

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO ESCOLA POLITÉCNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA

Análise da Viabilidade Econômica de uma Usina Termelétrica

Hector Mateos Denis Silva

São Paulo

2017

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO ESCOLA POLITÉCNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA

Análise da Viabilidade Econômica de uma Usina Termelétrica

Trabalho de formatura apresentado à Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo para
obtenção do título de Graduação em Engenharia

Hector Mateos Denis Silva

Orientador: Demétrio Zachariadis

Área de Concentração:
Engenharia Mecânica

São Paulo
2017

Catalogação-na-publicação

Silva, Hector

Análise da Viabilidade Econômica de uma Usina Termelétrica / H. Silva -
São Paulo, 2017.
88 p.

Trabalho de Formatura - Escola Politécnica da Universidade de São
Paulo. Departamento de Engenharia Mecânica.

1.Geração de Energia 2.Termelétrica 3.Viabilidade Econômica 4.Matriz
Energética 5.Racionamento I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica.
Departamento de Engenharia Mecânica II.t.

RESUMO

A matriz energética brasileira, apesar de ser admirada por sua forte diversidade e por suas fontes de energia limpas, com destaque para a hidráulica, apresenta certa vulnerabilidade a variações inesperadas dos fatores climáticos. Esse é um problema que teve seus sintomas muito aparentes nos últimos anos, especialmente em 2014 e 2015, anos em que o país passou por uma das maiores crises hídricas de sua história. Após uma recuperação em 2016, nos últimos meses, em especial em outubro de 2017, o país atingiu o menor nível de reservatórios de água dos últimos 10 anos. Tendo em vista esse desafio, o presente trabalho explora uma fonte alternativa de energia que vem ganhando crescente destaque na matriz brasileira por possuir alto índice de confiabilidade: a termelétrica, especialmente as que utilizam o gás natural como combustível. Procura-se neste trabalho apresentar a história do setor elétrico brasileiro, os principais mecanismos que fazem o setor de energia funcionar, e os métodos de avaliação de viabilidade econômica de um empreendimento nesse setor, com foco na geração termelétrica a gás natural, em 3 diferentes cenários de despacho. Para a avaliação do investimento, o trabalho explica e explora a aplicação do método de desconto de dividendos, e para a análise da viabilidade, explora-se as relações entre o custo de oportunidade do investidor e o retorno esperado. Os métodos empregados concluem que o investimento em uma termelétrica a gás natural Brasil, apesar de contar com diversas variáveis com algum grau de incerteza, possui alto potencial de retorno para um investidor disposto a investir no segmento.

ABSTRACT

The Brazilian energy matrix, although admired for its strong diversity and its clean energy sources, with emphasis on hydraulics, carries a certain vulnerability to unexpected variations on climatic factors. This is a problem that has had its symptoms very apparent in recent years, especially in 2014 and 2015, when the country experienced one of the greatest water crisis in its history. After a recovery in 2016, in the last few months, especially in October 2017, the country reached the lowest level of water reservoirs in the last 10 years. Considering this challenge, the present work explores an alternative source of energy that has been gaining increasing prominence in the Brazilian matrix because of its high reliability index: thermoelectric, especially those that use natural gas as fuel. This paper aims to present the history of the Brazilian electric sector, the main mechanisms that make the energy sector work, and the methods for evaluating the economic viability of an investment in this sector, focusing on natural gas thermoelectric generation in 3 different dispatch scenarios. For the evaluation of the investment, the paper explains and explores the application of the Dividend Discount Model, and for the feasibility analysis, it explores the relationships between the investor's cost of equity and the expected return of investment. The methods employed concludes that an investment in a natural gas thermoelectric plant in Brazil, despite having several variables with some degree of uncertainty, has a high return potential for an investor willing to invest in the segment.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	
LISTA DE TABELAS	
1. INTRODUÇÃO	1
2. A MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA.....	4
3. O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	5
3.1. Anos Iniciais (1934 – 1971)	5
3.2. A Exaustão Gradual do Modelo Estatal (1972 – 1993).....	5
3.3. A Onda de Privatizações (1994 – 2002).....	6
3.4. O Novo Modelo do Setor Elétrico (2003 – 2012)	7
3.5. Nova Crise do Setor: Medida Provisória nº 579/12 (2012 – 2015)....	9
3.6. Introduzindo o Novo Modelo do Setor Elétrico (2016 em diante)...	13
4. AUTORIDADES DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	15
4.1. Agentes do Governo	15
4.2. Agentes Regulatórios	16
4.2.1. Agência Nacional de Energia Elétrica.....	16
4.2.2. Operador Nacional do Sistema Elétrico	19
5. LEILÕES DE CONCESSÃO	23
6. ANÁLISE DOS PARÂMETROS PARA MODELAGEM FINANCEIRA DA USINA	25
6.1. Índice de Custo Benefício (ICB)	25
6.2. Receita de Venda	26
6.2.1. Receita Fixa	27
6.2.2. Parcela Variável.....	28
6.3. Projeção de Preço dos Combustíveis.....	30

6.3.1.	Curva de Câmbio	31
6.3.2.	Método do Diferencial de Inflação	31
6.4.	Curva de Despacho.....	33
6.4.1.	Caso 1 – Cenário Base.....	34
6.4.2.	Caso 2 – Cenário de Racionamento de Água	35
6.4.3.	Caso 3 – Cenário de Abundância dos Reservatórios	36
6.5.	Custos de Operação e Manutenção.....	37
7.	DEFINIÇÃO DAS PREMISSAS INICIAIS DA USINA	39
7.1.	Potência Instalada.....	39
7.2.	Garantia Física.....	39
7.3.	Lotes Contratados.....	40
7.4.	Energia Contratada	40
7.5.	Índice de Custo Benefício	40
7.6.	Receita Fixa no ano A	40
8.	CONCEITOS CONTÁBEIS NA AVALIAÇÃO DE VIABILIDADE	41
8.1.	Demonstrações Financeiras	41
8.1.1.	Balanço Patrimonial	41
8.1.2.	Demonstração do Resultado do Exercício.....	42
8.1.3.	Demonstração do Fluxo de Caixa.....	43
8.2.	Taxa Interna de Retorno (TIR)	45
9.	MODELO CAPM DE TAXA DE RISCO DO INVESTIDOR	47
9.1.	Risco do Investidor (<i>Ke</i>)	48
9.2.	Taxa Livre de Risco (<i>Rf</i>).....	48
9.3.	Índice Beta (<i>β</i>)	49
9.4.	Taxa de Prêmio de Mercado ($[Rm - Rf]$)	50
9.5.	Aplicação do CAPM e Resultados	51

9.5.1.	Taxa Livre de Risco.....	51
9.5.2.	Índice de Volatilidade Beta	51
9.5.3.	Prêmio de Risco de Mercado.....	53
9.5.4.	Custo do Capital Próprio	54
10.	FINANCIAMENTO DO PROJETO	55
11.	MODELAGEM FINANCEIRA – CASO BASE.....	57
11.1.	Curva de Despacho	57
11.2.	Produção e Vendas de Energia	58
11.3.	Receita de Venda	59
11.4.	Fluxo de Investimentos.....	61
11.5.	Fluxo de Caixa Operacional	62
11.6.	Fluxo de Caixa de Dividendos.....	63
11.7.	Fluxo de Caixa do Serviço da Dívida (Financiamentos)	64
11.8.	Viabilidade Econômica – Valor Presente dos Fluxos.....	65
11.9.	Viabilidade Econômica – Método do Desconto de Dividendos ...	67
11.10.	Análise de Sensibilidade.....	70
11.11.	Demonstração do Resultado do Exercício.....	73
11.12.	Balanço Patrimonial	74
11.13.	Demonstração do Fluxo de Caixa.....	75
12.	CENÁRIOS ALTERNATIVOS	76
13.	CONSIDERAÇÕES FINAIS E CONCLUSÃO.....	79
14.	REFERÊNCIAS	82
15.	GLOSSÁRIO	85

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Energia armazenada (GWh, média dos meses do ano) nos reservatórios da água do SIN	2
Figura 2 - Energia armazenada (GWh, média dos meses do ano) nos reservatórios de água do SIN em 2017	2
Figura 3 - Histórico de geração anual por fonte (GW médio)	4
Figura 4 - Agentes governamentais do setor energético brasileiro	15
Figura 5 - Agentes regulatórios do setor energético brasileiro	16
Figura 6 - Estrutura organizacional da ANEEL	19
Figura 7 - Estrutura organizacional do ONS	20
Figura 8 - Estrutura organizacional da CCEE	22
Figura 9 - Tipos de Leilões	23
Figura 10 - Componentes da Receita de Venda	27
Figura 11 - Projeção de preço do gás natural (Henry Hub) - dólares e reais ..	33
Figura 12 - Despacho anual por ordem de mérito no caso base (% Capacidade Instalada / ano)	35
Figura 13 - Despacho anual por ordem de mérito no cenário de racionamento (% Capacidade Instalada / ano)	36
Figura 14 - Despacho anual por ordem de mérito no cenário de abundância (% Capacidade Instalada / ano)	37
Figura 15 - Esquema do Balanço Patrimonial	42
Figura 16 - Estrutura básica da Demonstração do Resultado do Exercício ..	43
Figura 17 - Estrutura básica de uma demonstração do fluxo de caixa	45
Figura 18 – Gráfico básico do risco do investidor	48
Figura 19 - Despacho anual por ordem de mérito no caso base (% Capacidade Instalada / ano)	57
Figura 20 - Produção e venda de energia ao longo da projeção (GWh)	58
Figura 21 - Segmentação da receita bruta do CCEAR (R\$ mi)	59
Figura 22 - Receita de venda líquida durante o período de concessão (em milhões de reais)	60
Figura 23 - Fluxo de saída de caixa proveniente de investimentos	61
Figura 24 - Fluxo de caixa operacional durante o período de concessão.....	62

Figura 25 - Fluxo de caixa destinado a pagamento de dividendos aos investidores	63
Figura 26 - Fluxo de caixa dos financiamentos durante o período de concessão	64
Figura 27 - Fluxo de caixa livre para o serviço do investidor.....	65
Figura 28 - Valor presente do fluxo de caixa livre para serviço do investidor	67
Figura 29 - Fluxo de caixa dos dividendos	68
Figura 30 - Valor presente do fluxo de dividendos	69
Figura 31 - Despacho anual por ordem de mérito no caso de racionamento (% Capacidade Instalada / ano)	76
Figura 32 - Despacho anual por ordem de mérito no cenário de abundância (% Capacidade Instalada / ano)	77
Figura 33 - Valor do PLD versus os níveis dos reservatórios	80

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Total da geração ano a ano.....	5
Tabela 2 - Estimativa de preço do gás natural futuro (US\$ / mmBTU) – Fonte: Energy Information Administration.....	30
Tabela 3 - Projeção da taxa média de câmbio (R\$ / US\$) - Fonte: Banco Central do Brasil (Setembro de 2017)	31
Tabela 4 - Projeção de longo prazo dos índices de inflação - Fonte: BACEN, FMI.....	32
Tabela 5 - Parâmetros iniciais da usina	39
Tabela 6 - Cálculo da taxa livre de risco do Brasil	51
Tabela 7 - Beta e desalavancagem do beta das empresas comparáveis	53
Tabela 8 - Perfil da dívida do empreendimento	55
Tabela 9 - Estrutura de capital do empreendimento.....	56
Tabela 10 – Custos das dívidas	65
Tabela 11 - Análise de sensibilidade do custo do capital próprio.....	70
Tabela 12 - Análise de sensibilidade do valor do investimento pelo modelo de desconto de dividendos	71
Tabela 13 - Processo interativo para o cálculo do custo de capital próprio máximo.....	72
Tabela 14 - Demonstração do resultado do exercício durante a concessão ...	73
Tabela 15 - Balanço patrimonial durante a concessão	74
Tabela 16 - Demonstração do fluxo de caixa para o período de concessão ...	75
Tabela 17 - Análise comparativa dos 3 cenários durante o período de projeção	77

1. INTRODUÇÃO

O Brasil possui uma das maiores reservas de água por unidade territorial do planeta, o que, geograficamente, favorece a instalação e o aproveitamento de usinas hidrelétricas, principal fonte de geração de energia no país.

Além das hidrelétricas, o país conta com parcelas consideráveis de geração elétrica proveniente de fonte eólica e alguma parcela de energia fotovoltaica, consideradas, assim como as hidrelétricas, fontes limpas. Uma matriz energética como a brasileira é admirada pelo mundo pela baixa dependência de combustíveis fósseis e, consequentemente, baixa emissão de gases de efeito estufa.

Por outro lado, uma matriz altamente renovável como a nossa é fortemente dependente de fatores climáticos, o que gera grandes desafios para a operação do sistema e para a segurança de oferta.

A partir de 2014, ainda com a abundância de água, o país passou a enfrentar uma das maiores crises hídricas de sua história, passando por uma temporada com menor quantidade de chuvas desde 1969. Em razão disso, verificaram-se problemas sérios de abastecimento de água em muitas localidades, especialmente nas regiões Sudeste e Centro-Oeste do país.

Uma das consequências mais notórias da crise foi o esgotamento de alguns dos principais reservatórios de água do Brasil, responsáveis por grande parcela do suprimento de hidrelétricas do país.

Juntamente com o racionamento de água que a maior parte das cidades, principalmente do Sudeste, sofreram por conta da crise hídrica, a produção de energia das hidrelétricas também sofreu grande impacto, o que fez com que as termelétricas sofressem uma demanda de geração maior do que o normal, causando sobrecarga de grande parte das térmicas.

O gráfico da Figura 1 apresenta a média mensal da energia acumulada nos reservatórios, de 2008 até os primeiros 11 meses de 2017. Como pode-se observar, em 2014 e 2015 a energia armazenada tomou níveis extremamente baixos em comparação com os níveis históricos, e, nos dias de hoje os reservatórios de água apresentam os valores mais baixos dos últimos 10 anos.

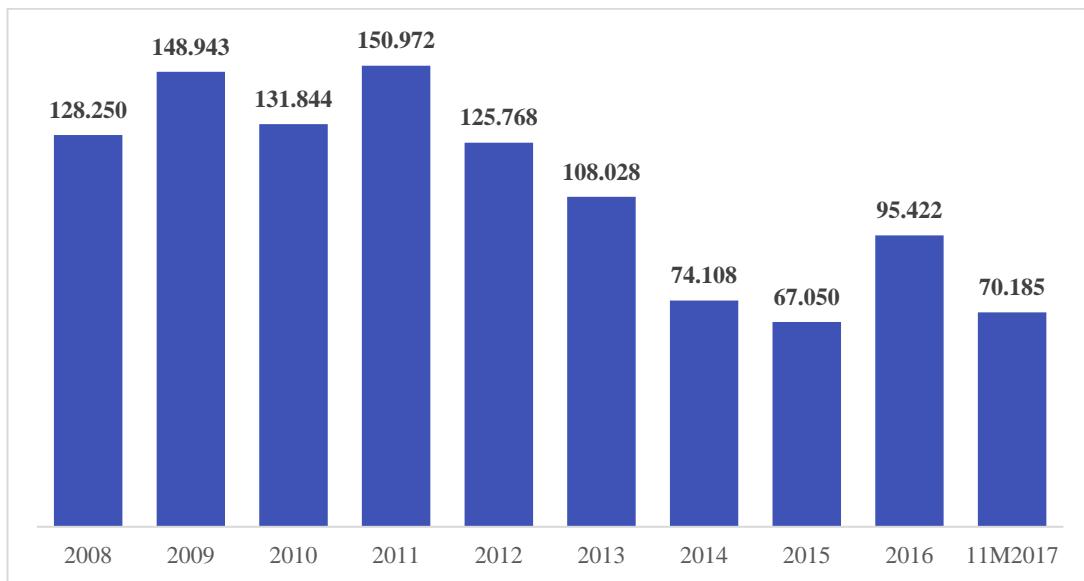


Figura 1 - Energia armazenada (GWh, média dos meses do ano) nos reservatórios da água do SIN.

Fonte: ONS. Elaboração: Autor

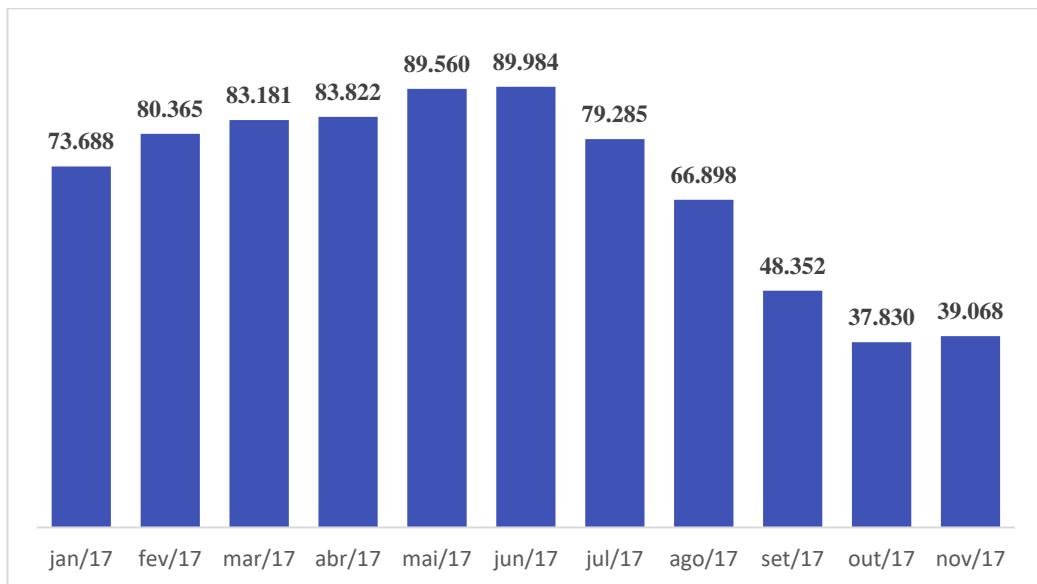


Figura 2 - Energia armazenada (GWh, média dos meses do ano) nos reservatórios de água do SIN em 2017

Fonte: ONS. Elaboração: Autor

Os dois gráficos anteriores justificam a preocupação crescente com fontes alternativas de energia, especialmente pelos últimos meses terem apresentado os menores níveis históricos dos reservatórios, ainda menores do que os observados em 2014 e 2015. Tendo isto em vista, uma das energias mais seguras, sendo geralmente acionada sob demanda, é a energia termelétrica, tema que será abordado nesse trabalho.

A energia de fonte termelétrica traz confiabilidade ao sistema, sendo uma energia de acionamento rápido e eficiente, ideal para períodos em que as fontes hídricas não conseguem dar conta da demanda de energia do sistema.

A geração termelétrica a gás natural apresenta uma vantagem ambiental significativa em relação a outros combustíveis fósseis, em função da menor emissão de gases poluentes que contribuem para o efeito estufa. Entre as vantagens adicionais da geração termelétrica a gás natural estão o prazo relativamente curto de maturação do empreendimento e a flexibilidade para o atendimento de cargas de ponta.

A inserção de termelétricas a gás natural no setor elétrico depende da disponibilidade do combustível, porém, o gás natural é um dos focos de investimento do Brasil nos períodos a frente. Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 – PDE 2024 (EPE, 2015), nos próximos dez anos a produção bruta de gás natural deverá dobrar de 84,9 em 2015 para 171,7 milhões de metros cúbicos diários (Mm³/d) em 2024.

No mesmo sentido, reconhecendo a importância do gás natural, em 2016, o Ministério de Minas e Energia (MME) iniciou um projeto de aprimoramento das diretrizes regulatórias do segmento, chamado “Gás para Crescer”, e realizou uma consulta pública na qual foram discutidas as diretrizes estratégicas para o novo mercado de gás natural no Brasil. Desse trabalho, que também tem por fim criar novas regras para fomentar o setor no país, surgiram iniciativas regulatórias que impactam positivamente o segmento, como a recomendação de readequação da penalidade por não suprimento de gás natural atualmente imposta pela ANEEL nos CCEARs.

Tendo em vista a necessidade de ampliação da segurança do atendimento ao sistema elétrico brasileiro, bem como as últimas movimentações do governo em prol de um aprimoramento do setor, espera-se que a geração termelétrica a gás natural receba um destaque nos investimentos nos anos a seguir, sendo o tema que será abordado nesse trabalho ao analisar-se a viabilidade do investimento em um empreendimento de geração termelétrica a gás natural.

2. A MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA

Historicamente, as usinas hidroelétricas foram responsáveis pela maior parte da geração que sustentou o crescimento da demanda de energia das últimas décadas. Contudo, nos últimos anos as termelétricas ganharam espaço na matriz de geração devido às secas severas que o país vem enfrentando. A parcela de geração hidrelétrica caiu de 88% no período de 2008 a 2012 para 69% em 2015.

Adicionalmente às secas, o consumo médio de energia teve um crescimento médio de 2% de 2008 a 2016, o que contribuiu para reduzir a participação de hidroelétricas na matriz dado que a capacidade instalada não se expandiu no mesmo ritmo.

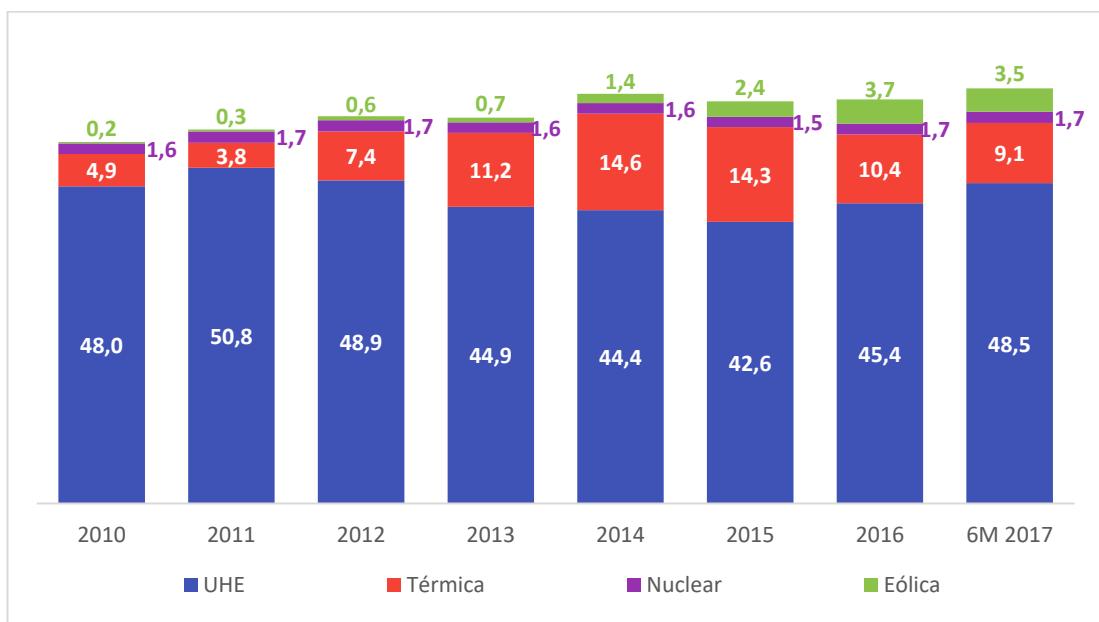


Figura 3 - Histórico de geração anual por fonte (GW médio)

Fonte: CCEE; Elaboração: Autor

Como pode-se observar na Figura 3, a participação das térmicas teve importância crescente ao longo dos anos na matriz energética brasileira, de tal maneira que deixou de representar 9,0% da geração em 2010 para representar 23,5% em 2015.

Tabela 1 - Total da geração ano a ano

GW Médio	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	6M 2017
Total	55	57	59	58	62	61	61	63
Crescimento ano a ano	5,0%	3,5%	3,5%	-0,3%	6,2%	-1,8%	0,5%	2,7%

3. O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

3.1. Anos Iniciais (1934 – 1971)

Desde 1934, quando foi implementado o Decreto nº 26.234 (Código de Águas) e estabeleceu-se um período de concessão de 30 a 50 anos para serviços públicos (dependendo de quanto relevante fosse o investimento), o setor de energia no Brasil experimentou uma série de melhorias regulatórias, destinadas a fornecer um ambiente favorável ao mercado para investimentos e condições para prestação desse serviço público com alguns padrões de qualidade, e com as tarifas de eletricidade mais baixas possíveis.

Uma vez que o Código de Águas foi regulamentado pelo antigo Conselho Nacional de Água e Eletricidade (CNAEE) em 1957 - posteriormente transformado no Departamento Nacional de Água e Energia (DNAE) e, atualmente, Agência Nacional de Eletricidade (ANEEL) - um modelo de custo acrescido foi adotado no Brasil com um retorno mínimo garantido de 10% a.a. Esse retorno foi posteriormente (1972) aumentado para uma faixa de 10 a 12% de acordo com o poder de concessão (Lei nº 5.655 / 71). Entre 1945 e 1965, todas as empresas de energia elétrica nos níveis federal e estadual foram criadas, sendo o setor 100% de propriedade estatal até 1995.

3.2. A Exaustão Gradual do Modelo Estatal (1972 – 1993)

A lei nº 5.655 / 71 criou o primeiro encargo do setor elétrico brasileiro: a Reserva Global de Reversão (RGR), com o original propósito de fornecer meios para o poder de concessão de reembolsar as concessionárias por prazo de concessão e expandir e melhorar a prestação do serviço.

Também criou a conta CRC (Conta de Resultados a Compensar) para rastrear o déficit na remuneração mínima garantida do setor (retornos de 10 a 12%).

Entre 1972 e 1993, as empresas estatais acumularam um déficit de US\$ 26 bilhões, dada a fraca eficiência na prestação do serviço, evidenciando o esgotamento do modelo estatal, o que levou a revisão do modelo para permitir investimentos privados no setor de energia.

Como uma primeira medida para se preparar para a privatização do setor, o governo federal extinguiu o CRC e a metodologia de retorno mínimo garantido, mas manteve o regime de custo acrescido para o setor (Lei nº 8.631 / 93) e pagou o déficit de US\$ 26 bilhões por emissão de dívida pública.

3.3. A Onda de Privatizações (1994 – 2002)

Várias leis / decretos foram promulgados entre 1995 e 1998, focados em atrair capital privado para investir no setor de energia, sendo as mais notáveis:

- (i) Lei nº 8.987 / 95 e Decreto nº 1.717 / 95: definiram os regimes de concessão e permissão de acordo com o artigo 175 da Constituição Brasileira
- (ii) Lei nº 9.074 / 95 e Decreto nº 2.003 / 96: criaram a produção independente de energia - categoria PIE para privatização empresas e definiram regras para novas e renovações de concessões de energia
- (iii) Lei nº 9.427 / 96 e Decreto nº 2.335 / 97: criaram a reguladora ANEEL e o regime econômico-financeiro para concessões de energia
- (iv) Lei nº 9.433 / 97: criou a Política Nacional de Recursos Hídricos e o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos
- (v) Lei nº 9.648 / 98 e Decreto nº 2.655 / 98: reestruturou a Eletrobras, criou o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), atualmente, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

Em resumo, o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (projeto RE-SEB), nome dado para o modelo do sistema elétrico resultante, teve suas medidas principalmente arquitetadas com base em um relatório técnico da empresa de consultoria Coopers & Lybrand, em parceria com a ANEEL, e foi ancorado em três

pilares principais: (1) a definição de regras claras para o setor, (2) a criação de um regulador independente, e (3) contratos de concessão de longo prazo.

As conclusões do projeto RE-SEB também apontaram para (i) a desverticalização do setor de energia e (ii) a necessidade de incentivo a livre concorrência nos negócios de geração e comercialização de energia, mantendo como regulamentadas as empresas de distribuição e transmissão de energia.

Várias empresas de geração, transmissão e distribuição foram privatizadas entre 1995 e 2002. Na segunda metade da década de 1990, consequente à implementação do Plano Real e à paridade do Câmbio até 1999, várias empresas de energia privatizadas emitiram dívida lastreada em dólares para financiar seus planos de investimento. A combinação de (i) crises internacionais (México - 1994, Tigres asiáticos - 1997, Rússia - 1998), (ii) a adoção do regime de cambial flutuante (1999) e (iii) o racionamento de energia no Brasil (2001-2002) devido a condições de precipitação abaixo da média e a baixos investimentos para o aumento da capacidade de geração, provocou outra crise do setor e a necessidade de repensar o modelo regulatório para evitar novas situações de racionamento de energia no Brasil.

O governo federal teve que injetar capital para resgatar o setor de energia através do BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento) sob a forma de dívida e capital em 2002-2004.

3.4. O Novo Modelo do Setor Elétrico (2003 – 2012)

As discussões para melhorar o modelo do setor elétrico começaram no início de 2003 e culminaram com a publicação das Medidas Provisórias nº 144 e nº 145, em 11 de dezembro de 2003. Essas medidas foram convertidas em Leis nº 10,848 e nº 10,847, a partir de 15 de março de 2004.

Os principais objetivos do novo modelo do setor foram três: garantir o fornecimento de eletricidade, promover tarifas justas (as tarifas mais baixas possíveis para manter o serviço alinhado com os padrões de qualidade exigidos) e promover a inclusão social no setor de energia, principalmente através do acesso universal à eletricidade em todo o território brasileiro.

Entre as mudanças no modelo, destaca-se a criação de:

- (i) A Empresa de Planejamento de Eletricidade (EPE) com o objetivo de fornecer estudos para apoiar o Ministério de Minas e Energia (MME) na formulação e implementação de regras e no planejamento dos setores de energia no amplo escopo da Política Energética Nacional
- (ii) O Comitê de Monitoramento do Setor de Energia (CMSE) para avaliar permanentemente a robustez do fornecimento de eletricidade
- (iii) A Casa de Compensação de Eletricidade (CCEE) substituindo o MAE
- (iv) Dois mercados comerciais de eletricidade, o regulado (ACR) entre distribuidores e geradores, e o mercado livre (ACL) entre geradores, comerciantes e clientes gratuitos

Além disso, o novo modelo prevê que 100% da demanda de eletricidade para as empresas de distribuição seja contratado exclusivamente por meio de leilões regulamentados (leilões reversos em que ganha a oferta mais baixa em termos de preços PPA), bem como novas metodologias para o cálculo da disponibilidade / energia firme das usinas e para a contratação de eletricidade a partir de novas usinas hidrelétricas e termelétricas.

Após a publicação do Decreto nº 5.163 em 30 de julho de 2004, com os regulamentos detalhados da Lei nº 10.848 / 04, o governo promoveu um leilão para recontratação de unidades de geração de legado em 7 de dezembro de 2004, com três tipos diferentes de contratos de 8 anos com entrega de eletricidade a partir de 2005, 2006 e 2007 no mercado regulamentado. O primeiro leilão de energia para os investimentos de geração *greenfield* (novos) ocorreu um ano depois (16 de dezembro de 2005).

Nos campos de distribuição e transmissão, o novo modelo estabeleceu uma metodologia baseada em retorno sobre ativos (ROA) com processos de revisão tarifária a cada 3 a 5 anos - começando com as empresas de distribuição em 2003 e seguidas pelas empresas de transmissão em 2005. Isso foi em conjunto com o processo de ajuste tarifário anual e também com a possibilidade de uma revisão tarifária extraordinária sempre que houvesse um desbalanço no equilíbrio econômico-financeiro das concessões (sendo este mecanismo usado três vezes desde 2005 até então). Entre 2005 e 2011, não foi necessário implementar mudanças estruturais

relevantes no modelo, que provou funcionar bem no contexto da crescente economia brasileira (o “superciclo” ou “boom” das commodities ocorreu entre 2003 e 2014). No entanto, em 2008, a tentativa fracassada do Estado de São Paulo de privatizar a empresa de produção Cesp (leilão previsto para 26 de março de 2008) levou a uma discussão para definir os termos de renovação de concessão para as empresas estatais (as que não foram privatizadas no final dos anos noventa), de acordo com a Lei nº 9.074 / 95, que teriam concessões que expirariam em maior parte em 7 de julho de 2015. Neste ponto, um grupo de estudo foi criado no MME até junho de 2008 para avaliar os prós e os contras da renovação ou do releilão das concessões que expirariam.

Esta discussão levou, em última análise, às Medidas Provisórias nº 579 (a partir de 11 de setembro de 2012) e nº 591 (a partir de 29 de novembro de 2012), posteriormente convertidas na Lei nº 12.783 (a partir de 11 de janeiro de 2013) que definiu os termos para renovação de concessão para ativos de geração e transmissão expirantes controlados por empresas estatais. A introdução da Medida Provisória nº 579/12 marcou a terceira crise do setor elétrico em 20 anos (1993-2012).

3.5. Nova Crise do Setor: Medida Provisória nº 579/12 (2012 – 2015)

Quando os termos da Medida Provisória nº 579/12 foram anunciados em 11 de setembro de 2012, a notícia foi recebida positivamente pelos membros do setor. Conceitualmente, a proposta de renovar as concessões de geração e transmissão de energia de empresas estatais por um período de 30 anos, com o pagamento antecipado de qualquer parcela não depreciada de seus ativos fixos por custo de reposição, e a manutenção de preços médios suficientes para cobrir o custo de operação e manutenção da produção de eletricidade mais uma margem, eram tecnicamente sólidos.

O principal escopo da Medida Provisória foi alcançar uma redução de 20% nas tarifas de eletricidade em 2013 (comparação ano-a-ano) pela decisão voluntária de avançar a renovação das concessões vencidas em 2015 para janeiro de 2013. Isso foi feito excluindo dos preços contratados a componente de remuneração dos ativos não depreciados - reduzindo assim os preços médios contratados em conformidade.

Inicialmente, de forma técnica, a proposta poderia ser vista como sólida. No entanto, quando o governo detalhou o valor residual das usinas de geração de energia com concessões a vencer (que eram significativamente menores comparados às expectativas do mercado), bem como a proposta inicial de que o valor residual para todas as empresas de transmissão com ativos de transmissão antigos (compreende ativos de transmissão construídos até 31 de maio de 2000) seria zero, a reação positiva tornou-se negativa e ocorreu uma aposta negativa contra o setor, com queda significativa das ações.

O principal problema foi a taxa média de depreciação utilizada no cálculo de quanto depreciações estavam os ativos. Dado que o setor foi integrado verticalmente até 1994, o regulador usou a taxa média de depreciação de 3,0-3,3% ao ano para todos os ativos (incluindo os ativos de geração de seu início comercial até então) e uma taxa de depreciação de 2,0-2,2% por ano para plantas de geração que começaram em 1994-95 em diante. Isso foi baseado na depreciação regulatória para geração que estabelece 45-50 anos de vida útil vs. 30-35 anos para os setores de transmissão e distribuição. Como resultado, nenhuma das empresas estatais no negócio de geração renovou as concessões (por exemplo, Cemig, Cesp, Copel e Celesc) além da Eletrobras que é controlada pelo governo federal.

No caso de concessões de transmissão que estavam a expirar, o governo reavaliou e concordou que o valor residual para ativos de transmissão antigos não era zero na Medida Provisória nº 591 e, portanto, 100% das empresas expostas (por exemplo, Eletrobras, CTEEP, Cemig e Copel entre outras) aceitou os termos de renovação.

A redução das tarifas de eletricidade para os clientes finais a partir de 24 de janeiro de 2013, após a conversão das duas MPs na Lei nº 12.783 / 13, ocorreu no mesmo momento em que o sistema de energia estava começando a experimentar problemas de fornecimento associados a níveis de precipitação abaixo da média histórica. Como tal, fornecendo um sinal positivo para a demanda de eletricidade (através de tarifas mais baixas) em um momento em que o saldo da oferta e demanda se tornou mais apertado, houve um aumento gradual dos riscos de racionamento de energia.

Apesar do aumento significativo da capacidade de geração através dos novos leilões de energia de dezembro de 2005 a 2016 de 69,3 GW (ou 46,1% da capacidade de geração instalada de 150,4 GW no fim de 2016), a maior parte dos projetos leiloados (56,2%) eram provenientes de fontes com variabilidade de despacho acima da média, como as usinas hidrelétricas de correnteza (energia hidrocinética, que não necessita de barragens), as pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), usinas de biomassa, e posteriormente usinas eólicas e a fotovoltaicas. Assim, a capacidade de reserva do sistema de energia no Brasil - que é medida pela quantidade de meses em um ano que a capacidade do reservatório existente poderia cobrir a demanda sem uma única gota de chuva – foi reduzida de oito meses em 2005 para 4,3 meses em 2016. Com a estação seca no Brasil durando cerca de sete meses a cada ano (maio a novembro), o sistema tornou-se significativamente dependente das chuvas e o preço da eletricidade *spot* (medido por sua volatilidade) aumentou significativamente. Dependendo do nível de chuva versus a média histórica, o preço à vista pode variar entre o mínimo de R\$ 30-35/MWh ao máximo de R\$ 800-850/MWh em questão de meses.

O rigor do equilíbrio de energia e abastecimento de água tornou-se centro das atenções do Brasil em 2014-15, quando o país enfrentou a pior seca registrada na história (de acordo com dados disponíveis desde 1930). Como resultado, o governo começou a implementar várias medidas orientadas a curto prazo, focadas em evitar o risco de um racionamento formal no Brasil.

Após a redução de 18% nas tarifas médias de distribuição em 2013, as distribuidoras brasileiras testemunharam um aumento médio de 20% nas tarifas em 2014 e 51% em 2015, principalmente como consequência da passagem dos custos de despacho térmico acima da média para evitar o racionamento formal no Brasil. Dado o considerável aumento das tarifas no ciclo recessivo geral da economia brasileira, as distribuidoras começaram a enfrentar preocupações de capital de giro, menores volumes e status de excesso de contratação, bem como um aumento das taxas de inadimplência. Como resultado, o governo introduziu as bandeiras tarifárias em janeiro de 2015, a fim de mitigar o impacto do capital de giro, bem como fornecer uma curva apropriada de preços para a demanda de eletricidade em tempos de despacho térmico acima da média e, portanto, custos de compra de eletricidade. Além disso, a ANEEL aprovou em abril de 2015 os parâmetros regulatórios para o quarto ciclo de

revisão tarifária, o que melhorou as perspectivas de geração de fluxo de caixa para o setor.

O regulador também estabeleceu as condições para a renovação das empresas estatais de distribuição (com concessões que expirariam principalmente em 7 de julho de 2015) que introduziram padrões de qualidade mais rigorosos, bem como compromissos de capital (por exemplo, limitando a distribuição de dividendos) para garantir que as empresas cumpririam o investimento para atender aos padrões de qualidade exigidos em um período de transição de cinco anos como condição para renovar as concessões por mais 30 anos.

Com os principais problemas de curto prazo para distribuidoras de energia endereçados, o foco do governo (MME e ANEEL) mudou-se para a geração de energia. Os principais problemas a curto prazo foram: (1) o impacto acima da média da GSF (Fator de Ajuste da Garantia Física, ou *Generation Scaling Factor*) em 2014-15, ponderando negativamente o capital de giro e até mesmo as condições de solvência de alguns geradores de energia (MP nº 688/15), (2) as condições para o leilão das usinas de geração expiradas que decidiram não renovar a concessão nos termos da Lei 12.783 / 13, e (3) as condições de renovação dos contratos de mercado livre da Eletrobras-Chesf (MP nº 677/15 que foi convertida em Lei nº 13.182 em 3 de novembro de 2015). No final de 2015, o governo mitigou de forma eficiente os riscos / prejuízos do GSF no mercado regulamentado (MP nº 688/15 que foi convertida na Lei nº 13.203 em 8 de dezembro de 2015), leiloou 29 plantas de geração expiradas e definiu termos de renovação positivos para os contratos de mercado livre da Eletrobras-Chesf, criando também o Fundo de Energia do Nordeste para investir na expansão da capacidade de geração da região.

Uma vez que os principais problemas de curto prazo para geradoras de energia foram endereçados, o foco do governo (MME e ANEEL) mudou para transmissão de energia. Dois principais problemas de curto prazo: (1) definição do valor residual, do acumulado e dos termos de transferência para os ativos de transmissão antigos (contas a receber da RBSE), e (2) atrair capital privado para investir em ativos de transmissão *greenfield* para evitar estrangulamentos no processo de aumento da capacidade de geração no Brasil devido à falta de capacidade de transmissão (à luz dos 82% dos

projetos em desenvolvimento testemunhando atrasos de inicialização até fevereiro de 2016). O governo propôs a solução para a RBSE através do Decreto 120 do MME, de 20 de abril de 2016, ao mesmo tempo em que abordou a falta de interesse de empresas privadas em investir em novos ativos de transmissão. Isso foi feito aumentando os retornos regulatórios desses investimentos para 9,5 a 9,7% em termos reais (de 5,5 a 6,6% anteriormente) e a data de início para até cinco anos dos três anos anteriores (para acomodar o ambiente atrasos de licenciamento sem comprometer as datas de inicialização).

3.6. Introduzindo o Novo Modelo do Setor Elétrico (2016 em diante)

O novo gabinete do MME assumiu o posto em 12 de maio de 2016 e imediatamente introduziu uma prática em favor do diálogo aberto que foi bem recebida pelas partes interessadas do setor. Na época em que o gabinete assumiu, as discussões do setor evoluíram rapidamente em prol da separação das agendas de curto e longo prazos a serem implementadas.

Três principais questões a abordar na agenda de curto prazo incluem: (1) o status de excesso de contratação de distribuidores de energia, (2) o GSF não resolvido no mercado livre (que interrompeu o funcionamento normal do mercado de eletricidade de curto prazo no Brasil desde dezembro de 2015), e (3) a decisão final sobre o trâmite de reembolso RBSE frente ao questionamento arquivado pela ABRACE (Associação Brasileira dos Grandes Consumidores de Energia Industrial).

Para a agenda de longo prazo, uma nova consulta pública foi lançada pelo MME (nº 21, de 24 de junho de 2016) para coletar contribuições de todas as partes interessadas do setor de energia brasileiro, focada em melhorar o quadro regulatório do setor de energia no Brasil.

Conforme descrito anteriormente, a necessidade de melhorar o modelo do setor baseou-se na visão consensual das partes interessadas do setor de que a atual estrutura regulatória não é mais efetiva (1) no fornecimento da devida sinalização de preços para preços de eletricidade de curto prazo, (2) em assegurar o fornecimento de energia elétrica no menor custo possível, (3) em oferecer um ambiente de negócios seguro e previsível, o que é fundamental para restabelecer a máxima secular de que o setor de

energia é um setor defensivo e (4) o mais importante, em incentivar os investidores privados a retomar investimentos no setor (ambos *Brownfield* e *Greenfield*). Outras partes do setor também viram a necessidade de adaptar o quadro regulatório ao novo ambiente de negócios.

Aproximadamente um ano após a Consulta Pública nº 21/16, o MME publicou uma nova versão (Consulta Pública nº 33, de 5 de julho de 2017) que consolida todas as contribuições recebidas em 18 pontos de melhorias para o quadro regulatório e mudanças associadas nas leis em que se baseiam, que em conjunto definiram o palco para a criação do Novo Modelo do Setor Elétrico, que retomou a atratividade do setor para o investimento privado.

4. AUTORIDADES DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

4.1. Agentes do Governo

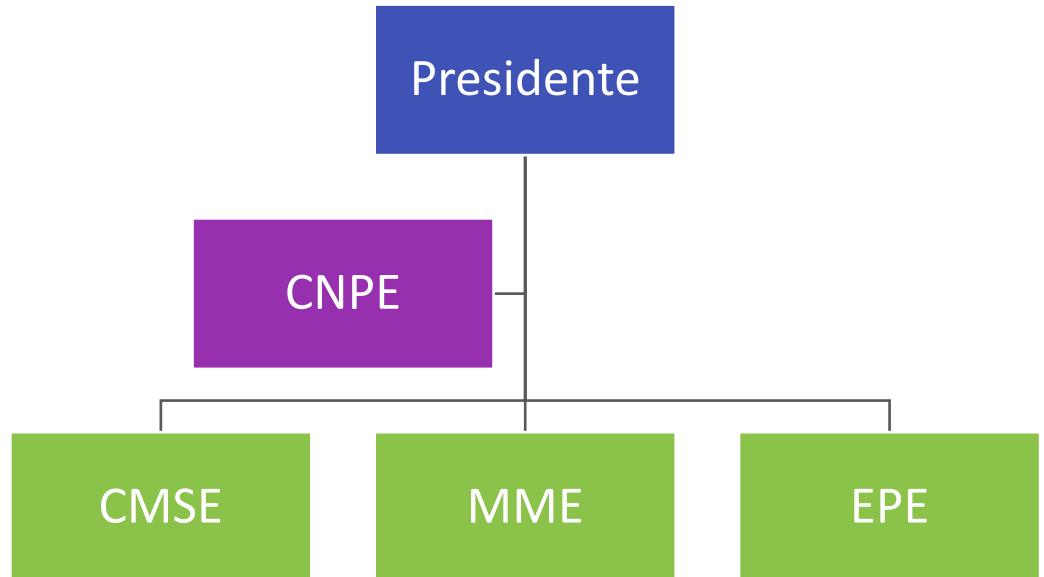


Figura 4 - Agentes governamentais do setor energético brasileiro

Conselho Nacional de Política Energética (CNPE): presidido pelo Ministro de Minas e Energia, o órgão apoia o Presidente em todas as políticas e orientações de energia que o governo define.

Ministério das Minas e Energia (MME): sua missão é implementar as políticas energéticas do governo federal.

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE): foi criado pela lei 10.848, de 2004, com a função de garantir o suprimento contínuo de energia através do acompanhamento e avaliação permanentemente das condições e operação do sistema em todo o território nacional.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE): tem como missão planejar e desenvolver o crescimento do setor de energia, prestando serviços na área de estudos e pesquisas. Seu escopo de atuação é nas áreas de energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

4.2. Agentes Regulatórios

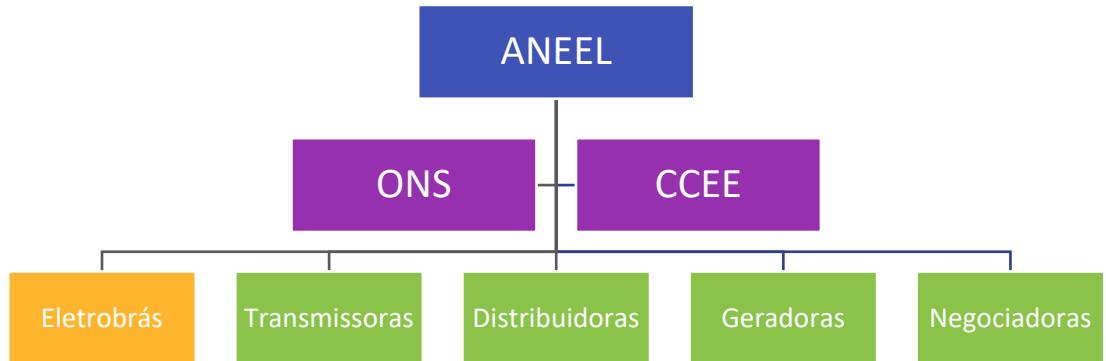


Figura 5 - Agentes regulatórios do setor energético brasileiro

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL): agência que regula e monitora a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia conforme as orientações do Ministério de Minas e Energia.

Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS): Coordena e controla o despacho e o influxo de energia através do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE): Agência privada que gerencia e regula contratos de energia entre agentes do setor (geradoras, distribuidoras e negociadoras).

4.2.1. Agência Nacional de Energia Elétrica

A Agência Nacional de Energia Elétrica é uma autoridade local estabelecida em 1997 para regular o setor elétrico brasileiro, por meio da Lei nº 9.427/1996 e do Decreto nº 2.335/1997.

A agência está ligada diretamente ao Ministério de Minas e Energia, e seu objetivo principal é garantir a implementação das políticas do governo que regulam a energia e a expansão do sistema em todos os segmentos.

As principais tarefas e atribuições da ANEEL são:

- Implementação de políticas. Por delegação do Governo Federal, a ANEEL promove as atividades relativas às outorgas de concessão, permissão e autorização de empreendimentos e serviços de energia elétrica.
- Leilão de concessões do setor. A ANEEL promove, mediante delegação, com base no plano de outorgas e diretrizes aprovadas pelo Ministério de Minas e Energia, os procedimentos licitatórios para a contratação de concessionárias e permissionárias de serviço público para produção, transmissão e distribuição de energia elétrica e para a outorga de concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos.
- Gestão dos contratos de fornecimento. Cabe à ANEEL celebrar a contratação e gerir os contratos de concessão ou de permissão de serviços públicos de energia elétrica, de concessão de uso de bem público.
- Estabelecimento das regras para o serviço de energia. Regular a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica;
- Definição de metas para o equilíbrio e o bom funcionamento do mercado. A ANEEL determina as metas a serem periodicamente alcançadas pelas distribuidoras de energia elétrica. Cria também limites ou condições para empresas, grupos empresariais e acionistas, com vistas a propiciar concorrência efetiva entre os agentes e a impedir a concentração econômica nos serviços e atividades de energia elétrica;
- Criação e ajuste da metodologia de cálculo de tarifas. A ANEEL estabelece as metodologias de cálculo das diferentes tarifas do setor e calcula as tarifas aplicadas às contas das concessionárias e permissionárias de distribuição de energia.
- Fiscalização do fornecimento do serviço. É papel da ANEEL controlar e fiscalizar, diretamente ou mediante convênios com órgãos estaduais, as concessões, as permissões e os serviços de energia elétrica. Tal atuação tem como objetivos assegurar o bom funcionamento dos agentes, para que não venham a comprometer o serviço ao consumidor,

e principalmente a qualidade de fornecimento dos serviços de energia elétrica. A fiscalização pode fazer exigências, impor multas e, em última instância, recomendar à Diretoria Colegiada da ANEEL o fim do contrato de concessão.

- Mediação de conflitos. Cabe à ANEEL dirimir, no âmbito administrativo, as divergências entre concessionárias, permissionárias, autorizadas, produtores independentes e autoprodutores, bem como entre esses agentes e seus consumidores.
- Gestão e fomento de programas de Pesquisa e Desenvolvimento. A ANEEL gere os programas de Pesquisa e Desenvolvimento e de Eficiência Energética, ambos conduzidos por concessionárias de geração, transmissão e distribuição. Responsável pela regulamentação dos investimentos compulsórios em P&D pelos agentes do setor, nos termos da Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, a ANEEL procura incentivar a realização de projetos que melhorem a eficiência e a qualidade dos serviços prestados e reduzam a dependência tecnológica do setor.

A Agência Nacional de Energia Elétrica conta com uma estrutura em dois níveis hierárquicos, organizando-se de acordo com a Figura 6.

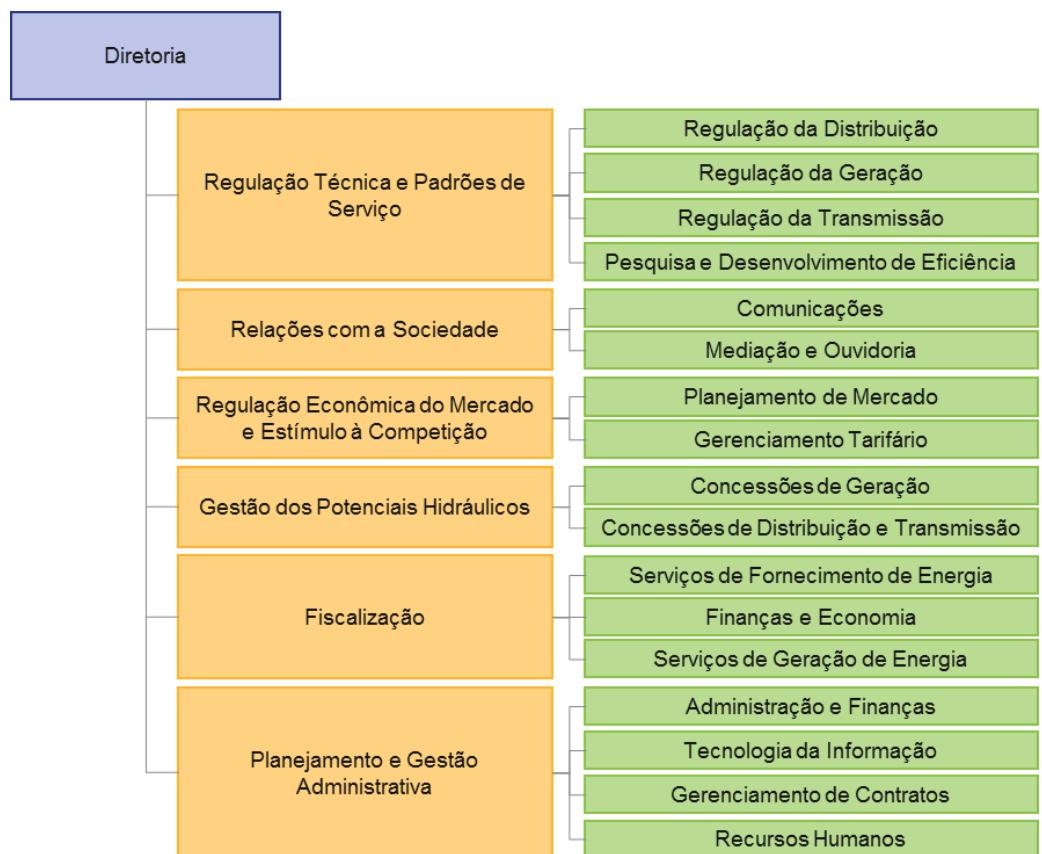


Figura 6 - Estrutura organizacional da ANEEL

4.2.2. Operador Nacional do Sistema Elétrico

Criado em 1998, o Operador Nacional do Sistema Elétrico é uma associação civil sem fins lucrativos, responsável por controlar e operar os membros do SIN (Sistema Interligado Nacional).

Instituído como uma pessoa jurídica de direito privado, sob a forma de associação civil sem fins lucrativos, o ONS foi criado em 26 de agosto de 1998, pela Lei nº 9.648, com as alterações introduzidas pela Lei nº 10.848/2004 e regulamentado pelo Decreto nº 5.081/2004, o ONS tem por missão “operar o Sistema Interligado Nacional de forma integrada, com transparência, equidade e neutralidade, de modo a garantir a segurança, a continuidade, a qualidade e a economicidade do suprimento de energia elétrica no país”.

As principais tarefas e atribuições do ONS são:

- Controlar e conectar o Sistema Interligado Nacional (SIN), o que se destina a otimizar o fornecimento de energia através das linhas de transmissão do país. Para isso, a associação concentra energias em manter a operação do SIN ininterrupta e otimizar ao máximo o custo de energia.
- Planejar e prever o despacho de energia.

Propor reformas e planos de expansão do sistema para a ANEEL e MME.

Monitorar e divulgar as métricas operacionais do sistema para a ANEEL e outras partes interessadas no setor.

A estrutura organizacional do Operador Nacional do Sistema Elétrico define-se de acordo com a Figura 7.

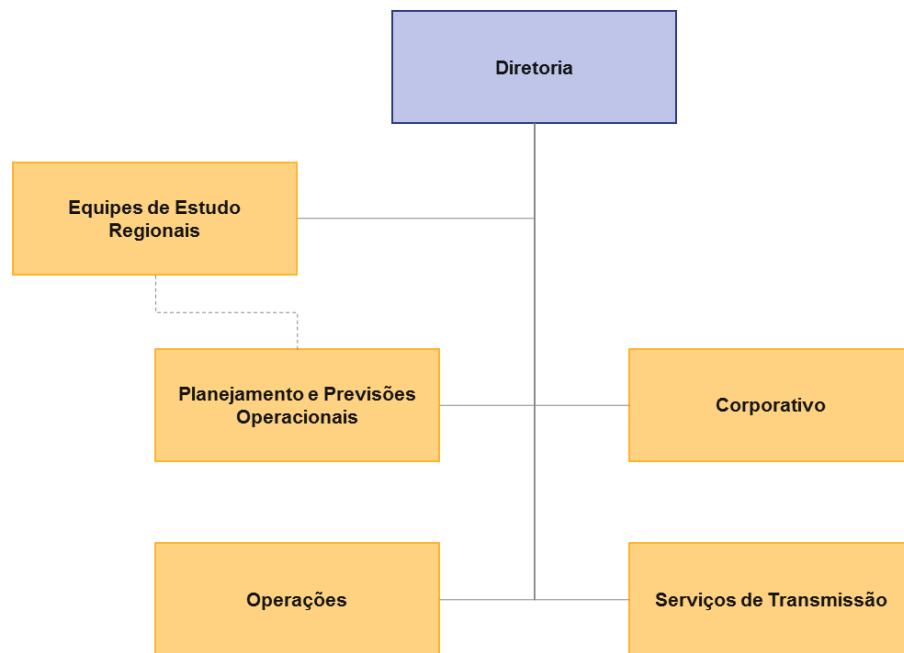


Figura 7 - Estrutura organizacional do ONS

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

Criado em 2004 para substituir o antigo Mercado Atacadista de Energia (MAE), o CCEE é responsável por gerenciar, regular e viabilizar o comércio de energia no SIN.

A CCEE atua contabilizando a energia gerada e efetivamente consumida e gerenciando a liquidação financeira dos contratos de compra e de venda no mercado de curto prazo. Também promove os leilões de energia, sob delegação da ANEEL, e sua missão é “Propiciar ambiente para as atividades e operações de comercialização de energia, provendo e aprimorando soluções aderentes às necessidades do mercado com integridade, transparência e confiabilidade”.

As principais tarefas e atribuições da CCEE são:

- Contabilizar e liquidar o mercado de liquidação de energia a curto prazo.
- Calcular e implementar o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).
- Implementar e divulgar as regras de negociação.
- Gerenciar contratos dos mercados livre e regulamentado.
- Participar em leilões de energia e assegurar o cumprimento das regras de negociação e legislação.
- Calcular e auditar os processos para os dados de fornecimento de energia e sazonalidade de capacidade assegurada.
- Apurar infrações que sejam cometidas pelos agentes do mercado e calcular penalidades.
- Gerenciar os recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e da Conta Consumo de Combustíveis (CCC).

A estrutura organizacional da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica se dá de acordo com a Figura 8.

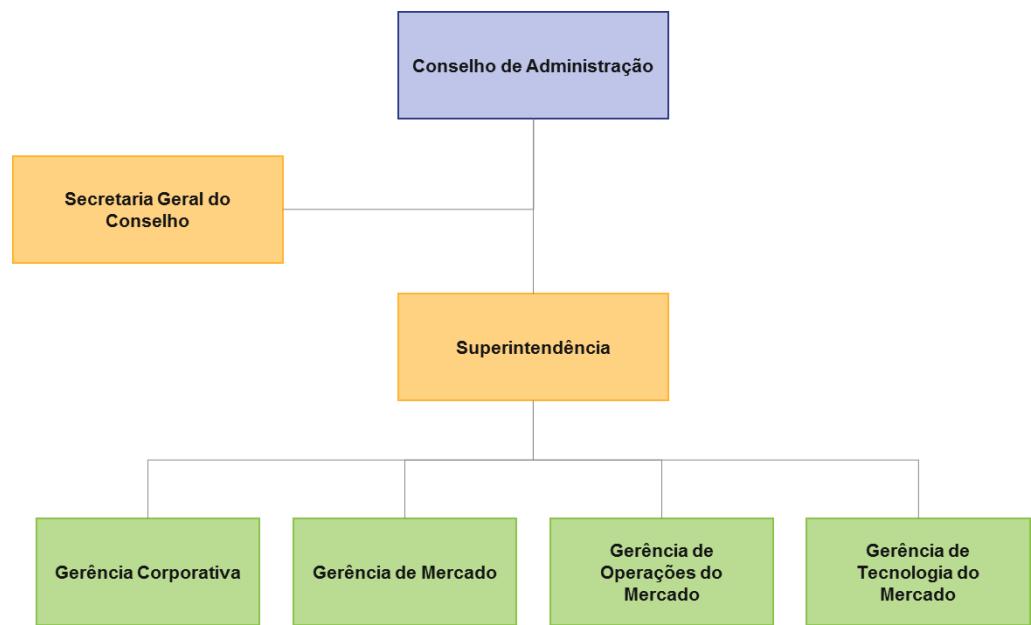


Figura 8 - Estrutura organizacional da CCEE

5. LEILÕES DE CONCESSÃO

A fim de promover investimentos no setor de energia, o governo brasileiro introduziu, em 2004, leilões em que os vencedores recebem contratos de negociação de energia de longo prazo (por 20 a 30 anos), para entrega de energia dentro de três a cinco anos. A CCEE, por delegação da Aneel, realiza os leilões de energia elétrica.

Algumas dessas propostas visam especificamente fontes alternativas, como a eólica, energia solar e a biomassa, mas as licitações geralmente permitem que todas as fontes participem.

Para definir os vencedores do leilão, a CCEE utiliza o critério de menor Índice de Custo Benefício (ICB), visando a eficiência na contratação de energia.

O marco regulatório introduzido pela Lei nº 10.848, de 2004, regimenta a expansão do Sistema Interligado Nacional e a comercialização de energia elétrica para consumidores regulados por meio de um conjunto de leilões, no âmbito do que a legislação denomina Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

Os leilões de energia podem ser divididos em 4 grandes grupos, conforme ilustra a Figura 9.

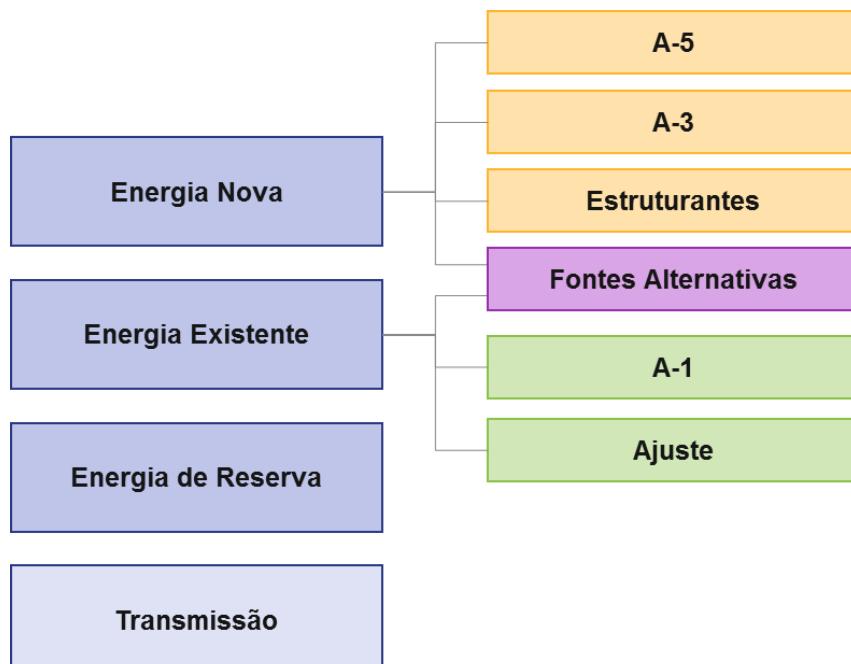


Figura 9 - Tipos de Leilões

São esses grupos

- **Energia Nova:** os leilões de energia nova são o meio pelo qual ocorre a expansão do parque gerador no Ambiente de Contratação Regulada. Neste tipo de leilão os empreendimentos concorrem para a instalação e operação de usinas de geração com a finalidade de atender a crescente demanda prevista. Esses leilões promovem uma concorrência ao atendimento do mercado futuro de energia, sendo que os empreendimentos assumem os riscos inerentes do desempenho do projeto e ao atendimento dos despachos do ONS.
- **Energia Existente:** os leilões de energia existente promovem a recontratação de energia proveniente de empreendimentos de geração já em operação, estando sujeito aos ajustes às condições vigentes, que podem ser diferentes das contratadas no leilão anterior devido às condições de mercado e / ou demanda diferentes.
- **Energia de Reserva:** leilões de energia de reserva são promovidos pelo governo a fim de contratar empreendimentos de geração para aumentar a “reserva de capacidade”, e, assim, aumentar a segurança do fornecimento do SIN.
- **Transmissão:** são leilões realizados para promover a expansão do sistema de transmissão de energia elétrica, sendo realizados com antecedência já prevendo uma demanda por expansão da rede de transmissão do SIN.

6. ANÁLISE DOS PARÂMETROS PARA MODELAGEM FINANCEIRA DA USINA

6.1. Índice de Custo Benefício (ICB)

Dentre os métodos tradicionais da Engenharia Econômica para priorização de projetos de investimento, destaca-se o método da Razão Incremental Custo/Benefício, também conhecido como método do Índice de Custo Benefício (ICB). Uma vez calculados os valores dos índices ICB para cada projeto, o critério de decisão consiste em se investir nos projetos por ordem de mérito decrescente, ou seja, do menor para o maior valor de ICB.

Em um sistema de geração predominantemente hidroelétrico como o SIN, o benefício energético da operação integrada de um empreendimento de geração, hidroelétrica ou termelétrica, pode ser avaliado pela garantia física da usina.

Na prática, o benefício energético de um novo empreendimento de geração corresponde à sua Garantia Física, que é calculada à época do leilão onde é licitada a sua contratação, aplicando-se o critério definido na Resolução nº 9, de 28 de julho de 2008, do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE e a metodologia estabelecida na Portaria MME nº 258, de 28 de julho de 2008.

O valor esperado do custo total de um empreendimento de geração termelétrico para o consumidor compreende o custo de investimento, incluindo os custos socioambientais, os juros durante a construção e a parcela fixa dos custos de operação e manutenção (O&M), somado ao valor esperado do custo de operação (COP) e ao valor esperado do custo econômico de curto prazo (CEC), que corresponde ao valor líquido das transações no mercado de diferenças de curto prazo, contabilizado pela CCEE.

Assim, o Índice de Custo Benefício (R\$/MWh) de cada empreendimento de geração, doravante denominado ICB, é definido como a razão entre o seu custo total e o seu benefício energético, podendo ser calculado em base mensal ou anual, do seguinte modo.

$$ICB = \frac{(CustosFixos + E(CustosDeOperação) + E(CustoEconCurtoPrazo))}{Garantia\ Física}$$

A parcela Custos Fixos – CF (em R\$/ano) representa a receita requerida pelo investidor de forma a cobrir o custo total de implantação do empreendimento, incluindo os custos socioambientais, os juros durante a construção, e a remuneração do investimento, além de todos os custos fixos relativos à operação e manutenção da usina, tais como: o custo fixo de combustível associado ao nível de inflexibilidade operativa (“take or pay” e “ship or pay”), o custo de conexão à rede básica e tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição (TUST e TUSD), os custos pela adesão à CCEE e ao ONS conforme regulamentação pertinente, etc.

6.2. Receita de Venda

A Receita de Venda de uma usina no ambiente do CCEAR é calculada através de duas componentes:

$$RV = RF + PV$$

Em que:

- RV: Receita de Venda
- RF: Receita Fixa
- PV: Parcela Variável

O esquema da Figura 10 indica como se dá o cálculo da Receita de Venda da usina no ambiente de contratação do CCEAR.

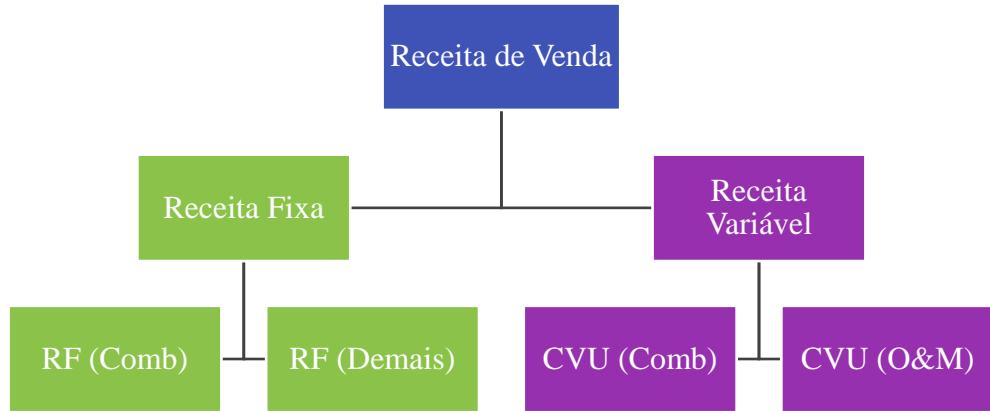


Figura 10 - Componentes da Receita de Venda

6.2.1. Receita Fixa

A Receita Fixa é o valor de remuneração anual de cada usina apresentado pelo vendedor no leilão, expresso em reais por ano, que inclui, dentre outros:

- (i) Custo e remuneração do investimento (taxa interna de retorno)
- (ii) Custos de conexão e uso do sistema de distribuição e transmissão
- (iii) Custos decorrentes do consumo de insumos e/ou combustível e da operação e manutenção da USINA referente à geração inflexível
- (iv) Custos de seguros e garantias da USINA e dos compromissos financeiros do vendedor
- (v) Tributos e encargos diretos e indiretos necessários à execução do objeto do contrato

A Receita Fixa, por sua vez, é composta por duas parcelas:

$$RF = RF_{comb} + RF_{demais}$$

Em que:

- RF_{comb} : Parcela da Receita Fixa vinculada à Inflexibilidade Contratual
- RF_{demais} : Parcela da Receita Fixa vinculada aos demais itens

A parcela da Receita Fixa vinculada ao custo do combustível associada à Inflexibilidade Contratual, RF_{comb} , é dada por:

$$RF_{comb_n} = 8.760 \times INFLEX \times i \times P_n \times e_n$$

Em que:

- RF_{comb_n} : Parcela da Receita Fixa vinculada à Inflexibilidade Contratual, no ano “n”
- INFLEX: Inflexibilidade Contratual ajustada com ONS, expressa em MWméd
- i : Fator de conversão expresso em (Unidade do preço do combustível) / MWh, no caso do gás natural MMBtu / MWh
- P_n : Preço médio do combustível utilizado no ano “n”, de acordo com a Nota Técnica EPE-DEE/DPG-RE-001/2009-r2 publicada pela EPE
- e_n : Taxa de câmbio média da venda do dólar dos Estados Unidos da América, expressa em R\$ / US\$, de acordo com Nota Técnica EPE-DEE-IT-063/2014 publicada pela EPE

O valor da componente vinculada aos demais itens, no ano “n”, é dado por:

$$RF_{demais_0} = RF_0 - RF_{comb_0}$$

$$RF_{demais_{n+1}} = RF_{demais_n} \times \left(\frac{I_{n+1}}{I_n} \right)$$

Em que:

- I_{n+1} : Índice IPCA no ano “n+1”
- I_n : Índice IPCA no ano “n”

6.2.2. Parcela Variável

A Parcela Variável da Receita de Venda é calculada por:

$$PV_n = [(DISP_{max} - INFLEX) \times k_{domp_n}] \times CVU_n$$

Em que:

- PV_n : Parcela Variável no ano “n”
- $DISP_{max}$: Disponibilidade contratual expressa em MW
- INFLEX: Inflexibilidade Contratual ajustada com ONS, expressa em MWméd

- k_{domp} : Fator em porcentagem que indica o total do tempo no qual a usina foi despachada por ordem de mérito
- CVU_n : Custo Variável Unitário da usina no ano “n”, expresso em R\$/MWh

O Custo Variável Unitário, por sua vez, é calculado a partir de parâmetros fornecidos pelo Vendedor no processo de Habilitação Técnica, e é formado também por duas componentes:

$$CVU_n = CVU_{comb_n} + CVU_{O\&M_n}$$

Em que:

- CVU_{comb} : componente do CVU vinculada ao custo do combustível, expresso em R\$/MWh
- $CVU_{O\&M}$: componente do CVU vinculada aos demais custos de operação e manutenção da usina que ocorrem pelo despacho, expresso em R\$ / MWh

A componente do CVU vinculada ao combustível é expressa por:

$$CVU_{comb_n} = i \times P_n \times e_n$$

Em que:

- i : Fator de conversão expresso em (Unidade do preço do combustível) / MWh, no caso do gás natural MMBtu / MWh
- P_n : Preço médio do combustível utilizado no ano “n”, de acordo com a Nota Técnica EPE-DEE/DPG-RE-001/2009-r2 publicada pela EPE
- e_n : Taxa de câmbio média da venda do dólar dos Estados Unidos da América, expressa em R\$ / US\$, de acordo com Nota Técnica EPE-DEE-IT-063/2014 publicada pela EPE

A componente do CVU vinculada à operação e manutenção é declarada pelo vendedor no processo de habilitação técnica, e é possível de reajuste de acordo com a seguinte equação algébrica:

$$CVU_{O\&M_{n+1}} = CVU_{O\&M_n} \times \left(\frac{I_{n+1}}{I_n} \right)$$

Em que:

- I_{n+1} : Índice IPCA no ano “n+1”
- I_n : Índice IPCA no ano “n”

6.3. Projeção de Preço dos Combustíveis

De acordo com a Nota Técnica da EPE DEE/DPG-RE-001/2009-r2 de 4 de setembro de 2015, o órgão concluiu que a melhor alternativa para projeções de preços de combustíveis é adotar, como base, as expectativas de preços de organismos multilaterais ou instituições públicas, com reconhecida expertise, que revelem suas premissas com transparência e imparcialidade, e que publiquem abertamente suas informações. Nesse sentido, é necessário que as publicações tenham periodicidade máxima de um ano e que contenham cotações médias anuais para horizontes de pelo menos dez anos à frente.

Dessa forma, as opções sugeridas pela EPE são a *Energy Information Administration* – EIA, vinculada ao Departamento de Energia dos EUA, a *International Energy Agency* – IEA, vinculada à Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico, o Banco Mundial (*World Bank Group*), o *Department of Energy & Climate Change* – DECC (Departamento de Energia e Mudanças Climáticas do governo do Reino Unido) e o Fundo Monetário Internacional – FMI.

Para o estudo em questão utilizou-se os preços do gás natural extraídos da base de dados independente *Annual Energy Outlook 2017* disponibilizada gratuitamente pela *Energy Information Administration*, que fornece projeções de preços dos principais combustíveis até 2050.

Tabela 2 - Estimativa de preço do gás natural futuro (US\$ / mmBTU) – Fonte: Energy Information Administration

2016	2017	2018	2019	2020
2,50071	2,99593	3,40322	3,96481	4,50504
2021	2022	2023	2024	2025
4,39141	4,25565	4,28096	4,41348	4,50563
2026	2027	2028	2029	2030

4,64138	4,75241	4,86332	4,96203	5,00454
2031	2032	2033	2034	2035
5,10542	5,10651	5,02927	5,00411	5,09095
2036	2037	2038	2039	2040
5,07140	5,07171	5,05432	5,08158	5,06674
2041	2042	2043	2044	2045
5,08619	5,17922	5,30945	5,35990	5,43073
2046	2047	2048	2049	2050
5,49324	5,57015	5,69138	5,74522	5,82896

6.3.1. Curva de Câmbio

A fim de calcular o Custo Variável Unitário futuro, e, com isso, a parcela variável da receita, é preciso, conforme explicado na seção 6.2.2, converter as estimativas de preço feitas em dólares (US\$) para o equivalente em reais (R\$).

O Banco Central do Brasil é a fonte utilizada no trabalho para a taxa de câmbio futura e realiza projeções de 2017 até 2021, conforme a Tabela 3.

Tabela 3 - Projeção da taxa média de câmbio (R\$ / US\$) - Fonte: Banco Central do Brasil (Setembro de 2017)

2017	2018	2019	2020	2021
3,19	3,33	3,42	3,47	3,51

Para estimar a taxa cambial de longo prazo, existe uma série de métodos que podem ser utilizados. O método utilizado no trabalho será o do Diferencial de Inflação.

6.3.2. Método do Diferencial de Inflação

O Método do Diferencial de Inflação, ou Método da Paridade do Poder de Compra Relativo, é uma teoria econômica que relaciona as taxas de inflação de dois países ao longo de um período específico com a tendência da taxa de câmbio entre ambas as moedas, no mesmo período.

Dessa forma, a taxa de câmbio futura pode ser estimada como na equação seguinte:

$$\frac{S_{n+1}}{S_n} = \frac{(1 + I_{Brasil(n+1)})}{(1 + I_{EUA(n+1)})}$$

Em que:

S_n : Taxa de câmbio média, em (R\$ / US\$), no ano n

S_{n+1} : Taxa de câmbio média, em (R\$ / US\$), no ano n+1

$I_{Brasil(n+1)}$: Inflação acumulada do Brasil, no ano n+1

$I_{EUA(n+1)}$: Inflação acumulada dos Estados Unidos, no ano n+1

Para a inflação do Brasil será utilizado o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), cujas estimativas são também publicadas pelo Banco Central do Brasil (BACEN), de 2017 a 2021.

Já para a inflação dos Estados Unidos será utilizado o *Consumer Price Index* (CPI), cujas estimativas são publicadas pelo Fundo Monetário Internacional, de 2017 a 2023.

Como as estimativas da taxa de câmbio possuem divulgação oficial até 2021, no escopo da análise somente interessa o cálculo das taxas de câmbio após 2021. Dessa forma, no método do Diferencial de Inflação, seria necessária uma estimativa também para a inflação dos países.

Na teoria econômica, uma premissa conservadora e bem aceita para inflação de longo prazo de um país é o último dado disponível, ou seja, será adotada a hipótese que as taxas de inflação para os países permanecerão constantes durante o período de projeção.

Dessa forma, a Tabela 4 apresenta as últimas projeções oficiais de inflação, bem como o cálculo do diferencial de inflação.

$$\text{Diferencial de Inflação de Longo Prazo} = \frac{(1 + I_{Brasil(LP)})}{(1 + I_{EUA(LP)})} - 1$$

Tabela 4 - Projeção de longo prazo dos índices de inflação - Fonte: BACEN, FMI

Métrica	Longo Prazo
IPCA (2021)	4,00%
CPI (2023)	2,10%
Diferencial	1,86%

Conforme o método do Diferencial de Inflação, durante o período de projeção, ou seja, a partir de 2021, o câmbio R\$ / US\$ terá seu valor aumentado em 1,86% ao ano. Apesar de parecer um valor alto, a fim de fugir de uma projeção agressiva, a projeção adotará essa premissa conservadora.

Adotando os procedimentos descritos no capítulo, os valores do gás natural utilizado no modelo de projeção da usina foram estimados conforme o gráfico da Figura 11.

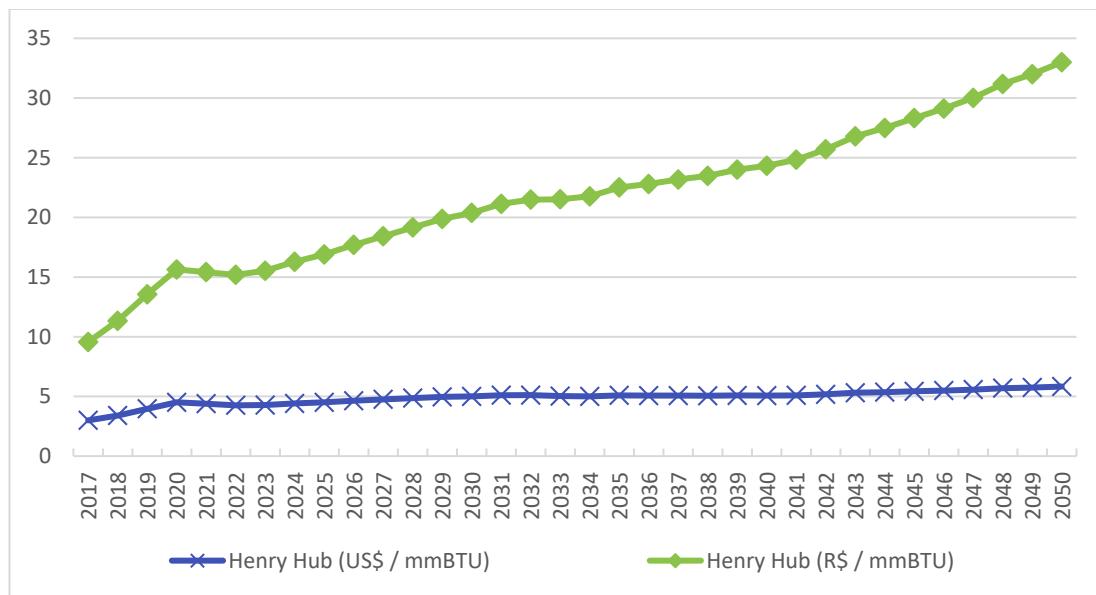


Figura 11 - Projeção de preço do gás natural (Henry Hub) - dólares e reais

6.4. Curva de Despacho

No modelo atual do sistema elétrico, o ONS procura otimizar a geração de energia do Sistema Interligado Nacional de forma a maximizar o custo benefício, ponderando entre a redução do custo da geração de energia e a necessidade de produção através de fontes renováveis.

Na procura pelo regime operacional ótimo, o ONS intercala a geração entre os agentes termelétricos e hidrelétricos, de acordo com os períodos hídricos. Nos períodos de seca ou menores níveis de reservatórios, o despacho pelas térmicas é aumentado para compensar a redução operacional das hidrelétricas.

Quando o ONS ordena o despacho de uma termelétrica, chama-se ordem de mérito. Em períodos de grandes secas, como o que houve em 2014 e 2015, a ordem de

mérito veio para a maioria das termelétricas, e na situação em que os geradores estão sujeitos a despachos permanentes, a consequência agravante é o uso ininterrupto das turbinas e dos equipamentos de geração, o que acarreta em paradas forçadas de emergência e manutenções fora da programação. Com isso, os geradores começaram a sofrer com perdas inesperadas na geração, o que acarretou em penalidades contratuais que gravíssimas, uma vez que o contrato do CCEAR estabelece penalização no caso de não entrega da energia ordenada.

A metodologia empregada para estimar o despacho da usina durante seu período de concessão foi, através da definição de faixas de operação, a geração de números aleatórios dentro dessas faixas. Dessa forma, as faixas de despacho adotadas foram:

- 1) Caso base: despacho entre 35% e 65% da capacidade instalada
- 2) Caso de racionamento de agua: despacho entre 65% e 90% da capacidade instalada
- 3) Caso de reservatórios abundantes: despacho entre 20% e 40% da capacidade instalada

6.4.1. Caso 1 – Cenário Base

Para o caso base, considerou-se um despacho médio esperado para a usina em um cenário de chuvas regulares, mas não altas o suficiente para esbanjar geração hidrelétrica.

Considerando a faixa adotada para caso base, a curva adotada seguiu conforme o gráfico da Figura 12.

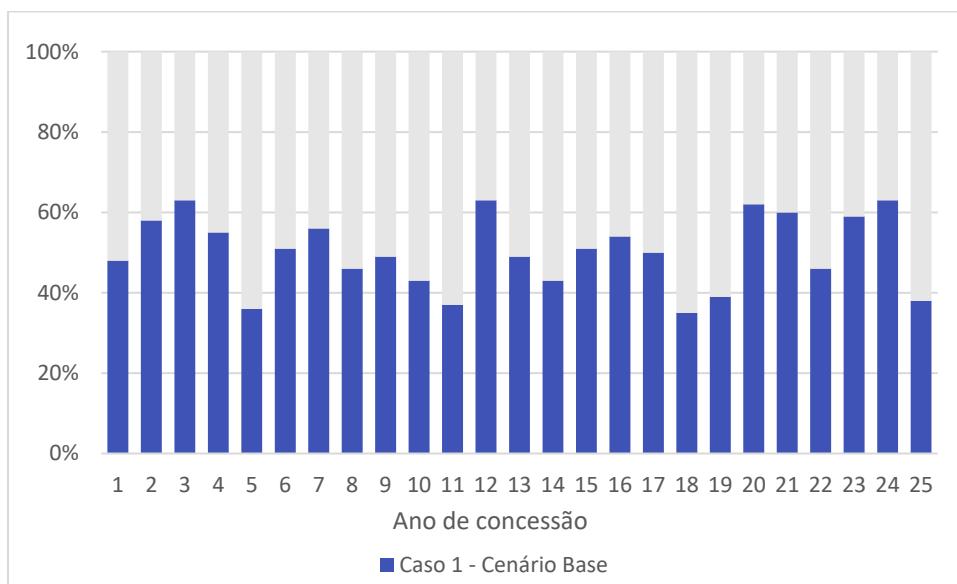


Figura 12 - Despacho anual por ordem de mérito no caso base (% Capacidade Instalada / ano)

6.4.2. Caso 2 – Cenário de Racionamento de Água

Para o caso 2 considerou-se um cenário em que os reservatórios de água sofrem com escassez de chuvas, dessa forma, exigindo maior despacho das térmicas do país por parte do ONS.

Considerando a faixa adotada para o cenário de escassez, a curva adotada seguiu conforme o gráfico da Figura 13.

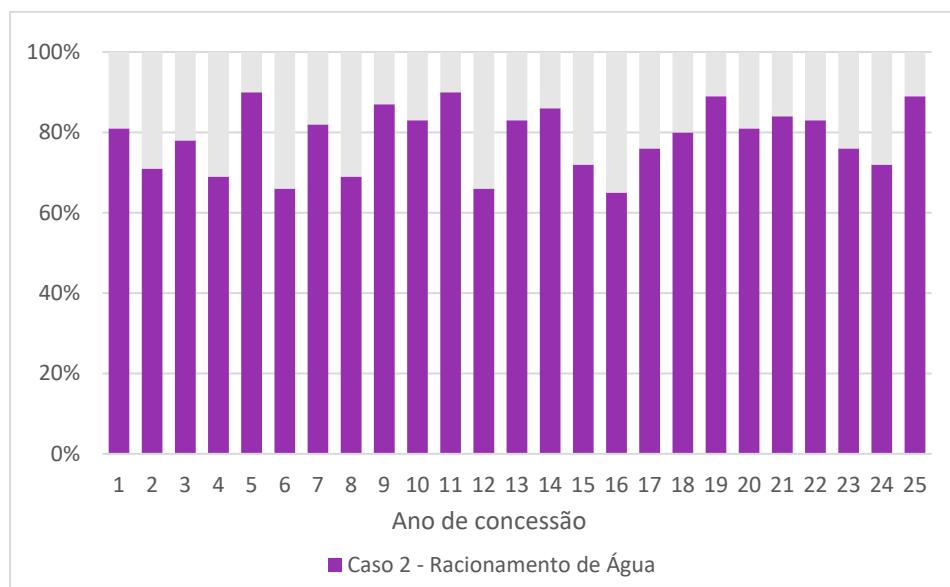


Figura 13 - Despacho anual por ordem de mérito no cenário de racionamento (% Capacidade Instalada /ano)

6.4.3. Caso 3 – Cenário de Abundância dos Reservatórios

No caso 3, que reflete a abundância dos reservatórios de água, considerou-se um cenário no qual a usina térmica pode esperar por despachos baixos, ou seja, um cenário de boas chuvas e bom funcionamento do sistema hídrico do país, que garantiria o bom funcionamento da fatia hidráulica da matriz energética.

Considerando a faixa adotada para o cenário, a curva de despacho da usina segue conforme a Figura 14.

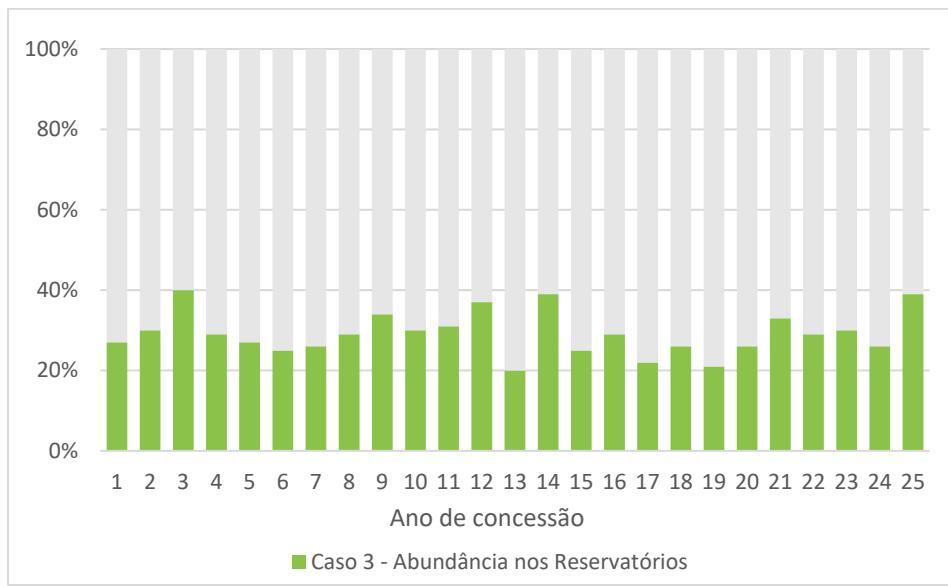


Figura 14 - Despacho anual por ordem de mérito no cenário de abundância (% Capacidade Instalada / ano)

6.5. Custos de Operação e Manutenção

Os custos de operação e manutenção (O&M) podem ser divididos em fixos, ou seja, que são pouco afetados com a variação do despacho de eletricidade, ou como variáveis, que são atrelados à quantidade de eletricidade produzida pela usina.

Dessa forma, os custos fixos não variam com o fator de capacidade ou o número de horas de operação, e podem ser expressos em R\$/kW/ano. Fazem parte dos custos de O&M a mão de obra e os encargos mensais de operação, as despesas gerais e administrativas e contas de manutenções preventivas programadas, entre outros.

Os custos variáveis são diretamente proporcionais à quantidade de energia produzida e podem ser expressos em R\$/MWh. Essa parcela dos custos inclui o consumo de consumo de água e lubrificantes e o tratamento da água, manutenções agendadas após algum número de horas operando, entre outros.

Somadas às atividades rotineiras de operação e manutenção, também é possível que ocorram paradas maiores nas centrais elétricas que demandem a interrupção prolongada da geração, com finalidade de realizar manutenções de restauração de eficiência e da condição técnica dos equipamentos. Os custos associados a esse tipo de manutenção estão embutidos nos custos de O&M variáveis.

Em uma termelétrica de ciclo simples, é necessário que sejam feitas estas paradas prolongadas, principalmente para a manutenção da turbina e do gerador. Para o caso de usinas de ciclo combinado, as manutenções devem incluir as turbinas a gás e a vapor, geradores elétricos e as caldeiras de recuperação de calor.

Como as atividades de operação e manutenção geralmente são terceirizadas para empresas especializadas, pode-se estabelecer uma faixa de custos padrão que o mercado costuma praticar para cumprir as atividades. Dessa maneira, nessa análise será utilizada como fonte a *U.S. Energy Information Administration*, que estabelece, anualmente, faixa de preços atualizadas para custos de instalação e operação de usina de energia.

7. DEFINIÇÃO DAS PREMISSAS INICIAIS DA USINA

Para os parâmetros operacionais da usina a ser estudada serão utilizados dados de uma usina real que venceu um leilão de energia nova, e deverá começar sua operação em 2019. Os dados utilizados são públicos e podem ser encontrados no site da ANEEL, dentre os documentos dos resultados dos leilões de energia.

Para fins do trabalho, a usina será referenciada com o nome fictício de Usina Azul. A Tabela 5 resume os parâmetros disponíveis nos documentos do leilão que servirão como ponto de partida para o estudo da viabilidade econômica.

Tabela 5 - Parâmetros iniciais da usina

Empreendimento	Usina Azul
Período de Concessão	25 anos
Fonte	Gás Natural
Submercado	Sul
Investimento (R\$)	2.945.078.370,00
Potência Instalada (MW)	1.238
Garantia Física (MWm)	605,2
Lotes Contratados	6.042
Total de Energia Contratada (MWh)	132.406.804,80
Índice de Custo Benefício (R\$ / MWh)	206,5
Receita Fixa no ano A (R\$ / ano)	620.142.031,98

7.1. Potência Instalada

A potência instalada será fornecida por 3 turbinas a gás de 372 MW cada, juntas a uma turbina a vapor de 122 MW, tratando-se de uma termelétrica com alta eficiência de ciclo combinado, ou seja, utiliza vapor e gás em uma única unidade.

7.2. Garantia Física

Conforme definição do MME, a Garantia Física de um empreendimento de geração é uma grandeza constante que corresponde à quantidade máxima de energia que pode ser comercializada através de contratos, conforme disposto no Decreto 5.163/04.

A Garantia Física, apesar de atrelada à capacidade instalada, não necessariamente reflete a geração real do empreendimento, estando associada, na

verdade, às condições no longo prazo que cada usina pode fornecer ao Sistema Integrado Nacional, assumindo critérios específicos de riscos de não atendimento do mercado, considerando a variabilidade das condições internas e externas às quais a usina está submetida, como por exemplo limitações de equipamentos ou de fornecimento do gasoduto. Dessa forma, a garantia física é uma grandeza que representa a potência que de fato a usina pode entregar com baixíssimo risco de não-cumprimento.

7.3. Lotes Contratados

Um lote de energia equivale a 0,1 MW de potência comercializada no leilão. Para o empreendimento em questão, praticamente toda sua garantia física (604.2 de 605.2) foi comercializada no leilão.

7.4. Energia Contratada

A energia contratada é o total de energia, em MWh, que será fornecido pela usina em caráter do CCEAR do leilão (Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado), durante todo o período de contratação, no caso, 25 anos. Pelas normas da ANEEL, um ano de operação equivale a 8.760 horas.

7.5. Índice de Custo Benefício

Conforme discutido no capítulo 6.2, o ICB define a ordem pela qual a ONS requer o despacho das usinas, do menor para o maior, sendo o menor número de ICB relativo às usinas de melhor relação custo x benefício.

7.6. Receita Fixa no ano A

Conforme discutido no capítulo 6.2 sobre a receita de venda, a Receita Fixa no ano A trata da parcela RF_0 com base no ano do leilão, ou seja, seria a receita fixa recebida no primeiro ano de operação caso este fosse o ano do leilão, devendo ser ajustada pela inflação (IPCA) anualmente conforme o contrato de comercialização.

8. CONCEITOS CONTÁBEIS NA AVALIAÇÃO DE VIABILIDADE

8.1. Demonstrações Financeiras

As demonstrações financeiras são as ferramentas chave utilizadas na contabilidade financeira para avaliar a saúde e a evolução de um empreendimento. Segundo MÁLAGA (2012), são três as principais demonstrações financeiras:

- Balanço Patrimonial (BP): Estrutura contábil que apresenta os ativos, ou seja, os investimentos de uma empresa, bem como os passivos, ou seja, suas fontes de financiamento.
- Demonstração do Resultado do Exercício (DRE): Estrutura que apresenta, de maneira conjunta, todas as receitas, custos, impostos, juros e lucro final de um empreendimento.
- Demonstração do Fluxo de Caixa (DFC): Apresenta as fontes e os usos de caixa de acordo com as atividades de operação, investimento e financiamento.

8.1.1. Balanço Patrimonial

O Balanço Patrimonial (BP) é a principal e mais conhecida das demonstrações contábeis (MALAGA, 2012). Costuma-se comparar o BP com uma fotografia do patrimônio da empresa, isto é, o BP provê uma visão estática do patrimônio da entidade na data de mensuração, o que significa que, em determinada data, o BP mostra os benefícios econômicos futuros que a entidade tem como direito, as obrigações presentes que a entidade possui, e o resíduo entre essas duas posições, que resulta no valor que ficaria para o acionista em caso de liquidação da entidade.

Os três principais elementos do balanço patrimonial são os ativos, os passivos, e o patrimônio líquido.

Ativo, também resumido como investimento, é por definição um recurso controlado pela entidade como resultado de eventos passados e do qual se espera que resultem futuros benefícios econômicos para a entidade. Passivo, também resumido como financiamento, é uma obrigação presente da entidade, derivada de eventos já ocorridos, cuja liquidação se espera que resulte em saída de recursos capazes de gerar

benefícios econômicos. Patrimônio Líquido é o valor residual dos ativos da entidade depois de deduzidos todos os seus passivos.

Balanço Patrimonial	
Lista de Ativos	Lista de Passivos
	Patrimônio Líquido

Figura 15 - Esquema do Balanço Patrimonial

O princípio básico do balanço patrimonial é que todo investimento, ou seja, ativo, precisa provir de algum financiamento, ou seja, passivo, conforme a equação abaixo:

$$\text{Total do Ativo} = \text{Total do Passivo} + \text{Patrimônio Líquido}$$

8.1.2. Demonstração do Resultado do Exercício

Enquanto as informações sobre a posição patrimonial e financeira são principalmente fornecidas pelo balanço patrimonial, as informações sobre o desempenho são basicamente fornecidas na demonstração do resultado do exercício (DRE).

A DRE apresenta os faturamentos, custos e despesas em um determinado período (geralmente trimestre ou ano) de um empreendimento. De acordo com MARION (2012), seu principal objetivo é apurar um grande indicador global de eficiência: o Resultado do Exercício – lucro ou prejuízo. Não se acumulam despesa e receita de um ano para o outro (Independência Absoluta de Períodos), ou seja, em cada final de período, todas as despesas e receitas são transferidas para a Demonstração do Resultado do Exercício, e, no próximo período, apurar-se-á despesas e receitas apenas daquele período.

As despesas são reconhecidas na demonstração do resultado com base no Regime de Competência, ou seja, na associação direta entre elas e os correspondentes itens de receita. Esse processo, usualmente chamado de confrontação entre despesas e

receitas (Regime de Competência). Dessa forma, os efeitos financeiros das transações e eventos são reconhecidos nos períodos nos quais ocorrem, não necessariamente tendo sido recebidos ou pagos no período em questão.

A estrutura básica de uma DRE, com suas principais linhas, se dá de acordo com a Figura 16.

Demonstração do Resultado do Exercício	
Receita bruta	
(-) Deduções sobre receita (PIS, COFINS, ISS)	
(=) Receita líquida	
(-) Custos operacionais	
Custo de matéria prima	
Custo de mão de obra	
(-) Despesas operacionais (venda, gerais e administrativas)	
Despesas de venda	
Despesas administrativas	
Despesas gerais	
(=) LAJIDA (Lucro antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização)	
(-) Depreciação e amortização	
(=) LAJIR (Lucro antes de Juros e Impostos)	
(+/-) Resultado financeiro	
Receita financeira	
Despesa financeira	
(=) LAIR (Lucro antes do Imposto de Renda)	
(-) Imposto de renda e contribuição social	
(=) Lucro líquido	

Figura 16 - Estrutura básica da Demonstração do Resultado do Exercício

8.1.3. Demonstração do Fluxo de Caixa

A demonstração do fluxo de caixa (DFC) é o instrumento que relaciona as entradas e saídas de recursos, em determinado período de tempo. Para elaborar a DFC, são necessárias informações do balanço patrimonial e da DRE relativas a dois períodos consecutivos.

É ainda, a principal preocupação do administrador do empreendimento ao entender a saúde financeira de sua empresa (MÁLAGA, 2012).

A demonstração do fluxo de caixa está dividida em três partes: Fluxo de Caixa Operacional, Fluxo de Caixa de Investimentos e Fluxo de Caixa de Financiamentos.

O Fluxo de Caixa Operacional (FCO) apresenta a variação de caixa proveniente de atividades relacionadas com a produção e entrega de bens e serviços. Normalmente, relaciona-se com as transações que figuram na Demonstração de Resultados. Pode ser lido como a capacidade do empreendimento de gerar caixa para arcar com suas obrigações de investimento e financiamento. Entram no cálculo do FCO os valores a receber de clientes, os valores a pagar à fornecedores e pessoal, variação de estoque e impostos a pagar, entre outras contas operacionais, se aplicável.

O Fluxo de Caixa de Investimentos (FCI) relaciona-se, normalmente, com o aumento / diminuição dos ativos de longo prazo que a empresa utiliza no seu negócio. Pode ser lido como a necessidade da empresa ou empreendimento de desembolsar caixa para manter e garantir as atividades futuras da empresa. Fazem parte do FCI a aquisição de ativos imobilizados, investimentos em outras companhias, etc.

O Fluxo de Caixa de Financiamentos (FCF) relaciona-se com os empréstimos de credores e investidores à entidade, e em sua conta entram o aumento ou consumo do caixa da empresa proveniente da contratação ou pagamento de empréstimos.

A Figura 17 apresenta a estrutura básica de uma demonstração de fluxo de caixa, com suas principais linhas.

Demonstração do Fluxo de Caixa
Fluxo de caixa operacional (FCO)
(=) Lucro líquido
(+) Reversão do pagamento de juros da dívida (ajuste contábil revertido no FCI)
(+) Depreciação e amortização
(+/-) Aumento/redução do ativo circulante
(+/-) Aumento/redução do passivo circulante
(=) Fluxo de caixa operacional
Fluxo de caixa de investimentos (FCI)
(+/-) Redução/aumento do ativo imobilizado
(+/-) Redução/aumento de investimentos societários
(-) Pagamento de juros da dívida
(=) Fluxo de caixa de investimentos
Fluxo de Caixa das Atividades de Financiamento (FCF)
(+/-) Emissão/amortização de dívida
(+/-) Aumento/redução de capital da companhia

(-) Dividendos pagos
(-) Fluxo de caixa de financiamentos
(=) Saldo líquido de caixa no período

Figura 17 - Estrutura básica de uma demonstração do fluxo de caixa

8.2. Taxa Interna de Retorno (TIR)

A taxa interna de retorno (TIR) é uma métrica usada no orçamento de capital para medir a rentabilidade de potenciais investimentos. A taxa interna de retorno é igual a taxa de desconto que torna o valor presente líquido (VPL) de todos os fluxos de caixa de um projeto específico igual a zero. O cálculo da TIR depende da mesma fórmula que a do valor presente líquido, mostrada a seguir:

$$VPL = \sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1+r)^t} - C_0$$

Em que:

C_t : Fluxo de caixa no período t

C_0 : Fluxo de caixa no primeiro período

r: Taxa de desconto

t: Número de períodos

Para calcular a TIR usando a fórmula anterior, define-se um VPL igual a zero e soluciona-se a equação para a taxa de desconto r, que será igual à TIR. Por conta da natureza da fórmula, no entanto, a TIR é dificilmente calculada analiticamente, sendo ao invés disso, calculada por meio de teste e erro, ou usando softwares que possuam programação interna para calcular a TIR.

Dessa forma, para o projeto estudado, o cálculo da TIR fica da seguinte forma:

$$0 = \sum_{t=1}^{25+2} \frac{C_t}{(1+TIR)^t} - C_0$$

De forma geral, quanto maior a taxa interna de retorno de um projeto, mais desejável, do ponto de vista do investidor, é realizar o projeto. A TIR é uniforme para

diferentes tipos de investimentos e, dessa forma, pode ser usada para classificar em ordem de rentabilidade uma lista de projetos prospectivos que um investidor está considerando, em uma base relativamente igual. Supondo que os custos do investimento sejam iguais entre os vários projetos, o projeto com a TIR mais alta provavelmente será considerado o melhor e mais rentável.

9. MODELO CAPM DE TAXA DE RISCO DO INVESTIDOR

Para avaliar se um investimento é atrativo ou não aos olhos de um investidor, o retorno do investimento para si deve ser maior que a taxa de risco ao empreendedor (DAMODARAN, 2012).

Dentre as diversas abordagens no universo da contabilidade para se calcular a taxa de risco do empreendimento, isto é, a taxa de retorno mínima esperada pelo investidor, o método que será abordado será o *Capital Asset Cost Method* (CAPM). O CAPM é um modelo que descreve a relação entre risco sistemático e retorno esperado para ativos e empreendimentos.

O modelo CAPM toma como princípio a possibilidade de o investidor manter a diversificação de seus investimentos sem custos adicionais, chegando, no limite, a conter todos ativos do mercado proporcionalmente a seus valores de mercado (DAMODARAN, 2012). A Figura 18 ilustra a variação do risco do investidor de acordo com a volatilidade da empresa.

O risco esperado do acionista para um ativo, utilizando o modelo CAPM, pode ser equacionado como apresentado na equação abaixo:

$$K_e = R_f + \beta_i [R_m - R_f]$$

Em que:

K_e : Risco do investidor ou retorno mínimo esperado

R_f : Taxa livre de risco

β_i : Mediana do Beta das empresas comparáveis

$[R_m - R_f]$: Taxa de prêmio de mercado

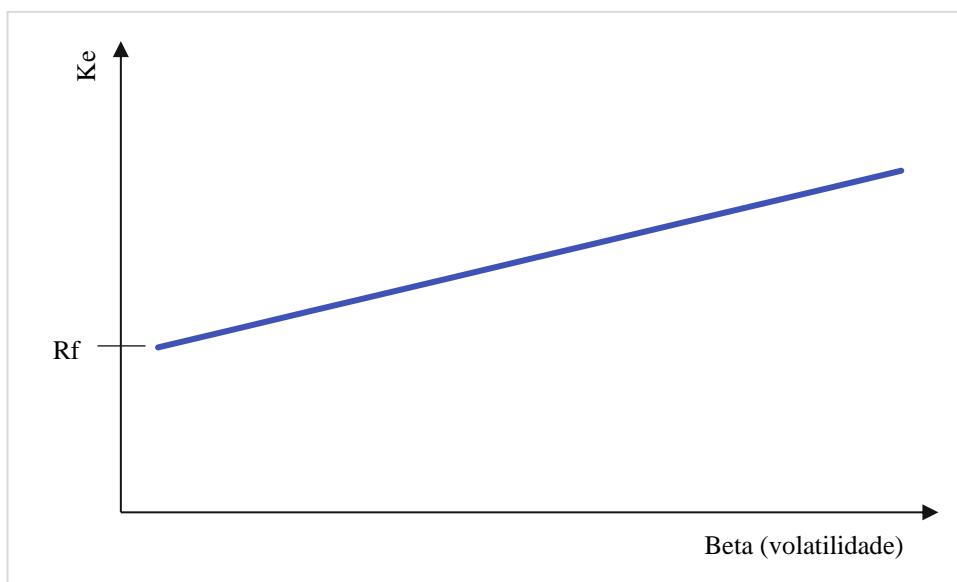


Figura 18 – Gráfico básico do risco do investidor

9.1. Risco do Investidor (K_e)

O risco do investidor, também chamado custo de capital próprio ou retorno mínimo esperado do investidor, pode ser interpretado como o retorno mínimo que uma empresa precisa performar para atender aos requisitos de retorno de capital do investidor. Muitas vezes é usado como um limite no orçamento para a taxa de retorno exigida. O custo de capital da empresa representa a compensação que o mercado exige em troca de possuir o ativo e assumir o risco inerente ao empreendimento.

Desta maneira, se a taxa de retorno de um projeto for maior que o risco do investidor, ou seja, seu custo de capital, o projeto pode ser avaliado como vantajoso.

9.2. Taxa Livre de Risco (R_f)

A Taxa Livre de Risco é o retorno esperado por um investimento de, teoricamente, risco zero (o que na prática não existe). A taxa livre de risco representa o retorno que um investidor esperaria de um investimento absolutamente livre de risco durante um determinado período de tempo.

Na teoria, a taxa livre de risco é o retorno mínimo que um investidor espera de qualquer investimento porque não faria sentido aceitar riscos adicionais, a menos que a taxa de retorno potencial seja maior do que a taxa livre de risco.

Na prática, no entanto, um retorno livre de risco não existe, porque mesmo os investimentos mais seguros apresentam uma pequena quantidade de risco. Assim, a taxa de juros de um título do governo, tradicionalmente do Tesouro dos Estados Unidos, é frequentemente utilizada como a taxa livre de risco para investidores.

Assumindo que o capital possa ser transferido livremente entre economias, tradicionalmente parte-se da taxa livre de risco dos Estados Unidos, considerado um mercado estável, bastando-se fazer uma correção pelo chamado *G-Spread* entre o título americano e o título brasileiro (DAMODARAN, 2012). O *G-Spread* entre dois títulos é calculado através das diferenças de curto prazo entre os retornos de ambos, projetadas através de interpolação, e é um valor dado em ferramentas de análise de retorno como o Bloomberg. A equação seguinte ilustra o cálculo da taxa livre de risco para o Brasil.

$$R_{f_{Brasil}} = (1 + R_{f_{EUA}}) \times (1 + GSpread_{EUA-Brasil}) - 1$$

Levando-se em conta o período de concessão da usina de 25 anos, o estudo trata de um período de projeção considerado longo, sendo que o título escolhido como livre de risco deve apresentar a mesma duração ou superior (COPELAND, 2000). Dessa forma, o título do tesouro americano de 30 anos de maturidade foi o título escolhido como $R_{f_{EUA}}$, e o título do qual se tomou o *G-Spread* brasileiro foi o título do tesouro com vencimento em 2045.

9.3. Índice Beta (β)

O Índice Beta, ou Beta, é uma medida da volatilidade, ou risco sistemático, de um ativo ou empresa em relação ao mercado como um todo. O Beta é usado no modelo CAPM como índice de volatilidade.

Um beta perfeito, ou seja, de valor igual a 1 indica que a performance do ativo se comporta de maneira mímica ao mercado. Um beta menor que 1 significa que o ativo é teoricamente menos volátil do que o mercado. Um beta superior a 1 indica que o ativo é teoricamente mais volátil do que o mercado. Por exemplo, se o beta de uma empresa for 1,2, a empresa é teoricamente 20% mais volátil do que o mercado. Por outro lado, se o beta de uma companhia é de 0,65, esta é teoricamente 35% menos volátil do que o mercado. Portanto, a na teoria, espera-se que o retorno da empresa seja

inferior ao mercado em 35% nos períodos de alta economia, e supere em 35% nos mercados em baixa.

Muitas empresas de energia possuem beta de menor que 1. Por sua vez, a maioria das empresas de alta tecnologia, possuem um beta maior de 1, oferecendo a possibilidade de uma maior taxa de retorno, mas também colocando mais risco no investimento.

O Beta pode também ser simplificado como o quanto a performance de um empreendimento deveria variar de acordo com o mercado como um todo, isto é, se a economia do país enfrenta situações ruins ou boas, quanto mais próximo de 1 for o beta da empresa, mais essa empresa é afetada pela variação.

$$\beta_i = \frac{\text{Covariância do ativo } i \text{ em relação ao mercado}}{\text{Variância do mercado}} = \frac{\sigma_{im}}{\sigma^2_m}$$

Para o ativo em questão, uma usina termelétrica ainda em construção, não estão disponíveis dados históricos o suficiente para permitir o cálculo do Índice Beta para o ativo, que requer, para uma boa análise, entre 1 e 2 anos de valores históricos (MCKINSEY, 2005). Nesses casos, uma hipótese bem aceita para o modelo CAPM é a de considerar a mediana dos betas das empresas comparáveis.

9.4. Taxa de Prêmio de Mercado ($[R_m - R_f]$)

O Prêmio de Mercado, na teoria, descreve a relação entre os retornos de uma carteira de investimentos e taxa livre de risco. O prêmio de risco de mercado engloba os retornos exigidos, os retornos históricos e os retornos esperados (DAMODARAN, 2007). O prêmio histórico de risco de mercado será o mesmo para todos os investidores, uma vez que o valor é baseado no que realmente aconteceu.

Na prática, o risco de mercado é a taxa de retorno esperada por um investidor ao optar por investir seu capital em um ativo que não o investimento de risco zero. Dessa forma, o prêmio de risco é a diferença entre o risco de mercado e o retorno livre de risco.

9.5. Aplicação do CAPM e Resultados

Como visto anteriormente, o cálculo do custo de capital próprio pelo modelo CAPM depende de três parâmetros: i) taxa livre de risco; ii) índice de volatilidade; e iii) prêmio de risco de mercado.

9.5.1. Taxa Livre de Risco

Para o cálculo da taxa livre de risco de acordo com o modelo, serão necessários: i) retorno do tesouro americano de 30 anos de maturidade; ii) *G-Spread* entre o título do tesouro americano e o do brasileiro. Dessa forma, o cálculo se dá conforme a Tabela 6.

Tabela 6 - Cálculo da taxa livre de risco do Brasil

Taxa Livre de Risco do Brasil (retorno em dólares)	
Retorno do Tesouro Americano	2,9%
G-Spread	2,7%
R_f (Brasil)	5,7%

Fonte: Bloomberg

Em que, conforme visto, $R_{fBrasil} = (1 + R_{fEUA}) \times (1 + GSpread) - 1$.

O cálculo acima, da forma como os dados são fornecidos pela ferramenta Bloomberg, fornece uma taxa de retorno em dólares. Uma taxa de retorno, apesar de ser contra intuitivo, é diferente dependendo da moeda na qual esta se baseia. Isso se deve especificamente por conta dos diferenciais de inflação, no qual uma moeda perde mais poder de compra do que a outra conforme o tempo, sendo necessário fazer o ajuste da Paridade do Poder de Compra, conforme visto na seção 6.3.2. O ajuste será feito na taxa final para conversão de taxa em US\$ para taxa em R\$.

9.5.2. Índice de Volatilidade Beta

O índice de volatilidade Beta, conforme também explicado anteriormente, por não haverem dados históricos do ativo já que se trata de um empreendimento em construção, serão utilizados dados de empresas comparáveis.

O universo de empresas comparáveis para a seleção do beta será o universo de empresas de capital aberto cujo principal negócio é a geração de energia. Dentre essas empresas, as selecionadas são:

- CESP – Companhia Energética de São Paulo
- AES Tietê
- Tractebel
- CPFL Renováveis - Companhia Paulista de Força e Luz
- ENEVA

Os betas das empresas, entretanto, precisam ser tratados por um processo chamado “desalavancagem do beta”. A desalavancagem do beta remove os efeitos causados pela adição de dívida à estrutura de capital da empresa. A comparação dos betas desalavancados das empresas dá ao investidor uma melhor ideia da volatilidade de diversas empresas a partir de uma mesma base. Quanto mais dívida ou alavancagem uma empresa tem, maior parte dos ganhos estão empenhados em pagar essa dívida. Isso aumenta o risco associado ao empreendimento. Embora a alavancagem seja um aspecto de risco que deve ser monitorado, não é um aspecto de volatilidade que se deseja incorporado no beta quando comparando diversos ativos.

A fórmula a seguir indica o processo de obtenção do beta desalavancados para cada empresa:

$$\beta_u = \frac{\beta_l}{1 + (1 - T_c) \times \left(\frac{D}{E}\right)}$$

Em que:

β_u : Beta desalavancado do ativo

β_l : Beta alavancado do ativo

T_c : Alíquota de imposto pago pela empresa (34% pela legislação brasileira)

$\frac{D}{E}$: Total da dívida da empresa dividido pelo total do capital próprio

Dessa forma, a Tabela 7 indica os valores dos betas de cada empresa, conforme retratados no Bloomberg.

Tabela 7 - Beta e desalavancagem do beta das empresas comparáveis

Empresa Comparável	Beta (alavancado)	Dívida Sobre Capital Próprio	Taxa de Imposto	Beta (desalavancado)
CESP	0,99	2,5%	34,0%	0,98
AES Tietê	0,51	14,8%	34,0%	0,46
Tractebel	0,59	8,4%	34,0%	0,55
CPFL Renováveis	0,23	84,3%	34,0%	0,15
ENEVA	0,61	144,5%	34,0%	0,31
Mediana	0,59			0,46

Fonte: Bloomberg. Elaboração: Autor.

Conforme discutido e representado na Tabela 7, o beta que será utilizado para o empreendimento em questão é a mediana dos betas das empresas comparáveis.

Por estarmos lidando com um empreendimento de energia que tem sua vida útil limitada, sendo igual ao seu período de concessão de 25 anos, poderia assumir-se, por hipótese, que não haveria contratação de dívida futura, portanto, a estrutura de capital para o empreendimento seria de 0% D/E. Entretanto, por conta o benefício fiscal gerado pela contratação de dívida, dado que o pagamento de impostos é contabilizado após o pagamento dos juros, é saudável para o empreendimento possuir certo volume de dívida. Levando isso em conta, por hipótese, o empreendimento possuirá R\$ 120 milhões de dívida ao longo de sua vida útil.

Considerando a dívida de longo prazo, o beta para o empreendimento será a mediana dos betas desalavancados, realavancada para a estrutura de capital ideal ($\text{dívida} / \text{valor investido} = 120 / 1.178 = 10,2\%$), resultando em $\beta = 0,49$.

$$\beta_l = \beta_u \times \left(1 + (1 - T_c) \times \left(\frac{D}{E} \right) \right) = 0,46 \times (1 + (1 - 34\%) \times 10,2\%) = 0,49$$

9.5.3. Prêmio de Risco de Mercado

O Prêmio de Risco de Mercado é um valor que poderia ser calculado baseado na média aritmética dos retornos entre as principais empresas do mercado e a taxa livre de risco histórica. O cálculo levaria em conta a subtração da taxa livre de risco do retorno esperado do mercado de ações, fornecendo uma medida quantitativa do retorno extra exigido pelos investidores do mercado para o risco aumentado.

O valor utilizado seguirá conforme últimos consensos do mercado de 5,69% (DAMODARAN, 2017).

9.5.4. Custo do Capital Próprio

Os três capítulos anteriores permitiram desenvolver os parâmetros necessários para o cálculo próprio do K_e , conforme a equação seguinte:

$$K_e = R_f + \beta_i [R_m - R_f]$$

$$K_{e(US\$)} = 5,7\% + 0,49 \times 5,69\% = 8,5\%$$

Conforme discutido, o custo de capital próprio foi calculado em valores atrelados ao dólar, sendo necessário fazer o ajuste de diferencial da inflação:

$$K_{e(R\$)} = (1 + K_{e(US\$)}) \times \frac{1 + \text{Projeção de Inflação}_{\text{Brasil}}}{1 + \text{Projeção de Inflação}_{\text{EUA}}} - 1$$

$$K_{e(R\$)} = (1 + 8,5\%) \times \frac{1 + 4,0\%}{1 + 2,1\%} - 1 = 10,5\%$$

Dessa forma, o retorno mínimo exigido por um investidor buscando alocar seu capital no empreendimento em questão é de 10,5% ao ano.

10. FINANCIAMENTO DO PROJETO

Conforme observado na seção 7, o investimento necessário para a construção da usina é de R\$ 2.945.078.370,00 (R\$ 2,95 bilhões). Sobre o financiamento do projeto, assume-se a premissa financeira de que 60% do investimento será financiado com contratação de dívida, e os outros 40% será financiado com o capital próprio do investidor.

Por se tratar de um investimento de infraestrutura que traz benefícios para a matriz energética brasileira em termos de segurança do fornecimento de energia, é comum que a empresa que irá investir no empreendimento consiga obter uma dívida junto ao BNDES. Dessa forma, as características da dívida se dão conforme a Tabela 8.

Tabela 8 - Perfil da dívida do empreendimento

Credor	BNDES
Carência	5 anos
Custo	TJLP + 2,00% a.a.
Prazo para pagamento	7 anos
Projeção da TJLP	7,00% a.a.
Custo total da dívida no longo prazo	9,00% a.a.

A carência da dívida é o período no qual paga-se somente os juros provenientes da dívida, deixando para amortizar o valor da dívida após o prazo da carência. Para empreendimentos de energia, que precisam passar por um período de construção elevado, é comum que credores como o BNDES, especialmente em momentos de expansão do setor, colaborem com prazos maiores de carência.

Após o prazo da carência, começa a contar o prazo para o pagamento da dívida, no qual o empreendimento, que já está operacional e gerando caixa, deve começar a pagar a dívida, em parcelas anuais iguais, durante o prazo estipulado.

Tabela 9 - Estrutura de capital do empreendimento

Investimento Total	R\$ 2,95 bilhões	100%
Capital Próprio	R\$ 1,18 bilhões	40%
Dívida	R\$ 1,77 bilhões	60%

11. MODELAGEM FINANCEIRA – CASO BASE

11.1. Curva de Despacho

Conforme definido na seção 6.4, o cenário base partirá de uma curva de despacho entre 35 a 65%, de forma a refletir um despacho por ordem de mérito da ONS em um cenário em que hajam chuvas o suficiente para manter os reservatórios de água em bons níveis, mas não o suficiente para possibilitar reduzir o despacho das térmicas.

O despacho das térmicas faz com que, além da receita fixa do Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado, também seja paga à usina a receita variável proveniente da real produção e fornecimento de energia ao SIN. Dependendo dos custos de manutenção e do combustível da usina, entretanto, um despacho elevado pode ser na verdade prejudicial aos retornos do empreendimento.

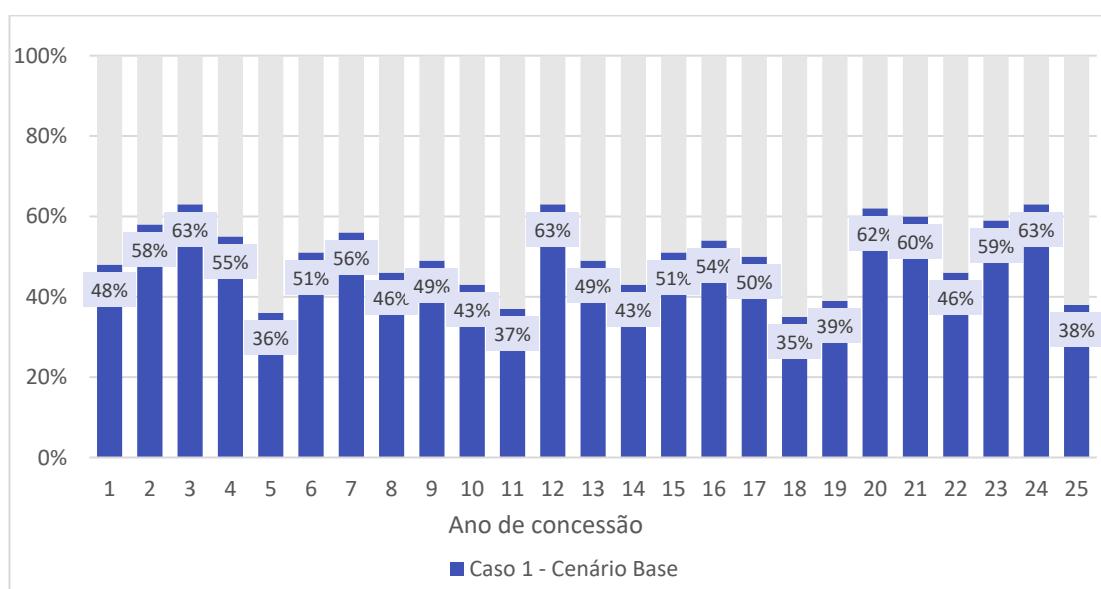


Figura 19 - Despacho anual por ordem de mérito no caso base (% Capacidade Instalada / ano)

11.2. Produção e Vendas de Energia

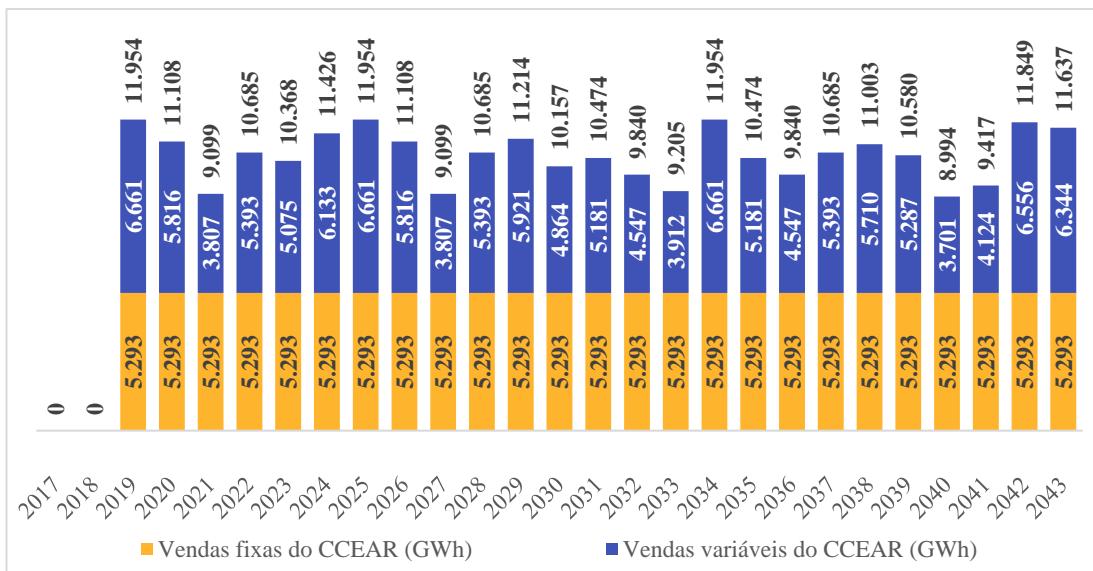


Figura 20 - Produção e venda de energia ao longo da projeção (GWh)

É possível observar no gráfico da Figura 20 a base para o cálculo da receita da usina. As barras amarelas representam as vendas fixas, em GWh, relativas ao CCEAR, e independem da real produção de energia pela usina.

A venda fixa toma por base de cálculo a capacidade vendida no ACR, que, no caso, é de 602,2 MW, e a quantidade de horas no ano, definida no CCEAR como 8.760 horas, de tal forma que:

$$Venda Fixa (GWh) = 10^{-3} \times 602,2 \text{ MW} \times 8.760 \text{ horas} = 5.293 \text{ GWh}$$

As vendas variáveis, representadas pelas barras azuis, tratam da quantidade de energia, em GWh, devidamente entregue ao Sistema Interligado Nacional, já descontadas das perdas do sistema e uso próprio da usina. De acordo com a CCEE, as perdas as perdas elétricas globais do sistema, que são rateadas entre os agentes, rondam historicamente a casa dos 2% a 3% para os agentes de geração de energia. O modelo construído considera perdas de 2,5%. Dessa forma, a venda variável da usina é calculada conforme:

$$\begin{aligned}
 Venda Variável_{(GWh)} &= 10^{-3} \times Capacidade Instalada_{(kW)} \times Despacho_{(\%)} \times (1 \\
 &\quad - perdas_{(\%)} \times 8.760_{horas})
 \end{aligned}$$

Conforme observado na fórmula anterior, a venda variável é baseada no despacho com base na capacidade instalada da usina, diferentemente da venda fixa, baseada na garantia física vendida no leilão.

11.3. Receita de Venda

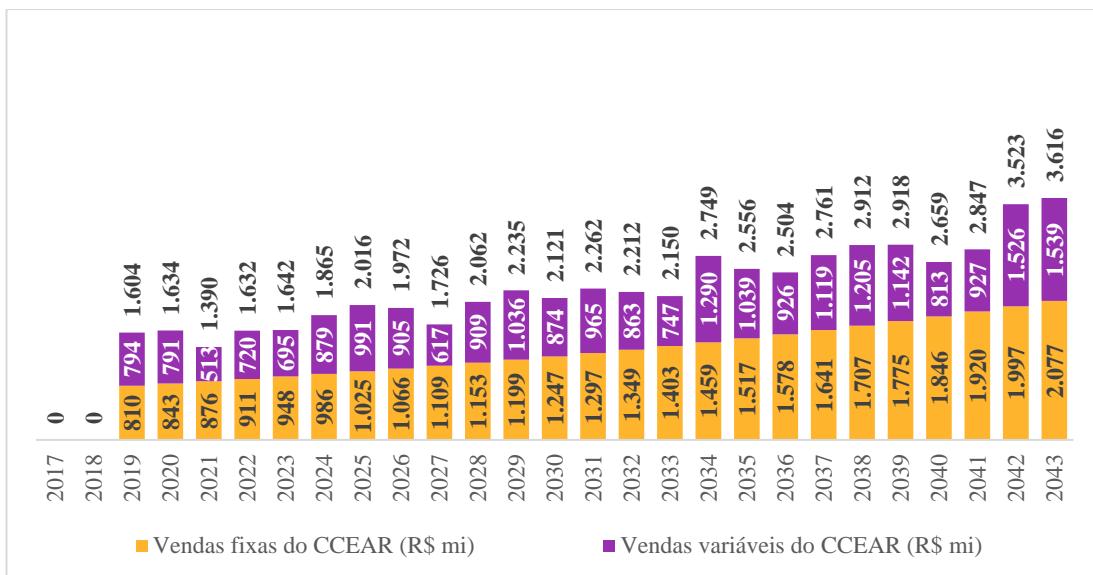


Figura 21 - Segmentação da receita bruta do CCEAR (R\$ mi)

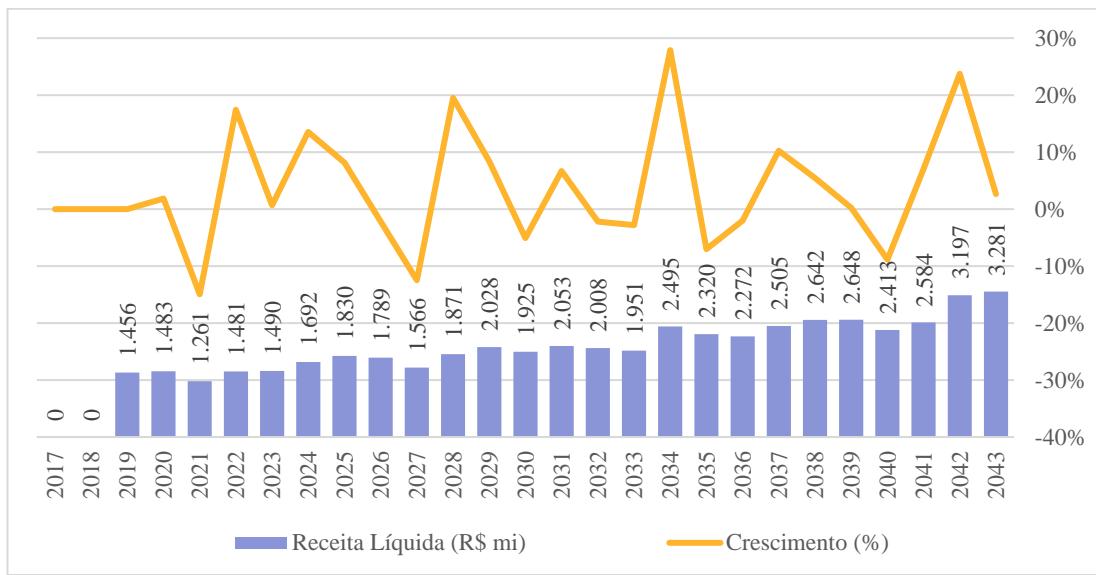


Figura 22 - Receita de venda líquida durante o período de concessão (em milhões de reais)

Os gráficos da Figura 21 e da Figura 22 mostram a evolução das receitas bruta e líquida (após deduções de PIS / COFINS no equivalente de 9.25%).

Como esperado, a receita fixa evolui a uma taxa constante equivalente a inflação. A receita fixa do ano 2019 é igual a receita fixa acordada no CCEAR ajustada pela inflação, e a dos anos seguintes segue o mesmo racional, conforme explicado.

A receita variável, também como esperado, varia de acordo com o despacho do ano e o preço do combustível, e, consequentemente, faz com que crescimento da receita líquida total seja impactado de forma imprevisível, apresentando, inclusive, crescimentos negativos em alguns anos, o que é compensado com alguns anos de crescimento de dois dígitos, ao longo prazo.

11.4. Fluxo de Investimentos

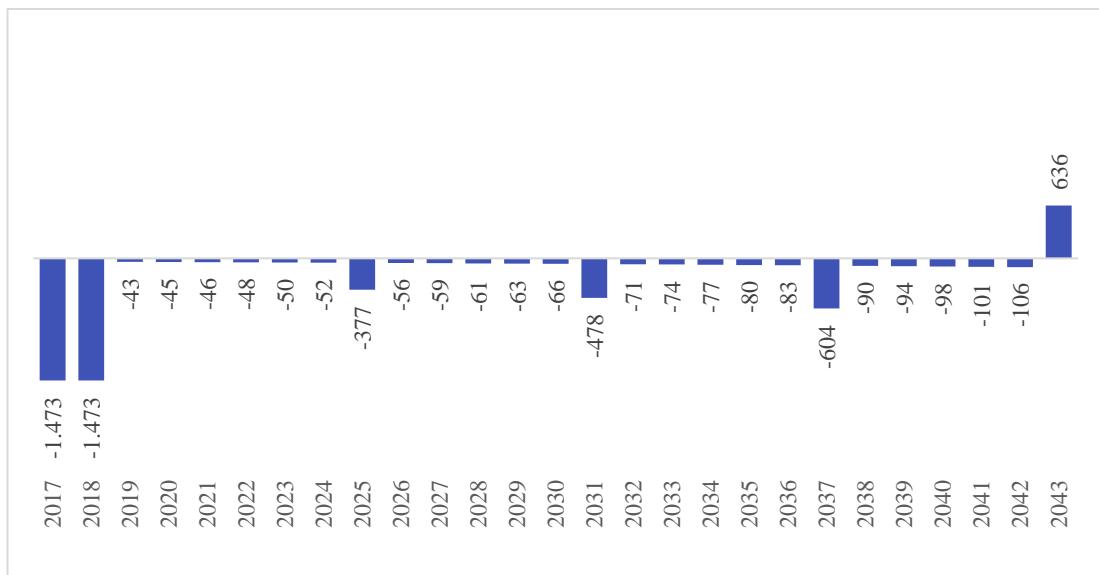


Figura 23 - Fluxo de saída de caixa proveniente de investimentos

Conforme discutido anteriormente, o investimento total para a conclusão do empreendimento é de R\$ 2,95 bilhões. Por hipótese, esse investimento foi dividido entre dois anos, assumindo-se que a construção se daria metade no ano 2017 e a outra metade no ano 2018, respeitando o início da operação em 2019.

Nos anos 2019 em diante, o fluxo de investimentos se dá puramente no investimento de imobilizado, ou seja, na manutenção das peças, equipamentos e construções da usina, e no “*Overhaul*” das turbinas, que é uma manutenção mais agressiva que se dá após alguns anos de operação das turbinas.

O “*Overhaul*” envolve a substituição dos principais componentes da turbina e é realizada pelo fabricante ou por um provedor de serviços especializados após aproximadamente 30.000 horas de operação. A revisão é necessária para garantir que a turbina possa operar de forma segura e confiável pelos anos seguintes, e, de acordo com a literatura, é uma despesa de cerca de 3% a 17% do valor total do maquinário.

O modelo proposto toma por hipótese que o “*Overhaul*” é uma despesa de 8% do valor do investimento inicial (INGAA, 2004).

No último ano da projeção, nota-se um fluxo de investimento positivo, que pela convenção utilizada, representa uma entrada de caixa para o bolso do investidor. Isso

se dá pela venda do valor residual dos ativos imobilizados no final da concessão. Por hipótese, os equipamentos ao final da concessão ainda são funcionais e possuem um valor reduzido para refletir sua depreciação e manutenções que sofreu ao longo do tempo.

11.5. Fluxo de Caixa Operacional

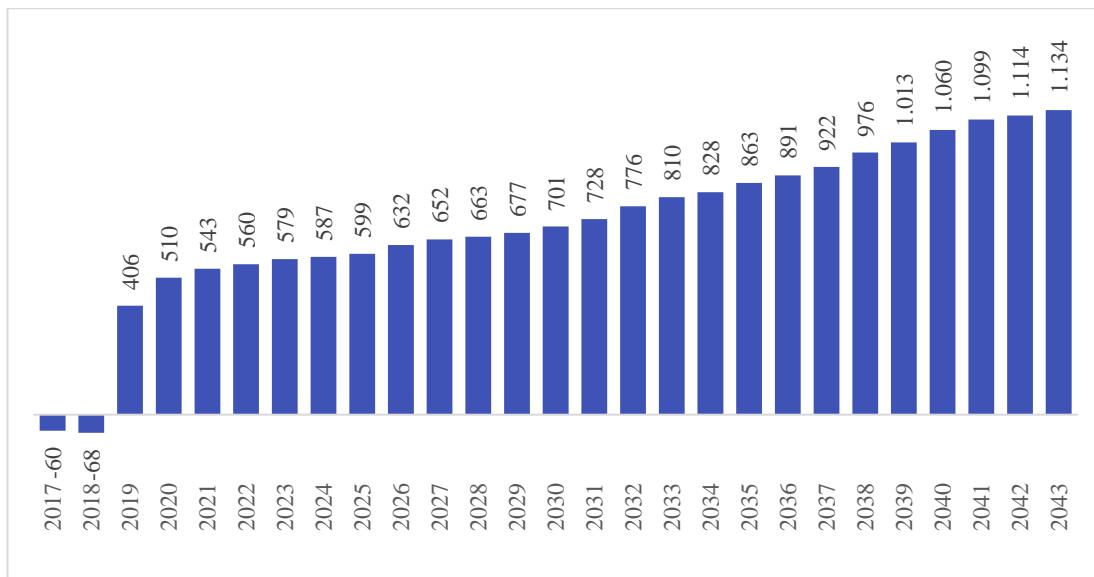


Figura 24 - Fluxo de caixa operacional durante o período de concessão

A Figura 24 representa o fluxo de caixa operacional do empreendimento durante o período de concessão, que é o caixa gerado puramente pela operação da empresa, sem levar em conta os impactos dos investimentos e financiamentos.

Como era de se esperar, durante os dois anos de construção, no qual não há de fato uma operação acontecendo, a “operação” na verdade consome caixa (sinal negativo).

A partir de 2019, em que o empreendimento já está operando normalmente, o fluxo de caixa operacional assume sinal positivo, o que representa uma entrada de caixa na empresa.

11.6. Fluxo de Caixa de Dividendos

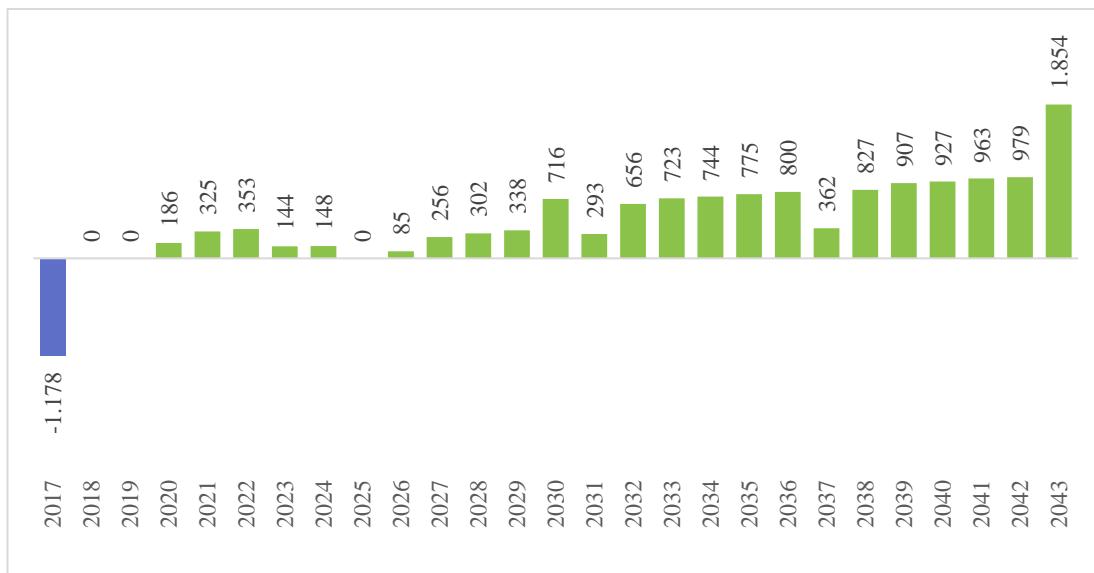


Figura 25 - Fluxo de caixa destinado a pagamento de dividendos aos investidores

A Figura 25 ilustra o fluxo destinado ao pagamento de dividendos aos investidores.

Dividendos são pagamentos diretos feitos aos investidores provindos de uma parcela do lucro da empresa. O dividendo é distribuído aos investidores como uma parcela do caixa que sobra após todos os investimentos e manutenções que o empreendimento exige durante o exercício (no caso o ano de operação).

Na figura anterior, em 2017 está representado um fluxo de saída de R\$ 1.178 milhões que representa a parcela do investimento inicial do empreendimento que provém diretamente do bolso do investidor, que, conforme discutido, por hipótese, é de 45% o valor do empreendimento, sendo o restante financiado por dívida.

A hipótese de pagamento de dividendos é de 90% do caixa restante após as obrigações citadas no parágrafo anterior. Os outros 10% são guardados no caixa da empresa como reservas para conter imprevistos ou gastos corriqueiros com a operação. No ano final da concessão, entretanto, assume-se o pagamento de 100% do caixa disponível em dividendos, dado que é o ano de término da operação.

11.7. Fluxo de Caixa do Serviço da Dívida (Financiamentos)

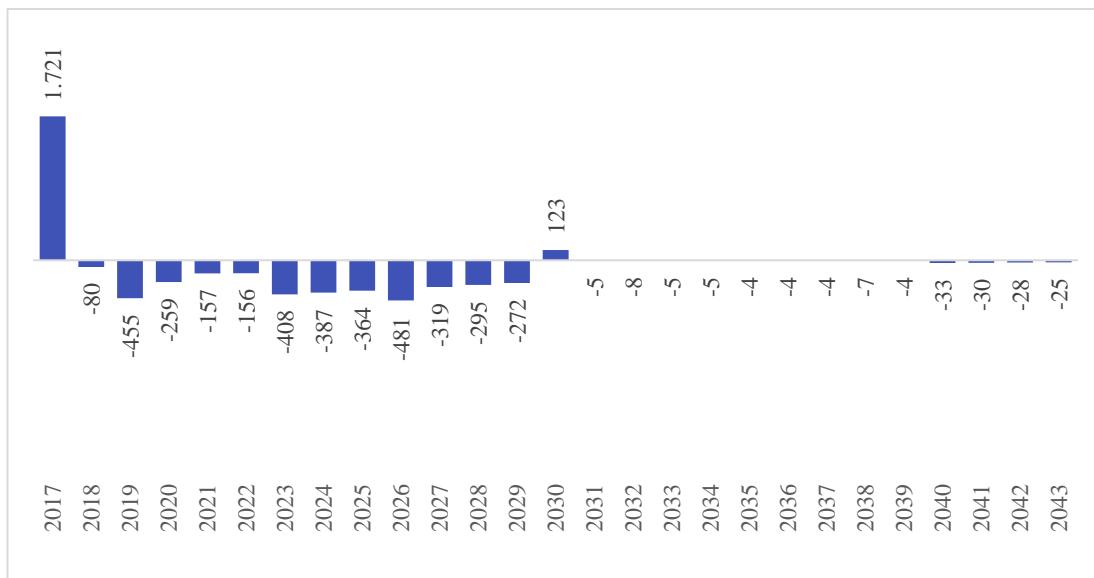


Figura 26 - Fluxo de caixa dos financiamentos durante o período de concessão

O gráfico da Figura 26 representa as entradas (sinal positivo) e saídas (sinal negativo) de caixa provenientes de:

- 1) Contratação de dívida de longo prazo: em 2017 há a contratação de R\$ 1.721 milhões, equivalentes a 60% do investimento total do empreendimento, e, após o pagamento dessa dívida principal, assume-se a contratação de outra dívida no valor de R\$ 120 milhões, que é mantida até o final da concessão, sendo paga em quatro parcelas iguais de R\$ 30 milhões nos quatro últimos anos da concessão.
- 2) Contratação de dívida “revólver”: a dívida “revólver” é uma dívida contratada em uma linha de crédito emergencial no banco, para situações em que o caixa gerado pela empresa não é o suficiente para cobrir os fluxos de investimentos necessários para a manutenção da operação. A dívida “revólver” é paga sempre no ano seguinte, e, caso a empresa não tenha dinheiro, a mesma contrata uma segunda dívida “revólver” para o pagamento da primeira.
- 3) Pagamento de juros relativos às dívidas de longo prazo e “revólver”: conforme discutido previamente, o custo da dívida de longo prazo é de TJLP + 2,0%. Com uma TJLP de 7,0% ao longo prazo, o custo da linha de dívida do BNDES é de 9,0% ao ano em juros. Também há nessa linha os

juros relativos à dívida “revólver”, no custo de 130% do CDI. O CDI de longo prazo é de 8,0%, o que resulta em um custo da dívida “revólver” de 10,4% ao ano em juros.

- 4) Rendimento sobre o caixa da empresa: Assume-se um rendimento de 80,0% do CDI sobre a média do caixa de início do período da empresa e o caixa do fim do período

Tabela 10 – Custos das dívidas

Operação Financeira	Custo (juros) / Rendimento	Custo / Rendimento do longo prazo
Dívida de longo prazo	TJLP + 2,0% a.a.	9,0% a.a.
Dívida “revólver”	130% do CDI	10,4% a.a.
Rendimento sobre Caixa	80% do CDI	6,4% a.a.

11.8. Viabilidade Econômica – Valor Presente dos Fluxos



Figura 27 - Fluxo de caixa livre para o serviço do investidor

A Figura 27 apresenta o fluxo de caixa livre para o serviço do investidor, que é o montante de caixa, ao final do período, que resta após os serviços da operação, investimento e financiamentos, e que, na prática, poderia ser distribuído diretamente ao investidor através de dividendos.

A análise do valor presente dos fluxos do investidor consiste em trazer a valor presente os fluxos do investidor utilizando a taxa de desconto calculada no capítulo 9.5.4, que é o custo de capital próprio ou custo de capital do investidor. Com isso, é possível calcular se o investimento faz sentido em termos de valor, ou seja, se o valor presente de todos os fluxos for maior que o valor do investimento, considerando a taxa de retorno exigida, o investimento trará um retorno satisfatório ao investidor.

Dessa forma, o valor presente para o investidor se dá conforme a equação abaixo:

$$VPI = VP_{Fluxos}$$

Em que:

VPI = Valor presente para o investidor

VP_{Fluxos} = Fluxos para o serviço do investidor trazidos a valor presente utilizando o K_e

Para o cálculo do valor presente, será utilizada a convenção de meio de ano. O cálculo convencional considera que o fluxo se daria exatamente no final do período, o que, em períodos anuais não é a melhor premissa.

$$VP_{Fluxos-Tradicional} = \sum_{k=1}^n \frac{Fluxo}{(1 + Taxa)^k}$$

A convenção de meio de ano, a fim de mitigar esse efeito, considera que o fluxo ocorre na metade do período, de forma que os índices tradicionais são substituídos de $k = 0, 1, 2, 3, \dots, n$ para $k = 0; 0,5; 1,5; 2,5; \dots; n-0,5$, em que n é o total de anos de concessão + anos de construção, ou seja, total de 27 anos.

$$VP_{Fluxos} = \sum_{k=0,5}^{n-0,5} \frac{Fluxo_k}{(1 + Taxa)^k}$$

Conforme calculado na seção 9.5.4, a taxa a ser utilizada, igual ao custo de capital próprio, é de 10,5%. Dessa forma, a Figura 28 mostra os valores presentes dos fluxos de caixa livre para o serviço do investidor.

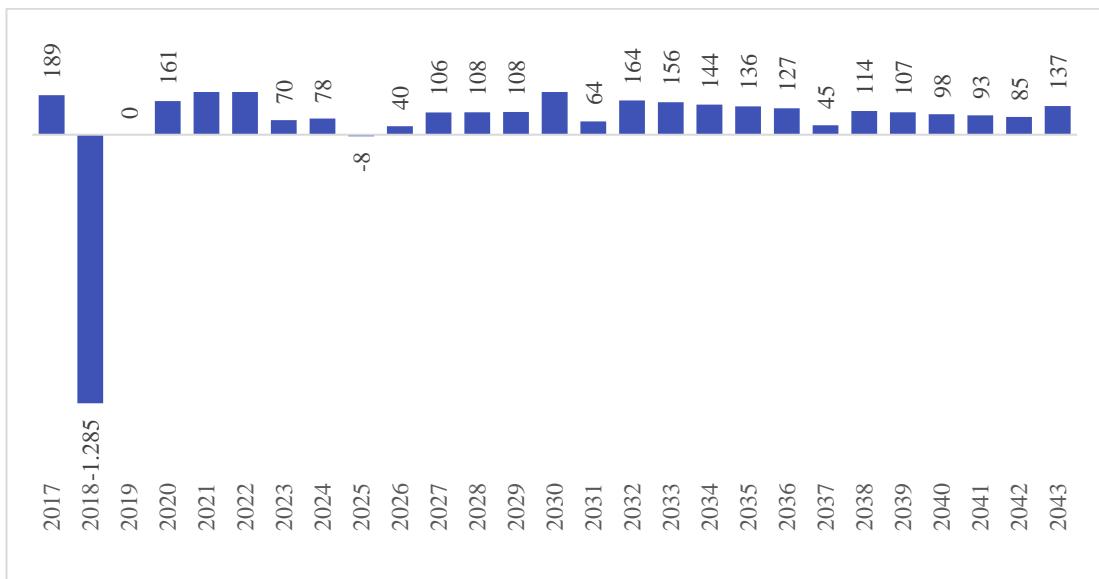


Figura 28 - Valor presente do fluxo de caixa livre para serviço do investidor

Sendo assim:

$$VPI = \sum_{k=0,5}^{n-0,5} \frac{Fluxo}{(1 + K_e)^k}$$

$$VPI = R\$ 1.724 \text{ milhões}$$

Isto significa que os fluxos de caixa gerados e investidos para e pelo investidor, se trazido a valor presente, considerando os resultados da operação da usina e todos os pagamentos de investimento e dívidas valem R\$ 1.7 bilhões.

Ainda, significa que o empreendimento tem, aos olhos do investidor, um retorno de 1,53x sobre o investimento inicial em termos reais, isto é, imaginando que todos os fluxos estivessem sendo pagos no momento do investimento.

$$\text{Múltiplo} = \frac{VPI}{\text{Valor Investido}} = \frac{1.729}{1.178} = 1,46x$$

Matematicamente, o múltiplo acima acusa um investimento inviável quando menor que 1,00x, ou seja, $VPI < \text{Valor Investido}$

11.9. Viabilidade Econômica – Método do Desconto de Dividendos

O modelo do desconto de dividendos consiste em trazer a valor presente todo o fluxo de dividendos que o investidor espera receber ao longo do investimento, e, com

isso, comparar com o valor do investimento real e medir o retorno para o bolso do investidor.

O racional do modelo reside na regra do valor presente: o valor de qualquer ativo é o valor presente dos fluxos de caixa futuros esperados descontados a uma taxa adequada ao risco dos fluxos.

Conforme explicado anteriormente, o dividendo é o fluxo de caixa pago diretamente ao investidor, sendo uma ótima métrica para comparação com o valor do investimento inicial.

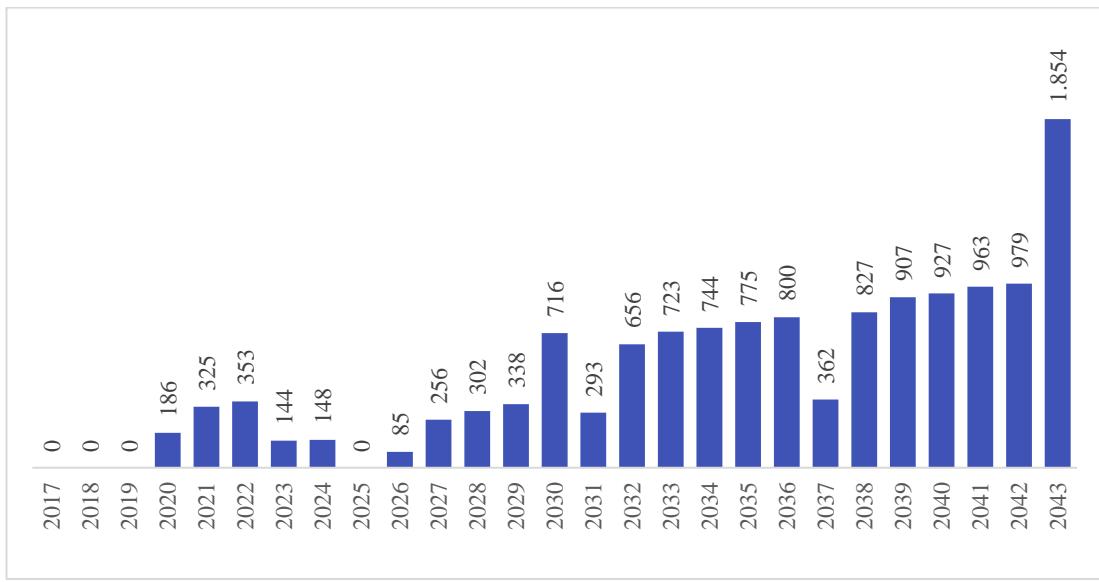


Figura 29 - Fluxo de caixa dos dividendos

A taxa utilizada para descontar os fluxos a valor presente é, também, o custo de capital próprio calculado previamente pelo CAPM (o K_e).

Da mesma forma:

$$Valor\ do\ Investimento = \sum_{k=0,5}^{n-0,5} \frac{Dividendo_k}{(1 + K_e)^k}$$

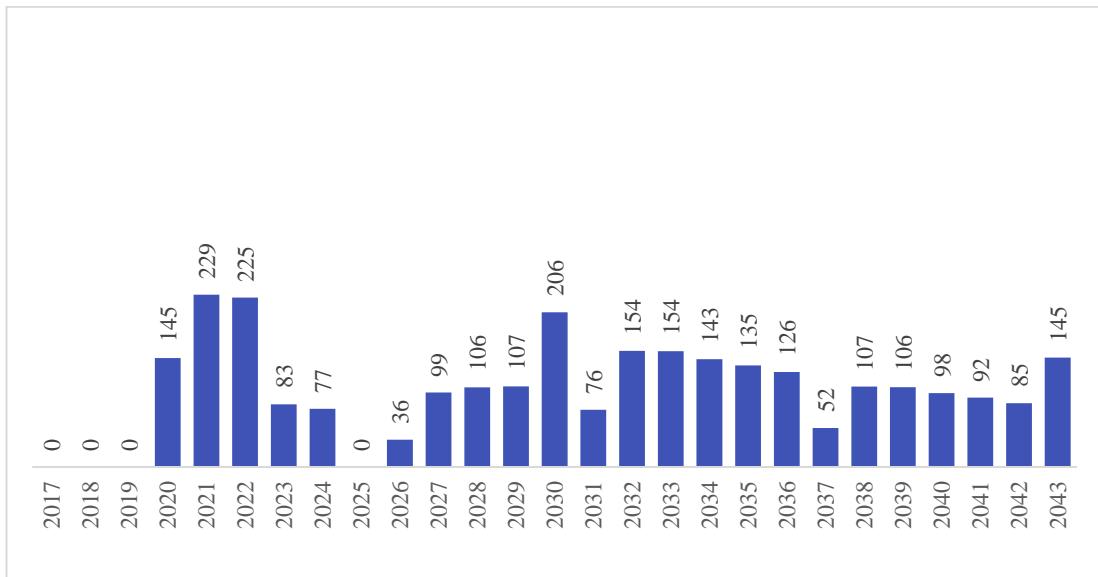


Figura 30 - Valor presente do fluxo de dividendos

Diferente da análise do fluxo de caixa do investidor, o desconto de dividendos analisa apenas os fluxos positivos diretos ao bolso do investidor, descontando o efeito do capital aplicado inicialmente. Isso permite comparar o retorno esperado pelo investidor ao montante que ele aplica esperando esse retorno, em termos distintos.

Ainda, por se tratar de um investimento com período fixo, ou seja, concessão total de 25 anos, o modelo do desconto de dividendos é excelente pois leva em consideração apenas o caixa que sai do empreendimento e flui diretamente para o bolso do investidor, enquanto o desconto do fluxo de caixa do investidor também considera os recursos que ficam retidos no empreendimento, assim como os aportes iniciais do investidor (fluxos negativos).

Descontando o fluxo de dividendos, tem-se:

$$Valor\ do\ Investimento = \sum_{k=0,5}^{n-0,5} \frac{Dividendo_k}{(1 + K_e)^k} = R\$ 2.788\ milhões$$

Considerando o investimento inicial empregado pelo investidor de 40% do valor do empreendimento, ou seja, R\$ 1.178 milhões, o valor dos fluxos de dividendos, trazidos a valor presente, representam 1,37x o valor investido pelo mesmo.

$$\text{Retorno real} = \frac{\text{Valor Presente do Investimento} - \text{Valor Investido}}{\text{Valor Investido}} = 137\%$$

O valor do investimento calculado pode ser, ainda, interpretado como o valor máximo que o investidor estaria disposto a desembolsar para obter, através do investimento, o retorno esperado representado pelo seu custo de capital próprio (K_e).

11.10. Análise de Sensibilidade

Conforme pode-se observar nas seções anteriores, o julgamento de decisão da viabilidade de um investimento é atrelada diretamente ao custo de capital do investidor, isto é, ao retorno mínimo exigido por este. O custo de capital do investidor, por sua vez, depende altamente da situação macroeconômica do país, já que esta reflete nas oportunidades de investimento alternativas.

Para analisar o impacto das incertezas com relação à situação macroeconômica, a Tabela 11 ilustra como a inflação e o beta, principais variáveis do custo de capital, refletiriam no custo do capital próprio para o investimento, em que o beta (realavancado) de 0,49 e a inflação de longo prazo de 4,0% são as premissas adotadas no cenário base.

Tabela 11 - Análise de sensibilidade do custo do capital próprio

		Inflação (IPCA)				
		2,0%	4,0%	6,0%	8,0%	10,0%
Beta	0,29	7,2%	9,3%	11,4%	13,5%	15,6%
	0,39	7,8%	9,9%	12,0%	14,1%	16,3%
	0,49	8,4%	10,5%	12,6%	14,7%	16,9%
	0,59	8,9%	11,1%	13,2%	15,3%	17,5%
	0,69	9,5%	11,7%	13,8%	15,9%	18,1%

O processo matemático do CAPM justifica a relação entre o aumento do custo de capital com o aumento da inflação. Ao lado da análise matemática, a justificativa prática para o custo de capital próprio aumentar com o crescimento da inflação se dá, pois, em um cenário de instabilidade macroeconômica, em que a inflação do país tende a subir, a principal consequência é a desvalorização da moeda local, fazendo com que

investimentos pagos na moeda circulante sejam menos atrativos. Com isso, o investidor buscaria alternativas estratégicas para seu investimento, ou exigiria maiores retornos para um investimento na moeda em questão, a fim de equiparar o potencial retorno em uma moeda que tivesse seu valor preservado.

Fora do contexto do custo do capital, a outra esfera que poderá interferir na viabilidade do investimento na usina é a operacional. Isto é, o desempenho da operação, caso traga mais custos que resultados, pode fazer com que, ao longo prazo, o investimento não se pague.

Dessa forma, a análise de sensibilidade seguinte, apresentada na Tabela 12, ilustra como o valor do investimento, calculado pelo modelo do desconto de dividendos, seria afetado ao variar-se os custos com manutenção e o custo de capital próprio, este, na faixa calculada na tabela anterior.

As variações do custo com manutenção foram propostas, na sensibilidade a seguir, como aumentos no custo do “*overhaul*”, que de fato é a parte mais onerosa da manutenção.

Tabela 12 - Análise de sensibilidade do valor do investimento pelo modelo de desconto de dividendos

Custo do "Overhaul"	Custo do Capital Próprio (Ke)				
	7,1%	10,5%	13,0%	15,4%	17,9%
3,0%	4.573	2.943	2.217	1.719	1.367
5,5%	4.465	2.865	2.155	1.669	1.327
8,0%	4.356	2.788	2.094	1.621	1.289
10,5%	4.248	2.711	2.034	1.573	1.251
13,0%	4.139	2.635	1.976	1.528	1.216

As sensibilidades apresentadas anteriormente retornam um valor do investimento, calculado pelo modelo de desconto de dividendos, maior que o valor desembolsado pelo investidor, de R\$ 1.178 milhões. Isso significa na prática que para o investimento ser inviável, os cenários macroeconômicos e operacionais devem ser piores do que os cenários analisados acima.

Aplicando-se o método da TIR (Taxa Interna de Retorno), é possível calcular, teoricamente, o custo de capital próprio mínimo que faria com que o investimento não fosse mais viável. Calculando-se a TIR do fluxo de dividendos considerando o fluxo inicial como o valor desembolsado pelo investidor, conforme o gráfico da Figura 25, obtém-se uma taxa de 18,0%.

O termo teoricamente acima foi utilizado pois, no processo padrão do TIR, considera-se os fluxos de caixa sendo aplicados / pagos sempre no final do período, enquanto que o modelo construído utiliza a convenção de meio de ano, ou seja, com os fluxos de caixa sendo refletidos sempre no meio do período.

Dessa forma, através de um processo interativo, o custo de capital próprio máximo calculado para o investidor é de 18,95%, o que resultaria em um valor do investimento igual ao valor desembolsado pelo acionista. Esse valor, matematicamente, de acordo com o modelo do desconto de dividendos, reflete que a taxa utilizada para o desconto é a taxa máxima possível para justificar o investimento, ou seja, o custo de capital próprio pode atingir um valor tão alto quanto a taxa que traz o valor do investimento para o valor desembolsado (DAMODARAN, 2012).

Tabela 13 - Processo interativo para o cálculo do custo de capital próprio máximo

Custo de Capital Próprio (Ke)	Valor do Investimento pelo Modelo do Desconto de Dividendos		“Prêmio” Sobre Valor Investido	Viabilidade do Investimento
	10,50%	2.788		
20,00%		1.081	-8,2%	Inviável
19,00%		1.173	-0,4%	Inviável
18,90%		1.183	0,4%	Viável
18,95%		1.178	0,0%	Viabilidade Mínima

11.11. Demonstração do Resultado do Exercício

Tabela 14 - Demonstração do resultado do exercício durante a concessão

R\$ em Milhões	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2035	2040	2043
Receita Bruta (Receita de Venda)	-	-	1604	1634	2016	2121	2556	2659	3616
(-) PIS / Cofins	-	-	-148	-151	-186	-196	-236	-246	-334
(-) ICMS	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Receita Líquida	-	-	1456	1483	1830	1925	2320	2413	3281
(-) Custos fixos de geração de energia	-65	-68	-80	-84	-102	-124	-151	-183	-206
(-) Custos variáveis de geração de energia	-	-	-759	-762	-946	-834	-985	-764	-1444
LAJIDA	-65	-68	616	638	781	967	1184	1466	1631
(%) Margem LAJIDA	-	-	42,3%	43,0%	42,7%	50,2%	51,0%	60,7%	49,7%
(-) Depreciação	-	-59	-118	-122	-146	-204	-256	-290	-200
LAJIR	-65	-127	498	516	635	763	928	1176	1432
(-) Despesas Financeiras	-84	-159	-187	-169	-114	-	-11	-11	-3
(+) Receitas Financeiras	38	79	1	1	2	3	6	7	8
LAIR	-111	-206	312	348	524	767	924	1173	1437
(-) Imposto	-	-	-106	-118	-178	-261	-314	-399	-489
(%) Taxa Efetiva de Imposto	34,0%	34,0%	34,0%	34,0%	34,0%	34,0%	34,0%	34,0%	34,0%
Lucro Líquido	-111	-206	206	230	346	506	610	774	948
(%) Margem Líquida	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	14,2%	15,5%	18,9%	26,3%	26,3%	32,1%	28,9%

11.12. Balanço Patrimonial

Tabela 15 - Balanço patrimonial durante a concessão

R\$ em Milhões	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2035	2040	2043
Ativo									
Ativo Circulante	1367	16	185	215	227	327	374	405	383
Caixa	1367	16	16	37	16	96	102	119	16
Contas a Receber	-	-	121	124	152	160	193	201	273
Estoque	-	-	47	54	59	71	78	85	93
Ativo Não Circulante	1473	2886	2811	2734	2627	1958	1523	1177	-
Imobilizado	1473	2886	2811	2734	2627	1958	1523	1177	-
Total do Ativo	2840	2902	2996	2948	2854	2285	1897	1582	383
Passivo									
Passivo Circulante	5	274	162	70	213	80	95	79	137
Contas a Pagar	5	6	70	70	87	80	95	79	137
Dívida de Curto Prazo	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dívida Revolver	-	269	92	-	126	-	-	-	0
Passivo Não Circulante	1767	1767	1767	1767	1010	120	120	90	-
Dívida de Longo Prazo	1767	1767	1767	1767	1010	120	120	90	-
Patrimônio Líquido	1067	861	1067	1111	1631	2085	1682	1413	245
Capital Social	1178	1178	1178	1178	1178	1178	1178	1178	1178
Lucro Acumulado	-111	-317	-111	-67	453	907	504	235	-933
Total do Passivo + Patrimônio Líquido	2840	2902	2996	2948	2854	2285	1897	1582	383
Capital de giro	-5	-6	99	108	124	152	177	207	229
Variação de capital de giro	5	0	-104	-9	-4	-6	-7	-7	-9

11.13. Demonstração do Fluxo de Caixa

Tabela 16 - Demonstração do fluxo de caixa para o período de concessão

R\$ em Milhões	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2035	2040	2043
Fluxo de Caixa Operacional	-60	-68	406	510	599	701	863	1060	1134
Lucro Líquido	-111	-206	206	230	346	506	610	774	948
(+) Resultado Financeiro	46	80	186	168	112	-3	4	3	-5
(+) Depreciação e Amortização	-	59	118	122	146	204	256	290	200
Variação do Capital de Giro	5	0	-104	-9	-4	-6	-7	-7	-9
Fluxo de Caixa de Investimentos	-1473	-1473	-43	-45	-377	-66	-80	-98	636
CAPEX	-1473	-1473	-43	-45	-377	-66	-80	-98	-765
Fluxo de Caixa de Financiamentos	1721	-80	-455	-259	-364	123	-4	-33	-25
Variação de Dívida	1767	-	-	-	-252	120	-	-30	-30
Amortização de Revólver	-	-	-269	-92	-	-	-	-	-
Juros Pagos / Recebidos	-46	-80	-186	-168	-112	3	-4	-3	5
Caixa Começo do Período	-	1367	16	16	32	54	99	117	125
Fluxo de Caixa Operacional	-60	-68	406	510	599	701	863	1060	1134
Fluxo de Caixa de Investimentos	-1473	-1473	-43	-45	-377	-66	-80	-98	636
Fluxo de Caixa de Financiamentos	1721	-80	-455	-259	-364	123	-4	-33	-25
Caixa Disponível para Dividendos	189	-253	-76	222	-110	812	877	1046	1870
Caixa Disponível para Operações dos Acionistas									
Aumento de Capital	1178	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendos Pagos	-	-	-	-186	-	-716	-775	-927	-1854
Caixa em Excesso / Falta	1367	-253	-76	37	-110	96	102	119	16
Revólver Começo do Período	-	-	269	92	-	-	-	-	-
Necessidade de Revólver	-	269	92	-	126	-	-	-	0
Pagamento de Revólver	-	-	-269	-92	-	-	-	-	-
Revólver Fim do Período	-	269	92	-	126	-	-	-	0
Juros sobre Revólver	-	-	28	10	-	-	-	-	-
Caixa Fim do Período	1367	16	16	37	16	96	102	119	16

12. CENÁRIOS ALTERNATIVOS

Conforme definido na seção 6.4, o cenário de racionamento de água nos reservatórios parte de uma curva de despacho entre 65% a 90%, de forma a refletir um despacho por ordem de mérito da ONS em um cenário em que hajam chuvas o suficiente para manter os reservatórios de água em abundância, o suficiente para possibilitar o mínimo despacho das térmicas, garantindo a segurança do fornecimento do SIN majoritariamente pelas fontes renováveis. A Figura 31 ilustra a curva de despacho utilizada no cenário de racionamento, obtida empregando-se um método de obtenção de números aleatórios na faixa definida.

Já o cenário de abundância parte de uma curva de despacho na faixa de 20% a 40%, de forma a refletir um alto índice de chuvas que garantiria a segurança do Sistema Interligado Nacional majoritariamente pelas termelétricas. A Figura 32 ilustra a curva de despacho utilizada no cenário de abundância dos reservatórios, obtida ao empregar-se um método de obtenção de números aleatórios na faixa definida.

Conforme previamente discutido, dependendo dos custos de manutenção e do combustível da usina, um despacho elevado pode ser na verdade prejudicial aos retornos do empreendimento, enquanto um despacho baixo reflete em uma receita fixa garantida com baixos custos operacionais e de manutenção.

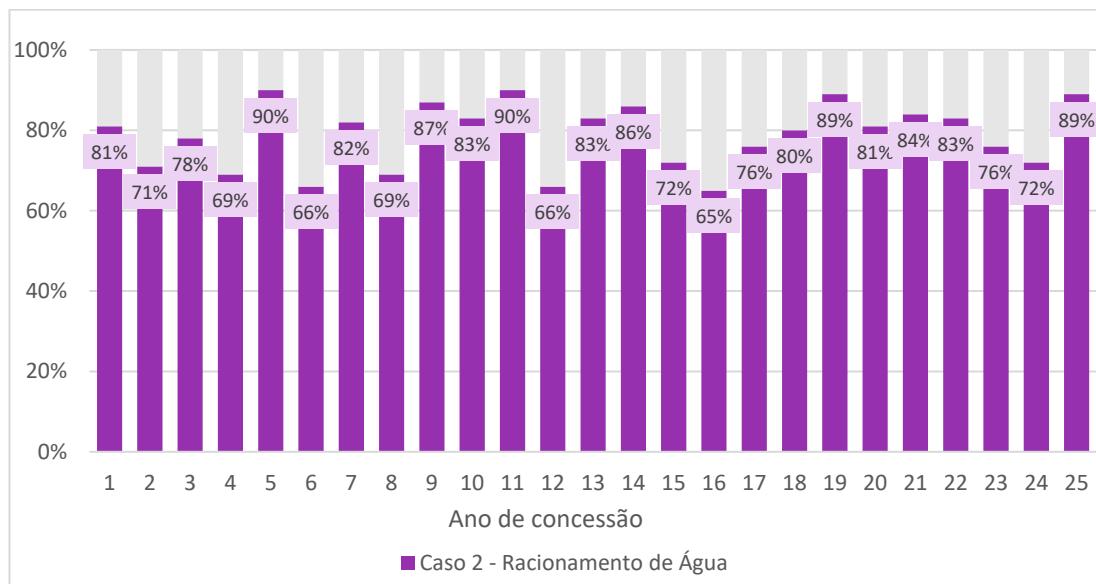


Figura 31 - Despacho anual por ordem de mérito no caso de racionamento (% Capacidade Instalada / ano)

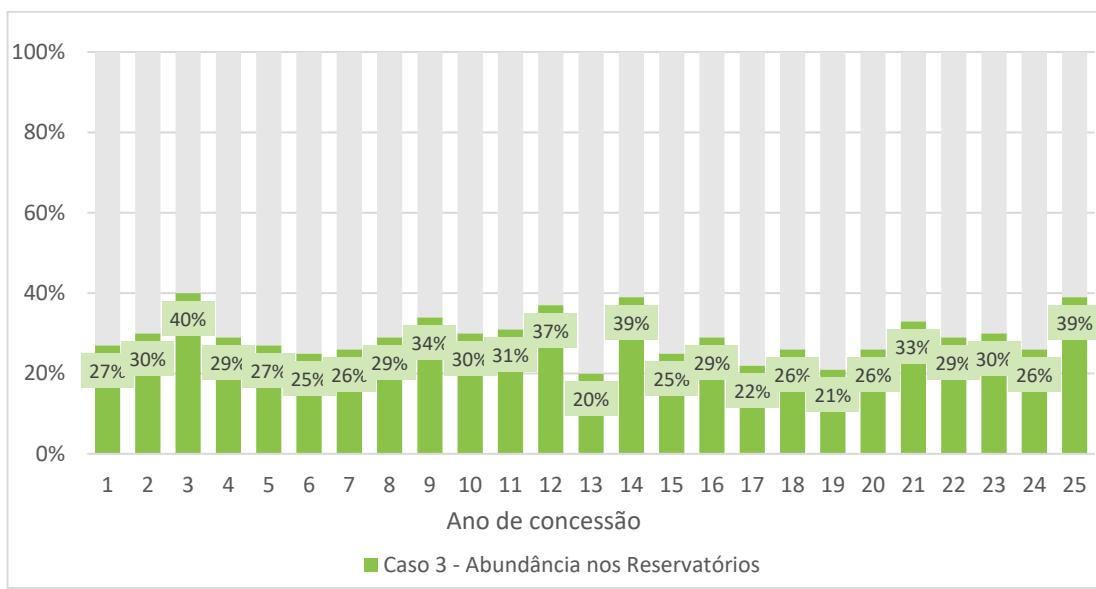


Figura 32 - Despacho anual por ordem de mérito no cenário de abundância (% Capacidade Instalada / ano)

Tabela 17 - Análise comparativa dos 3 cenários durante o período de projeção

R\$ em Milhões	Cenário 1 Caso Base	Cenário 2 Racionamento de Água	Variação Cenário 2 para 1	Cenário 3 Abundância Reservatórios	Variação Cenário 3 para 1
Intervalo de Despacho	35% a 65%	65% a 90%	-	20% a 40%	-
Total de Receita Líquida (27 anos)	52.242	64.558	23,6%	43.105	-17,5%
Total de Gastos com Combustível (27 anos)	21.708	34.066	56,9%	12.542	-42,2%
Total de Lucro Líquido (27 anos)	12.729	11.970	-6,0%	13.291	4,4%
Fluxo de Caixa Operacional (27 anos)	19.194	19.028	-0,9%	19.317	0,6%
Despesas Financeiras (27 anos)	1.463	1.481	1,2%	1.450	-0,9%
Total de Capex (27 anos)	6.633	7.502	13,1%	5.682	-14,3%
Valor do Acionista (MDD)	2.788	2.519	-9,6%	3.004	7,8%
Retorno do Investimento	137%	114%	-22,8 pp	155%	18,4 pp

Como pode-se observar, a variação no retorno do investimento nos três cenários é de, aproximadamente, ± 20 pontos percentuais.

A principal justificativa para a variação nos três cenários, pelo modelo, se encontra no aumento da receita, exclusivamente da parcela variável da mesma, e no aumento dos gastos com combustível. Tomando o cenário 2 como exemplo, a receita total é 24% maior que a do cenário 1, porém, o gasto total com combustível é 57% maior.

Entre os três cenários, a diferença que afeta majoritariamente a geração de caixa do investimento, e, por conseguinte, a habilidade de pagar dividendos do mesmo, é o aumento dos gastos de manutenção e overhaul (*Capex*), 13% maior no cenário 2, e 14% menor no cenário 3.

13. CONSIDERAÇÕES FINAIS E CONCLUSÃO

Apesar de o investimento possuir, de acordo com o modelo, um retorno alto em praticamente todos os cenários analisados, pode-se observar que o investimento no setor depende de diversas variáveis que muitas vezes fogem do operador e do investidor, e, logo, da modelagem.

Existem alguns fatores empíricos que, devido às suas naturezas aleatórias, fogem à possibilidade da modelagem, mas que deveriam ser levados em conta na tomada de decisão. Entre os três cenários, por exemplo, a curva de despacho impacta diretamente os custos e manutenção, no modelo. Na prática, entretanto, um despacho elevado traz consigo riscos como a incapacidade do fornecedor de gás de honrar a entrega demandada pela usina, ou a necessidade do desligamento da operação de alguma turbina para manutenções obrigatórias, sendo assim impossível honrar o despacho exigido pelo ONS.

Caso uma termelétrica não seja capaz ou seja impedida de gerar energia elétrica em montante suficiente para cumprir com as obrigações assumidas em razão de imprevistos operacionais, tais como desgastes de equipamentos, *overhauls* fora do programado ou interrupção do fornecimento de gás, por exemplo, o empreendimento pode ter seus resultados financeiros impactados adversamente e de forma relevante por conta da incidência de diferentes custos e penalidades contratuais, tais como:

- i) Pagamento de compensação às distribuidoras de energia por geração menor que o despacho exigido pelo ONS (ADOMP), calculado pela CCEE com base na diferença entre o PLD (Preço de Liquidação das Diferenças, ou seja, preço de energia “*spot*”) e o CVU da usina.
- ii) Obrigação de adquirir energia a preço de mercado “*spot*” (PLD) no mercado livre para recomposição de lastro.
- iii) Pagamento de penalidade por falta de lastro (ou seja, pelo fato de a UTE não ter adquirido energia no mercado livre para compensar a energia contratual por esta não gerada diretamente).
- iv) Degradação da garantia física da usina.
- v) No caso de falta de combustível, pagamento de penalidade calculada com base na energia não gerada pela falta de combustível.

O principal problema com as penalidades acima é que, quando o nível dos reservatórios está baixo e as hidrelétricas não dão conta de assegurar o fornecimento de energia, eleva-se muito o despacho das termelétricas, muitas das quais não conseguem honrar o fornecimento de energia por geração própria e recorrem à compra a PLD para honrar suas obrigações.

Esse fenômeno, somado à baixa produção das hidrelétricas, por conta do efeito de oferta x demanda, eleva muito o preço do mercado PLD, conforme demonstra o gráfico da Figura 33, fazendo com que as térmicas tenham que desembolsar valores dantescos para honrar suas obrigações, até o ponto de não conseguirem cumprir e começarem a pagar penalidades ainda maiores.

Como exemplo da gravidade das penalidades incorridas, nos anos de 2014 e 2015 diversas termelétricas entraram com pedido de recuperação judicial por não conseguirem honrar suas obrigações. Foi o caso da empresa Eneva, uma das maiores operadoras privadas de energia termelétrica, com 2,2GW em operação de térmicas, que no ano de 2014 sofreu mais de R\$ 800 milhões em custos de indisponibilidade.

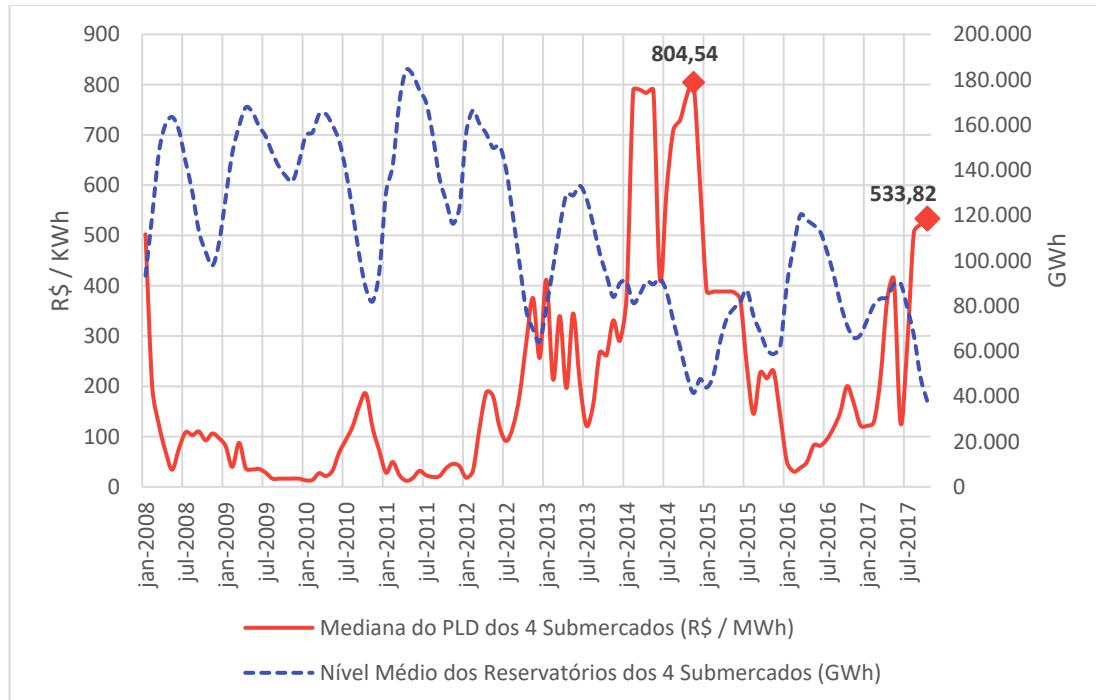


Figura 33 - Valor do PLD versus os níveis dos reservatórios

Fonte: ONS, CCEE. Elaboração: Autor.

Além das incertezas citadas nos parágrafos anteriores, outras incertezas que fogem à esfera do modelo, incluem as incertezas macroeconômicas, a impossibilidade de prever com segurança da curva de preço do combustível, o alto custo de reposição das peças em caso de eventual falha, e potenciais problemas no fornecimento de gás pelo distribuidor.

De toda maneira, o investimento possui um alto retorno conforme os resultados do modelo, mas que é justificado pelo alto risco inerente do projeto, pela alta necessidade de capital para realização do investimento, e pelo longo período de construção do projeto.

14. REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Atlas de Energia Elétrica do Brasil.* 3^a ed. Brasília, 2008.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Conheça a ANEEL.* Disponível em: <<http://aneel.gov.br/a-aneel>>. Acesso em: 3/10/2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Edital do Leilão nº. 06/2014-ANEEL.* Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/030/documento/edital_leilao_a-5_2014_abertura_ap.pdf>. Acesso em: 3/10/2017.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. *Sistema de expectativas de mercado.* Disponível em: <<https://www3.bcb.gov.br/expectativas/publico/consulta/serieestatisticas>>. Acesso em: 3/10/2017.

BRITISH PETROLEUM. *BP Energy Outlook 2017.* Reino Unido, 2017. Disponível em: <<https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook.html>>. Acesso em: 3/10/2017.

BRUNER, R.F. *Applied Mergers & Acquisitions.* University Edition. Estados Unidos: John Wiley & Sons, 2004.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. *Tipos de Leilões.* Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/tipos_leiloes_n_logado>. Acesso em: 3/10/2017.

COMITÊ DE PRONUNCIAMENTOS CONTÁBEIS. *Pronunciamentos técnicos contábeis 2008.* Brasília: Conselho Federal de Contabilidade, 2009.

DAMODARAN, A. *Country Risk: Determinants, Measures and Implications.* Estados Unidos: New York School of Business, 2016. Disponível em: <<https://ssrn.com/abstract=2812261>>. Acesso em: 27/10/2017.

DAMODARAN, A. *Investment Valuation: Tools and Techniques for Determining the Value of any Asset.* 3^a Edição. Estados Unidos: John Wiley & Sons, 2012.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Informe Técnico EPE-DEE-IT-063/2014.* 1^a ed. Rio de Janeiro, 2014.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Nota Técnica EPE-DEE/DPG-RE-001/2009-r2. 2^a revisão. Rio de Janeiro, 2015.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Annual Energy Outlook 2017. Estados Unidos: U.S. Department of Energy, 2017.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants. Estados Unidos: U.S. Department of Energy, 2016.

ENERGY SECTOR MANAGEMENT ASSISTANCE PROGRAM. Technology Paper 122/09 – Study of Equipment Prices in the Power Sector. Estados Unidos: The International Bank for Reconstruction and Development, 2009.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. O Mercado de Gás Natural e a Geração Termelétrica. 16^a ed. Brasil, 2016.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. Estudo Sobre a Carga Tributária e Encargos do Setor Elétrico Brasileiro. Edição única. Brasil, 2016.

INTERSTATE NATURAL GAS ASSOCIATION OF AMERICA. The Routine Overhaul of Natural Gas-Fired Combustion Turbines in Interstate Natural Gas Transmission Service. Estados Unidos, 2004.

INVESTOPEDIA. Relative Purchasing Power Parity. Disponível em: <<http://www.investopedia.com/exam-guide/cfa-level-1/global-economic-analysis/relative-purchasing-power-parity.asp>>. Acesso em: 3/10/2017.

MÁLAGA, F. K. Análise de demonstrativos financeiros e da performance empresarial. 2^a ed. Brasil: Saint Paul Editora, 2012.

MCKINSEY; KOLLER, T.; GOEDHART, M.; WESSELS, D. Measuring and Managing the Value of Companies. University Edition. Estados Unidos: John Wiley & Sons, 2005.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Balanço Energético Nacional 2017. Brasília, 2017. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2017.pdf>. Acesso em: 3/10/2017

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Histórico da Operação. Brasil, 2017. Disponível em: <http://ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_armazenada.aspx>

REVISTA MODAL. Bolognesi prevê para dezembro de 2017 início das obras da UTE Rio Grande. Disponível em: <<http://revistamodal.com.br/bolognesi-preve-para-dezembro-de-2017-inicio-das-obras-da-ute-rio-grande/>>. Acesso em: 3/10/2017.

ROSENBAUN, J.; PEARL, J. *Investment Banking*. 2^a ed. Estados Unidos: John Wiley & Sons, 2009.

15. GLOSSÁRIO

ACL - Ambiente de Contratação Livre, conforme definido no Decreto nº. 5.163, de 30 de julho de 2004.

ACR - Ambiente de Contratação Regulada, conforme definido no Decreto nº. 5.163, 30 de julho de 2004.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, autarquia sob regime especial instituída pela Lei nº. 9.427, de 26 de dezembro de 1996, modificada pela Lei nº. 10.848, 15 de março de 2004, responsável pela regulação, controle e fiscalização dos serviços e instalações de energia elétrica.

Brownfield - empreendimentos executados sobre estruturas existentes, em oposição ao projeto *greenfield*.

CCEAR - contrato bilateral, denominado Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado, celebrado entre a Vendedora e todas as compradoras, conforme definido na Lei nº. 10.848, 15 de março de 2004, regulamentada pelo Decreto nº. 5.163, 30 de julho de 2004.

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, que atua sob Autorização do Poder Concedente e regulação e fiscalização pela ANEEL, segundo CONVENÇÃO DE COMERCIALIZAÇÃO, com a finalidade de viabilizar as operações de compra e venda de energia elétrica entre os agentes da CCEE, restritas ao SIN, cuja criação foi autorizada nos termos da Lei nº. 10.848, 15 de março de 2004, e do Decreto nº. 5.177, de 12 de agosto de 2004.

Certificado de Depósito Interbancário (CDI) – Taxa de referência para operações financeiras, representa o custo pago pelos bancos quando pegam dinheiro emprestado ou o custo pago pelo empréstimo tomado de outros bancos. A maioria das operações financeiras do país possuem seu custo atrelado a uma porcentagem do CDI.

Custo Variável Unitário (CVU) – valor expresso em R\$/MWh que engloba todos os custos operacionais da usina relativos à geração de energia acima da inflexibilidade.

Energia - quantidade de energia elétrica ativa durante qualquer período de tempo, expressa em Watt-hora (Wh) ou seus múltiplos.

Energia Contratada - montante, em MWh, adquirido pela Compradora e colocado à disposição no centro de gravidade do(s) submercado(s) da Vendedora.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética, criada pela Lei nº. 10.847, de 15 de março de 2004, que tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinados a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, entre outras.

Garantia Física - definida pelo MME, corresponde às quantidades máximas de energia e potência de um empreendimento que poderão ser utilizadas para comprovação de atendimento de carga ou comercialização por meio de contratos.

Greenfield – Termo corporativo que designa projetos incipientes, que estão em fase inicial ou de planejamento.

Habilitação Técnica - registro, cadastramento e habilitação técnica da usina junto à EPE, nos termos das diretrizes.

Henry Hub – Índice oficial de preços de contratos futuros de gás natural. O nome origina-se do duto de transporte Henry Hub, um dos principais pólos de transporte de gás natural, localizado em Erath, Louisiana, conectando os principais mercados dos Estados Unidos.

Índice de custo benefício (ICB) – valor calculado pelo sistema, expresso em reais por megawatt-hora (r\$/mwh), que se constituirá no preço de lance para os produtos disponibilidade, definido na Portaria n. 14, de 8 de janeiro de 2016 (Diário Oficial, de 11 jan. 2016, seção 1, p. 35).

Inflexibilidade ou Inflexibilidade Operativa – geração mínima obrigatória, montante de energia expresso em MWmédios, que representa uma parcela da obrigação de entrega de ENERGIA pelo VENDEDOR, sendo esse montante associado à geração inflexível da USINA, relacionada a contratos de combustível (“take or pay” e “ship or pay”), ou a questões específicas operacionais.

Lance - ato praticado pela Vendedora conforme definido na Sistemática aprovada em Portaria específica do MME.

Leilão - processo licitatório para compra de energia elétrica, regido por este Edital e seus Anexos.

Lote de Energia ou Lote - montante de energia elétrica igual a (0,1 MW médio), que representa a menor parcela de um Produto.

MME - Ministério de Minas e Energia - órgão da administração pública federal, criado pela Lei nº. 4.782, de 22 de julho de 1960, extinto pela Lei nº. 8.028/1990, voltando a ser criado pela Lei nº 8.422, de 13 de maio de 1992, responsável pelos seguintes assuntos: geologia, recursos minerais e energéticos; regime hidrológico e fonte de energia hidráulica; mineração e metalúrgica; e, indústria do petróleo e de energia elétrica, inclusive nuclear e que, nos processos licitatórios, é o responsável pela emissão das outorgas de Autorização e assinatura dos contratos de Concessão, conforme artigos 62 e 63 do Decreto nº. 5.163, 30 de julho de 2004.

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, instituída mediante Autorização do Poder Concedente, fiscalizada e regulada pela ANEEL, conforme a Lei nº. 9.648, de 27 de maio de 1998, modificada pela Lei nº. 10.848, 15 de março de 2004, sendo responsável pela coordenação, supervisão e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica no SIN, integrado por titulares de Concessão, Permissão, Autorização e por consumidores.

PLD - Preço de Liquidação das Diferenças, é o preço de curto prazo divulgado semanalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), base para as negociações que ocorrem no mercado de curto prazo, ou mercado “spot”

Receita Fixa - RF - valor, expresso em reais por ano (R\$/ano), inserido pela Vendedora quando da submissão de Lance de Oferta Termo.

Rede Básica – Instalações de transmissão do Sistema Interligado Nacional, de propriedade de concessionárias de serviço público de transmissão, definida segundo critérios estabelecidos na regulamentação da ANEEL.

RBSE - Parcela da Receita Anual Permitida (RAP) correspondente às instalações componentes da Rede Básica, definidas no Anexo da Resolução nº 166, de 31 de maio de 2000.

SIN - Sistema Interligado Nacional, constituído pelo conjunto de instalações e equipamentos responsáveis pelo suprimento de energia elétrica das regiões do país interligadas eletricamente.

Site da ANEEL - Endereço eletrônico da ANEEL, na Rede Mundial de Computadores, onde ficam disponíveis informações sobre o LEILÃO: <http://www.aneel.gov.br> (espaço do empreendedor / editais de geração).

Vendedora – Empreendedor que realizar a inscrição no Leilão e aportar garantia de participação nos termos do Edital.