uma vez que é necessário explicitar os conceitos econômico-financeiros, normas, decretos e contratos aplicados à problemática em questão.

Constitui uma base primária, tal como as informações existentes no banco de dados da concessionária. Em paralelo, complementa-se com dados qualitativos relacionados com os impactos de cada um dos modelos.

Quanto aos meios de investigação, Vergara (2003) expõe a seguinte classificação: pesquisa de campo; pesquisa de laboratório; pesquisa documental; pesquisa bibliográfica; pesquisa experimental; *ex post facto*; pesquisa participante; pesquisa-ação e estudo de caso. Citamos a seguir as *ex post facto* e estudo de caso, tendo em vista que nosso estudo se depara com tais características metodológicas.

3.1.1 Pesquisa *ex post facto*

Pesquisa *ex post facto* ou também chamada não experimental consiste na investigação sistemática e empírica (a partir do fato passado), em que a variável independente é manipulada em seu meio natural, situação sobre a qual o pesquisador não detém controle (KERLINGER, 1979).

Este tipo de pesquisa objetiva fornecer maiores informações sobre um assunto específico; facilitar a delimitação de uma temática de análise e estudo, definir objetivos ou formular hipóteses de um estudo. É possível dizer que tal pesquisa objetiva o aprimoramento de ideias.

A pesquisa realizada no presente trabalho adota essa abordagem *ex post facto*, com escopo delimitado no ativo poste, usa informações ocorridas em fato passado, no que se refere a valores investidos em postes, multas pagas por ocorrências em postes e volumes de postes substituídos.

3.1.2 Estudo de caso

Estudo de caso é o tipo de pesquisa em que se analisa uma situação-problema real, com a finalidade de apresentar uma proposição que descreva e a explique, explana Oliveira (2005). Trata-se de pesquisas nas quais existem mais variáveis do que efetivamente dados, por isso dispõem de múltiplas fontes de evidências, sendo essas quantitativas e/ou qualitativas. O estudo de caso trata de pesquisas em que há mais variáveis de interesse do que dados disponíveis e, por tal motivo, dispõe-se de múltiplas fontes de evidências, tanto quantitativas, quanto

qualitativas para chegar a uma conclusão, conforme explica Yin *apud* Oliveira (2005).

Um estudo de caso também pode estar limitado a uma empresa, por exemplo, mantendo um caráter de profundidade e detalhamento, associado às técnicas de pesquisa bibliográfica e de coleta de dados, conforme classifica Vergara (2003). Tendo em vista essas características, o presente estudo se enquadra ainda como estudo de caso, pois cria cenários utilizando informações reais ocorridas em fato passado para subsidiar cada um dos modelos de investimentos vistos na revisão bibliográfica.

3.1.3 Limitações de escopo do trabalho

Afim de delimitar o escopo do trabalho, coletamos informações sobre a quantidade de postes de madeira e concreto existente na concessionária, o volume de investimento realizado em substituições de postes de forma programada e emergencial; e demais informações sobre interrupções por causa de poste, multas por descontinuidade dos serviços (DIC, FIC, DMIC), dos anos relativos à avaliação do terceiro ciclo de revisão tarifária da distribuidora de energia AES Sul, período definido de 2008 a 2012.

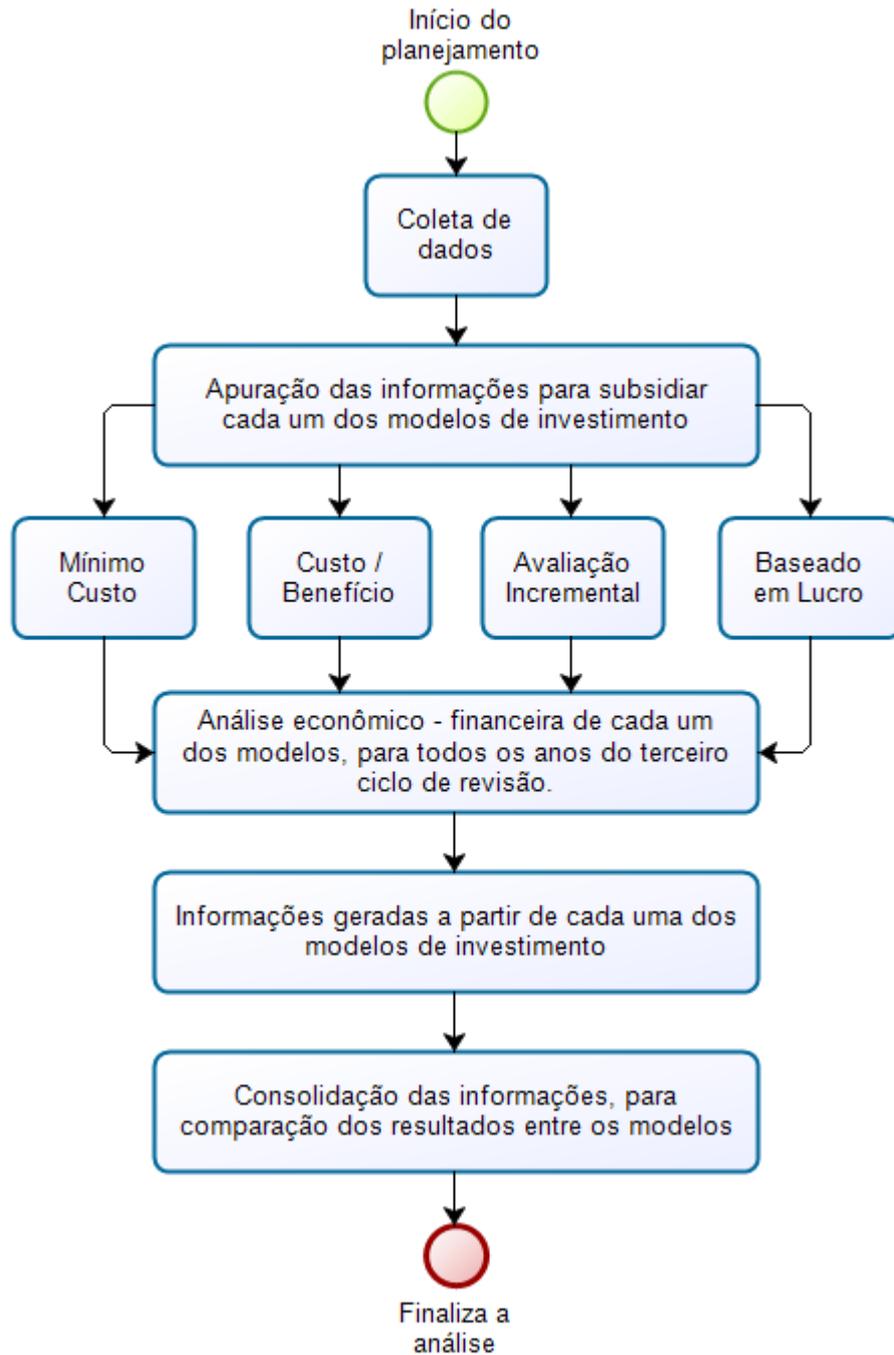
3.2 Levantamento de dados e apuração das informações

Iniciamos este trabalho levantando informações sobre o ativo poste da concessionária para cada uma dos anos do terceiro ciclo de revisão tarifária, como: volume de postes substituídos de forma programada e de forma emergencial, valores realizados para essas substituições, multas regulatórias geradas por ocorrências com causa poste. De posse dessas informações, desenvolvemos estudos de planejamento de investimentos baseados nos quatro modelos abordados na revisão bibliográfica, obtendo assim, os recursos de investimentos e demais variáveis que foram utilizadas para as análises econômicas – financeira de cada um desses modelos.

O passo seguinte foi reunir todas as informações oriundas das análises dos modelos de investimentos em uma planilha Excel para realizar comparações ano a

ano entre os modelos de investimentos, demonstramos no diagrama da Figura 7, as etapas desenvolvidas no estudo.

Figura 7 - Diagrama das etapas desenvolvidas no estudo



Fonte: Autor.

3.2.1 Mínimo Custo

Para alinhar o conceito de custo mínimo visto na revisão bibliográfica com a proposta do escopo do estudo, que é o poste, definimos como custo mínimo o gasto realizado em substituições emergenciais de postes, isto é, casos onde houve a interrupção do fornecimento de energia devido a ocorrências ocorridas envolvendo poste. Para desenvolvimento do método de mínimo custo, agrupamos a quantidade e o custo médio da substituição de postes de forma emergencial obtidos por meio da concessionária¹⁶. A partir disso, calculamos o investimento que se fez necessário para cada ano do intervalo do terceiro ciclo de revisão tarifária, isto é, de 2008 a 2012.

Juntamos ao cálculo a informação de multas geradas por postes emergenciais. Para obter essa informação, tomamos como base o indicador de continuidade DEC de cada ano, e a partir das incidências que interviram no sistema elétrico, calculamos o percentual de incidências por causa poste com expurgo¹⁷, aplicamos esses percentuais ao montante de multas, e somadas a este montante as multas DMIC geradas por interrupções emergenciais, que ao dividir pelo número de postes trocados de forma emergencial, obtemos o valor de multa unitário por poste emergencial.

Essas informações se encontram apresentadas no subcapítulo dedicado ao Custo Mínimo.

3.2.2 Relação Custo/Benefício

Para desenvolver este modelo, consideremos como premissa encontrar as faixas de volume de substituição de postes de forma programada que melhor retornasse o investimento, isto é, um ponto de equilíbrio entre a quantidade de investimento realizando em substituição de postes e os gastos com substituições emergenciais, e com multas regulatória geradas por ocorrência de interrupção dos serviços por causa poste. A partir das informações obtidas da concessionária sobre

¹⁶ Onde houve a interrupção do fornecimento de energia de forma não programada, devendo a concessionária agir de forma emergencial para normalizar o abastecimento de energia.

¹⁷ Incidências que geram multas para a concessionária.

o ativo poste, sendo: quantidade de postes substituídos de forma programada¹⁸ e informações sobre substituição de postes de forma emergencial e custo médio para troca dos postes, o próximo passo foi encontrar o custo programado e o custo emergencial envolvido para troca dos postes. Os valores foram ponderados, considerando que o custo emergencial é 40% maior que o custo da substituição programada dos postes.

Em seguida, obtemos o valor dos indicadores coletivos de continuidade, DEC e FEC total por ano e o total gerado por incidências com causa poste. Para cada um dos indicadores calculamos o impacto em percentual do indicador gerado por cada poste, levando em consideração o total do indicador.

Dando sequência ao estudo, devemos ainda obter os valores das multas geradas devido à ultrapassagem do limite de cada um dos indicadores de continuidade, estabelecido pelo PRODIST - ANEEL.

Utilizando os percentuais obtidos dos indicadores para as incidências com causa postes, obtemos o valor da multa envolvendo a causa postes ano a ano.

Reunimos por fim as informações sobre quantidades de postes substituídos de forma programada e emergencial, multa envolvendo a causa poste e os custos para substituição programada e emergencial, bem como a quantidade média de postes substituídos emergenciais e programados e a média total de postes trocados para cada ano do período da última revisão tarifária.

Essas informações serão apresentadas neste trabalho no subcapítulo dedicado a Relação Custo / Benefício.

3.2.3 Avaliação Incremental de Custo/Benefício

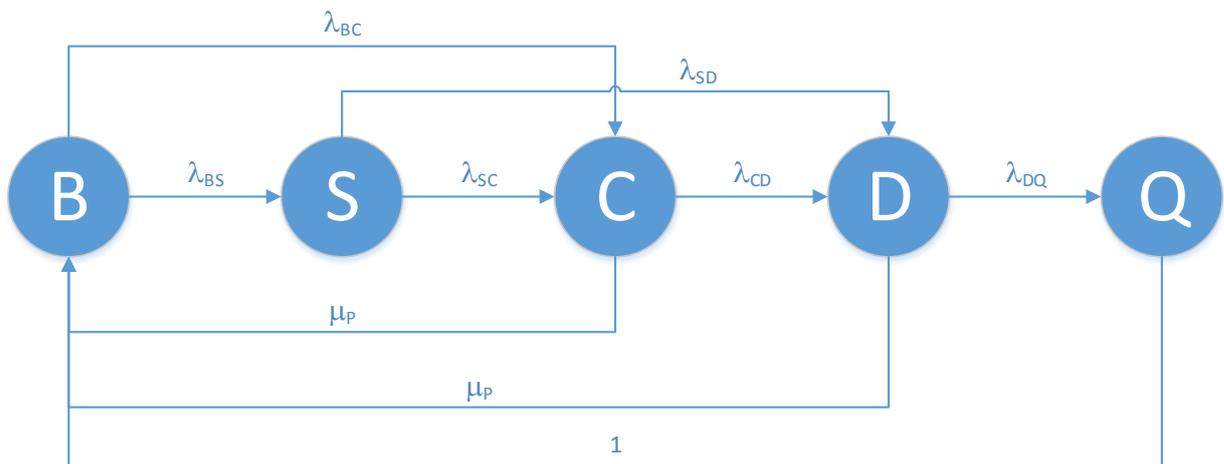
Considerando que o modelo de investimento sugere um “algo a mais” a ser feito para aumentar a relação de Custo/ Benefício de um determinado investimento, utilizamos a técnica chamada de Cadeias de Markov. Com o objetivo de se estimar o impacto da variação da taxa de substituição preventiva de postes de madeira no montante de quebra e manutenção em emergência, bem como no estado geral do parque total, foi modelado um processo discreto de Markov.

¹⁸ Onde a empresa realizou o planejamento e programação prévia para substituição dos postes

A pesquisa apresentada em Vidor (2010) inspecionou e classificou em torno de 10 mil postes de madeira de uma distribuidora do Rio Grande do Sul, dentre um universo de 720 mil, em que foram identificados quatro estados de conservação: bom, satisfatório, comprometido e deteriorado. Ainda foram identificados os respectivos percentuais médios em relação ao total inspecionado: 48%, 24%, 15% e 13%. A partir de relatórios operacionais da mesma empresa, foi calculada uma taxa média de quebra ou substituição de emergência de 1,1% ao ano do total de postes, enquanto era praticada uma média de 3% de substituição preventiva.

De posse desses dados, foi modelada a seguinte cadeia de Markov mostrada na Figura 8:

Figura 8 - Modelo de Cadeia de Markov para estimar o estado do parque de postes de madeira



Fonte: Autor.

Foram definidos cinco estados: (B)bom, (S)satisfatório, (C)comprometido, (D)deteriorado e (Q)quebra. As taxas de transição (λ_{ij}) avançam um ou dois estados, e a taxa de substituição preventiva (μ_P) retorna postes comprometidos e deteriorados à condição bom em igual proporção. Foi considerado que apenas postes deteriorados quebram, portanto, são desprezadas causas de quebra não “naturais”, como abaloamento de postes em boas condições. Todo poste quebrado é imediatamente substituído e retorna à condição *bom*. O período de transição será de um ano.

Como a pesquisa não considerou o levantamento das taxas de transição entre estados, foi empregado um algoritmo genético para resolver os valores de λ_{ij} .

Já μ_P foi definido como 0,03/2. Para tanto, foi empregado o teorema das probabilidades limites da cadeia modelada, obtido pelo conjunto de equações: (1)

$$\begin{aligned}\pi &= \pi.P \\ (\mathbf{I} - \mathbf{P}).\pi &= \mathbf{0} \\ \mathbf{Q}.\pi &= \mathbf{b} \quad (1)\end{aligned}$$

Onde:

π : vetor de probabilidades limite dos estados;

\mathbf{P} : matriz de probabilidades de transição;

\mathbf{I} : matriz identidade;

\mathbf{Q} : Matriz $(\mathbf{I}-\mathbf{P})$ com a primeira coluna substituída por 1;

\mathbf{b} : vetor [1 0 0 0 0].

A matriz \mathbf{Q} é definida como:

$$\mathbf{Q} = \begin{bmatrix} 1 & -\lambda_{BS} & -\lambda_{BC} & 0 & 0 \\ 1 & \lambda_{SC} + \lambda_{SD} & -\lambda_{SC} & -\lambda_{SD} & 0 \\ 1 & 0 & \mu_P + \lambda_{CD} & -\lambda_{CD} & 0 \\ 1 & 0 & 0 & \mu_P + \lambda_{DQ} & -\lambda_{DQ} \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (2)$$

Como função objetivo, determina-se o mínimo desvio absoluto das probabilidades limites calculadas para a probabilidade atual dos estados dos postes, conforme (3):

$$f = \min(|\mathbf{b}.\text{inv}(\mathbf{Q}) - \pi^*|) \quad (3)$$

O vetor de probabilidades dos estados atuais $\pi^* = [0,47 \ 0,233 \ 0,153 \ 0,133 \ 0,011]$ e o vetor de genes são compostos por $g = [\lambda_{BS} \ \lambda_{BC} \ \lambda_{SC} \ \lambda_{SD} \ \lambda_{CD} \ \lambda_{DQ}]$.

Os parâmetros usados para o algoritmo genético foram os seguintes:

População inicial foi composta por 20 indivíduos;

Taxa de *crossover* de 80%;

2 indivíduos elite;

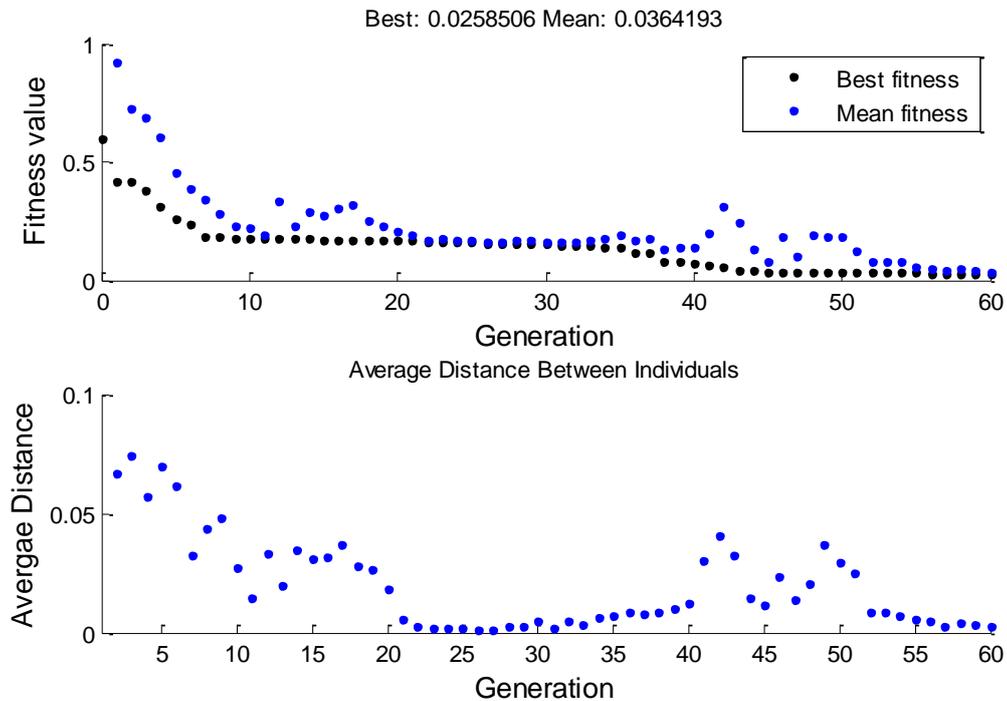
Função de escala linear;

Função de seleção estocástica uniforme;

Limites para os genes: inferior = 0, superior = 0,1.

A Figura 9 apresenta a evolução do valor de *fitness*, definido pela equação (3), do melhor indivíduo junto com a média da população e a distância média entre indivíduos ao longo de 60 gerações.

Figura 9 - Evolução do *fitness* para a atribuição dos valores das taxas de transição do modelo de Markov.



Fonte: Autor.

Como resultado, foi obtida a matriz de probabilidades de transição, apresentada na Tabela 4, abaixo:

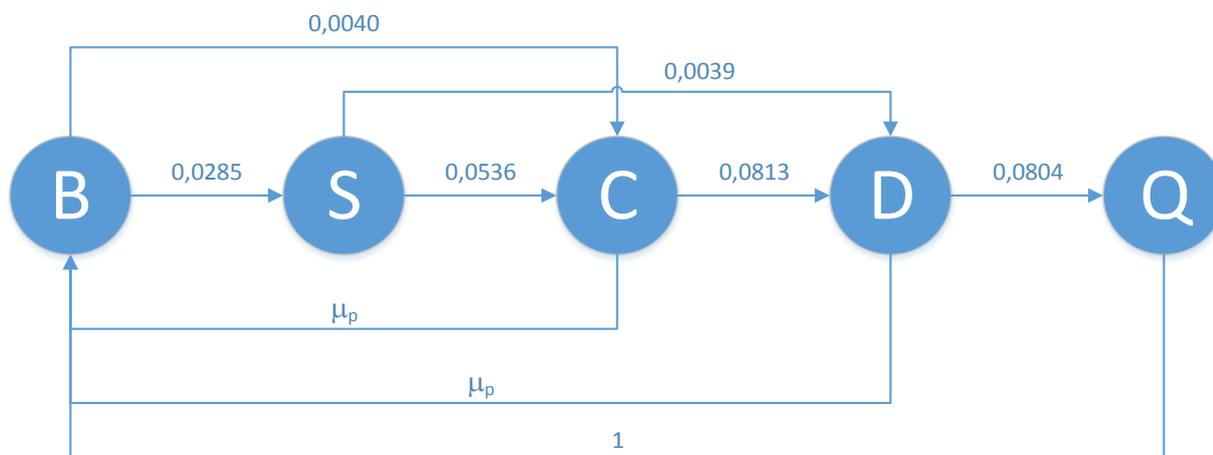
Tabela 4 - Matriz de probabilidade de transição

	Bom	Satisfatório	Comprometido	Deteriorado	Quebra
Bom	0,9674	0,0285	0,0040	0,0000	0,0000
Satisfatório	0,0000	0,9425	0,0536	0,0039	0,0000
Comprometido	0,0000	0,0000	0,9187	0,0813	0,0000
Deteriorado	0,0000	0,0000	0,0000	0,9196	0,0804
Quebra	1,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Fonte: Autor.

Isso pode ser representado pelo diagrama da Figura 10:

Figura 10 - Cadeia de Markov usada para estimar o estado do parque de postes de madeira.



Fonte: Autor.

Na figura 10, a taxa de reparo ficou indicada por μ_P porque esta será a variável a ser explorada. O objetivo agora é, partindo do estado atual π^* , estimar o impacto de diferentes taxas de substituição preventiva de postes (μ_P) no estado total do parque, bem como verificar a quantidade de quebra esperada. Para isso, será usada a equação (4):

$$\pi(i) = \pi(i-1) \cdot \mathbf{P} \quad (4)$$

Onde:

$\pi(i)$: probabilidades dos estados para o ano i ;

$\pi(i-1)$: probabilidades dos estados do ano anterior, partindo do estado atual do parque de postes $\pi(0) = [0,47 \ 0,233 \ 0,153 \ 0,133 \ 0,011]$;

\mathbf{P} : Matriz de probabilidades de transição atualizada com μ_P .

3.2.4 Baseado em Lucro

Para abordar este modelo de investimento, faz-se necessário observar as diretrizes da remuneração do capital investido nos ciclos tarifários. A análise econômico-financeira dos investimentos foi conduzida objetivando detectar o efeito destes investimentos sobre a remuneração da concessionária, observando os seguintes aspectos, contemplados na revisão tarifária:

- a) Custos operacionais;
- b) Remuneração do ativo (WACC regulatório - WACCr),
- c) Quota de reintegração (parcela para reinvestimento; depreciação).

Segundo Soncini, (2008) para que as concessionárias não tomem decisões inconvenientes, torna-se indispensável considerar esses aspectos no ato da tomada de decisão. Esse equilíbrio também é suportado pelo enfoque *forward looking* adotado pelo Órgão Regulador na composição da remuneração, pois ele considera também o comportamento futuro no período pós-revisão de certas variáveis-chave, como por exemplo: ganhos de escala, investimentos para expansão, crescimento da base de clientes, dentre outros.

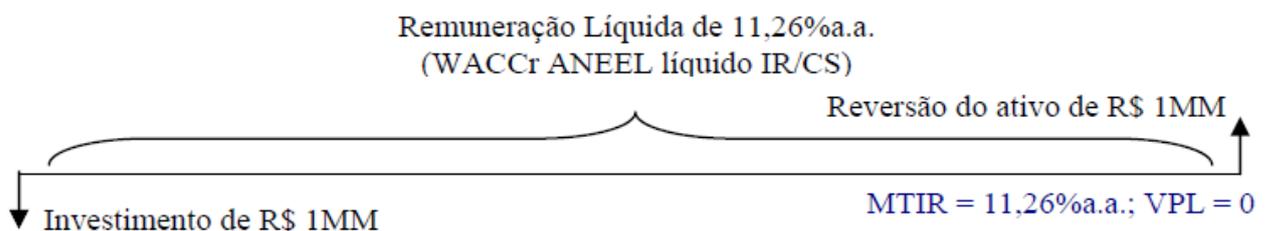
No que diz respeito aos ativos que irão compor a Base de Remuneração Regulatória (BRR) da Concessionária, destacamos sua dependência em relação aos itens:

- a) Previsão da ANEEL sobre a aquisição de novos ativos durante o ciclo tarifário que se inicia, em que geralmente há interesse da ANEEL quanto à realização de um ou outro projeto por questões diversas como por exemplo: de mercado, regulatória etc.;
- b) Caso não seja prevista pelo Órgão Regulador, a remuneração de um novo ativo depende do momento, em que este é integrado à base de ativos preexistentes.

Diante disso, Soncini (2008) reforça que as recomendações para aprovação de um determinado projeto também dependem do momento em que está sendo tomada a decisão de investimento. Para um investimento que está na revisão tarifária, a concessionária poderá tomar as seguintes decisões:

- a) Realizar o investimento previsto e obter remuneração líquida conforme WACC definido na RT (WACCr = 11,26%a.a.), como ilustra a Figura 11.

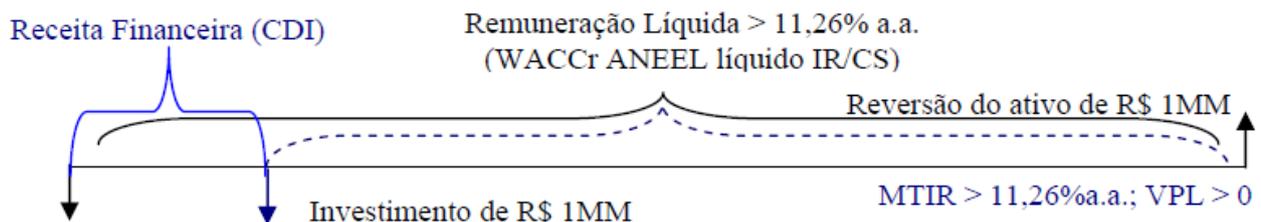
Figura 11 - Diagrama do investimento previsto e com remuneração líquida WACCr.



Fonte: Soncini, 2008 p.92.

b) Postergar o investimento, preservadas as restrições técnicas e de segurança, obtendo ainda, além da remuneração líquida, um ganho financeiro relativo ao período adiado, conforme ilustra a Figura 12.

Figura 12 - Diagrama adiando o investimento e obtendo remuneração líquida menos que WACCr



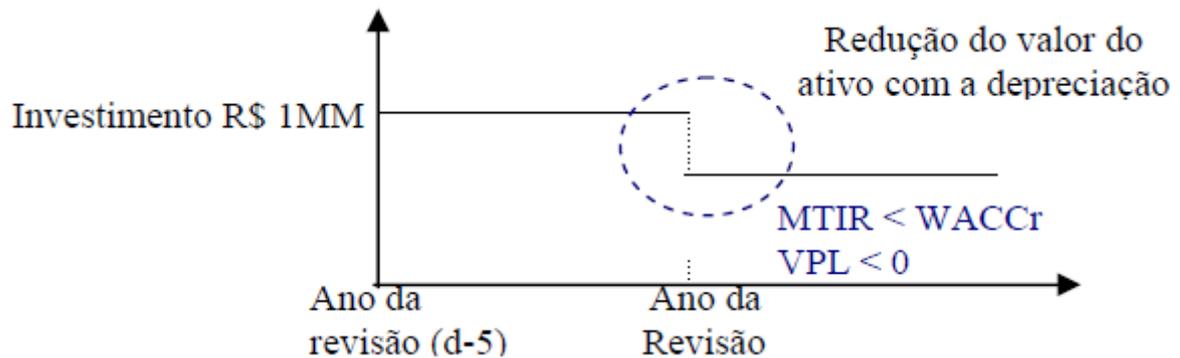
Fonte: Soncini, 2008, p.93.

Soncini (2008) explica ainda que, para os investimentos previstos pelo Órgão Regulador, dado que sua remuneração é predefinida, a Concessionária poderá determinar o momento para realizar esses investimentos sem prejudicar sua remuneração. Assim sendo:

- Caso o investimento gere receita adicional ou redução de custo, e que proporcione retorno superior a 11,26% a.a., deverá ser realizado no início do ciclo tarifário, pois o excedente de remuneração será apropriado até a revisão tarifária que ocorre no final do ciclo;
- Caso o investimento tenha sua remuneração igual a 11,26% a.a., sua realização deverá ocorrer no final do ciclo, ou seja, mais próximo da revisão tarifária posterior.

Para o caso de investimentos não previstos na revisão tarifária, diferentes das projeções reconhecidas pela ANEEL, vale ressaltar a Figura 13:

Figura 13 - Situação de Aprovação de investimentos não previstos



Fonte: Soncini, 2008, p.93.

A Figura 13 demonstra que, devido ao efeito da depreciação, para os investimentos não previstos na revisão tarifária, uma remuneração compatível com aquela objetivada pela ANEEL ($WACC_r$ - 11,26%a.a. líquida de impostos) depende do momento em que este ativo é incorporado à base de remuneração dentro do ciclo tarifário.

No caso de um investimento com retorno superior a 11,26%a.a., como sua remuneração é proporcionada pelo projeto e não depende puramente de seu reconhecimento enquanto ativo na tarifa, o investimento deverá ser realizado no início do ciclo tarifário. Em casos de investimentos com retorno inferior a 11,26%a.a., sua realização deverá acontecer no final do ciclo, ou seja, o mais próximo possível da RT seguinte.

Para o caso dos investimentos em ativos que não geram receita/benefício adicional, ou seja, investimentos voltados para a manutenção ou renovação de ativos já existentes, quanto mais próximo da revisão estes forem incorporados, maior será o retorno sobre eles, respeitado o limite de 11,26%a.a. Dado que o investimento não foi previsto na RT anterior, a remuneração deste ativo será aplicada sobre um montante inferior ao investido no momento anterior, por conta da depreciação (SONCINI, 2008 p. 94).

Após estes esclarecimentos, juntamos as informações de investimento, custos, depreciação e remuneração. Calculamos considerando um determinado patamar de volume de troca de postes de forma programada, e analisamos os investimentos de duas formas: como previstos e como não previstos pelo Órgão Regulador. Com isso, observamos que os valores foram propostos de forma aleatória para fins de análise.

3.3 Análises das informações dos modelos de investimentos

A partir das informações geradas por cada modelo de investimento, fizemos análises dos volumes de recursos a serem investidos e custos a serem compensados, e análise econômico-financeira de cada ano do período entre as revisões tarifárias. São consideradas as seguintes variáveis:

- a) Para análise de volume de recursos: investimentos, multas e depreciação.
- b) Para análise econômico-financeira: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), *Payback* Simples (PBS) e *Payback* Descontado (PBD).

Para os cálculos das variáveis econômico-financeiras, procedemos conforme apresentado no subcapítulo métodos e técnicas para análise de investimento. Quanto aos valores de taxas, adotamos os apresentados no capítulo de revisão bibliográfica, sendo: WACCr de 11,26% a.a. e taxa de depreciação de 3,57% a.a. Para a taxa de juros de financiamento, utilizamos a taxa de juros da linha de financiamento para as concessionárias da Eletrobrás, que é de 7,0% a.a.

Após termos concluídos as análises de cada um dos modelos de investimento, o passo seguinte foi reunir todas as informações em uma planilha Excel para realizar comparações ano a ano entre os modelos de investimentos.

4 ESTUDO DE CASO / DESENVOLVIMENTO

Para o desenvolvimento do trabalho, definimos o investimento estrutural das concessionárias em substituição de postes. Cabe aqui salientar que o item poste se constitui como um dos principais itens do ativo de uma concessionária de energia.

Afim de delimitar o escopo do projeto, coletamos informações de investimento em postes, bem como as demais informações de interrupções, multas, etc. acerca do tema dos anos de avaliação da última revisão tarifária ocorrida na AES Sul, isto é, o 3º ciclo de revisão para AES Sul, período definido de 2008 à 2012.

Na primeira parte do estudo, em que é abordado do item poste, coletamos informações de uma das concessionárias que atende parte do Rio Grande do Sul, a AES Sul. Após a consolidação e validação das informações, definimos níveis de investimento para este ativo, relacionando com os modelos de investimentos que vimos na revisão bibliografia, sendo eles: Mínimo custo; Relação custo / benefício; Avaliação incremental custo / benefício e Baseado em lucro.

Dando sequência no trabalho, realizamos análises econômico-financeiras para cada um dos modelos de investimentos, onde comparamos os benefícios dos investimentos de cada modelo como indicadores de continuidade, remuneração sobre o ativo, valor investido com os custos envolvidos de multas, juros, depreciação, ano a ano do período da revisão tarifária em questão, para cada um dos modelos de investimentos. Para a análise econômico-financeira utilizamos indicadores como Taxa interna de retorno (TIR), Payback e Valor Presente Líquido (VPL), relacionando todos os valores na mesma base de temporal afim de permitir a comparação ano a ano.

Os dados de retorno dos investimentos de todos os modelos foram consolidados utilizando planilhas do Excel. Com a ajuda dessas planilhas, os demais resultados foram agrupados para entender qual a melhor alternativa para as concessionárias realizarem os investimentos e como a regulação está afetando o planejamento, inclusive do ponto de vista do consumidor.

Primeiramente, buscamos saber a quantidade de postes existentes na empresa, classificando em madeira e concreto, conforme demonstra a Tabela 5 abaixo:

Tabela 5 - Informações sobre postes

Ano	Postes Total	Postes Concreto	% de concreto	Postes de Madeira	% de madeira
2008	750.334	103.065	13,74%	647.270	86,26%
2009	757.914	128.130	16,91%	629.785	83,09%
2010	768.731	142.313	18,51%	626.419	81,49%
2011	775.176	167.878	21,66%	607.299	78,34%
2012	791.951	198.501	25,06%	593.451	74,94%

Fonte: Autor.

De acordo com a norma da ABNT NBR 16143, se estabelece os requisitos mínimos exigíveis para postes e contrapostos de eucalipto preservados sob pressão (autoclave), para utilização de suportes de redes e linhas de distribuição e transmissão de energia elétrica. Postes de madeira podem atingir uma vida útil de 15 anos. Considerando essa premissa, em torno de 6,66% (100% / 15 anos) de postes deveriam ser substituídos por ano para manter o estado de conservação da rede.

Na Tabela 6, podemos verificar que a quantidade de postes substituída ficou abaixo do percentual de 6,66%, premissa estipulada para manter do estado de conservação da rede.

Tabela 6 - Informações sobre substituição de postes

Ano	Postes Total	Incremento postes	% incremento	Substituição de postes	% substituição
2008	750.334	7.503	1,00%	25.065	3,37%
2009	757.914	7.580	1,00%	14.183	1,89%
2010	768.731	10.817	1,41%	25.565	3,37%
2011	775.176	6.445	0,83%	30.623	3,98%
2012	791.951	16.775	2,12%	40.317	5,20%

Fonte: Autor.

Para contribuir com essa análise, buscamos conhecer a taxa de crescimento de postes de concreto, bem como a data de decréscimo de postes de madeira, verificado na Tabela 7:

Tabela 7 - Informações da taxa de crescimento do parque de postes

Ano	Postes Total	% crescimento	Postes Concreto	% de concreto	Postes de Madeira	% de madeira
2008	750.334	1,01%	103.065	13,74%	647.270	86,26%
2009	757.914	1,01%	128.130	16,91%	629.785	83,09%
2010	768.731	1,43%	142.313	18,51%	626.419	81,49%
2011	775.176	0,84%	167.878	21,66%	607.299	78,34%
2012	791.951	2,16%	198.501	25,06%	593.451	74,94%

Fonte: Autor.

As substituições de postes ocorrem de forma programada e emergencial. Define-se forma programada toda a substituição que ocorre com programação mínima de 24 horas, e forma emergencial quando ocorre a necessidade imediata da troca do poste. A Tabela 8 relaciona os postes substituídos classificados em programados e emergenciais, bem como o custo médio da substituição de cada poste (mão de obra e material):

Tabela 8 - Informações de quantidade e custos de substituição de postes

Ano	Substituição de postes total	Substituição de postes programado	% programado	Substituição de postes emergência	% emergencial	Custo Médio
2008	25.065	17.714	70,67%	7.351	29,33%	R\$ 1.245,60
2009	14.183	6.960	49,07%	7.223	50,93%	R\$ 1.895,35
2010	25.565	16.759	65,55%	8.806	34,45%	R\$ 1.810,70
2011	30.623	23.760	77,59%	6.863	22,41%	R\$ 2.613,79
2012	40.317	28.201	69,95%	12.116	30,05%	R\$ 2.645,12

Fonte: Autor.

Reunimos as informações de postes que vimos anteriormente de modo a mensurar valores de investimentos com troca de postes, levando em consideração os critérios dos quatro modelos de investimentos vistos na revisão bibliográfica, e chegamos às seguintes informações:

4.1 Mínimo custo

Consideramos para este modelo o gasto mínimo de recurso colhido para correção dos sinistros envolvendo postes, isto é, substituindo somente os postes com necessidade imediata de troca, casos emergenciais onde houve a interrupção do fornecimento de energia. A Tabela 9 informa as quantidades de postes substituídos ano a ano em situações emergenciais, bem como os valores investidos:

Tabela 9 - Informações substituição postes emergenciais

Ano	Substituição de postes emergencial	Custo Médio Emergencial	Investimento
2008	7.351	R\$ 1.560,75	R\$ 11.473.087,69
2009	7.223	R\$ 2.204,42	R\$ 15.922.547,66
2010	8.806	R\$ 2.228,00	R\$ 19.619.775,17
2011	6.863	R\$ 3.358,25	R\$ 23.047.698,12
2012	12.116	R\$ 3.305,79	R\$ 40.052.931,60

Fonte: Autor.

Acrescentado a essas informações, os valores de multas geradas por poste e o total, conforme podemos observar na Tabela 10 a seguir:

Tabela 10 - Informações substituição postes emergenciais

Ano	Substituição de postes emergência	Multas por postes emergencial	Multas por postes emergencial
2008	7.351	R\$ 38,48	R\$ 282.882,62
2009	7.223	R\$ 206,55	R\$ 1.491.908,22
2010	8.806	R\$ 191,98	R\$ 1.690.581,66
2011	6.863	R\$ 86,18	R\$ 591.465,16
2012	12.116	R\$ 95,41	R\$ 1.155.945,09

Fonte: Autor.

A partir dessas informações, montamos uma tabela para realizar uma análise econômico-financeira desse fluxo, avaliando o método com as variáveis para o período da 3ª revisão tarifária a qual estamos considerando, no caso de 2008 à 2012. As variáveis apuradas foram: Valor de investimento total por ano; valor total de

multas geradas por motivo poste emergencial, depreciação do ativo poste, remuneração regulatória WACC, relação custo – benefício (investimento / custos) e *Payback* simples e descontado. Todos relacionados na Tabela 11 abaixo:

Tabela 11 - Analise resultados modelo investimento Custo Mínimo

	Análise	2008	2009	2010	2011	2012
	Investimento em poste	R\$ 11.473.087,69	R\$ 15.922.547,66	R\$ 19.619.775,17	R\$ 23.047.698,12	R\$ 40.052.931,60
	Custos	R\$ 1.495.587,99	R\$ 3.174.921,51	R\$ 3.764.391,90	R\$ 3.027.606,85	R\$ 5.389.539,96
	Multas indicadores continuidade	R\$ 282.882,62	R\$ 1.491.908,22	R\$ 1.690.581,66	R\$ 591.465,16	R\$ 1.155.945,09
	Depreciação / ano	R\$ 409.589,23	R\$ 568.434,95	R\$ 700.425,97	R\$ 822.802,82	R\$ 1.429.889,66
	Juros Financiamento / ano	R\$ 803.116,14	R\$ 1.114.578,34	R\$ 1.373.384,26	R\$ 1.613.338,87	R\$ 2.803.705,21
	Remuneração WACC / ano	R\$ 1.291.869,67	R\$ 1.792.878,87	R\$ 2.209.186,68	R\$ 2.595.170,81	R\$ 4.509.960,10
Modelo Investimento Custo Mínimo	Resultado	R\$ 9.977.499,70	R\$ 12.747.626,15	R\$ 15.855.383,27	R\$ 20.020.091,28	R\$ 34.663.391,64
	VPL do investimento	R\$ 64.174.736,37	R\$ 72.524.278,16	R\$ 82.125.894,58	R\$ 93.158.586,47	R\$ 109.410.592,85
	VPL do custo	R\$ 11.779.309,00	R\$ 13.274.062,40	R\$ 15.126.217,99	R\$ 17.253.300,67	R\$ 20.082.375,94
	TIR	-35,98%	-36,03%	-36,14%	-36,31%	-37,06%
	Relação Custo / Benefício	18,36%	18,30%	18,42%	18,52%	18,36%
	<i>Payback</i> simples (anos)	7,7	5,0	5,2	7,6	7,4
	<i>Payback</i> descontado (anos)	5,4	5,5	5,4	5,4	5,4

Fonte: Autor.

4.2 Relação custo / benefício

A partir das análises das informações de investimento em ativo poste obtidas da concessionária, considerando as variáveis de valor investido para substituições de postes de forma programada e emergencial, muitas envolvidas devido a descumprimento dos indicadores de continuidade com incidências com causa poste, relacionamos todas essas variáveis com a quantidade de trocas feitas de forma programada. O método apresenta como resultado uma discussão em torno da obtenção da quantidade de postes que melhor poderá oferecer uma relação custo / benefício.

Para desenvolvimento do método, utilizamos as informações contidas nas cinco tabelas, reunidas a partir dos dados obtidos da concessionária. A primeira tabela contém informações sobre o ativo poste, sendo: quantidade de postes substituídos de forma programada e emergencial, e o custo médio, conforme se verifica na Tabela 12, a seguir:

Tabela 12 – Dados sobre troca de postes

Ano	Substituição de postes programado (un)	Substituição de postes emergência (un)	Custo Médio	Custo total
2008	17.714	7.351	R\$ 1.245,60	R\$ 31.221.059,34
2009	6.960	7.223	R\$ 1.895,35	R\$ 26.881.679,38
2010	16.759	8.806	R\$ 1.810,70	R\$ 46.290.536,34
2011	23.760	6.863	R\$ 2.613,79	R\$ 80.042.068,29
2012	28.201	12.116	R\$ 2.645,12	R\$ 106.643.315,26

Fonte: Autor.

Na Tabela 13, informamos os valores de custo programado e o custo emergencial envolvido para troca dos postes:

Tabela 13 - Custo programado e custo emergencial

Ano	Custo programado	Total programado	Custo emergencial	Total emergencial
2008	R\$ 1.114,82	R\$ 19.747.971,65	R\$ 1.560,75	R\$ 11.473.087,69
2009	R\$ 1.574,59	R\$ 10.959.131,72	R\$ 2.204,42	R\$ 15.922.547,66
2010	R\$ 1.591,43	R\$ 26.670.761,17	R\$ 2.228,00	R\$ 19.619.775,17
2011	R\$ 2.398,75	R\$ 56.994.370,16	R\$ 3.358,25	R\$ 23.047.698,12
2012	R\$ 2.361,28	R\$ 66.590.383,67	R\$ 3.305,79	R\$ 40.052.931,60

Fonte: Autor.

O próximo passo foi resgatar as informações dos indicadores coletivos de continuidade DEC e FEC, identificando o indicador gerado por incidências com causa poste, conforme apresentado na Tabela 14 abaixo:

Tabela 14 - Indicadores DEC e FEC

Ano	DEC total (h)	DEC Postes (h)	FEC total (vezes)	FEC postes (vezes)	% DEC	% FEC	% DMIC
2008	15,72	1,59	12,369	0,335	10,10%	2,70%	78,00%
2009	20,754	3,909	12,369	0,448	18,80%	3,60%	88,00%
2010	18,058	1,714	10,106	0,337	9,50%	3,30%	83,00%
2011	15,366	1,327	9,278	0,215	8,60%	2,30%	78,00%
2012	14,113	1,489	8,417	0,285	10,60%	3,40%	78,00%

Fonte: Autor.

Necessitamos também considerar os valores das multas geradas pelos indicadores de continuidade, como informa a Tabela 15.

Tabela 15 - Multas dos indicadores de continuidade

Ano	Total DIC	Total FIC	Total DMIC	TOTAIS
2008	R\$ 1.685.069,89	R\$ 511.657,29	R\$ 813.508,87	R\$ 3.010.236,05
2009	R\$ 1.739.482,99	R\$ 28.697,49	R\$ 2.434.370,89	R\$ 4.202.551,37
2010	R\$ 4.525.142,25	R\$ 796.118,72	R\$ 4.813.286,08	R\$ 10.134.547,05
2011	R\$ 5.988.096,14	R\$ 789.637,85	R\$ 2.428.376,57	R\$ 9.206.110,56
2012	R\$ 4.927.679,19	R\$ 599.201,51	R\$ 3.733.790,09	R\$ 9.260.670,79
TOTAIS	R\$ 18.865.470,46	R\$ 2.725.312,86	R\$ 14.223.332,50	R\$ 35.814.115,82

Fonte: Autor.

Utilizando as informações contidas na Tabela 14, que apresenta os percentuais dos indicadores das incidências com causa poste em relação ao total do indicador, encontramos o valor da multa envolvendo a causa poste ano a ano, como demonstra a Tabela 16 abaixo:

Tabela 16 - Multa por incidência causa poste

Ano	% multa DEC	% multa FEC	% multa DMIC	Valor multa DEC	Valor multa FEC	Valor multa DMIC	Multas postes
2008	10,10%	2,70%	78,00%	R\$ 170.192,06	R\$ 13.814,75	R\$ 634.536,92	R\$ 818.543,72
2009	18,80%	3,60%	88,00%	R\$ 327.022,80	R\$ 1.033,11	R\$ 2.142.246,38	R\$ 2.470.302,29
2010	9,50%	3,30%	83,00%	R\$ 429.888,51	R\$ 26.271,92	R\$ 3.995.027,45	R\$ 4.451.187,88
2011	8,60%	2,30%	78,00%	R\$ 514.976,27	R\$ 18.161,67	R\$ 1.894.133,72	R\$ 2.427.271,66
2012	10,60%	3,40%	78,00%	R\$ 522.333,99	R\$ 20.372,85	R\$ 2.912.356,27	R\$ 3.455.063,12

Fonte: Autor.

Finalizamos o levantamento de informação para desenvolvimento desse modelo reunindo na Tabela 17 as quantidades de postes substituídos de forma programada e emergencial, multa (valor ponderado, pois foi considerado as trocas programadas), envolvendo ocorrências com causa poste e os custos para substituição programada e emergencial, bem como a quantidade média de postes substituídos de forma emergencial e programada, e a média total de postes trocados, para cada ano do período.

Tabela 17 - Multa por incidência causa poste

Ano	Substituição de postes programado (un)	Substituição de postes emergência (un)	% substituição	Multas por causa poste (ponderado)	Custo programado (unitário)	Custo emergencial (unitário)
2008	17.714	7.351	3,4%	R\$ 297.677,90	R\$ 1.114,82	R\$ 1.560,75
2009	6.960	7.223	1,9%	R\$ 787.247,50	R\$ 1.574,59	R\$ 2.204,42
2010	16.759	8.806	3,4%	R\$ 912.958,04	R\$ 1.591,43	R\$ 2.228,00
2011	23.760	6.863	4,0%	R\$ 745.009,14	R\$ 2.398,75	R\$ 3.358,25
2012	28.201	12.116	5,2%	R\$ 934.147,37	R\$ 2.361,28	R\$ 3.305,79
Média	18.679	8.472				
	27.151					

Fonte: Autor.

A partir das informações e dados obtidos, chegamos às análises para cada ano do 3º ciclo de revisão tarifária, relacionando o custo para substituição programada, custo para substituição emergencial e a previsão de multa gerada em relação à quantidade de postes substituídos de forma programada.

A obtenção do custo programado foi calculada de forma direta, multiplicando a quantidade de postes substituídos de forma programada pelo custo programado unitário. Para o cálculo do custo emergencial, realizamos a subtração do total de postes programados da média total de poste. O resultado obtido foi multiplicado pelo custo emergencial unitário.

Para o cálculo da multa, multiplicamos o valor do custo emergencial pelo da divisão da multa total causa poste e pela quantidade de postes substituídos de maneira emergencial, encontrado na Tabela 17. Dessa forma, conseguimos obter o valor ponderado de multa gerado pela quantidade de postes emergenciais em relação à quantidade de postes programados.

Para uma melhor análise e para viabilizarmos a comparação dos valores apresentados, foi necessário realizar o ajuste dos valores dos anos 2009, 2010, 2011 e 2012, considerando a inflação do período. Para esse ajuste, utilizamos o índice de inflação IPCA¹⁹, conforme Tabela 18, trazendo todos os valores para o ano zero, nesse caso, o ano de 2008.

Tabela 18 - Índices IPCA

Ano	IPCA / IBGE
2009	4,31%
2010	5,91%
2011	6,50%
2012	5,84%

Fonte: Portal Brasil²⁰.

Realizando os ajustes, obtemos os valores apresentados na Tabela 19, abaixo:

¹⁹ IPCA –Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo, *índice oficial do Governo Federal para medição das metas inflacionárias, contratadas com o FMI (Fundo Monetário Internacional).*

²⁰ Disponível em: <<http://www.portalbrasil.net/>>

Tabela 19 - Valores ajustados pelo IPCA

IPCA / IBGE	Multas por causa poste Ajustado	Custo programado ajustado	Custo emergencial Ajustado
Ano 0	R\$ 297.677,90	R\$ 1.114,82	R\$ 1.560,75
4,31%	R\$ 753.317,13	R\$ 1.506,72	R\$ 2.109,41
5,91%	R\$ 821.979,22	R\$ 1.432,84	R\$ 2.005,97
6,50%	R\$ 627.167,05	R\$ 2.019,33	R\$ 2.827,06
5,84%	R\$ 740.463,20	R\$ 1.871,70	R\$ 2.620,37

Fonte: Autor.

Os dados estão reunidos por ano conforme apresentamos nas Tabelas 20 a 24, a seguir:

Tabela 20 - Analise valores ano 2008

Postes Programados	2008		
	Custo programado	Custo emergencial	Multa
8000	R\$ 8.918.582,66	R\$ 29.889.336,58	R\$ 775.501,35
10000	R\$ 11.148.228,32	R\$ 26.767.832,65	R\$ 694.511,58
12000	R\$ 13.377.873,99	R\$ 23.646.328,72	R\$ 613.521,81
14000	R\$ 15.607.519,65	R\$ 20.524.824,79	R\$ 532.532,04
16000	R\$ 17.837.165,31	R\$ 17.403.320,86	R\$ 451.542,27
18000	R\$ 20.066.810,98	R\$ 14.281.816,93	R\$ 370.552,50
20000	R\$ 22.296.456,64	R\$ 11.160.313,00	R\$ 289.562,73
22000	R\$ 24.526.102,31	R\$ 8.038.809,07	R\$ 208.572,96
24000	R\$ 26.755.747,97	R\$ 4.917.305,14	R\$ 127.583,19
26000	R\$ 28.985.393,63	R\$ 1.795.801,21	R\$ 46.593,42
28000	R\$ 31.215.039,30	-R\$ 1.325.702,72	-R\$ 34.396,36
30000	R\$ 33.444.684,96	-R\$ 4.447.206,65	-R\$ 115.386,13

Fonte: Autor.

Tabela 21 - Análise valores ano 2009

Postes Programados	2009		
	Custo programado	Custo emergencial	Multa
8000	R\$ 12.596.703,12	R\$ 42.216.023,99	R\$ 2.087.257,64
10000	R\$ 15.745.878,90	R\$ 37.807.177,90	R\$ 1.869.274,12
12000	R\$ 18.895.054,68	R\$ 33.398.331,81	R\$ 1.651.290,60
14000	R\$ 22.044.230,47	R\$ 28.989.485,72	R\$ 1.433.307,07
16000	R\$ 25.193.406,25	R\$ 24.580.639,62	R\$ 1.215.323,55
18000	R\$ 28.342.582,03	R\$ 20.171.793,53	R\$ 997.340,02
20000	R\$ 31.491.757,81	R\$ 15.762.947,44	R\$ 779.356,50
22000	R\$ 34.640.933,59	R\$ 11.354.101,34	R\$ 561.372,97
24000	R\$ 37.790.109,37	R\$ 6.945.255,25	R\$ 343.389,45
26000	R\$ 40.939.285,15	R\$ 2.536.409,16	R\$ 125.405,92
28000	R\$ 44.088.460,93	-R\$ 1.872.436,94	-R\$ 92.577,60
30000	R\$ 47.237.636,71	-R\$ 6.281.283,03	-R\$ 310.561,13

Fonte: Autor.

Tabela 22 - Análise valores ano 2010

Postes Programados	2010		
	Custo programado	Custo emergencial	Multa
8000	R\$ 12.731.433,22	R\$ 42.667.552,39	R\$ 1.985.429,73
10000	R\$ 15.914.291,53	R\$ 38.211.550,76	R\$ 1.778.080,64
12000	R\$ 19.097.149,83	R\$ 33.755.549,13	R\$ 1.570.731,55
14000	R\$ 22.280.008,14	R\$ 29.299.547,51	R\$ 1.363.382,46
16000	R\$ 25.462.866,45	R\$ 24.843.545,88	R\$ 1.156.033,38
18000	R\$ 28.645.724,75	R\$ 20.387.544,25	R\$ 948.684,29
20000	R\$ 31.828.583,06	R\$ 15.931.542,62	R\$ 741.335,20
22000	R\$ 35.011.441,36	R\$ 11.475.540,99	R\$ 533.986,11
24000	R\$ 38.194.299,67	R\$ 7.019.539,36	R\$ 326.637,02
26000	R\$ 41.377.157,98	R\$ 2.563.537,74	R\$ 119.287,93
28000	R\$ 44.560.016,28	-R\$ 1.892.463,89	-R\$ 88.061,16
30000	R\$ 47.742.874,59	-R\$ 6.348.465,52	-R\$ 295.410,25

Fonte: Autor.

Tabela 23 - Análise valores ano 2011

Postes Programados	2011		
	Custo programado	Custo emergencial	Multa
8000	R\$ 19.190.023,62	R\$ 64.312.581,62	R\$ 2.078.882,70
10000	R\$ 23.987.529,53	R\$ 57.596.073,36	R\$ 1.861.773,82
12000	R\$ 28.785.035,44	R\$ 50.879.565,09	R\$ 1.644.664,93
14000	R\$ 33.582.541,34	R\$ 44.163.056,82	R\$ 1.427.556,05
16000	R\$ 38.380.047,25	R\$ 37.446.548,55	R\$ 1.210.447,16
18000	R\$ 43.177.553,16	R\$ 30.730.040,28	R\$ 993.338,28
20000	R\$ 47.975.059,06	R\$ 24.013.532,01	R\$ 776.229,39
22000	R\$ 52.772.564,97	R\$ 17.297.023,74	R\$ 559.120,51
24000	R\$ 57.570.070,87	R\$ 10.580.515,48	R\$ 342.011,63
26000	R\$ 62.367.576,78	R\$ 3.864.007,21	R\$ 124.902,74
28000	R\$ 67.165.082,69	-R\$ 2.852.501,06	-R\$ 92.206,14
30000	R\$ 71.962.588,59	-R\$ 9.569.009,33	-R\$ 309.315,03

Fonte: Autor.

Tabela 24 - Análise valores ano 2012

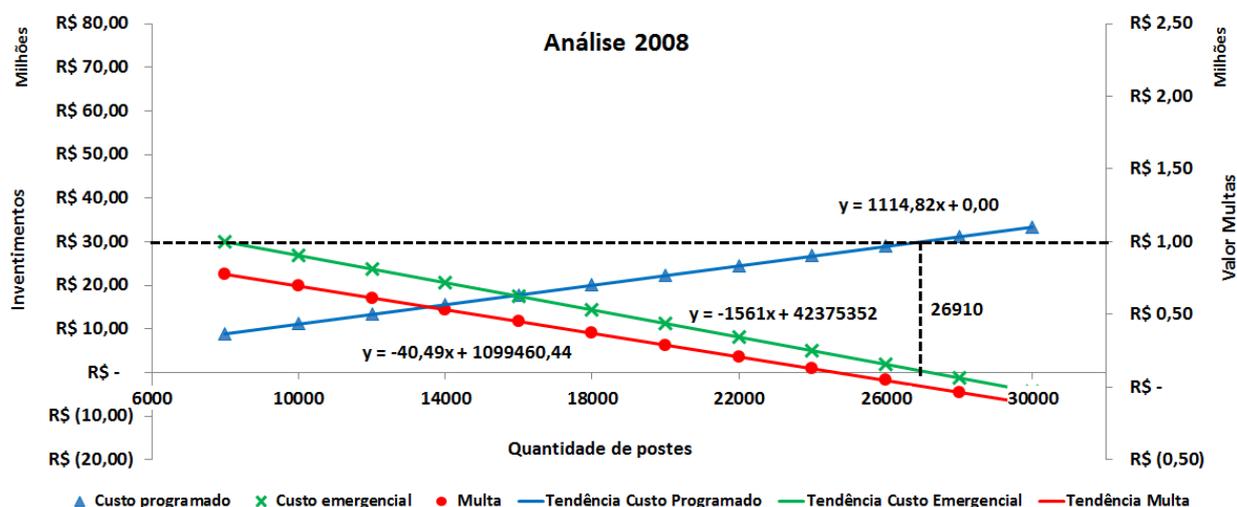
Postes Programados	2012		
	Custo programado	Custo emergencial	Multa
8000	R\$ 18.890.219,12	R\$ 63.307.830,29	R\$ 1.476.517,21
10000	R\$ 23.612.773,90	R\$ 56.696.253,60	R\$ 1.322.316,59
12000	R\$ 28.335.328,68	R\$ 50.084.676,91	R\$ 1.168.115,97
14000	R\$ 33.057.883,46	R\$ 43.473.100,22	R\$ 1.013.915,35
16000	R\$ 37.780.438,24	R\$ 36.861.523,53	R\$ 859.714,73
18000	R\$ 42.502.993,01	R\$ 30.249.946,84	R\$ 705.514,10
20000	R\$ 47.225.547,79	R\$ 23.638.370,14	R\$ 551.313,48
22000	R\$ 51.948.102,57	R\$ 17.026.793,45	R\$ 397.112,86
24000	R\$ 56.670.657,35	R\$ 10.415.216,76	R\$ 242.912,24
26000	R\$ 61.393.212,13	R\$ 3.803.640,07	R\$ 88.711,62
28000	R\$ 66.115.766,91	-R\$ 2.807.936,62	-R\$ 65.489,00
30000	R\$ 70.838.321,69	-R\$ 9.419.513,31	-R\$ 219.689,63

Fonte: Autor.

Para melhor constatação e análise dos dados reunidos ano a ano contidos nas tabelas apresentadas anteriormente, foram gerados gráficos de dispersão dos valores de custo programado, custo emergencial e multa. A seguir, adicionamos uma linha de tendência, onde a fórmula da linha consta no gráfico.

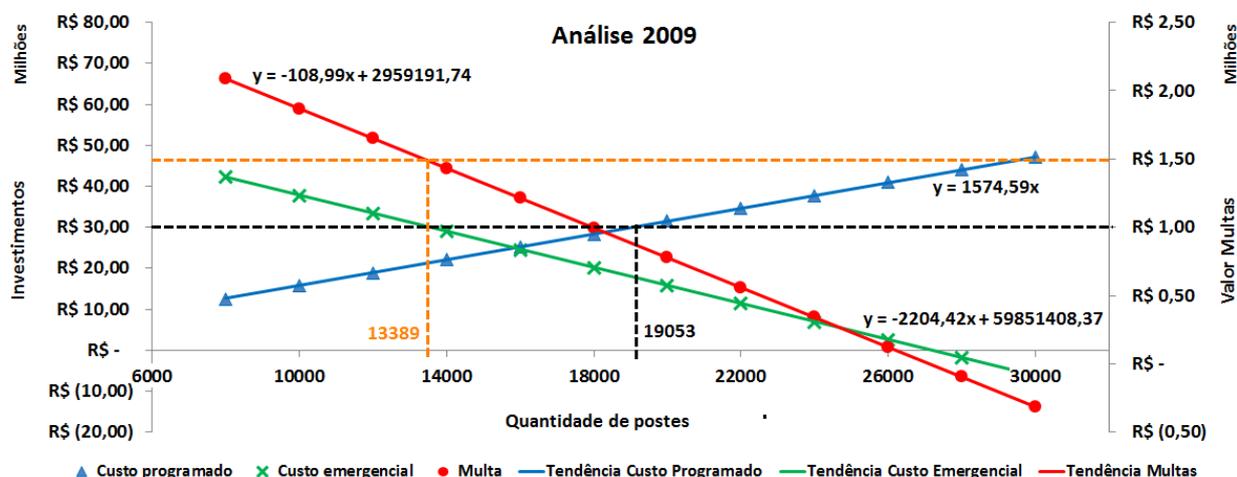
Com essas informações dispostas no gráfico, não foi possível verificar qual o melhor ponto, isto é, quantidade de postes que deveriam ser substituídos de forma programada em cada ano, o que resultaria no melhor custo/benefício do investimento, como se confere nos Gráficos 1, 2, 3, 4 e 5. No entanto, é possível conferir faixas que melhor oferecem uma relação custo-benefício. Para fins de análise dos gráficos, foram estabelecidos valores de 30 milhões de investimento em postes na tentativa de manter o valor das multas em torno de 1,5 milhão.

Gráfico 1 - Análise gráfica ano 2008



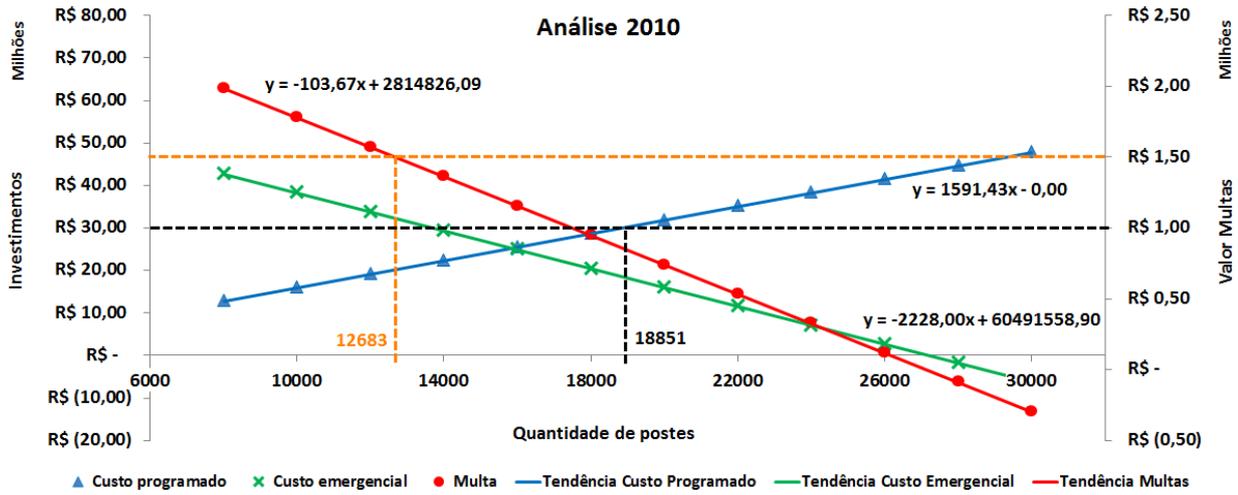
Fonte: Autor.

Gráfico 2 - Análise gráfica ano 2009



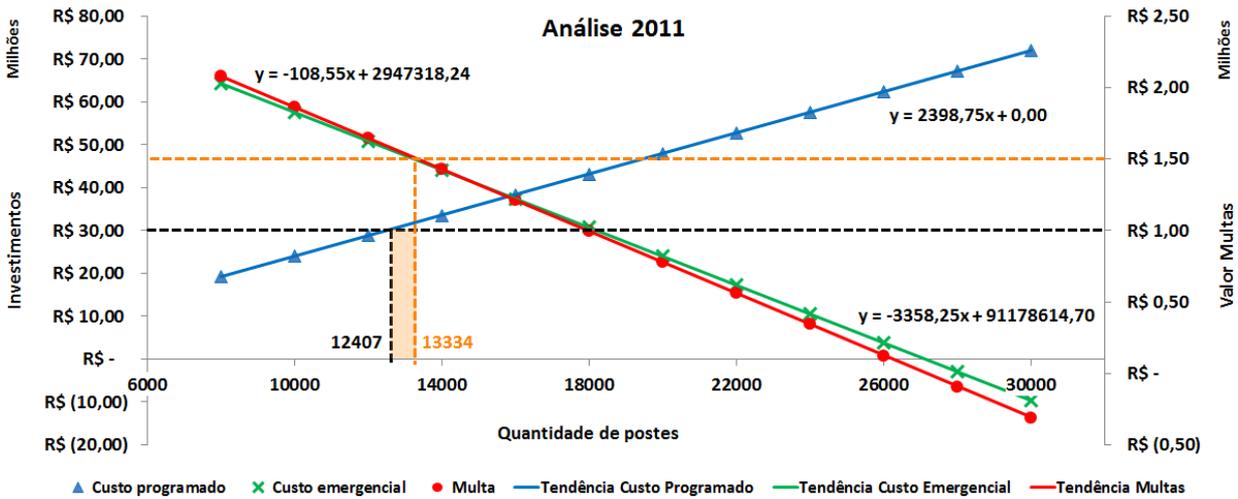
Fonte: Autor.

Gráfico 3 - Análise gráfica ano 2010



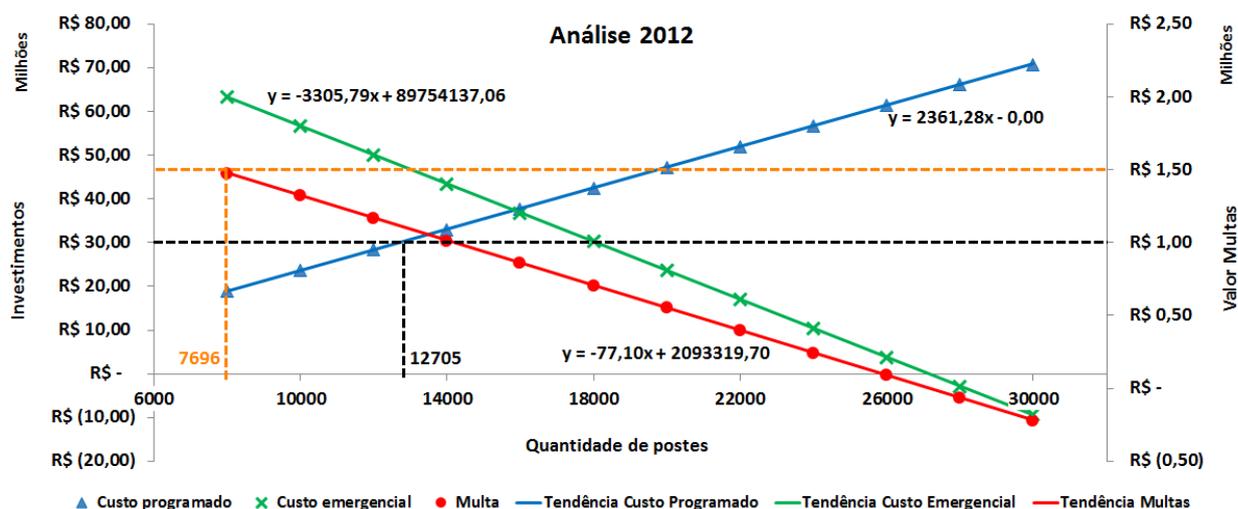
Fonte: Autor.

Gráfico 4 - Análise gráfica ano 2011



Fonte: Autor.

Gráfico 5 - Análise gráfica ano 2012



Fonte: Autor.

Após uma análise aos gráficos, é possível constatar que, com o passar dos anos, o ângulo entre as tendências de custo programado e custo emergencial é maior, o que é um bom sinal, pois quanto mais se investe de forma programada maior será a redução de custo com substituição emergencial.

Observamos no gráfico do ano de 2012 a tendência das multas abaixo da tendência dos custos emergenciais, sinal de que o direcionamento de troca de postes foi melhor realizado, assim como ocorreu no ano de 2008.

Notamos também que a tendência é aumentar o custo da troca de postes emergenciais ao longo dos anos, bem como o valor para troca de postes programados, sinalizando que há um descolamento entre o aumento dos materiais e serviços em relação à inflação.

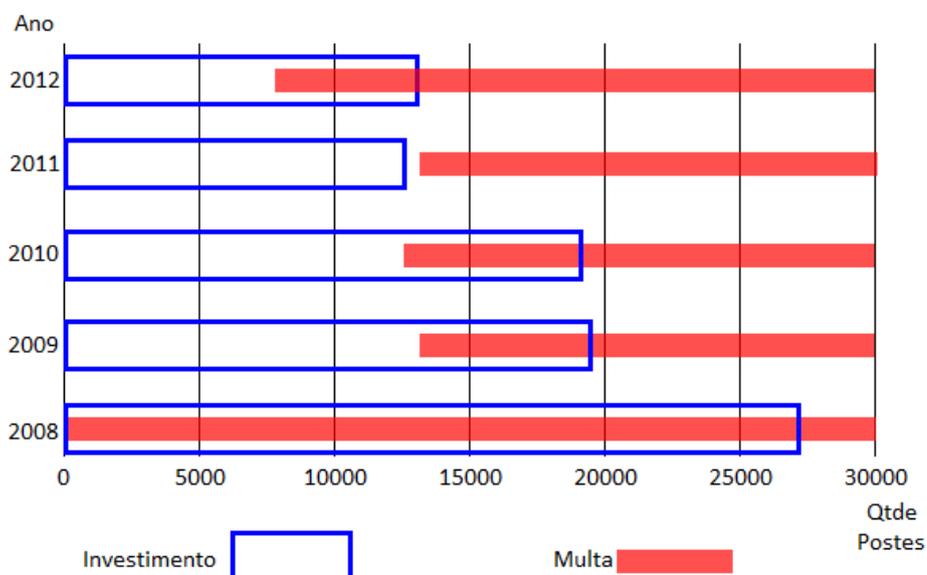
A intenção foi chegar a um ponto de equilíbrio entre as tendências, a fim de visualizar qual a melhor faixa de investimento de substituição de postes programados que mais oferece retorno, isto é, redução de custo com substituição emergencial e redução de multas por causa poste. Para isso, consolidamos a informação das faixas de quantidade de postes que melhor retornam quanto à relação custo/ benefício. Desta forma, identificamos as quantidades de postes de cada ano do período analisado, atendendo à premissa de valores de investimentos e multas estabelecidos da análise, como podemos verificar na Tabela 25 e Gráfico 6 a seguir:

Tabela 25 - Quantidade de postes que melhor retornam quanto a relação de Custo / Benefício.

Ano	Quantidade postes - Multa 1,5MM (maior melhor)	Quantidade de postes - Investimento 30MM (menor melhor)
2008	-9.892	26.910
2009	13.389	19.053
2010	12.683	18.851
2011	13.334	12.507
2012	7.696	12.705

Fonte: Autor.

Gráfico 6 - Faixas de quantidades de postes



Fonte: Autor.

Para fins de análise econômico-financeira, utilizamos a quantidade de postes encontrada na interseção das duas variáveis. Isso se apresenta na Tabela 26, em razão do que foi visto anteriormente, conseguimos identificar somente a faixa de postes que melhor retorna a relação e não a quantidade exata de postes.

Tabela 26 - Informações de quantidade de postes da interseção das variáveis multa e investimentos

Ano	Quantidade postes para atender às multas	Quantidade de postes para atender o investimento	Quantidade de postes de interseção das variáveis multas e investimento
2008	0	26.910	13.455
2009	13.389	19.053	16.221
2010	12.683	18.851	15.767
2011	13.334	12.507	12.920
2012	7.696	12.705	10.200

Fonte: Autor.

Na Tabela 27 abaixo, reunimos os valores de investimentos e multas calculados a partir da quantidade de postes estabelecidos, para fins de cálculos de valor investido e multas utilizando os mesmos critérios e valores de custos informados anteriormente.

Tabela 27 - Valores para análise econômico-financeira modelo Relação Custo / Benefício

Ano	Quantidade de postes	Valores de investimento		Valores de multas	
2008	13.455	R\$	15.000.038,11	R\$	554.598,23
2009	16.221	R\$	25.540.829,04	R\$	1.191.275,21
2010	15.767	R\$	25.092.200,79	R\$	1.180.180,60
2011	12.920	R\$	30.992.017,80	R\$	1.544.788,98
2012	10.200	R\$	24.086.009,45	R\$	1.306.864,53

Fonte: Autor.

A partir dessas informações, montamos uma tabela em Excel para realizar uma análise econômico-financeira deste fluxo, avaliando o método com as variáveis para o período da 3ª revisão tarifária que estamos considerando, neste caso, de 2008 à 2012. As variáveis apuradas foram: valor de investimento total por ano; valor total de multas geradas em razão de postes emergenciais, depreciação do ativo poste, remuneração regulatória WACC, relação custo – benefício (investimento / custos) e *Payback* simples e descontado. Todos relacionados na Tabela 28 abaixo:

Tabela 28 - Análise resultados modelo investimento relação custo / benefício

Análise	2008	2009	2010	2011	2012
Investimento em poste	R\$ 15.000.038,11	R\$ 25.540.829,00	R\$ 25.092.201,00	R\$ 30.992.048,00	R\$ 24.086.009,45
Custos	R\$ 2.140.118,46	R\$ 3.890.984,43	R\$ 3.832.467,71	R\$ 4.820.691,87	R\$ 3.852.786,57
Multas indicadores continuidade	R\$ 554.614,43	R\$ 1.191.318,80	R\$ 1.180.222,07	R\$ 1.544.832,40	R\$ 1.306.895,37
Depreciação / ano	R\$ 535.501,36	R\$ 911.807,60	R\$ 895.791,58	R\$ 1.106.416,11	R\$ 859.870,54
Juros Financiamento / ano	R\$ 1.050.002,67	R\$ 1.787.858,03	R\$ 1.756.454,07	R\$ 2.169.443,36	R\$ 1.686.020,66
Remuneração WACC / ano	R\$ 1.689.004,29	R\$ 2.875.897,35	R\$ 2.825.381,83	R\$ 3.489.704,60	R\$ 2.712.084,66
Modelo Investimento Relação Custo/Benefício					
Resultado	R\$ 12.859.919,65	R\$ 21.649.844,57	R\$ 21.259.733,29	R\$ 26.171.356,13	R\$ 20.233.222,89
VPL do investimento	R\$ 73.431.204,87	R\$ 83.147.585,50	R\$ 94.947.776,12	R\$ 108.032.741,68	R\$ 125.191.813,99
VPL do custo	R\$ 13.255.274,49	R\$ 14.988.795,74	R\$ 17.114.658,99	R\$ 19.473.305,45	R\$ 22.598.728,45
TIR	-37,88%	-37,97%	-38,22%	-38,44%	-39,02%
Relação Custo / Benefício	18,05%	18,03%	18,03%	18,03%	18,05%
<i>Payback</i> simples (anos)	7,0	6,6	6,5	6,4	6,3
<i>Payback</i> descontado (anos)	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5

Fonte: Autor.

4.3 Avaliação incremental de custo / benefício

A partir do processo discreto de Markov, que foi moldado para estimar o impacto da variação da taxa de substituição preventiva de postes de madeira, conforme visto no capítulo da metodologia, apresentamos os resultados para cinco anos à frente do estado atual, considerando o crescimento previsto do parque de postes, para uma faixa de taxas de substituição preventivas (μP), de 0,005 à 0,045, correspondendo à taxa de troca de postes preventiva de 1,0% à 9,0%, conforme podemos constatar na nas tabelas 29, 30 e 31, que apresentam os resultados para cinco anos à frente do estado atual.

Tabela 29 - Resultado da aplicação das taxas de substituição preventiva de 1%, 2% e 3% do parque

Ano	Taxa troca	μP	Total do Parque	Troca Programada	Estado				Quebra Estimada
					Bom	Satisfat.	Compr.	Deter.	
1			798.972	7.990	46,7%	23,3%	15,4%	13,5%	8.544
2			809.022	8.090	46,4%	23,3%	15,5%	13,7%	8.781
3	1,0%	0,005	819.072	8.191	46,1%	23,3%	15,6%	13,9%	9.016
4			829.122	8.291	45,9%	23,3%	15,7%	14,1%	9.250
5			839.172	8.392	45,6%	23,2%	15,8%	14,2%	9.481
1			798.972	15.979	46,9%	23,3%	15,3%	13,4%	8.544
2			809.022	16.180	46,7%	23,3%	15,4%	13,6%	8.738
3	2,0%	0,010	819.072	16.381	46,5%	23,3%	15,4%	13,7%	8.928
4			829.122	16.582	46,4%	23,3%	15,4%	13,8%	9.115
5			839.172	16.783	46,3%	23,3%	15,5%	13,9%	9.298
1			798.972	23.969	47,0%	23,3%	15,3%	13,4%	8.544
2			809.022	24.271	47,0%	23,3%	15,2%	13,4%	8.695
3	3,0%	0,015	819.072	24.572	46,9%	23,3%	15,2%	13,5%	8.840
4			829.122	24.874	46,9%	23,3%	15,2%	13,5%	8.981
5			839.172	25.175	46,9%	23,3%	15,2%	13,5%	9.118

Fonte: Autor.

Tabela 30 - Resultado da aplicação das taxas de substituição preventiva de 4%, 5% e 6% do parque.

Ano	Taxa troca	µP	Total do Parque	Troca Programada	Estado				Quebra Estimada
					Bom	Satisf.	Compr.	Deter.	
1			798.972	31.959	47,1%	23,3%	15,2%	13,3%	8.544
2			809.022	32.361	47,2%	23,3%	15,1%	13,3%	8.651
3	4,0%	0,020	819.072	32.763	47,3%	23,3%	15,0%	13,3%	8.753
4			829.122	33.165	47,4%	23,3%	14,9%	13,3%	8.849
5			839.172	33.567	47,5%	23,3%	14,9%	13,2%	8.941
1			798.972	39.949	47,3%	23,3%	15,1%	13,2%	8.544
2			809.022	40.451	47,5%	23,3%	14,9%	13,2%	8.608
3	5,0%	0,025	819.072	40.954	47,7%	23,3%	14,8%	13,1%	8.666
4			829.122	41.456	47,9%	23,3%	14,7%	13,0%	8.718
5			839.172	41.959	48,1%	23,4%	14,6%	12,9%	8.767
1			798.972	47.938	47,4%	23,3%	15,0%	13,2%	8.544
2			809.022	48.541	47,8%	23,3%	14,8%	13,0%	8.565
3	6,0%	0,030	819.072	49.144	48,1%	23,3%	14,6%	12,9%	8.579
4			829.122	49.747	48,4%	23,4%	14,4%	12,7%	8.588
5			839.172	50.350	48,7%	23,4%	14,3%	12,6%	8.595

Fonte: Autor.

Tabela 31 - Resultado da aplicação das taxas de substituição preventiva de 7%, 8% e 9% do parque.

Ano	Taxa troca	µP	Total do Parque	Troca Programada	Estado				Quebra Estimada
					Bom	Satisf.	Compr.	Deter.	
1			798.972	55.928	47,6%	23,3%	15,0%	13,1%	8.544
2			809.022	56.632	48,1%	23,3%	14,7%	12,9%	8.522
3	7,0%	0,035	819.072	57.335	48,5%	23,3%	14,4%	12,7%	8.493
4			829.122	58.039	48,9%	23,4%	14,2%	12,5%	8.460
5			839.172	58.742	49,3%	23,4%	14,0%	12,3%	8.426
1			798.972	63.918	47,7%	23,3%	14,9%	13,0%	8.544
2			809.022	64.722	48,3%	23,3%	14,5%	12,8%	8.478
3	8,0%	0,04	819.072	65.526	48,9%	23,4%	14,2%	12,5%	8.407
4			829.122	66.330	49,4%	23,4%	13,9%	12,2%	8.333
5			839.172	67.134	49,9%	23,5%	13,7%	12,0%	8.259
1			798.972	71.907	47,9%	23,3%	14,8%	13,0%	8.544
2			809.022	72.812	48,6%	23,3%	14,4%	12,6%	8.435
3	9,0%	0,045	819.072	73.716	49,3%	23,4%	14,0%	12,3%	8.322
4			829.122	74.621	49,9%	23,4%	13,7%	12,0%	8.207
5			839.172	75.525	50,4%	23,5%	13,4%	11,7%	8.095

Fonte: Autor.

Como podemos observar na Tabela 30, que ao adotar uma taxa de substituição preventiva de 4 %, uma média de troca de quase 33 mil postes por ano, consegue-se aumentar muito levemente a quantidade de postes em bom estado em troca dos comprometidos, e o número absoluto de quebras continua crescendo. Já ao aumentar a taxa para 7 %, substituindo em torno de 57 mil postes por ano, consegue-se reverter a tendência crescente de quebras levando o estado de postes bons no parque para mais de 49 % em cinco anos. A partir do valor de 7%, mantém-se ganho de renovação no parque de postes, no entanto, o esforço de investimento necessário não compensa quanto à relação custo / benefício.

Consolidando as informações obtidas com as análises das taxas preventivas apresentadas nas Tabelas 29, 30 e 31, consolidamos a Tabela 32 aos valores médios percentuais referente aos estados dos postes de cada uma das taxas preventivas de troca de postes.

Tabela 32 - Informações das taxas preventivas e percentuais do estado dos postes

Taxa preventiva	μP	Troca programada (média)	% de acréscimo de postes	Estado			
				Bom	Satisf.	Compr.	Deter.
1,0%	0,005	8.191		46,2%	23,3%	15,6%	13,9%
2,0%	0,010	16.381	100%	46,6%	23,3%	15,4%	13,7%
3,0%	0,015	24.572	50%	46,9%	23,3%	15,2%	13,5%
4,0%	0,020	32.763	33%	47,3%	23,3%	15,0%	13,3%
5,0%	0,025	40.954	25%	47,7%	23,3%	14,8%	13,1%
6,0%	0,030	49.144	20%	48,1%	23,3%	14,6%	12,9%
7,0%	0,035	57.335	17%	48,5%	23,4%	14,4%	12,7%
8,0%	0,040	65.526	14%	48,8%	23,4%	14,2%	12,5%
9,0%	0,045	73.716	13%	49,2%	23,4%	14,1%	12,3%

Fonte: Autor.

Identificado a taxa de 7% de troca preventiva como a taxa que melhor retorna, consideramos os percentuais de estado de conservação dos postes do parque, chegando ao patamar médio de 48,5% de postes no estado bom, ficando o volume de postes deteriorados na casa dos 12,7%.

De posse dos dados quanto à quantidade de postes substituídos que encontramos para uma taxa de substituição preventiva de poste de 7%, obtemos os valores de investimentos e multas apresentados na Tabela 33, utilizando os mesmos

valores de custo programado e critérios para obtenção das multas que utilizamos no modelo de investimento Relação custo / benefício.

Tabela 33 - Valores para análise econômico-financeira modelo Incremental de custo / benefício

Ano	Quantidade de postes	Valores de investimento	Valores de multas
2008	55.928	R\$ 62.349.855,95	R\$ 56.976,30
2009	56.632	R\$ 89.171.337,10	R\$ 76.675,70
2010	57.335	R\$ 91.244.654,14	R\$ 0,00
2011	58.039	R\$ 139.220.119,22	R\$ 0,00
2012	58.742	R\$ 138.706.250,88	R\$ 0,00

Fonte: Autor.

A partir dessas informações, montamos uma tabela em Excel para realizar uma análise econômico-financeira desse fluxo, avaliando o método das variáveis para o período da 3^o revisão tarifária a qual estamos considerando. As variáveis apuradas foram: valor de investimento total por ano; valor total de multas geradas por motivo de postes emergenciais, depreciação do ativo poste, remuneração regulatória WACC, relação custo / benefício (investimento / custos) e *Payback* simples e descontado. Todos relacionados na Tabela 34 abaixo:

Tabela 34 - Análise resultados modelo investimento Incremental Custo Benefício

	Análise	2008	2009	2010	2011	2012
	Investimento em poste	R\$ 62.349.855,95	R\$ 89.171.337,10	R\$ 91.244.654,14	R\$ 139.220.119,22	R\$ 138.706.250,88
	Custos	R\$ 6.647.356,08	R\$ 9.502.086,04	R\$ 9.644.559,94	R\$ 14.715.566,60	R\$ 14.661.250,72
	Multas indicadores continuidade	R\$ 56.976,30	R\$ 76.675,70	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
	Depreciação / ano	R\$ 2.225.889,86	R\$ 3.183.416,73	R\$ 3.257.434,15	R\$ 4.970.158,26	R\$ 4.951.813,16
	Juros Financiamento / ano	R\$ 4.364.489,92	R\$ 6.241.993,60	R\$ 6.387.125,79	R\$ 9.745.408,35	R\$ 9.709.437,56
	Remuneração WACC / ano	R\$ 7.020.593,78	R\$ 10.040.692,56	R\$ 10.274.148,06	R\$ 15.676.185,42	R\$ 15.618.323,85
Modelo Investimento Avaliação Incremental Custo/Benefício	Resultado	R\$ 55.702.499,87	R\$ 79.669.251,06	R\$ 81.600.094,20	R\$ 124.504.552,62	R\$ 124.045.000,16
	VPL do investimento	R\$ 327.682.226,31	R\$ 370.851.346,48	R\$ 421.579.965,76	R\$ 478.238.040,51	R\$ 558.660.754,59
	VPL do custo	R\$ 38.856.270,36	R\$ 43.979.978,69	R\$ 50.002.059,18	R\$ 56.718.268,50	R\$ 66.245.501,21
	TIR	-43,02%	-43,09%	-43,23%	-43,37%	-43,95%
	Relação Custo / Benefício	11,86%	11,86%	11,86%	11,86%	11,86%
	<i>Payback</i> simples (anos)	9,4	9,4	9,5	9,5	9,5
	<i>Payback</i> descontado (anos)	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4

Fonte: Autor.

4.4 Baseado em lucro

Para análise dos investimentos previstos pelo órgão regulador, adotamos para fins de cálculo o volume de 16 mil postes a serem trocados por ano, totalizando 80 mil postes no ciclo tarifário, considerando os custos e multas conforme critérios estabelecidos no modelo de investimento relação custo / benefício, os valores de investimento e multas referente a esse volume de postes, apresentamos na Tabela 35, abaixo:

Tabela 35 - Valores para análise econômico-financeira modelo Baseado em Lucro (previsto pela ANEEL), quantidade de troca constante.

Ano	Quantidade de postes	Valores de investimento	Valores de multas
2008	16000	R\$ 17.837.165,31	R\$ 451.542,27
2009	16000	R\$ 25.193.406,25	R\$ 1.215.323,55
2010	16000	R\$ 25.462.866,45	R\$ 1.156.033,38
2011	16000	R\$ 38.380.047,25	R\$ 1.210.447,16
2012	16000	R\$ 37.780.438,24	R\$ 859.714,73

Fonte: Autor.

A partir desses valores, realizamos a análise econômico-financeira, conforme feito anteriormente com os demais modelos, seguindo as taxas anuais de remuneração WACCr de 11,26% a.a., taxa de depreciação de 3,57% a.a. e juros de financiamento de 7,00% a.a., praticados pelas linhas de crédito da Eletrobrás, levando em consideração que todo o valor investido será financiado, o que podemos observar na Tabela 36 a seguir:

Tabela 36 - Análise resultados modelo investimento Baseado em Lucro (previsto pela ANEEL), investimento taxa anual.

Análise	2008	2009	2010	2011	2012
Investimento em poste	R\$ 17.837.165,31	R\$ 25.193.406,25	R\$ 25.462.866,45	R\$ 38.380.047,25	R\$ 37.780.438,24
Custos	R\$ 2.336.930,64	R\$ 3.878.266,59	R\$ 3.847.458,36	R\$ 5.267.218,16	R\$ 4.853.107,05
Multas indicadores continuidade	R\$ 451.542,27	R\$ 1.215.323,55	R\$ 1.156.033,38	R\$ 1.210.447,16	R\$ 859.714,73
Depreciação / ano	R\$ 636.786,80	R\$ 899.404,60	R\$ 909.024,33	R\$ 1.370.167,69	R\$ 1.348.761,64
Juros Financiamento / ano	R\$ 1.248.601,57	R\$ 1.763.538,44	R\$ 1.782.400,65	R\$ 2.686.603,31	R\$ 2.644.630,68
Remuneração WACC / ano	R\$ 2.008.464,81	R\$ 2.836.777,54	R\$ 2.867.118,76	R\$ 4.321.593,32	R\$ 4.254.077,35
Modelo investimento Baseado em Lucro WACCr total					
Resultado	R\$ 15.500.234,67	R\$ 21.315.139,66	R\$ 21.615.408,09	R\$ 33.112.829,09	R\$ 32.927.331,19
VPL do investimento	R\$ 87.767.864,67	R\$ 99.395.852,66	R\$ 112.987.910,39	R\$ 128.144.244,05	R\$ 149.634.180,83
VPL do custo	R\$ 14.310.917,28	R\$ 16.185.464,96	R\$ 18.444.641,13	R\$ 20.954.731,53	R\$ 24.398.478,79
TIR	-38,84%	-38,93%	-39,10%	-39,25%	-39,91%
Relação Custo / Benefício	16,31%	16,28%	16,32%	16,35%	16,31%
<i>Payback</i> simples (anos)	7,6	6,5	6,6	7,3	7,8
<i>Payback</i> descontado (anos)	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1

Fonte: Autor.

Para que fosse possível verificar o ganho, considerando a possibilidade de adiar os investimentos a cada ano, isto é, que os investimentos anuais fossem adiados para o segundo semestre, utilizamos as taxas de depreciação semestral de 1,77% a.s. (ao semestre), e taxa de juros semestral de 3,44% a.s., afim de verificar o impacto dos VPL's de cada ano do período analisado, apresentado na Tabela 37.

Tabela 37 - Análise resultados modelo investimento Baseado em Lucro (previsto pela ANEEL), investimento taxa semestral.

	Análise	2008	2009	2010	2011	2012
Modelo investimento Baseado em Lucro WACCr parcial	Investimento em poste	R\$ 17.837.165,31	R\$ 25.193.406,25	R\$ 25.462.866,45	R\$ 38.380.047,25	R\$ 37.780.438,24
	Custos	R\$ 1.380.885,59	R\$ 2.527.938,15	R\$ 2.482.687,26	R\$ 3.210.105,72	R\$ 2.828.132,75
	Multas indicadores continuidade	R\$ 451.542,27	R\$ 1.215.323,55	R\$ 1.156.033,38	R\$ 1.210.447,16	R\$ 859.714,73
	Depreciação / ano	R\$ 315.601,36	R\$ 445.758,79	R\$ 450.526,48	R\$ 679.076,24	R\$ 668.467,07
	Juros Financiamento / ano	R\$ 613.741,96	R\$ 866.855,81	R\$ 876.127,41	R\$ 1.320.582,33	R\$ 1.299.950,95
	Remuneração WACC / ano	R\$ 2.008.464,81	R\$ 2.836.777,54	R\$ 2.867.118,76	R\$ 4.321.593,32	R\$ 4.254.077,35
	Resultado	R\$ 16.456.279,73	R\$ 22.665.468,10	R\$ 22.980.179,18	R\$ 35.169.941,52	R\$ 34.952.305,48
	VPL do investimento	R\$ 93.239.132,85	R\$ 105.590.836,31	R\$ 120.032.496,18	R\$ 136.135.723,43	R\$ 158.962.067,93
	VPL do custo	R\$ 8.839.649,10	R\$ 9.990.481,30	R\$ 11.400.055,33	R\$ 12.963.252,15	R\$ 15.070.591,69
	TIR	-46,88%	-46,95%	-47,08%	-47,21%	-47,76%
	Relação Custo / Benefício	9,48%	9,46%	9,50%	9,52%	9,48%
	<i>Payback</i> simples (anos)	12,9	10,0	10,3	12,0	13,4
	<i>Payback</i> descontado (anos)	10,5	10,6	10,5	10,5	10,5

Fonte: Autor.

Podemos observar um ganho postergando o investimento, pois há menos custos com juros e menor é a depreciação do ativo. Importante observar que devem ser preservadas as restrições técnicas e de segurança.

A seguir, para a análise dos investimentos não previstos pela ANEEL, atribuímos que a concessionária mantenha uma troca média de 10 mil postes ano, e, considerando os mesmos critérios para cálculo dos valores de custos e penalidades adotados anteriormente, caso a empresa tenha necessidade de incrementar no seu plano de manutenção um aumento de troca de 30 mil postes, dentro do período da revisão tarifária, mantendo o mesmo volume de postes na análise anterior, no caso 80mil postes no período do ciclo tarifário. Assim, para melhor análise, distribuímos os 80mil postes de duas formas: com acréscimo de volume de postes, neste caso 25 mil no primeiro e segundo ano do ciclo; e de outra forma, considerando o aumento de postes no quarto e quinto ano da revisão, como podemos verificar nas Tabelas 38 e 39, respectivamente:

Tabela 38 - Valores para análise econômico-financeira modelo Baseado em Lucro (não previsto pela ANEEL), acréscimo no início do ciclo

Ano	Quantidade de postes	Valores de investimento	Valores de multas
2008	25000	R\$ 27.870.570,80	R\$ 87.088,30
2009	25000	R\$ 39.364.697,26	R\$ 234.397,68
2010	10000	R\$ 15.914.291,53	R\$ 1.778.080,64
2011	10000	R\$ 23.987.529,53	R\$ 1.861.773,82
2012	10000	R\$ 23.612.773,90	R\$ 1.322.316,59

Fonte: Autor.

Tabela 39 - Valores para análise econômico-financeira modelo Baseado em Lucro (não previsto pela ANEEL), acréscimo no final do ciclo.

Ano	Quantidade de postes	Valores de investimento	Valores de multas
2008	10000	R\$ 11.148.228,32	R\$ 694.511,58
2009	10000	R\$ 15.745.878,90	R\$ 1.869.274,12
2010	10000	R\$ 15.914.291,53	R\$ 1.778.080,64
2011	25000	R\$ 59.968.823,83	R\$ 233.457,18
2012	25000	R\$ 59.031.934,74	R\$ 165.811,93

Fonte: Autor.

Considerando as taxas de depreciação anual de 3,57% a.a., taxa de juros do financiamento em 7,0% a.a., e WACCr de 11,26% a.a., realizamos as análises econômico-financeiras, considerando essas duas condições, as quais apresentamos nas Tabelas 40 e 41, respectivamente:

Tabela 40 - Análise resultados modelo Baseado em Lucro (não previsto pela ANEEL), acréscimo no início do ciclo

Análise	2008	2009	2010	2011	2012
Investimento em poste	R\$ 27.870.570,80	R\$ 39.364.697,26	R\$ 15.914.291,53	R\$ 23.987.529,53	R\$ 23.612.773,90
Custos	R\$ 3.033.007,63	R\$ 4.395.246,18	R\$ 3.460.221,26	R\$ 4.397.255,69	R\$ 3.818.186,79
Multas indicadores continuidade	R\$ 87.088,30	R\$ 234.397,68	R\$ 1.778.080,64	R\$ 1.861.773,82	R\$ 1.322.316,59
Depreciação / ano	R\$ 994.979,38	R\$ 1.405.319,69	R\$ 568.140,21	R\$ 856.354,80	R\$ 842.976,03
Juros Financiamento / ano	R\$ 1.950.939,96	R\$ 2.755.528,81	R\$ 1.114.000,41	R\$ 1.679.127,07	R\$ 1.652.894,17
Remuneração WACC / ano	R\$ 3.138.226,27	R\$ 4.432.464,91	R\$ 1.791.949,23	R\$ 2.700.995,83	R\$ 2.658.798,34
Modelo investimento Baseado em Lucro Investimento no início					
Resultado	R\$ 24.837.563,17	R\$ 34.969.451,07	R\$ 12.454.070,27	R\$ 19.590.273,84	R\$ 19.794.587,11
VPL do investimento	R\$ 84.011.028,40	R\$ 96.267.379,81	R\$ 111.044.646,97	R\$ 124.950.602,53	R\$ 143.229.204,25
VPL do custo	R\$ 13.898.252,40	R\$ 15.804.712,29	R\$ 18.079.227,61	R\$ 20.504.569,55	R\$ 23.694.932,32
TIR	-40,26%	-40,53%	-40,93%	-40,98%	-41,36%
Relação Custo / Benefício	16,54%	16,42%	16,28%	16,41%	16,54%
<i>Payback</i> simples (anos)	9,2	9,0	4,6	5,5	6,2
<i>Payback</i> descontado (anos)	6,0	6,1	6,1	6,1	6,0

Fonte: Autor.

Tabela 41 - Análise resultados modelo Baseado em Lucro (não previsto pela ANEEL), acréscimo no final do ciclo

Análise	2008	2009	2010	2011	2012
Investimento em poste	R\$ 11.148.228,32	R\$ 15.745.878,90	R\$ 15.914.291,53	R\$ 59.968.823,83	R\$ 59.031.934,74
Custos	R\$ 1.872.879,32	R\$ 3.533.613,52	R\$ 3.460.221,26	R\$ 6.572.161,86	R\$ 6.405.487,43
Multas indicadores continuidade	R\$ 694.511,58	R\$ 1.869.274,12	R\$ 1.778.080,64	R\$ 233.457,18	R\$ 165.811,93
Depreciação / ano	R\$ 397.991,75	R\$ 562.127,88	R\$ 568.140,21	R\$ 2.140.887,01	R\$ 2.107.440,07
Juros Financiamento / ano	R\$ 780.375,98	R\$ 1.102.211,52	R\$ 1.114.000,41	R\$ 4.197.817,67	R\$ 4.132.235,43
Remuneração WACC / ano	R\$ 1.255.290,51	R\$ 1.772.985,96	R\$ 1.791.949,23	R\$ 6.752.489,56	R\$ 6.646.995,85
Modelo investimento Baseado em Lucro Investimento no final					
Resultado	R\$ 9.275.349,00	R\$ 12.212.265,38	R\$ 12.454.070,27	R\$ 53.396.661,96	R\$ 52.626.447,31
VPL do investimento	R\$ 92.959.155,54	R\$ 104.470.760,75	R\$ 117.609.269,49	R\$ 132.254.401,55	R\$ 158.484.738,60
VPL do custo	R\$ 15.096.391,48	R\$ 17.007.131,37	R\$ 19.320.019,24	R\$ 21.885.074,32	R\$ 25.737.622,54
TIR	-37,34%	-37,30%	-37,31%	-37,32%	-38,37%
Relação Custo / Benefício	16,24%	16,28%	16,43%	16,55%	16,24%
<i>Payback</i> simples (anos)	6,0	4,5	4,6	9,1	9,2
<i>Payback</i> descontado (anos)	6,2	6,1	6,1	6,0	6,2

Fonte: Autor.

Como resultado, também podemos comprovar que, para os investimentos de manutenção, ou seja, os que não geram receitas, obtêm-se mais ganhos realizando o maior volume de investimento ao final do ciclo tarifário, pois há uma redução do custo por tempo (juros). Embora a taxa de juros seja menor que a taxa de remuneração do ativo (WACCr), em razão da perda causada pela depreciação, não compensaria realizar os maiores investimentos ao início do ciclo, como podemos constatar nos valores dos VPL's de cada ano.

5 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Para analisar os resultados, optamos por comparar as variáveis econômico-financeiras dos modelos de investimentos. Iniciamos relacionando os três primeiros modelos abordados no presente trabalho, sendo eles: custo mínimo, relação custo / benefício e avaliação incremental custo / benefício, conforme apresentamos na Tabela 42 abaixo:

Tabela 42 - Comparativo entre os modelos de investimento custo mínimo, relação custo / benefício e avaliação incremental custo / benefício

Análise		2008	2009	2010	2011	2012
Modelo Investimento Custo Mínimo	Resultado (investimentos - custos)	R\$ 9.977.499,70	R\$ 12.747.626,15	R\$ 15.855.383,27	R\$ 20.020.091,28	R\$ 34.663.391,64
	VPL do investimento	R\$ 64.174.736,37	R\$ 72.524.278,16	R\$ 82.125.894,58	R\$ 93.158.586,47	R\$ 109.410.592,85
	VPL do custo	R\$ 11.779.309,00	R\$ 13.274.062,40	R\$ 15.126.217,99	R\$ 17.253.300,67	R\$ 20.082.375,94
	TIR	-35,98%	-36,03%	-36,14%	-36,31%	-37,06%
	Relação Custo / Benefício	18,36%	18,30%	18,42%	18,52%	18,36%
	Payback simples (anos)	7,7	5,0	5,2	7,6	7,4
	Payback descontado (anos)	5,4	5,5	5,4	5,4	5,4
Modelo Investimento Relação Custo/Benefício	Resultado (investimentos - custos)	R\$ 12.859.919,65	R\$ 21.649.844,57	R\$ 21.259.733,29	R\$ 26.171.356,13	R\$ 20.233.222,89
	VPL do investimento	R\$ 73.431.204,87	R\$ 83.147.585,50	R\$ 94.947.776,12	R\$ 108.032.741,68	R\$ 125.191.813,99
	VPL do custo	R\$ 13.255.274,49	R\$ 14.988.795,74	R\$ 17.114.658,99	R\$ 19.473.305,45	R\$ 22.598.728,45
	TIR	-37,88%	-37,97%	-38,22%	-38,44%	-39,02%
	Relação Custo / Benefício	18,05%	18,03%	18,03%	18,03%	18,05%
	Payback simples (anos)	7,0	6,6	6,5	6,4	6,3
	Payback descontado (anos)	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5
Modelo Investimento Avaliação Incremental Custo/Benefício	Resultado (investimentos - custos)	R\$ 55.702.499,87	R\$ 79.669.251,06	R\$ 81.600.094,20	R\$ 124.504.552,62	R\$ 124.045.000,16
	VPL do investimento	R\$ 327.682.226,31	R\$ 370.851.346,48	R\$ 421.579.965,76	R\$ 478.238.040,51	R\$ 558.660.754,59
	VPL do custo	R\$ 38.856.270,36	R\$ 43.979.978,69	R\$ 50.002.059,18	R\$ 56.718.268,50	R\$ 66.245.501,21
	TIR	-43,02%	-43,09%	-43,23%	-43,37%	-43,95%
	Relação Custo / Benefício	11,86%	11,86%	11,86%	11,86%	11,86%
	Payback simples (anos)	9,4	9,4	9,5	9,5	9,5
	Payback descontado (anos)	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4

Fonte: Autor.

Os valores de VPL do investimento e VPL dos custos foram considerados para cada ano do ciclo, considerando a taxa de remuneração do ativo WACCr de 11,26%, para fins de análises e comparações aplicado também às multas. Os custos tem como composição a multa regulatória oriunda dos indicadores de continuidade, depreciação e juros. Consideramos também que todo o capital investido é proveniente de financiamento a uma taxa de juros de 7% a.a.

O interesse em reunir esses três modelos se deu pela indicação de um volume de postes que melhor atenda ao conceito e premissas ao final de suas análises. Os volumes de investimentos estão diretamente relacionados à quantidade de postes: quanto maior o volume, maior o investimento e melhor a relação custo / benefício. Isso se dá porque a taxa de remuneração do ativo é maior que a taxa de juros, e, quanto maior o número de postes aplicados, menor é a multa regulatória.

Por outro lado, quando observarmos os indicadores de *payback* e retorno do investimento TIR, grandes volumes de investimentos têm um pior desempenho nesses indicadores. Isso se deve ao fato dos valores envolvidos para troca dos postes serem elevados se comparados aos custos gerados por multas, depreciação e juros, isto é, acaba-se levando mais tempo para os custos “abaterem” o total do investimento. Observamos também que todos os indicadores se mantêm estáveis ao longo dos anos, dentro do período do ciclo.

A seguir, analisamos o modelo de investimento baseado em lucro, onde os resultados se alteram, considerando o momento em que se realiza o investimento. Para verificar as variações de resultado, foram feitas duas alterações quanto a esse momento. Na primeira alteração, é preciso decidir pela possibilidade de investimento dentro do mesmo ano, ou adiá-lo, como se optássemos por realizar o investimento no segundo semestre de cada ano. A outra alteração foi redistribuir o volume de postes investidos ao longo do ciclo, considerado um volume maior nos anos iniciais do ciclo e, em outro momento, o maior volume nos anos finais do ciclo, como apresentamos na Tabela 43 e 44, abaixo:

Tabela 43 - Comparativo do modelo de investimento Baseado em lucro (adiando investimento)

	Análise	2008	2009	2010	2011	2012
Modelo investimento Baseado em Lucro Sem postergar investimento	Resultado (investimentos- custos)	R\$ 15.500.234,67	R\$ 21.315.139,66	R\$ 21.615.408,09	R\$ 33.112.829,09	R\$ 32.927.331,19
	VPL do investimento	R\$ 87.767.864,67	R\$ 99.395.852,66	R\$ 112.987.910,39	R\$ 128.144.244,05	R\$ 149.634.180,83
	VPL do custo	R\$ 14.310.917,28	R\$ 16.185.464,96	R\$ 18.444.641,13	R\$ 20.954.731,53	R\$ 24.398.478,79
	TIR	-38,84%	-38,93%	-39,10%	-39,25%	-39,91%
	Relação Custo / Benefício	16,31%	16,28%	16,32%	16,35%	16,31%
	<i>Payback</i> simples (anos)	7,6	6,5	6,6	7,3	7,8
	<i>Payback</i> descontado (anos)	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1
Modelo investimento Baseado em Lucro postergando investimento	Resultado (investimentos - custos)	R\$ 16.456.279,73	R\$ 22.665.468,10	R\$ 22.980.179,18	R\$ 35.169.941,52	R\$ 34.952.305,48
	VPL do investimento	R\$ 93.239.132,85	R\$ 105.590.836,31	R\$ 120.032.496,18	R\$ 136.135.723,43	R\$ 158.962.067,93
	VPL do custo	R\$ 8.839.649,10	R\$ 9.990.481,30	R\$ 11.400.055,33	R\$ 12.963.252,15	R\$ 15.070.591,69
	TIR	-46,88%	-46,95%	-47,08%	-47,21%	-47,76%
	Relação Custo / Benefício	9,48%	9,46%	9,50%	9,52%	9,48%
	<i>Payback</i> simples (anos)	12,9	10,0	10,3	12,0	13,4
	<i>Payback</i> descontado (anos)	10,5	10,6	10,5	10,5	10,5

Fonte: Autor.

Podemos observar na Tabela 43 que, postergando os investimentos, obtemos um melhor resultado de VLP para todos os anos do ciclo. Isso ocorre em razão dos investimentos serem menos onerados com as taxas de juros e depreciação. Esse melhor resultado também se evidencia na relação custo / benefício, quando se apresenta uma menor parcela de custo ao relacioná-los com os investimentos. Por outro lado, os indicadores de *payback* e retorno do investimento (TIR) apresentam um pior desempenho, visto que existe um ganho financeiro por conta de menores custos, levando-se mais tempo (anos) para que os custos abatam o investimento.

Ao redistribuirmos os volumes de postes previstos para o ciclo, percebemos na Tabela 44 que os maiores valores de resultados (investimentos – custos) ocorrem quando deslocamos os maiores volumes de postes – isto é, investimentos – para os anos finais do ciclo. O agente desse ganho é semelhante ao ocorrido no caso visto anteriormente, do adiamento do investimento, pois há uma menor incidência de juros e depreciação do ativo. Conseguimos verificar esse ganho também pela TIR.

Tabela 44 - Comparativo do modelo de investimento Baseado em lucro (redistribuindo volume de postes)

	Análise	2008	2009	2010	2011	2012
Modelo investimento Baseado em Lucro Investimento no início do período	Resultado (investimentos - custos)	R\$ 24.837.563,17	R\$ 34.969.451,07	R\$ 12.454.070,27	R\$ 19.590.273,84	R\$ 19.794.587,11
	VPL do investimento	R\$ 84.011.028,40	R\$ 96.267.379,81	R\$ 111.044.646,97	R\$ 124.950.602,53	R\$ 143.229.204,25
	VPL do custo	R\$ 13.898.252,40	R\$ 15.804.712,29	R\$ 18.079.227,61	R\$ 20.504.569,55	R\$ 23.694.932,32
	TIR	-40,26%	-40,53%	-40,93%	-40,98%	-41,36%
	Relação Custo / Benefício	16,54%	16,42%	16,28%	16,41%	16,54%
	Payback simples (anos)	9,2	9,0	4,6	5,5	6,2
	Payback descontado (anos)	6,0	6,1	6,1	6,1	6,0
Modelo investimento Baseado em Lucro Investimento no final do período	Resultado (investimentos - custos)	R\$ 9.275.349,00	R\$ 12.212.265,38	R\$ 12.454.070,27	R\$ 53.396.661,96	R\$ 52.626.447,31
	VPL do investimento	R\$ 92.959.155,54	R\$ 104.470.760,75	R\$ 117.609.269,49	R\$ 132.254.401,55	R\$ 158.484.738,60
	VPL do custo	R\$ 15.096.391,48	R\$ 17.007.131,37	R\$ 19.320.019,24	R\$ 21.885.074,32	R\$ 25.737.622,54
	TIR	-37,34%	-37,30%	-37,31%	-37,32%	-38,37%
	Relação Custo / Benefício	16,24%	16,28%	16,43%	16,55%	16,24%
	Payback simples (anos)	6,0	4,5	4,6	9,1	9,2
	Payback descontado (anos)	6,2	6,1	6,1	6,0	6,2

Fonte: Autor\

Outro ponto observado foi a relação custo / benefício, que se manteve constante e muito semelhante para ambos os casos, quando analisamos ano a ano, o que se mostrou coerente, pois maior investimento gera mais custos financeiros e de depreciação, mantendo a relação. Entretanto, é possível verificar o ganho quando se analisam os valores de resultado dentro do ciclo, conforme é possível verificar na Tabela 44.

6 CONCLUSÃO

Considerando o poste como objeto de estudo, que constitui um dos principais ativos de uma distribuidora de energia, e na qual se aplica uma grande parcela dos investimentos, avaliamos ser de suma importância que as empresas utilizem metodologias para analisarem os níveis de investimentos. Dessa forma, a intenção seria de garantir a melhor composição custo / benefício, contribuindo assim para um maior desempenho operacional, redução de custos originários de multas regulatórias e, conseqüentemente, maximização de retorno para os acionistas.

Os modelos de investimentos abordados no decorrer do trabalho sugerem volumes de investimentos em postes para obtenção de melhores resultados, levando em consideração as premissas e objetivos de cada um dos modelos. Como contribuição, o trabalho apresenta um modelo de investimento que pode vir a ser modelado reunindo e combinando os quatro modelos de investimentos. Para se chegar a essa solução, consideramos que ao longo dos anos do ciclo tarifário de uma distribuidora podem ocorrer ajustes e correções no investimento. Tais ajustes são decorrentes, por exemplo, das condições climáticas severas, como temporais e vendavais, mudanças das regras do órgão regulatório, danos de grande abrangência como transformadores de subestação, inclusão de uma grande demanda destinada à indústria ou shopping, e demais variáveis.

Para manter as condições de um parque de postes, há a necessidade de manter os investimentos em substituições de postes em um determinado nível que promova a renovação do parque. Isso se justifica em razão da distribuidora de energia ser uma empresa regulada, isto é, com tarifas definidas pelo órgão regulador. Assim, a maneira mais lógica de aumentar seus lucros seria reduzir os custos, dentre estes as multas regulatórias, que estão diretamente relacionadas com as condições de robustez estrutural das redes. Diante disso, torna-se viável que as empresas adotem modelos de investimentos alinhados com as suas estratégias ao longo do período do ciclo tarifário e de posicionamento de mercado.

Outro ponto que observamos na análise do modelo baseado em lucro é que realmente ocorrem ganhos financeiros ao postergar investimentos no ano ou ao transpor os grandes investimentos para os anos finais do ciclo. Isso ocorre devido ao formato vigente da revisão tarifária, que de certa forma acaba incentivando as empresas a utilizarem essa prática, dificultando ainda mais o planejamento do

investimento, pois a falta de investimento implica em multas. Dessa forma, saber o momento certo para realização dos investimentos é ainda mais importante.

Por outro lado, pode haver um descolamento entre a real necessidade de investimento – devido à manutenção e/ou expansão do sistema elétrico –, e o melhor momento de se investir, isto é, que melhor retorna financeiramente. Essa situação pode gerar prejuízos para os consumidores, tanto no que se refere à problemas de continuidade, como de qualidade no fornecimento de energia elétrica.

À título de sugestão, caberia uma adequação no modelo de revisão tarifária, para que se garanta a recuperação dos investimentos realizados em todos os anos do ciclo, e para que as perdas com depreciação e juros sejam compensadas de forma que não ocorram alterações e/ou interferências de retorno, se levarmos em consideração o momento da realização do investimento.

Para trabalhos futuros que envolvem a aplicação destas metodologias de estudos de casos de populações de ativos reais poderiam ser incluídas ao processo de manutenção e identificação do ponto específico de onde deve ser trocado o poste, embora esse direcionamento tenha uma complexidade adicional, quanto a adaptação aos modelos.

REFERÊNCIAS

ABNT Wood preservation — Use categories system NBR-16143, 2013, Brazilian Standard Association, Rio de Janeiro, Brazil (in Portuguese).

ABNT Eucalyptus Preserved Poles for Electrical Distribution Networks, Standard NBR-8456, 1984, Brazilian Standard Association, Rio de Janeiro, Brazil (in Portuguese).

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), **Tarifas de fornecimento de energia elétrica / Agência Nacional de Energia Elétrica**. - Brasília: ANEEL, 2005 30 p.: il. - (Cadernos Temáticos ANEEL; 4).

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), **Perguntas e respostas sobre tarifas das distribuidoras de energia elétrica / Agência Nacional de Energia Elétrica**. –Brasília: ANEEL, 2007. 11 p.: il.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Por dentro da conta pública / Agência Nacional de Energia Elétrica**. 4. ed. - Brasília: ANEEL, 2011. de energia: informação de utilidade 24 p.: il.

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica, – PRODIST-Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. **Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**, 2012 Disponível em <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo8_Revisao_5.pdf> Acesso em 05 de março 2014.

AZEVEDO, E. A. **Agências Reguladoras** Revista da Procuradoria Geral do Estado de São Paulo. São Paulo, 1998, n. 49/50 p. 51-64.

BAHIENSE, D. A. **Reestruturação e descentralização do setor elétrico brasileiro: o novo modelo institucional**. Bahia: Superintendência de Estudos Econômicos e Sociais da Bahia, maio 2005.

BRASIL. Ministério da Cultura. Decreto-lei nº 58.400, de 10 maio de 1966. Aprova o Regulamento para a cobrança e fiscalização do imposto de Renda. **Agência Nacional do Cinema**. Disponível em: <<http://www.ancine.gov.br/legislacao/decretos?page=5>> . Acesso em: 08 abr. 2014.

CABRAL, B. B. C. **A Tarifa De Energia Elétrica E Os Encargos Setoriais Incidentes Para Financiar O Desenvolvimento Do Setor Bem Como As Políticas Energéticas Do Governo Federal**, Monografia Especialização em Direito da Regulação, Instituto Brasiliense de Direito Público – IDP, 52p, 2012.

CARNEIRO, R. **Desenvolvimento em crise: a economia brasileira no último quarto do século XX**. São Paulo: Editora UNESP/UNICAMP, 2002.

CARREGARO, J. C. **Proposta de indicadores de desempenho às distribuidoras de energia federalizadas do setor elétrico brasileiro**. Dissertação de Mestrado em

Engenharia de Produção, Programa de Pós-graduação em Engenharia de Produção da universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2003.

CASAROTTO Filho, Nelson; KOPITTKE, Bruno Hartmut. **Análise de Investimentos:** matemática financeira, engenharia econômica, tomada de decisão, estratégia empresarial. 9. ed. São Paulo: Atlas, 2000. 458p.

CAVALIERE, C; LARSEN, E. R; DYNER, I. The privatization of EEB: from cash drain to major contributor. *Energy Policy*, 2007, v. 35, n. 3, p. 1884-1895.

CHIRARATTANANON, S; NIRUKKANAPORN, S. **Deregulation of ESI and privatization of state electric utilities in Thailand.** *Energy Policy*, 2006, v. 34, n. 16, p. 2521-2531.

COHEN, C; LENZEN, M; SCHAEFFER, R. **Energy requirements of households in Brazil.** *Energy Policy*, v. 33, n. 4, p. 555-562, 2005.

DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA (DNAEE), **Processo Nº 48100.000932/97-75**, Contrato de Concessão nº 12/97, 1997.

EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICAS (EPE), **Estudos para a Licitação da Expansão da Transmissão:** Análise Técnico- Econômica de Alternativas- Relatório R1: Atendimento elétrico ao Estado do Rio Grande do Sul região de Lajeado, RE-058/2010-r2. Brasília, Agosto 2011.

ERDOGDU, E. **Regulatory reform in Turkish energy industry:** an analysis. *Energy Policy*, 2007, v. 35, n. 2, p. 984-993.

ESPOSITO, A. S. **Privatização da Light:** a repartição dos ganhos de produtividade. Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação em Economia, Centro de Ciências Jurídicas e Econômicas, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2000.

FENSTERSEIFER, Jaime; GALESNE, Alain; ZIEGELMANN, Júlio. **A Utilização de Técnicas Analíticas nas Decisões de Investimento de Capital das Grandes Empresas Brasileiras.** *Revista de Administração*, São Paulo, n.22, p.70-78, out./dez. 1987.

FOCACCI, A. Empirical analysis of the environmental and energy policies in some developing countries using widely employed macroeconomic indicators: the cases of Brazil, China and India. *Energy Policy*, v. 33, n. 4, p. 543-554, 2005.

FUGIMOTO, S. K. **Análise Estrutura De Tarifas De Energia Elétrica Análise Crítica E Proposições Metodológicas.** 195 p. Tese (Doutorado) Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2010.

GALESNE, Alain; FENSTERSEIFER, Jaime; LAMB, Roberto. **Decisões de Investimentos da Empresa.** São Paulo: Atlas, 1999. 295 p.

GHISI, E; GOSCH, S; LAMBERTS, R. **Electricity end-uses in the residential sector of Brazil**. Energy Policy, 2007, v. 35, n. 12, p. 4107-4120.

GOMES, Luiz Flavio Autran Monteiro; GOMES, Carlos Francisco Simões; ALMEIDA, Adiel Teixeira de. **Tomada de Decisão Gerencial: enfoque multicritério**. São Paulo: Atlas, 2002. 264 p.

GOMES, A. C. S; ABARCA, C. D. G; FARIA, E. A. S. T; FERNANDES, H. H. O. **BNDES 50 anos - histórias setoriais: o setor elétrico**. Rio de Janeiro: BNDES, 2002.

GUSTAVSEN, Bjørn. Simulation of Wood Pole Replacement Rate and Its Application to Life Cycle Economy Studies. **IEEE transactions on power delivery**, Vol. 15, N. 1, P. 300-306, Jan. 2000.

JANSEN, Leila Keiko Canegusuco; SHIMIZU, Tamio; JANSEN, José Ulisses. **Uma Análise de Investimentos Considerando Fatores Intangíveis**. In: ENCONTRO NACIONAL DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO (ENEGEP), 24. e INTERNATIONAL CONFERENCE ON INDUSTRIAL ENGINEERING AND OPERATIONS MANAGEMENT, 10., 2004, Florianópolis. **Anais**. Florianópolis: ABEPRO, 2004. P.2256-2263.

JOHNSON, A; Strachan, S; Ault, G. **A framework for asset replacement and investment planning in power distribution networks**. In: ASSET MANAGEMENT CONFERENCE 2012, IET & IAM, 27-28 Nov. 2012, London. **Anais**. London: 0040. P. 1-5.

KEPNER, C.; TREGOE, B. **Administrador Racional**. São Paulo: Atlas, 1980 **apud** CASAROTTO FILHO, Nelson; KOPITTKE, Bruno Hartmut, 2000, p. 266-267.

LAPPONI, Juan Carlos. **Avaliação de Projetos de Investimento: modelos em Excel**. São Paulo: Laponi Treinamento e Editora, 1996. 264 p.

MCPSE: Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico. Resolução Normativa 367/2009 de 02 de junho de 2009 da ANEEL e seu Anexo. <<http://www.afixcode.com.br/servicos/mcpse-controle-patrimonial-setor-eletrico/#ixzz3468k2GbG>> acesso em 08 abr. 2014.

PARKER, D; KIRKPATRICK, C. **Privatisation in developing countries: a review of the evidence and the policy lessons**. Journal of Development Studies, 2005, v. 41, n. 4, p. 513-541.

PIRES, J. C. L. **Desafios da reestruturação do setor elétrico brasileiro**. Rio de Janeiro: BNDES, Texto para Discussão n. 76, mar. 2000.

REIS, R. M. M; TEIXEIRA, A. C. C.; PIRES, M. A **Os benefícios da privatização: evidência no setor elétrico brasileiro**. Revista de Contabilidade e Organizações, 2007, v. 1, n. 1, p. 56-70.

RIDALVO, M. A. O. **Impacto do racionamento nos resultados das empresas concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica: um**

estudo nas empresas privadas da região Nordeste. Dissertação de Mestrado em ciências contábeis, Pró-reitoria de Pós-graduação, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2003.

SALGADO, L. H. **Agências regulatórias na experiência brasileira: um panorama do atual desenho institucional**, Texto para Discussão, Brasília: IPEA, 2003, n. 941.

SANDOZ, Jean-Luc; BENOIT, Yann. New technologies for wooden poles network asset management. In: INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXHIBITION ON ELECTRICITY DISTRIBUTION (CIRED), 18th, 2005, Turin, Italy. **Electronics anal.** Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/xpl/mostRecentIssue.jsp?punumber=542205>> acesso em 13 mar. 2014.

STEPHAN, J. C. S; COSTA, C. F. **Recapacitação e cálculo da capacidade de carga de torres metálicas de linhas transmissão**, Disponível em <http://www.construmetal.com.br/2008/downloads/PDFs/28_Construmental.Saboia%202008.pdf> Acesso em 13 de março 2013.

STEPHAN, J. C. S; COSTA, C. F., **Recapacitação e cálculo da capacidade de carga de torres metálicas de linhas transmissão**, Disponível em <http://www.construmetal.com.br/2008/downloads/PDFs/28_ConstrumentalSaboia%202008.pdf> Acesso em 13 de março 2014.

STEWART, A. H. and, GOODMAN, J. R.; “**Life cycle economics of wood pole utility structures**,” *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 5, no. 2, pp. 1040–1046, Apr. 1990.

TOLMASQUIM, M. T; COHEN, C; SZKLO, A. **CO2 emissions in the Brazilian industrial sector according to the integrated energy planning model (IEPM)**. *Energy Policy*, 2001, v. 29, n. 8, p. 641-651.

TURNER, Oscar. Técnicas de Análise de Orçamentos de Capital: certeza, risco e alguns aprimoramentos. In: GITMAN, Lawrence. J. **Princípios de Administração Financeira**. 7.ed. São Paulo: Harbra, 1997. P.324-379.

VERGARA, Sylvia Constant. **Projetos e relatórios de pesquisa em Administração**. São Paulo: Atlas, 2003, 4.ed., 96p.

WERNECK, R. L. F. **Privatizações do setor elétrico: especificidade do caso brasileiro**. Rio de Janeiro: Departamento de Economia - PUC - Rio, Texto para discussão, n. 373, maio 1997.

WEINGARTNER, H. M. **Mathematical programming and the analysis of capital budgeting problems**. Chicago: Markham, 1967 *apud* GALESNE, Alain; FENSTERSEIFER, Jaime; LAMB, Roberto, 1999,

WILLIS, H. Lee. **Power Distribution Planning Reference Book**. Second Edition, Revised and Expanded. Raleigh, North Carolina, U.S.A: Marcel Dekker, Inc, 2004.

VIDOR, Flávio L. R.; PIRES, Marçal; DEDAVID, Berenice A.; MONTANI, Pedro D. B. and GABIATTI , Adriano. Inspection of Wooden Poles in Electrical Power Distribution Networks in Southern Brazil. **IEEE transactions on power delivery**, Vol.25, N. 1, P. 479-484, Jan. 2010.

APÊNDICE

A. Métodos e Técnicas Alternativas Para Análise de Investimentos

Galesne, Fensterseifer e Lamb (1999) comentam que a decisão de investir não deve ser tomada de forma rápida, na maioria dos casos, ela é o resultado de uma sucessão de fases às quais a alternativa é submetida. Dentre as diversas formas para avaliar as alternativas de investimento, serão abordadas as seguintes:

- a) método do Valor Presente Líquido (VPL);
- b) método da Taxa Interna de Retorno (TIR);
- c) método do *Payback* Simples (PBS);
- d) método do *Payback* Descontado (PBD).

A.1. Método do Valor Presente Líquido (VPL)

Galesne, Fensterseifer e Lamb (1999) e Gitman (1997), comentam que o valor presente líquido de um projeto de investimento se equivale à diferença entre o valor presente das entradas líquidas de caixa do projeto e o investimento inicial necessário, considerando uma taxa de desconto dos fluxos de caixa, taxa essa denominada Taxa Mínima de Atratividade (TMA).

O critério geral do método estabelece que quando o valor presente das entradas for maior que o valor presente das saídas, a uma determinada taxa de atratividade, o projeto deve ser aceito (LAPPONI, 1996). Como o método trabalha com estimativas futuras de caixa, pode-se dizer que VPL maior ou igual a zero significa:

- a) que o capital investido será recuperado;
- b) que o capital investido será remunerado à Taxa de atratividade definida pela empresa;
- c) que projeto gerará um lucro extra na data zero, igual ao valor resultante do cálculo do VPL.

Martins e Assaf Neto (1986) reforçam que a TMA utilizada para o cálculo do VPL compõe, na prática, o retorno mais fiel das oportunidades futuras de reinvestimentos, por demonstrar um valor aproximado do custo da oportunidade para

a empresa. Esta afirmação fundamenta-se pelo princípio geral de que a taxa de retorno de um projeto deve ser, no mínimo, igual ao custo do dinheiro aplicado.

A.2. Método da Taxa Interna de Retorno (TIR)

Quando uma alternativa de projeto de investimento é submetida à análise de sensibilidade por diversas taxas de atratividades, chegar-se a uma taxa na qual o VPL é nulo. Conforme Ross, Westerfield e Jaffe (1995), essa taxa é denominada Taxa Interna de Retorno (TIR), pois é a taxa de juros que iguala os fluxos de entrada e saída de recursos de um determinado investimento no ano zero, independentemente da taxa de juros vigente no mercado.

A intenção por trás do método é a de calcular um único número que resuma os méritos do projeto, reforça Ross, Westerfield e Jaffe (1995). O número calculado independe da taxa de juros do mercado ou da definida pela empresa, por esse motivo que é chamada taxa interna de retorno, dado que é o resultado somente dos fluxos de caixa do próprio projeto.

A.3. Método do Payback Simples (PBS)

O método do payback corresponde a uma ideia em que um projeto de investimento é tão mais interessante quanto mais rapidamente recupera-se o capital inicialmente investido para realizá-lo (GALESNE; FENSTERSEIFER; LAMB, 1999).

Esse é um método de avaliação fácil e direto, obtido calculando o número de anos que decorrerão até os fluxos de caixa acumulados igualarem-se ao montante do investimento inicial (BREALEY; MYERS, 1998). Gitman (1997), por exemplo: no caso de uma anuidade, o período de payback pode ser encontrado dividindo-se o investimento inicial pela entrada de caixa anual; para uma série mista, as entradas de caixa devem ser acumuladas até que o investimento inicial seja recuperado.

A.4. Método do Payback Descontado (PBD)

Os métodos de avaliação baseados em fluxo de caixa descontado têm duas importantes características, conforme observa Galesne, Fensterseifer e Lamb (1999): por um lado considerão de todos os fluxos de caixa (positivos e negativos) de um determinado projeto de investimento ao longo de toda sua vida útil e, por

outro lado, usam o princípio do desconto. Em outras palavras, Casarotto Filho e Kopittke (2000) definem que o payback descontado mede o tempo necessário para que o somatório das parcelas 'descontadas' do fluxo de caixa da alternativa seja, no mínimo, igual ao investimento inicial.

Para calcular o método do payback descontado (PBD), Gitman (1997) recomenda obter primeiramente o valor presente das entradas de caixa, descontadas a uma taxa apropriada e, a seguir, calcular o payback destas entradas de caixa descontadas, considerando assim o valor do dinheiro no tempo. O método PBD considera o custo de capital da empresa para medir o valor do prazo de recuperação investido.