



HERMANN FRIEDENBERG DE LEMOS

Estudos de Repotenciação de Usinas Hidrelétricas por meio da Motorização de Poços Vazios Existentes

99/2014

**CAMPINAS
2014**



**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA**

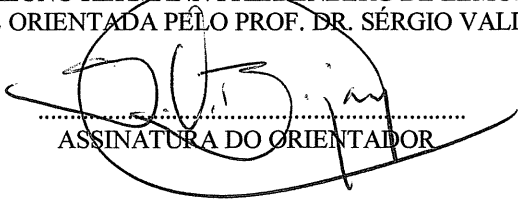
HERMANN FRIEDENBERG DE LEMOS

**Estudos de Repotenciação de Usinas
Hidrelétricas por meio da Motorização de
Poços Vazios Existentes**

Dissertação de Mestrado apresentada à
Faculdade de Engenharia Mecânica da
Universidade Estadual de Campinas como
parte dos requisitos exigidos para obtenção do
título de Mestre em Planejamento de Sistemas
Energéticos.

Orientador: Prof. Dr. Sérgio Valdir Bajay

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE À VERSÃO
FINAL DA DISSERTAÇÃO DEFENDIDA PELO
ALUNO HERMANN FRIEDENBERG DE LEMOS,
E ORIENTADA PELO PROF. DR. SÉRGIO VALDIR BAJAY.


.....
ASSINATURA DO ORIENTADOR

**CAMPINAS
2014**

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Rose Meire da Silva – CRB 8/5974

L544e Lemos, Hermann Friedenberg de, 1958-
Estudos de repotenciação de usinas hidrelétricas por meio da
motorização de poços vazios existentes / Hermann Friedenberg de
Lemos – Campinas, SP: [s.n.], 2014

Orientador: Sérgio Valdir Bajay
Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de Campinas,
Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Usinas hidrelétricas. 2. Potência elétrica. 3. Energia. I. Bajay,
Sérgio Valdir. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade
de Engenharia Mecânica. III. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Repotentialization studies of hydroelectric power plants
through motorization of existing empty pits

Palavras-chave em Inglês:

Hydroelectric power plants

Electric power

Energy

Área de concentração: Planejamento de Sistemas Energéticos

Titulação: Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos

Banca examinadora:

Sérgio Valdir Bajay [Orientador]

Ieda Geriberto Hidalgo

Fernando Colli Munhoz

Data da defesa: 03-11-2014

Programa de Pós-Graduação: Planejamento de Sistemas Energéticos

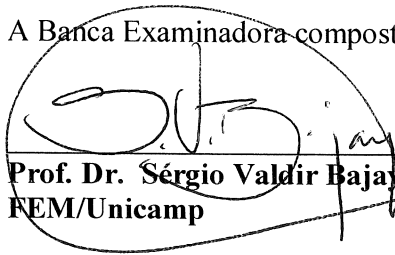
**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

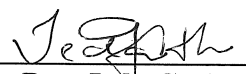
**Estudos de Repotenciação de Usinas
Hidrelétricas por meio da Motorização de
Poços Vazios Existentes**

Autor: Hermann Friedenberg de Lemos
Orientador: Prof. Dr. Sérgio Valdir Bajay

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta dissertação:



Prof. Dr. Sérgio Valdir Bajay, Presidente
FEM/Unicamp



Profa. Dra. Ieda Geriberto Hidalgo
FEM/Unicamp



Dr. Fernando Colli Munhoz
ANEEL

Campinas, 03 de novembro de 2014.

Dedico este trabalho aos meus pais (in memoriam), Manoel Alves de Lemos Neto e Helenita Friedenberg de Lemos, e à minha irmã (in memoriam), Maria Inês Friedenberg de Lemos.

Agradecimentos

O caminhar ao longo deste curso de Mestrado seria dificultado sem a convivência com pessoas e instituições, para as quais presto aqui meus agradecimentos e reconhecimento:

À minha esposa Maria Aparecida Rodrigues Ferreira de Lemos, pela companhia, alegria e sabedoria;

Às minhas filhas Thais Rodrigues Friedenberg de Lemos e Daniela Rodrigues Friedenberg de Lemos, pelo incentivo e carinho;

Ao Professor Dr. Sérgio Valdir Bajay, pela orientação, interesse, conhecimento e sensibilidade;

À todos os meus amigos do curso de Pós Graduação em Planejamento de Sistemas Energéticos e também aos da Engenharia Mecânica, pelo convívio, troca de experiências e ideias ao longo de dois anos;

À todos os professores do Planejamento com os quais convivi em sala de aula, pela capacidade e transferência de conhecimento;

Aos colaboradores da Faculdade de Engenharia Mecânica e membros da Comissão de Pós Graduação, pelo pronto atendimento e esclarecimento de dúvidas;

À ANEEL, pelo financiamento da pesquisa proposta e desenvolvida.

*A maturidade começa a manifestar-se quando sentimos que nossa preocupação é maior
pelos demais que por nós mesmos.*

Albert Einstein

Resumo

Este trabalho analisa a viabilidade técnica e econômica da motorização de poços vazios previamente escavados e concretados, existentes em dez usinas hidrelétricas brasileiras de médio e grande porte. O objetivo é acrescentar potência instalada e disponibilizar energia nova para atendimento ao horário de ponta de carga do Sistema Interligado Nacional (SIN). Foram coletados junto ao Centro Nacional de Operação do Sistema Elétrico (CNOS), dados operacionais hidroenergéticos consolidados ao longo de dez anos, referentes às vazões turbinada e vertida, produtividade, potência média produzida e potência média vertida. Os dados operacionais foram utilizados nas equações criadas para dimensionar a quantidade de poços a motorizar e os respectivos acréscimos de potência. Simulações sistêmicas foram realizadas junto ao Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), para estimar os ganhos de energia provenientes dos acréscimos de potência, utilizando os modelos de simulação daquele Centro. Fluxos de caixa, compostos pelas despesas necessárias ao investimento e pelas receitas da venda da nova energia, proporcionaram a análise da viabilidade econômica. Os resultados encontrados mostram que somente a remuneração do ganho de energia resultante da motorização adicional não viabiliza economicamente a instalação de unidades geradoras na maioria dos poços vazios disponíveis nas usinas hidrelétricas analisadas. As principais conclusões sinalizam para a obtenção de soluções econômica e regulatória que fomentem a viabilização da motorização dos poços vazios sob a ótica do mercado comercializador de energia elétrica, incluindo a valoração do acréscimo de potência instalada.

Palavras-chave: Usinas hidrelétricas, potência elétrica, energia, repotenciação, motorização.

Abstract

This work examines the technical and economic feasibility of inserting power generation sets in empty pits previously excavated and concreted in ten medium and large Brazilian hydroelectric power plants. The goal is to add new installed capacity and energy available to meet the peak hour load of the National Interconnected System. Hydropower operational data consolidated over ten years, related to the generation and no generation flows, productivity, average power produced and poured average power, were collected from the National Center Operation of Electrical System. The operational data were used in equations created to scale the number of pits to be motorized and its power increases. Systemic simulations were performed by the Center for Electric Power Research to estimate the energy gains arising from increased power, using simulation models that Center. Cash flows with investment expenditures and revenues from the sale of new energy provided the analysis of the economic viability. The results show that only the compensation of the energy gain resulting from the additional motorization not economically feasible to install generating units in most empty pits available in hydro plants analyzed. The main conclusions point to the attainment of economic and regulatory solutions that foster the viability of empty pits' motorization from the perspective of wholesale electricity market, including the remuneration of the new installed capacity.

Keywords: Hydroelectric power plants, electric power, energy, repotentialization, motorization.

Lista de Ilustrações

Figura 1.1: Relação entre a energia armazenável máxima e a carga do SIN	8
Figura 2.1: Disponibilidade hidráulica total do Sistema Interligado Nacional para o mês de janeiro de 2014	11
Figura 2.2: Bacias hidrográficas do Brasil	14
Figura 2.3: Localização da UHE São Simão	15
Figura 2.4: Vista de jusante para montante da UHE São Simão	16
Figura 2.5: Localização da UHE Jaguará	18
Figura 2.6: UHE Jaguará	19
Figura 2.7: Localização da UHE Três Irmãos	19
Figura 2.8: Vista de jusante da UHE Três Irmãos	20
Figura 2.9: Localização da UHE Porto Primavera	21
Figura 2.10: Vista interna da casa de força da UHE Porto Primavera	22
Figura 2.11: Localização da UHE Luiz Gonzaga	23
Figura 2.12: Vista aérea da UHE Luiz Gonzaga	23
Figura 2.13: Localização da UHE Governador Bento Munhoz	24
Figura 2.14: UHE Governador Bento Munhoz	25
Figura 2.15: Condutos de adução aos poços vazios da UHE Governador Bento Munhoz	25
Figura 2.16: Localização da UHE Taquaruçu	26
Figura 2.17: Sala de máquinas da UHE Taquaruçu	27
Figura 2.18: Localização da UHE Rosana	28
Figura 2.19: Vista aérea da UHE Rosana	28
Figura 2.20: Localização da UHE Cachoeira Dourada	29
Figura 2.21: Vista aérea da UHE Cachoeira Dourada	30
Figura 2.22: Localização da UHE Salto Santiago	31
Figura 2.23: Vista do canal de fuga da UHE Salto Santiago	31
Figura 3.1: Vazões médias mensais na UHE São Simão	39
Figura 3.2: Vazões médias mensais na UHE Jaguará	40
Figura 3.3: Vazões médias mensais na UHE Três Irmãos	41
Figura 3.4: Vazões médias mensais na UHE Porto Primavera	43
Figura 3.5: Vazões médias mensais na UHE Itaparica	44
Figura 3.6: Vazões médias mensais na UHE Foz do Areia	45
Figura 3.7: Vazões médias mensais na UHE Taquaruçu	47
Figura 3.8: Vazões médias mensais na UHE Rosana	48
Figura 3.9: Vazões médias mensais na UHE Cachoeira Dourada	49
Figura 3.10: Vazões médias mensais na UHE Salto Santiago	51
Figura 4.1: Cadeia de modelos desenvolvidos pelo CEPEL para o planejamento da operação do SIN	53
Figura 5.1: São Simão - Fluxo de caixa para preço de R\$ 100,00 / MWh	63
Figura 5.2: São Simão - Fluxo de caixa para preço de R\$ 120,00 / MWh	64
Figura 5.3: São Simão - Fluxo de caixa para preço de R\$ 140,00 / MWh	64
Figura 5.4: São Simão - Fluxo de caixa para PLD anual médio de R\$ 151,23 / MWh	64
Figura 5.5: Jaguará - Fluxo de caixa para R\$ 100,00 / MWh	66
Figura 5.6: Jaguará - Fluxo de caixa para R\$ 120,00 / MWh	66

Figura 5.7: Jaguará - Fluxo de caixa para R\$ 140,00 / MWh	67
Figura 5.8: Jaguará - Fluxo de caixa para PLD anual médio de R\$ 143,21 / MWh.....	67
Figura 5.9: Três Irmãos - Fluxo de caixa para R\$ 100,00 / MWh.....	69
Figura 5.10: Três Irmãos - Fluxo de caixa para R\$ 120,00 / MWh.....	69
Figura 5.11: Três Irmãos - Fluxo de caixa para R\$ 140,00 / MWh.....	69
Figura 5.12: Três Irmãos - Fluxo de caixa para PLD anual médio de R\$ 144,09 / MWh	70
Figura 5.13: Porto Primavera - Fluxo de caixa para preço de R\$ 100,00 / MWh.....	72
Figura 5.14: Porto Primavera - Fluxo de caixa para preço de R\$ 120,00 / MWh.....	72
Figura 5.15: Porto Primavera - Fluxo de caixa para preço de R\$ 140,00 / MWh.....	72
Figura 5.16: Porto Primavera - Fluxo de caixa para PLD anual médio de R\$ 147,80 / MWh	73
Figura 5.17: Itaparica - Fluxo de caixa para R\$ 100,00 / MWh.....	75
Figura 5.18: Itaparica - Fluxo de caixa para R\$ 120,00 / MWh.....	75
Figura 5.19: Itaparica - Fluxo de caixa para R\$ 140,00 / MWh.....	75
Figura 5.20: Itaparica - Fluxo de caixa para PLD anual médio de R\$ 145,55 / MWh	76
Figura 5.21: Foz do Areia - Fluxo de caixa para R\$ 100,00 / MWh	78
Figura 5.22: Foz do Areia - Fluxo de caixa para R\$ 120,00 / MWh	78
Figura 5.23: Foz do Areia - Fluxo de caixa para R\$ 140,00 / MWh	78
Figura 5.24: Foz do Areia - Fluxo de caixa para PLD anual médio de R\$ 150,17 / MWh	79
Figura 5.25: Taquaruçu - Fluxo de caixa para preço de R\$ 100,00 / MWh.....	81
Figura 5.26: Taquaruçu - Fluxo de caixa para preço de R\$ 120,00 / MWh.....	81
Figura 5.27: Taquaruçu - Fluxo de caixa para preço de R\$ 140,00 / MWh.....	81
Figura 5.28: Taquaruçu - Fluxo de caixa para PLD anual médio de R\$ 155,13 / MWh	82
Figura 5.29: Rosana - Fluxo de caixa para preço de R\$ 100,00 / MWh.....	83
Figura 5.30: Rosana - Fluxo de caixa para preço de R\$ 120,00 / MWh.....	84
Figura 5.31: Rosana - Fluxo de caixa para preço de R\$ 140,00 / MWh.....	84
Figura 5.32: Rosana - Fluxo de caixa para PLD anual médio de R\$ 142,47 / MWh	84
Figura 5.33: Cachoeira Dourada - Fluxo de caixa para R\$ 100,00 / MWh	86
Figura 5.34: Cachoeira Dourada - Fluxo de caixa para R\$ 120,00 / MWh	86
Figura 5.35: Cachoeira Dourada - Fluxo de caixa para R\$ 140,00 / MWh	87
Figura 5.36: Cachoeira Dourada - Fluxo de caixa para PLD anual médio de R\$ 149,43 / MWh	87
Figura 5.37: Salto Santiago - Fluxo de caixa para preço de R\$ 100,00 / MWh.....	89
Figura 5.38: Salto Santiago - Fluxo de caixa para preço de R\$ 120,00 / MWh.....	89
Figura 5.39: Salto Santiago - Fluxo de caixa para preço de R\$ 140,00 / MWh.....	89
Figura 5.40: Salto Santiago - Fluxo de caixa para PLD anual médio de R\$ 157,70 / MWh	90

Lista de Tabelas

Tabela 1.1: Potencial técnico para motorização de poços existentes.....	4
Tabela 2.1: Características técnicas da UHE São Simão	16
Tabela 2.2: Resumo das características técnicas das demais usinas	17
Tabela 3.1: Dados operacionais hidroenergéticos médios – UHE São Simão	34
Tabela 3.2: Potência anual média vertida – UHE São Simão	35
Tabela 3.3: Dados adicionais aos fornecidos pelo CNOS.....	36
Tabela 3.4: Quadro resumo dos resultados da motorização adicional da UHE São Simão	39
Tabela 3.5: Quadro resumo dos resultados da motorização adicional da UHE Jaguará.....	41
Tabela 3.6: Quadro resumo dos resultados da motorização adicional da UHE Três Irmãos	42
Tabela 3.7: Quadro resumo dos resultados da motorização adicional da UHE Porto Primavera .	43
Tabela 3.8: Quadro resumo dos resultados da motorização adicional da UHE Itaparica	44
Tabela 3.9: Quadro resumo dos resultados da motorização adicional da UHE Foz do Areia	45
Tabela 3.10: Quadro resumo dos resultados da motorização adicional da UHE Taquaruçu	47
Tabela 3.11: Quadro resumo dos resultados da motorização adicional da UHE Rosana	48
Tabela 3.12: Quadro resumo dos resultados da motorização adicional da UHE Cachoeira Dourada	50
Tabela 3.13: Quadro resumo dos resultados da motorização adicional da UHE Salto Santiago ..	51
Tabela 4.1: Resultados das simulações do ganho energético da motorização dos poços vazios ..	56
Tabela 5.1: Divisão percentual dos equipamentos e serviços no custo total do investimento	61
Tabela 5.2: VPL, ano a ano, TIR e período de retorno do investimento na UHE São Simão	62
Tabela 5.3: VPL, ano a ano, TIR e período de retorno do investimento na UHE Jaguará	65
Tabela 5.4: VPL, ano a ano, TIR e período de retorno do investimento na UHE Três Irmãos	68
Tabela 5.5: VPL, ano a ano, TIR e período de retorno do investimento na UHE Porto Primavera	70
Tabela 5.6: VPL, ano a ano, TIR e período de retorno do investimento na UHE Itaparica.....	73
Tabela 5.7: VPL, ano a ano, TIR e período de retorno do investimento na UHE Foz do Areia ...	76
Tabela 5.8: VPL, ano a ano, TIR e período de retorno do investimento na UHE Taquaruçu.....	79
Tabela 5.9: VPL, ano a ano, TIR e período de retorno do investimento na UHE Rosana.....	82
Tabela 5.10: VPL, ano a ano, TIR e período de retorno do investimento na UHE Cachoeira Dourada	85
Tabela 5.11: VPL, ano a ano, TIR e período de retorno do investimento na UHE Salto Santiago	88
Tabela 5.12: Resumo dos resultados obtidos para as dez usinas hidrelétricas estudadas	91

Lista de Abreviaturas e Siglas

Letras Latinas

CA	Corrente alternada	[A]
CC	Corrente contínua	[A]
EAR	Energia armazenada	[%]
EARM	Energia armazenável máxima	[%]
FCM	Fator de capacidade médio	[-]
FCM_{mot. adic.}	Fator de capacidade médio da motorização adicional	[-]
FCPI	Fator de correção da potência instalada	[-]
GF	Garantia física	[MW médios]
m	metro	[m]
PI	Potência instalada	[MW]
PMP	Potência média produzida	[MW médios]
PMUP	Potência média unitária produzida	[MW médios]
PMV	Potência média vertida	[MW médios]
PND	Potência nova a disponibilizar	[MW]
Prod.	Produtividade	[MW médios / m ³ /s]
PU	Potência unitária	[MW]
Q_{defluente}	Vazão defluente	[m ³ /s]
Q_{MLT}	Vazão média de longo termo	[m ³ /s]
Q_{nominal}	Vazão nominal	[m ³ /s]
QPM	Quantidade de poços a motorizar	[-]
TEIF	Taxa equivalente de indisponibilidade forçada	[%]
TEIP	Taxa equivalente de indisponibilidade programada	[%]
TIR	Taxa interna de retorno	[%]
VPL	Valor presente líquido	[R\$]

Abreviações

ABRAGE	Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AP	Audiência Pública
BIG	Banco de Informações de Geração
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CESP	Companhia Energética de São Paulo
CHESF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
CME	Custo Marginal de Expansão
CMO	Custo Marginal de Operação
CNOS	Centro Nacional de Operação do Sistema Elétrico
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CSSL	Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido
CVaR	<i>Conditional Value at Risk</i>
CVU	Custo Variável Unitário
DEB	Duke Energy Brasil
EMAE	Empresa Metropolitana de Águas e Energia
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESS	Encargos de Serviços do Sistema
GAG	Gestão dos Ativos de Geração
IR	Imposto de Renda
MME	Ministério de Minas e Energia
MP	Medida Provisória
MUST	Montante de Utilização do Sistema de Transmissão
NT	Nota Técnica

ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PEN	Plano da Operação Energética
PIB	Produto Interno Bruto
PIS	Programa de Integração Social
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PMO	Programa Mensal de Operação
RAG	Receita Anual de Geração
RPO	Reserva de Potência Operativa
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
SUISHI	Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas para Subsistemas Hidrotérmicos Interligados
TUST	Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão
UHE	Usina Hidrelétrica
UTE	Usina Termelétrica
UNICAMP	Universidade Estadual de Campinas

SUMÁRIO

1	Introdução	1
1.1	Modernização e repotenciação de unidades hidrogeradoras no Brasil	1
1.2	Limitação das perspectivas de expansão da oferta por usinas hidrelétricas.....	5
1.3	Objetivo da dissertação	9
1.4	Estrutura do trabalho.....	10
2	Usinas hidrelétricas com perspectiva de motorização adicional.....	11
2.1	Contextualização e critério de seleção adotado.....	11
2.2	Características técnicas das usinas selecionadas	13
2.2.1	UHE São Simão.....	14
2.2.2	As demais usinas hidrelétricas analisadas na dissertação	17
2.2.2.1	UHE Jaguará	18
2.2.2.2	UHE Três Irmãos.....	19
2.2.2.3	UHE Porto Primavera	21
2.2.2.4	UHE Luiz Gonzaga (Itaparica).....	22
2.2.2.5	UHE Governador Bento Munhoz (Foz do Areia)	24
2.2.2.6	UHE Taquaruçu.....	26
2.2.2.7	UHE Rosana.....	27
2.2.2.8	UHE Cachoeira Dourada	29
2.2.2.9	UHE Salto Santiago	30
3	Estimativa do potencial de motorização adicional das usinas analisadas	32
3.1	Metodologia.....	32
3.2	Dados operacionais	34
3.3	Resultados	39
3.3.1	UHE São Simão.....	39
3.3.2	UHE Jaguará.....	40
3.3.3	UHE Três Irmãos.....	41

3.3.4	UHE Porto Primavera	42
3.3.5	UHE Luiz Gonzaga (Itaparica).....	44
3.3.6	UHE Governador Bento Munhoz (Foz do Areia)	45
3.3.7	UHE Taquaruçu.....	47
3.3.8	UHE Rosana	48
3.3.9	UHE Cachoeira Dourada.....	49
3.3.10	UHE Salto Santiago	50
4	Simulações sistêmicas do ganho energético na ponta	52
4.1	Metodologia de simulação	52
4.1.1	O modelo Suishi	52
4.1.2	Dados utilizados	55
4.2	Simulações.....	55
4.3	Resultados obtidos	56
5	Viabilidade econômica da motorização adicional.....	58
5.1	Metodologia adotada.....	58
5.2	Dados de custo.....	61
5.3	Resultados	61
5.3.1	UHE São Simão.....	62
5.3.2	UHE Jaguará.....	65
5.3.3	UHE Três Irmãos.....	67
5.3.4	UHE Porto Primavera	70
5.3.5	UHE Luiz Gonzaga (Itaparica).....	73
5.3.6	UHE Governador Bento Munhoz (Foz do Areia)	76
5.3.7	UHE Taquaruçu.....	79
5.3.8	UHE Rosana	82
5.3.9	UHE Cachoeira Dourada.....	85
5.3.10	UHE Salto Santiago	87
6	Aspectos regulatórios	92

6.1	Experiência internacional	92
6.1.1	América do Norte	92
6.1.2	União Europeia	93
6.1.3	Ásia e Oceania	96
6.1.4	América Latina	96
6.2	Estrutura regulatória vigente no Brasil	97
6.3	Alternativas possíveis	101
7	Conclusões e recomendações	104
7.1	Conclusões	104
7.2	Recomendações	106
	Referências	108
	ANEXO A - Características técnicas das usinas	114
	ANEXO B – Dados operacionais	124
	ANEXO C – Arquivo magnético – Planilhas do CNOS e planilhas de viabilidade técnica e econômica	133

1 INTRODUÇÃO

1.1 Modernização e repotenciação de unidades hidrogeradoras no Brasil

A maior parte do potencial hidrelétrico remanescente no Brasil localiza-se na bacia do rio Amazonas, o que acarreta muitas discussões acerca da viabilização deste potencial, principalmente por causa de questões ambientais envolvendo a região amazônica. As discussões incluem, também, o problema logístico referente à transmissão de energia elétrica, uma vez que os grandes centros de carga se localizam principalmente nas regiões Sudeste e Sul (Gomes, 2013).

Neste contexto, acréscimos de potência e energia provenientes da repotenciação de usinas operando no parque gerador nacional tornam-se atraentes, tendo em vista que a fonte hidráulica é a de maior representatividade no país.

Grande parte das usinas hidrelétricas no Brasil contabiliza muitas décadas de operação e algumas delas apresentam possibilidades de motorização adicional. Comparativamente a países como Estados Unidos, Canadá, Suécia e Noruega, o parque hidrelétrico brasileiro não é tão antigo, todavia ele não pode ser considerado novo. A maioria das usinas foi projetada e construída a partir dos anos 1950, e muitas delas têm entre 30 e 60 anos de operação. Nestas usinas, os ativos não apresentam as mesmas características e o mesmo desempenho da época em que foram construídos.

Reformar unidades geradoras de usinas hidrelétricas objetiva reabilitar sua vida útil por meio da recuperação eletromecânica e atualização de equipamentos. Modernizar é, além de reformar, automatizar sistemas, equipamentos e serviços auxiliares vinculados às unidades geradoras para lhes conferir maior confiabilidade operacional por meio de atualizações tecnológicas. A repotenciação engloba a reforma, a modernização, e ainda propicia ganho de potência e/ou rendimento, disponibilizando energia nova como resultado deste ganho. É a aplicação da engenharia para buscar a otimização de parâmetros operacionais e características técnicas das unidades geradoras, tais como produtividade, disponibilidade, comportamento dinâmico, faixa operativa, perfis hidráulicos de partes girantes e estacionárias, classe de isolamento de condutores, etc., sem praticamente causar contrapartida ambiental.

Alguns estudos já realizados mostram ser interessante a repotenciação de diversas usinas no

Brasil.

Para Veiga (2001), repotenciação envolve todas as atividades que visem ganhos de potência e de rendimento. Ele ressalta as vantagens de menor custo e menor prazo de execução, comparativamente à construção de novas usinas.

No entendimento de Santos (2003), repotenciar é aumentar a potência máxima operativa por intermédio do aproveitamento de folgas tecnicamente comprovadas existentes no projeto original.

Dois trabalhos importantes sobre o potencial de repotenciação de usinas hidrelétricas no Brasil foram elaborados pelo Grupo de Estudos de Política Energética do WWF (Bermann *et alii*, 2004) e pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2008).

O trabalho de Bermann *et alii* defende a repotenciação de unidades geradoras em operação em várias usinas hidrelétricas, reduzindo ou evitando impactos ambientais e prejuízos a populações afetadas. Os autores argumentam que é possível expandir a oferta de energia elétrica sem construir novas usinas hidrelétricas e que a reabilitação resulta em ganho de vida útil e rendimento dos equipamentos, aumento da confiabilidade, redução da manutenção e simplificação da operação. Segundo eles, a repotenciação se torna viável quando o custo da energia produzida atinge valores menores que o de referência de comercialização.

No estudo estão listadas sessenta e sete usinas hidrelétricas com mais de vinte anos de operação e potência instalada a partir de 30 MW. Estas usinas totalizam 34.735 MW instalados. Para este conjunto de usinas, conclui-se que, dependendo do porte da repotenciação realizada, se produziriam aumentos da capacidade instalada a partir de 868 MW até 8.093 MW.

Já a nota técnica (NT) da EPE (2008) trata a repotenciação conforme a definição de Santos (2003), a qual se baseia nas folgas comprovadas do projeto original. No trabalho da EPE se argumenta que o fator tempo pode alterar a capacidade produtiva, em termos de energia assegurada das usinas, em decorrência da deterioração dos equipamentos, e que a sua defasagem tecnológica pode limitar um bom aproveitamento dos recursos hidráulicos disponíveis.

A EPE considerou inicialmente as mesmas sessenta e sete usinas do trabalho de Bermann *et alii*, porém eliminou vinte e três destas por pertencerem a autoprodutores, portanto sem despacho pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS); as usinas restantes somam 24.053 MW.

Os cálculos dos ganhos de potência e de energia firme, pela EPE, que resultariam da repotenciação das 44 usinas em análise apresentaram os seguintes valores: 605,1 MW e 272,3 MW médios, respectivamente. O ganho de potência resultou muito inferior aos apresentados no trabalho

de Bermann *et alii*.

A EPE reconhece a necessidade da elaboração de uma legislação própria para a repotenciação de usinas no Brasil, a qual remunerar o aumento de capacidade instalada e a contribuição das repotenciações para o aumento da reserva de potência do Sistema Interligado Nacional (SIN). A EPE também reconhece que as ações de recapacitação e modernização de usinas hidrelétricas são fundamentais para assegurar, a longo prazo, a preservação do potencial hidrelétrico já aproveitado.

A ANEEL (2011) aborda duas perspectivas de repotenciação. A primeira abrange a repotenciação de unidades geradoras existentes, aumentando a potência nominal de projeto por meio de avanços tecnológicos e concepções atualizadas de engenharia e otimização. A segunda compreende a motorização adicional de usinas hidrelétricas em operação, que foram dimensionadas com poços adicionais para motorização futura, incluindo a conclusão das obras civis remanescentes e a instalação dos equipamentos eletromecânicos.

A EPE (2012) entende que a motorização adicional de empreendimentos hidrelétricos necessita considerar as restrições ambientais e de disponibilidade de recursos hídricos em cada local. Segundo a empresa, deve-se avaliar se há competitividade, considerando os custos de implantação das novas máquinas comparativamente com soluções termelétricas para geração durante os horários de ponta.

Em outra NT, a EPE (2012a) apresenta uma análise da viabilidade técnica e econômica da ampliação de capacidade de algumas usinas hidrelétricas, principalmente no que diz respeito ao atendimento à ponta e à substituição de geração térmica. A empresa salienta que o estudo não esgota as possibilidades metodológicas para análise da viabilidade de ampliações em usinas hidrelétricas para o atendimento à ponta, sendo passível de contribuições futuras.

Em sua dissertação de mestrado, Gomes (2013) aponta um conjunto de usinas hidrelétricas que poderiam ser repotenciadas. Adicionalmente, realiza um cálculo estimativo do aumento de potência advindo destas intervenções.

A despeito do debate sobre a magnitude do benefício potencial do ponto de vista sistêmico, é fato que iniciativas desta natureza são raras entre os agentes de geração no Brasil. Esse fato pode ser parcialmente explicado pela discutível viabilidade econômica destes projetos, considerando os atuais mecanismos de remuneração.

Cabe aqui ressaltar que, nas décadas de 1970 e 1980, quando o sistema elétrico de potência operava com maior folga na relação entre geração e carga, o atendimento do horário de ponta era

obtido por meio de usinas hidrelétricas sobremotorizadas. Essas usinas foram assim concebidas e consideradas como a melhor solução tanto do ponto de vista técnico quanto econômico para tal atendimento.

Em uma primeira aproximação, o potencial técnico para instalação de novas unidades geradoras em poços existentes nas usinas hidrelétricas foi levantado, a pedido da ANEEL, pela Associação Brasileira dos Geradores de Energia Elétrica (Abrage). Com dados de vertimento médio anual fornecidos pelo ONS, foi possível confrontar tais dados com as potências disponíveis nos poços existentes, levantadas pela Abrage (Tabela 1.1).

Tabela 1.1: Potencial técnico para motorização de poços existentes

Usinas hidrelétricas em operação preparadas para novas unidades geradoras			Vertimento (MW médios anuais)				
Agente de geração	Empreendimento	Potência disponível nos poços (MW)	2006	2007	2008	2009	2010
CEMIG	São Simão	1.140	573	600	190	208	504
	Três Marias	123	585	390	1.077	107	1
	Jaguara	212	94	74	49	306	91
CESP	Porto Primavera	440	93	258	61	788	1.509
CHESF	Itaparica	986,4	7	226	0	15	0
CONSÓRCIO NOVO ORIENTE	Três Irmãos	484,5	0	0	102	78	10
COPEL	Gov. Bento Munhoz	838	0	53	32	153	243
Duke Energy	Taquaruçu	105	3	1	0	266	172
	Rosana	88,5	3	5	0	377	285
Eletronorte	Curuá - Una	10	26	4	25	211	54
EMAE	Edgard de Souza	12	0	0	0	120	143
Endesa	Cachoeira Dourada	105	31	92	10	1	8
Rede	Mimoso	10	0	0	0	0	0
Tractebel	Salto Santiago	710	0	121	48	301	385
TOTAL		5.214	1.415	1.824	1.593	2.931	3.405

Fonte: ANEEL, com dados da ABRAGE e do ONS

A Tabela 1.1 não separa os vertimentos turbináveis pelas unidades geradoras originais, decorrentes de necessidades sistêmicas de ordem hidrológica ou energética, dos não turbináveis por estas unidades (aqueles que poderiam, em parte, ser turbinados caso existissem unidades adicionais nos poços). A tabela também não contempla unidades geradoras sob manutenção programada, ou forçada no período. No entanto, ressalvadas estas inexatidões, pode-se inferir que, entre 2006 e 2010, verificou-se um considerável potencial hidráulico que não pôde ser convertido em energia elétrica pela falta de potência adicional instalada nestas usinas. Por outro lado, apesar de existir(em) poço(s) disponível(veis), em algumas hidrelétricas, em princípio, não há justificativa para a instalação de novas unidades geradoras, pois o vertimento verificado foi pequeno ou nulo

(ANEEL, 2011).

Apesar da instalação de novas unidades geradoras nas usinas com potencial técnico de motorização de poços existentes poder não trazer um incremento substancial de garantia física (GF), a potência adicional teria condições de ser utilizada nos períodos de afluência média e alta para atendimento da ponta de carga do sistema. Além disto, o ONS necessita de energia em valor superior à demanda horária verificada para operar o sistema de forma segura.

O Operador deve dispor, ainda, do montante estabelecido como Reserva de Potência Operativa (RPO). A RPO representa a potência disponível para controle da frequência do sistema e manutenção dos intercâmbios programados entre áreas e subsistemas, sendo considerado um serviço ancilar a ser prestado pelos empreendimentos de geração do SIN.

1.2 Limitação das perspectivas de expansão da oferta por usinas hidrelétricas

O Plano Decenal de Expansão de Energia 2023 (PDE 2023) (EPE/MME, 2014) assume uma previsão de crescimento anual do Produto Interno Bruto (PIB) brasileiro de 4,3% e uma taxa de crescimento anual do consumo de energia elétrica de 4,3% no período entre 2013 e 2023. Segundo o plano, o Brasil poderá atingir uma carga de aproximadamente 89 GW médios no período. Para atender esta demanda, o País dispõe de alternativas provenientes de fontes renováveis e não renováveis.

A principal fonte de geração de energia elétrica no Brasil provém dos rios, por meio de usinas hidrelétricas e de pequenas centrais hidrelétricas. A natureza proporcionou ao País rios caudalosos, muitos planaltos e extensa superfície territorial, o que propiciou a construção destes aproveitamentos. Segundo o Banco de Informações de Geração (BIG) da ANEEL, em dezembro de 2013 o Brasil possuía 3.025 empreendimentos em operação, totalizando 126,15 GW de capacidade instalada, sendo que, deste total, 85,46 GW ou 67,75% são provenientes de fonte hidráulica (<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>, acesso em 30/12/2013).

O potencial hidrelétrico brasileiro consiste em cerca de 260 GW. Contudo apenas 68% desse potencial foi inventariado e pouco mais de 30% foi aproveitado operacionalmente até os dias atuais

(http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/energia_hidraulica/4_3.htm, acesso em 30/12/2013).

O planejamento do setor elétrico brasileiro prevê que grande parte do atendimento à carga continuará sendo suprido por meio de novas usinas hidrelétricas. No entanto, estão sendo construídas usinas sem reservatórios de acumulação, o que impossibilita a regularização das vazões afluentes e o armazenamento de energia hidráulica. Deste modo, a geração anual está cada vez mais exposta às condições meteorológicas e às incertezas hidrológicas.

Os reservatórios de acumulação permitem minimizar as incertezas por meio da regularização das vazões afluentes. Além disto, controlam ondas de cheia que poderiam causar danos maiores às comunidades localizadas à jusante dos aproveitamentos, potencializam a piscicultura e permitem o controle da qualidade da água.

Para o setor elétrico, os reservatórios de acumulação operam como acumuladores de energia que são carregados nos períodos de elevada vazão dos rios (período úmido) para utilização nos períodos de seca. As grandes usinas com reservatórios de acumulação foram construídas no Brasil principalmente a partir da década de 1960 até a década de 1980. Segundo dados da EPE, em 2002 os reservatórios da região Sudeste tinham capacidade para atender toda a carga da região pelo período de sete meses, mesmo sem ocorrência de chuva. Em 2021, a previsão é de que os reservatórios terão capacidade para suprir a carga apenas por quatro meses nas mesmas condições.

Entre 2014 e 2023, novas usinas hidrelétricas estão sendo e devem continuar sendo construídas. Todavia, enquanto a capacidade instalada prevista nos projetos destas usinas aumentará a atual capacidade em 36% (de 86 GW em 2013 para 117 GW em 2023), o acréscimo de volume nos reservatórios deverá ser de apenas 2%. É importante observar que o impacto do acréscimo de volume na energia armazenada (EAR) poderá ser maior do que 2%, dependendo da localização onde serão construídas as novas usinas, relativamente à partição de quedas existente em cada bacia hidrográfica.

De acordo com a NT sobre Metodologia para Avaliação Socioambiental de Usinas Hidrelétricas (EPE, 2012b), a avaliação socioambiental de usinas hidrelétricas tem como objetivo avaliar e comparar, de acordo com o potencial de impacto, os projetos para a expansão da oferta de energia hidrelétrica. Questões vinculadas aos impactos ambientais e socioeconômicos causados pelas usinas hidrelétricas tais como perda de vegetação nativa, interferências em terras indígenas, áreas de conservação, infraestrutura, população atingida, entre outras, são tratadas por esta NT.

Problemas socioambientais têm trazido como consequência a construção de usinas hidrelétricas com reservatórios de compensação (ou a fio d'água), com menores áreas alagadas e que não armazenam energia potencial hidráulica significativa; portanto, estes aproveitamentos geram energia elétrica conforme a variação de suas aflúências. Nesta situação se encontram as grandes hidrelétricas em construção atualmente na região Norte do País, Santo Antônio, Jirau e Belo Monte, que totalizam quase 18 GW de capacidade instalada.

No caso de Belo Monte, por exemplo, a potência instalada será de 11.233 MW e a GF de 4.571 MW médios, de acordo com a Portaria SPE/MME nº 02, de 12/02/2010 (MME, 2010). Como o aproveitamento foi projetado com reservatório de compensação, não é possível acumular o excedente de energia no período chuvoso para utilizá-lo no período seco. Assim, a necessidade de complementação térmica se torna maior, o que aumenta o custo marginal de operação do SIN e, consequentemente, o custo da energia elétrica.

O sistema elétrico brasileiro é reconhecido pelo alto nível de participação de fontes renováveis em sua matriz, chegando a quase 70% da capacidade instalada em 2013 conforme o BIG da ANEEL, devido principalmente ao aproveitamento do potencial hídrico nacional (<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>, acesso em 30/12/2013). Dentre as fontes renováveis, a fonte hidráulica é responsável pela grande maioria da energia elétrica produzida no Brasil; em contrapartida, em termos mundiais as energias fósseis predominam fortemente no tocante à eletricidade gerada.

Quando a expansão de um sistema elétrico com grande predominância hídrica passa a necessitar crescente contribuição térmica por perda da capacidade de regularização devido à diminuição do armazenamento de água, tal sistema passa a ser considerado operacionalmente hidrotérmico.

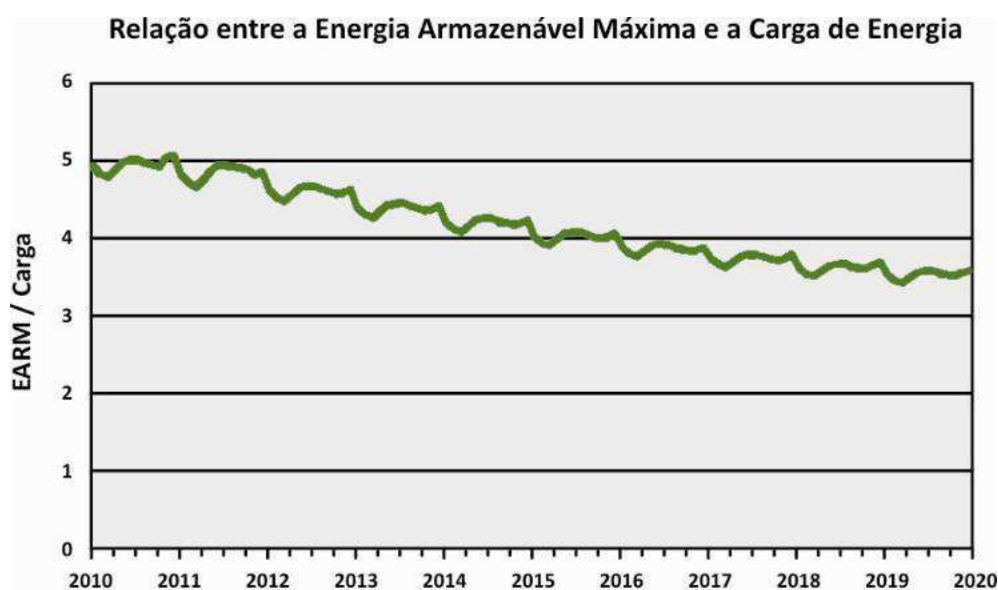
A transição hidrotérmica se acentuou no Brasil a partir do ano 2000, quando a taxa de crescimento das usinas termelétricas passou a ser maior do que a das hidrelétricas, uma vez que o acréscimo do volume de água em reservatórios de acumulação passou a ser muito inferior ao crescimento da potência hídrica instalada a partir do final da década de 1980, o qual priorizou a construção de usinas com reservatórios de compensação. O Brasil vivenciou a consequência desta situação de forma relativamente traumática no ano de 2001, quando ocorreu uma crise de abastecimento com consequente racionamento no suprimento de energia elétrica, devido à redução do nível dos reservatórios de acumulação, sem haver, à época, disponibilidade suficiente de energia

térmica complementar e eficiente interligação por linhas de transmissão entre as regiões sul e sudeste.

Desde então, a geração térmica vem sendo ampliada com sucesso, permitindo enfrentar, por exemplo, o baixo nível dos reservatórios do subsistema Nordeste, ocorrido a partir de meados de 2012. Conforme já foi mencionado, o PDE 2023 prevê um crescimento de apenas 2% no armazenamento hídrico do SIN, indicando que os efeitos da transição hidrotérmica se acelerarão nos próximos anos.

A relação entre as projeções da energia armazenável máxima (EARM) e da carga do SIN no período 2010 a 2020 (Figura 1.1) mostra uma contínua perda na regularização das vazões afluentes aos aproveitamentos hidrelétricos, acarretando a necessidade de aumento da contribuição térmica tanto na base como na ponta de carga do sistema. Neste sentido, considerando a previsão de crescimento da taxa anual do consumo de energia elétrica em 4,3% até 2023 (EPE/MME, 2014) e a progressiva diminuição da regularização das vazões afluentes, a queda na relação EARM / carga continuará a ocorrer no médio prazo.

O Plano Nacional de Energia 2030 (PNE 2030) (EPE, 2007) também aponta limitação nas perspectivas de expansão hídrica no longo prazo, apesar da parcela do potencial viável de aproveitamento ser da ordem de 150 a 180 GW, dos quais quase 100 GW se encontram em operação, de um total teórico de 260 GW.



Fonte: <http://www.aben.com.br/Arquivos/63/63.pdf>, acesso em 31/12/2013

Figura 1.1: Relação entre a energia armazenável máxima e a carga do SIN

Como atenuante ao contexto da redução das perspectivas da expansão da oferta em fonte hidráulica, as novas fontes renováveis (biomassa, eólica e solar) e os programas de eficiência energética (que crescem em importância com o aumento dos custos marginais de expansão) deverão se tornar cada vez mais complementos necessários ao SIN. Cabe ressaltar uma vantagem competitiva do Brasil, relacionada às novas fontes renováveis: sua complementaridade com a fonte hidráulica em alguns casos (geração eólica na região Nordeste e geração com bagaço de cana nas regiões Sudeste e Centro Oeste). Isto permite a estocagem de energia intermitente hidráulica nos reservatórios de acumulação, economizando água e ampliando a capacidade das hidrelétricas realizarem a regulação da demanda do sistema. Como estas novas fontes renováveis, no entanto, possuem uma geração intermitente, no caso das energias eólica e solar, e sazonal, no caso da geração com bagaço da cana de açúcar, elas irão depender, no médio e longo prazo, tal qual a geração hidráulica em usinas a fio d'água, de complementação termelétrica.

Neste contexto, a operação segura de um sistema hidrotérmico, como o brasileiro, passa pela geração de base hidráulica garantida pelos valores mínimos de Energia Natural Afluente (ENA) dos rios, pelas complementações térmica e das novas fontes renováveis, acrescidas da energia hidráulica sazonal acima dos valores mínimos de ENA.

1.3 Objetivo da dissertação

Esta dissertação tem como objetivo analisar as perspectivas de viabilidade técnica-operacional e econômica da repotenciação de dez usinas hidrelétricas brasileiras de médio e grande porte por meio da motorização de poços vazios existentes em suas casas de força.

O atendimento à demanda máxima do SIN está a exigir cada vez maiores esforços do ONS. Preferencialmente, este atendimento deve ser realizado por usinas hidráulicas, por apresentarem menor custo operacional que as termelétricas e terem maior facilidade de modulação.

Assim, é importante buscar a minimização, onde possível, da utilização da potência capaz de ser agregada pelas centrais termelétricas, considerando as perspectivas de incremento da capacidade instalada em centrais hidrelétricas em operação, portanto sem impactos de ordem socioambiental, a não ser aqueles associados a restrições de defluência máxima que porventura

possam existir. Desta forma, busca-se o acréscimo de potência e ganhos na operação energética do SIN por meio da disponibilização de energia nova proveniente de aproveitamentos existentes de fonte renovável.

1.4 Estrutura do trabalho

O segundo capítulo desta dissertação aborda as dez usinas hidrelétricas com perspectiva de motorização de seus poços vazios, o critério adotado para a escolha destas usinas, suas características técnicas principais e a contextualização perante o subsistema operacional em que cada uma está inserida.

A metodologia adotada para estimar o potencial de motorização adicional para atendimento ao período de ponta do SIN e os dados operacionais hidroenergéticos que proporcionaram tal estimativa são apresentados no capítulo três.

O capítulo quatro apresenta as simulações sistêmicas de ganho energético realizadas no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), sua metodologia, dados de entrada e resultados obtidos. Foi utilizado o Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas para Subsistemas Hidrotérmicos Interligados (SUIISHI), acoplado ao Modelo de Planejamento da Operação a Médio Prazo de Subsistemas Hidrotérmicos Interligados (NEWAVE).

A viabilidade econômica destas motorizações é o tema do capítulo cinco, que apresenta os custos das novas unidades geradoras com turbinas Francis e Kaplan, a metodologia de análise adotada e resultados obtidos para diferentes preços de comercialização da energia gerada pelas novas unidades.

No capítulo seis se discute a experiência regulatória internacional neste tema, a regulação vigente no Brasil sobre o assunto, e possíveis avanços regulatórios que se poderia buscar visando incentivar as ações de motorização dos poços vazios existentes nas casas de força de algumas usinas hidrelétricas brasileiras.

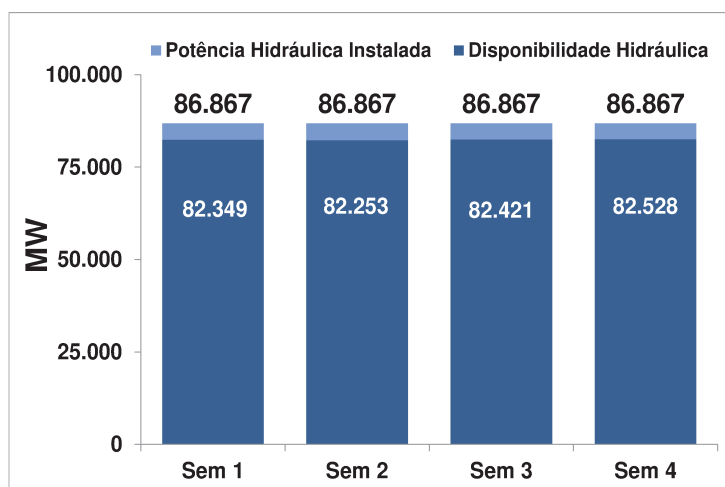
No sétimo e último capítulo são apresentadas as conclusões da dissertação e recomendações sobre possíveis trabalhos futuros que podem ser realizados como desdobramentos deste.

2 USINAS HIDRELÉTRICAS COM PERSPECTIVA DE MOTORIZAÇÃO ADICIONAL

2.1 Contextualização e critério de seleção adotado

Muito se tem discutido no âmbito do setor elétrico brasileiro sobre a repotenciação de unidades geradoras de usinas hidrelétricas e a instalação de unidades geradoras adicionais em algumas dessas usinas.

A necessidade diária do atendimento da demanda horária de ponta convive com a indisponibilidade de unidades geradoras sob manutenção e com restrições conjunturais, tendo ambas o efeito de diminuir a potência disponível e reduzir a folga entre esta potência e a demanda horária do sistema. A Figura 2.1 mostra a disponibilidade hidráulica total do SIN para o mês de janeiro de 2014, de acordo com o cronograma de manutenção informado pelos agentes de geração para a Revisão 1 do Programa Mensal de Operação (PMO) do ONS.



Fonte: <http://www.ons.org.br/operacao/relatorioexecutivoPMO.aspx>, acesso em 04/01/2014
Figura 2.1: Disponibilidade hidráulica total do Sistema Interligado Nacional para o mês de janeiro de 2014

Conforme a NT nº 026/2011-SRG/ANEEL, em referência à Nota Técnica nº 160/2010 do ONS, os requisitos da demanda horária de ponta são elevados, especialmente nos patamares de

carga média e pesada, existindo forte modulação de demanda durante o dia, podendo ocorrer em tais patamares problema físico de atendimento à demanda horária por meio de potência hidráulica, dependendo da quantidade de unidades geradoras em manutenção e das restrições elétricas associadas à malha de transmissão. Como pode ser observado na Figura 2.1, a diferença média entre a potência hidráulica instalada e a efetivamente disponível para o mês de janeiro de 2014 é maior que 4 GW.

O critério de seleção das dez usinas hidrelétricas objeto desta dissertação priorizou a minimização, na medida do possível, de intervenções de construção civil nos poços vazios existentes. De acordo com este critério, foram escolhidas as usinas cujos poços estão escavados e concretados, portanto com poucas intervenções remanescentes de ordem civil. Os investimentos requeridos para a motorização destes poços envolverão basicamente o fornecimento eletromecânico de turbina, gerador, sistemas e equipamentos auxiliares a estes vinculados, e transformador elevador de tensão, desde a fase de engenharia do produto até o final da garantia, o que inclui projeto, fabricação, ensaios em fábrica e em campo, montagem eletromecânica e comissionamento das unidades geradoras.

Deste modo, pelos motivos elencados a seguir, foram excluídos os seguintes empreendimentos que constam da Tabela 1.1:

- (i) UHE Três Marias: necessita construção de enscadeira na margem esquerda da casa de força para, posteriormente, proceder-se à escavação e concretagem dos poços;
- (ii) UHE Curuá – Una: a motorização original foi dimensionada para atendimento à demanda local e não para aproveitamento ótimo. Além disso, a usina possui pequena potência disponível;
- (iii) UHE Edgard de Souza: aproveitamento desativado e, mesmo se houver reativação, ele também possui pequena potência disponível; e
- (iv) UHE Mimoso: não possui poço vazio. A repotenciação seria baseada na alteração da cota do plano médio do distribuidor das turbinas, em relação ao nível operacional de jusante. Além disto, a usina possui pequena potência disponível.

Portanto, as dez usinas hidrelétricas selecionadas são as usinas de São Simão, Jaguará, Três Irmãos, Porto Primavera, Luiz Gonzaga (também conhecida como Itaparica), Governador Bento Munhoz (Foz do Areia), Taquaruçu, Rosana, Cachoeira Dourada e Salto Santiago.

2.2 Características técnicas das usinas selecionadas

O SIN é dividido em quatro subsistemas operacionais interligados. São eles: sul, sudeste / centro-oeste, nordeste e norte. Os aproveitamentos São Simão, Jaguará, Três Irmãos, Porto Primavera, Taquaruçu, Rosana e Cachoeira Dourada pertencem ao subsistema sudeste / centro-oeste, o de maior produção e consumo de energia elétrica; as usinas Governador Bento Munhoz e Salto Santiago fazem parte do subsistema sul; e Luiz Gonzaga é uma das usinas componentes do subsistema nordeste.

A Figura 2.2 apresenta as oito bacias hidrográficas brasileiras (http://www.aneel.gov.br/area.cfm?id_area=104, acesso em 07/01/2014).

Na bacia hidrográfica dos rios Paraná e Paraguai (bacia seis) localizam-se nove das dez usinas escolhidas: São Simão, Jaguará, Três Irmãos, Porto Primavera, Taquaruçu, Rosana e Cachoeira Dourada. Já a usina Luiz Gonzaga pertence à bacia hidrográfica do rio São Francisco (bacia quatro).



Fonte: http://www.aneel.gov.br/area.cfm?id_area=104, acesso em 07/01/2014

Figura 2.2: Bacias hidrográficas do Brasil

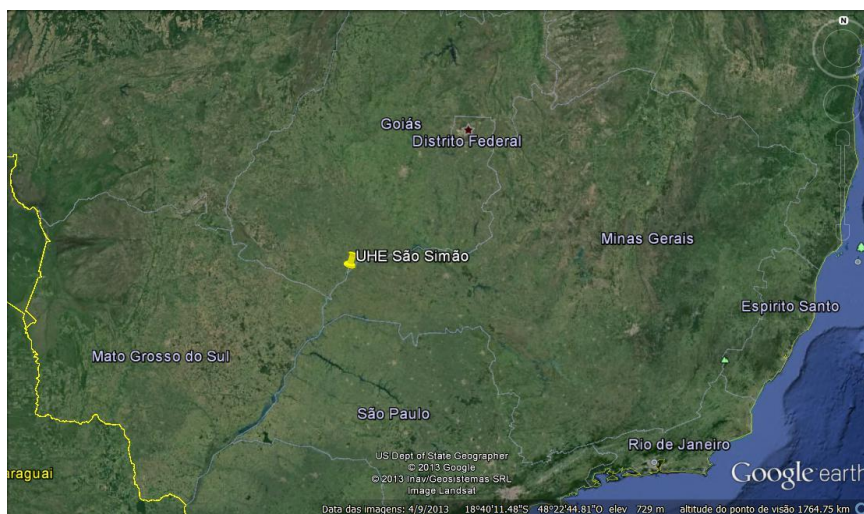
A seção 2.2.1, a seguir, apresenta as características técnicas da UHE São Simão que são de interesse para os estudos realizados nesta dissertação.

A Tabela 2.2, na seção 2.2.2, resume as principais características técnicas das demais nove usinas estudadas; esta seção também ilustra a localização destas usinas e as suas casas de máquinas.

2.2.1 UHE São Simão

A usina hidrelétrica São Simão, cuja concessão pertence à Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), está localizada no Rio Paranaíba a jusante da UHE Cachoeira Dourada, entre os municípios de São Simão (GO) e Santa Vitória (MG) (Figura 2.3). Em operação comercial desde 1978, a usina possui seis unidades geradoras e quatro poços vazios, tendo a maior potência

instalada entre as usinas hidrelétricas da CEMIG, 1.710 MW.



Fontes: Google Earth e <http://sigel.aneel.gov.br/sigel.html>, acessos em 07/01/2014

Figura 2.3: Localização da UHE São Simão

Por possuir reservatório de acumulação e ser o aproveitamento mais a jusante do rio Paranaíba, esta usina tem grande importância energética para a sub-bacia sessenta (http://www.ons.org.br/conheca_sistema/pop_diagrama_esquemat_usinas.aspx, acesso em 07/01/2014 e http://www.aneel.gov.br/area.cfm?id_area=110, acesso em 07/01/2014).

A Figura 2.4 apresenta uma vista de jusante para montante da UHE São Simão. Nota-se, no lado direito da casa de força, entre o muro guia de separação das seis unidades em operação e o vertedor de superfície, os quatro poços vazios com possibilidade de motorização.



Fonte: http://www.cemig.com.br/sites/Imprensa/pt-br/fotos/Paginas/usinas_hidreletricas.aspx, acesso em 07/01/2014

Figura 2.4: Vista de jusante para montante da UHE São Simão

As características técnicas da UHE São Simão de interesse para este estudo encontram-se na Tabela 2.1.

Tabela 2.1: Características técnicas da UHE São Simão

Dados Básicos	
Potência instalada	1.710 MW
Garantia física ou energia assegurada	1.281 MW médios
Número de unidades geradoras em operação	6
Número de poços vazios existentes	4
Dados Hidrometeorológicos	
Vazão média de longo termo - Q_{MLT}	2.415 m ³ /s
Vazão mínima média mensal	450 m ³ /s
Período do histórico de vazões	1931-2011
Reservatório	
Tipo	Acumulação
N.A. máximo excepcional	401,80 m
N.A. máximo normal	401,00 m
N.A. mínimo normal	390,50 m
Volume útil	5.540 hm ³
Canal de Fuga	
N.A. máximo excepcional	342,00 m
N.A. normal de jusante	339,30 m
N.A. mínimo normal	318,50 m
Estruturas de Descarga, ou Vertimento	
Tipo	De superfície, controlado
Capacidade máxima de descarga	17.530 m ³ /s
Tipo das comportas	Setor
Número de comportas	9
Turbinas	
Tipo	Francis de eixo vertical
Potência unitária	285 MW

Vazão nominal unitária	425 m³/s
Rotação	94,70 rpm
Queda líquida	71,30 m
Geradores	
Potência unitária de projeto	293 MVA
Tensão nominal	16,5 kV
Rotação nominal	94,70 rpm
Fator de potência	0,95

Fonte: Elaboração própria, com dados da ANEEL e da CEMIG

2.2.2 As demais usinas hidrelétricas analisadas na dissertação

A Tabela 2.2 apresenta um resumo das principais características técnicas das demais nove usinas.

Tabela 2.2: Resumo das características técnicas das demais usinas

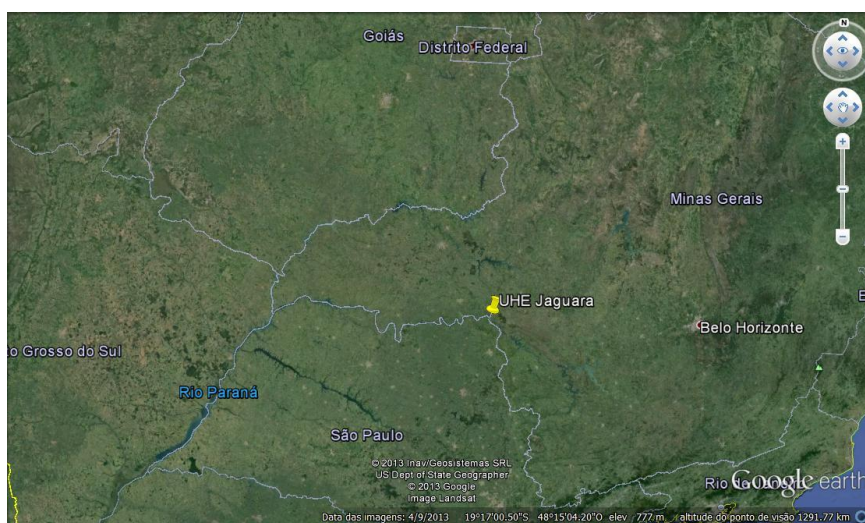
Usinas	Concessão	Rio	Início de operação	Número de unidades geradoras em operação	Número de poços vazios	Potência instalada	Tipo de turbina
Jaguara	CEMIG	Grande	1971	4	2	424 MW	Francis
Três Irmãos	Consórcio Novo Oriente	Tietê	1993	5	3	807,50 MW	Francis
Porto Primavera	CESP	Paraná	1999	14	4	1.540 MW	Kaplan
Itaparica	CHESF	São Francisco	1988	6	4	1.479,60 MW	Francis
Foz do Areia	COPEL	Iguaçu	1980	4	2	1.676 MW	Francis
Taquaruçu	Duke Energy Brasil	Paranapanema	1992	5	1	525 MW	Kaplan
Rosana	Duke Energy Brasil	Paranapanema	1987	4	1	354 MW	Kaplan
Cachoeira Dourada	Endesa Brasil	Paranaíba	1959	10	1 (na casa de máquinas quatro)	658 MW	Kaplan (casa de máquinas quatro)
Salto Santiago	Tractebel	Iguaçu	1980	4	2	1.420 MW	Francis

Fonte: Elaboração própria, com dados da ANEEL e das concessionárias

O Anexo A desta dissertação contém tabelas mais detalhadas para estas usinas, com os mesmos tipos de dados apresentados na seção 2.2.1 para São Simão.

2.2.2.1 UHE Jaguará

A usina hidrelétrica Jaguará também está concedida à CEMIG. Ela se localiza no Rio Grande (sub-bacia sessenta e um) a jusante da UHE Luiz Carlos Barreto e a montante da UHE Igarapava, entre os municípios de Rifaina (SP) e Sacramento (MG) (Figura 2.5). Seu início de operação comercial ocorreu em 1971. A usina possui quatro unidades geradoras e dois poços vazios, tendo capacidade instalada de 424 MW e reservatório de compensação.



Fontes: Google Earth e <http://sigel.aneel.gov.br/sigel.html>, acessos em 08/01/2014

Figura 2.5: Localização da UHE Jaguará

Na Figura 2.6 os dois poços vazios escavados e concretados podem ser visualizados no lado direito da casa de força, entre as unidades geradoras em operação e o vertedor de superfície.

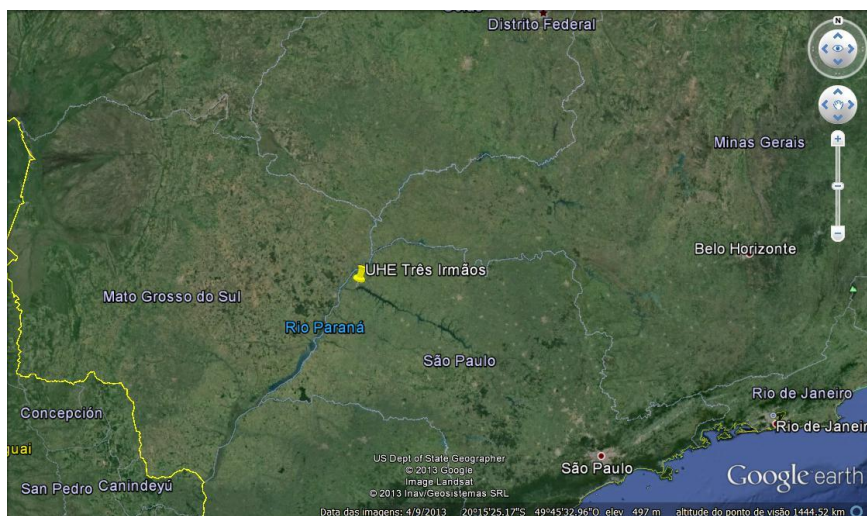


Fonte: http://www.cemig.com.br/pt-br/a_cemig/Nossa_Historia/Paginas/Usinas_Hidreletricas.aspx, acesso em 08/01/2014

Figura 2.6: UHE Jaguará

2.2.2.2 UHE Três Irmãos

A UHE Três Irmãos é a maior usina construída no Rio Tietê (sub-bacia sessenta e dois). Está localizada entre os municípios de Andradina e Pereira Barreto (SP), a 28 quilômetros da foz do Tietê. Possui cinco unidades geradoras e capacidade instalada de 807,50 MW (Figura 2.7).



Fontes: Google Earth e <http://sigel.aneel.gov.br/sigel.html>, acessos em 10/01/2014

Figura 2.7: Localização da UHE Três Irmãos

A primeira unidade geradora entrou em operação em novembro de 1993 e a quinta em janeiro de 1999. O Canal Pereira Barreto, com 9.600 metros de comprimento, interliga os reservatórios de Ilha Solteira e Três Irmãos, propiciando a operação energética integrada dos dois aproveitamentos hidrelétricos, além de permitir a navegação entre os tramos norte e sul da Hidrovia Tietê-Paraná (http://www.cesp.com.br/portalCesp/portal.nsf/V03.02/EmpresaUsina3Irmaos?OpenDocument&Menu=5%20-%20menu_lateral@@002_004_004, acesso em 09/01/2014).

A exemplo da UHE Ilha Solteira, possui reservatório de acumulação, sendo esta condição importante do ponto de vista da regularização energética das sub-bacias sessenta e dois e sessenta e três (rio Paraná). A casa de força da UHE Três Irmãos abriga três poços vazios escavados e concretados.

A concessão de Três Irmãos à Companhia Energética de São Paulo (CESP) expirou no final de 2012 por força da Medida Provisória (MP) nº 579, de 11/09/2012, convalidada pela Lei nº 12.783, de 11/01/2013. Como não ocorreu interesse da concessionária na renovação da concessão dentro das condições estabelecidas, o governo federal leiloou a usina no dia 28 de março de 2014. O vencedor foi o consórcio Novo Oriente, composto pelo Fundo de Investimento Constantinopla com 50,1% de participação e por Furnas Centrais Elétricas com 49,9% (http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=7803&id_area=90, acesso em 28/03/2014).

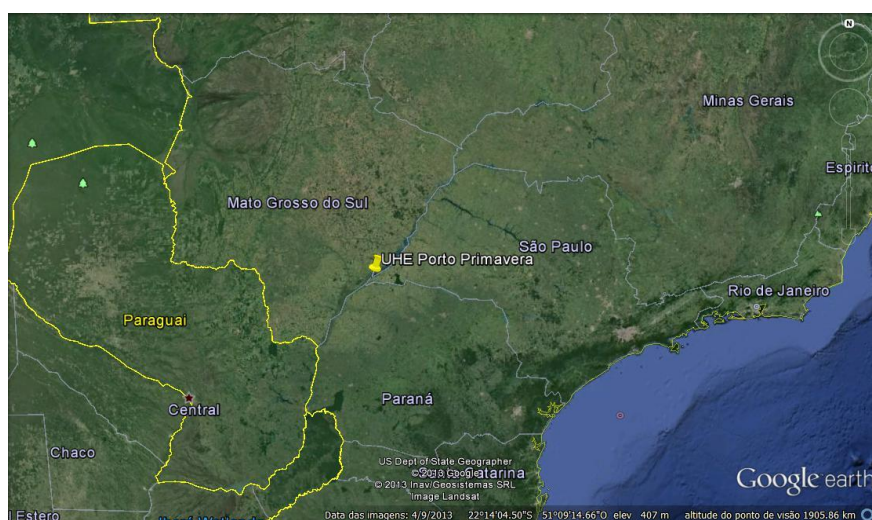
Os três poços vazios da UHE Três Irmãos se localizam no lado direito da casa de força, ao lado do vertedor de superfície, conforme indicado na Figura 2.8.



Fontes: Google Earth – Panoramio, acesso em 11/01/2014
Figura 2.8: Vista de jusante da UHE Três Irmãos

2.2.2.3 UHE Porto Primavera

A usina hidrelétrica Porto Primavera, cuja concessão pertence à CESP, está localizada no rio Paraná, 28 quilômetros a montante da foz do rio Paranapanema, entre os municípios de Teodoro Sampaio (SP) e Anaurilândia (MS). Sua barragem, a mais extensa do Brasil, tem 10.186,20 metros de comprimento e seu reservatório, 2.250 km² (Figura 2.9). Dispõe de eclusa para navegação ao longo da Hidrovia Tietê-Paraná. As três primeiras unidades geradoras completaram a entrada em operação em março de 1999. Em outubro de 2003 entrou em operação a unidade geradora quatorze, totalizando 1.540 MW de capacidade instalada (http://www.cesp.com.br/portalCesp/portal.nsf/V03.02/Empresa_UsinaPorto?OpenDocument&Menu=5%20-%20menu_lateral@@002_004_003, acesso em 11/01/2014).



Fontes: Google Earth e <http://sigel.aneel.gov.br/sigel.html>, acessos em 11/01/2014
Figura 2.9: Localização da UHE Porto Primavera

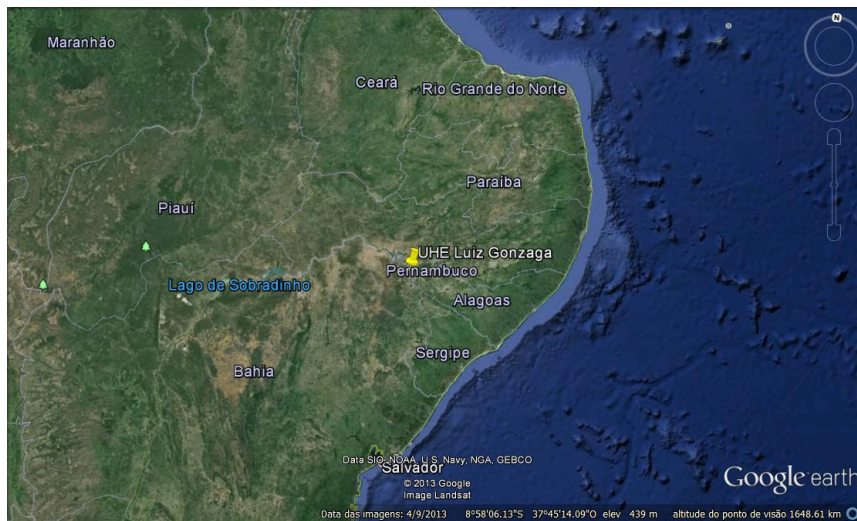
A UHE Porto Primavera possui reservatório de compensação e quatro poços vazios na margem direita de sua casa de força. A Figura 2.10 mostra uma vista interna da casa de força, onde em primeiro plano se destacam os poços e ao fundo se encontram as unidades geradoras em operação.



Fonte: Google Earth – Panoramio, acesso em 11/01/2014
 Figura 2.10: Vista interna da casa de força da UHE Porto Primavera

2.2.2.4 UHE Luiz Gonzaga (Itaparica)

A UHE Luiz Gonzaga, originalmente denominada Itaparica, cuja concessão pertence à Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF), localiza-se na sub-bacia quarenta e nove do rio São Francisco, a jusante da UHE Sobradinho e a cinquenta quilômetros a montante do Complexo Hidrelétrico de Paulo Afonso, entre os municípios de Jatobá (PE) e Glória (BA) (Figura 2.11). Seu reservatório é de acumulação, possuindo, além da função de geração de energia elétrica, a de regularização das vazões afluentes ao complexo de Paulo Afonso. Na casa de máquinas estão instaladas seis unidades geradoras com capacidade unitária de 246,6 MW, totalizando 1.479,60 MW (http://www.chesf.gov.br/portal/page/portal/chesf_portal/paginas/sistema_chesf/sistema_chesf_geracao/container_geracao?p_name=8^a2EEABD3BE1D002E0430A803301D002, acesso em 11/01/2014).



Fontes: Google Earth e <http://sigel.aneel.gov.br/sigel.html>, acessos em 11/01/2014

Figura 2.11: Localização da UHE Luiz Gonzaga

Os quatro poços vazios de Luiz Gonzaga estão posicionados no lado direito da casa de força, entre as unidades em operação e o vertedor de superfície. Uma vista aérea de jusante para montante do aproveitamento está representada na Figura 2.12, com a indicação da localização dos poços vazios existentes.



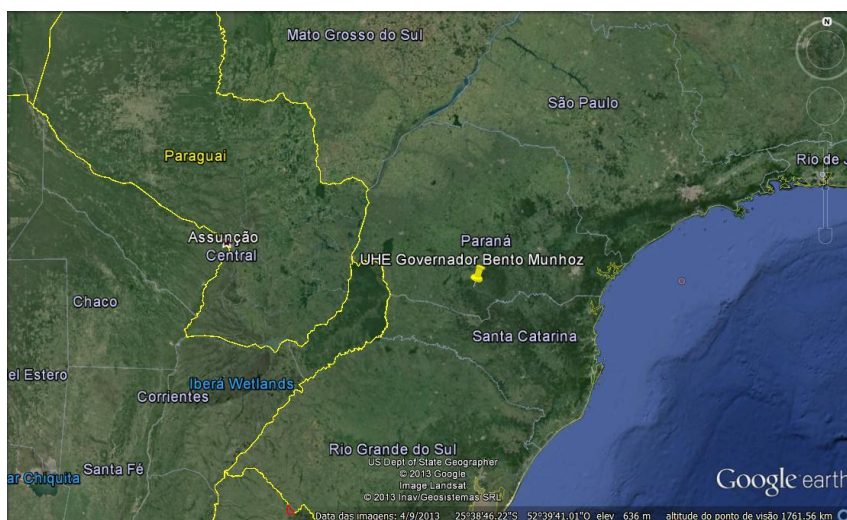
Fonte: Google Earth – Panorâmio, acesso em 11/01/2014

Figura 2.12: Vista aérea da UHE Luiz Gonzaga

2.2.2.5 UHE Governador Bento Munhoz (Foz do Areia)

A Usina Governador Bento Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia) é a maior usina hidrelétrica de concessão da Companhia Paranaense de Energia (COPEL). Possui 1.676 MW de capacidade instalada. Está localizada no rio Iguaçu, sub-bacia sessenta e cinco, município de Pinhão (PR), cinco quilômetros a jusante da foz do rio Areia. A usina teve suas obras iniciadas em 1975, a barragem foi concluída em 1979 e o início de operação ocorreu em 1980 (<http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2F044b34faa7cc1143032570bd0059aa29%2Fe307f2c9b2edc56303257412004fdb91>, acesso em 11/01/2014).

Seu reservatório de acumulação é o primeiro da cascata do rio Iguaçu. Este posicionamento de cabeceira o coloca como principal regularizador das vazões afluentes aos demais aproveitamentos hidrelétricos do rio. A Figura 2.13 mostra a localização da UHE Governador Bento Munhoz.



Fontes: Google Earth e <http://sigel.aneel.gov.br/sigel.html>, acessos em 11/01/2014

Figura 2.13: Localização da UHE Governador Bento Munhoz

A casa de força da usina possui quatro unidades geradoras em operação e dois poços vazios com possibilidade de motorização, que se localizam, ao contrário das usinas até agora apresentadas neste capítulo, no lado esquerdo da casa de força (Figura 2.14).

A Figura 2.15 mostra os condutos de adução aos poços vazios, no interior da casa de força da usina, em situação de espera por uma futura motorização.



Fonte: Google Earth – Panoramio, acesso em 11/01/2014
Figura 2.14: UHE Governador Bento Munhoz

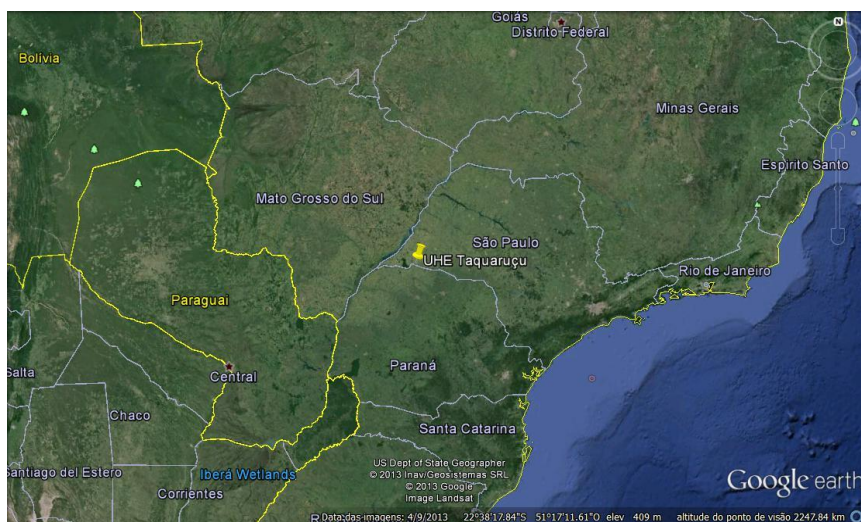


Fonte: Foto tirada pelo autor da dissertação (2011)
Figura 2.15: Condutos de adução aos poços vazios da UHE Governador Bento Munhoz

2.2.2.6 UHE Taquaruçu

Localizada no rio Paranapanema (sub-bacia sessenta e quatro), entre os municípios de Sandovalina (SP) e Itaguajé (PR), a UHE Taquaruçu é a segunda maior do rio Paranapanema em capacidade de geração, sendo composta por cinco unidades geradoras com uma capacidade instalada total de 525 MW. Suas obras civis tiveram início em 1980 e a inauguração deu-se em 1992. A concessão da usina pertence à Duke Energy Brasil (DEB) (<http://www.duke-energy.com.br/usinas/Paginas/Usinas.aspx>, acesso em 12/01/2014).

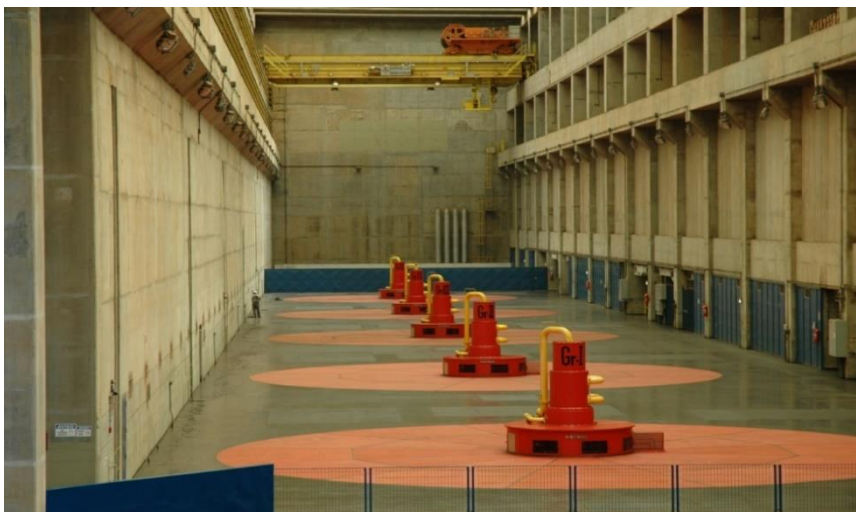
A UHE Taquaruçu é o penúltimo aproveitamento do rio Paranapanema. Seu reservatório é de compensação, tendo a montante a UHE Capivara e a jusante a UHE Rosana, cujas concessões também pertencem à Duke Energy. A Figura 2.16 ilustra a localização da UHE Taquaruçu.



Fontes: Google Earth e <http://sigel.aneel.gov.br/sigel.html>, acessos em 12/01/2014

Figura 2.16: Localização da UHE Taquaruçu

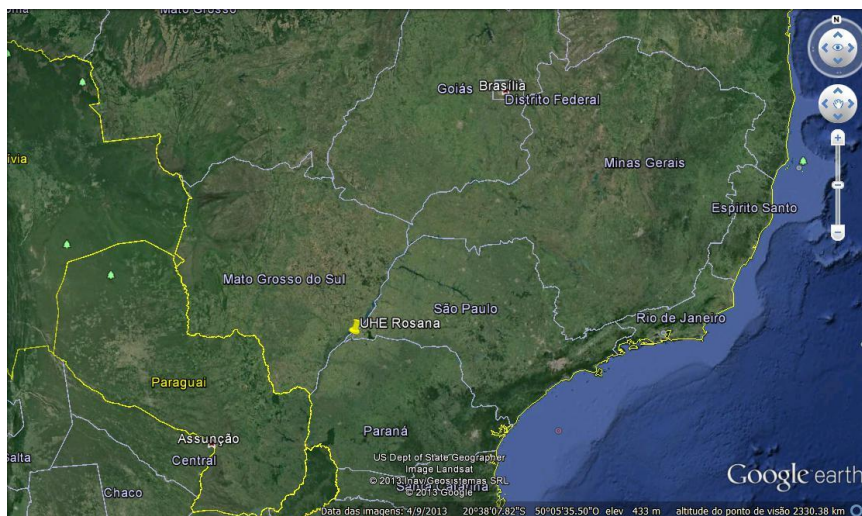
A usina abriga, no lado esquerdo de sua casa de força, um poço vazio com possibilidade de motorização futura. A Figura 2.17 apresenta uma vista interna da sala de máquinas, na qual o poço vazio existente se encontra ao fundo, após a quinta unidade geradora em operação.



Fonte: www.memoriaduke.com.br, acesso em 12/01/2014
Figura 2.17: Sala de máquinas da UHE Taquarçu

2.2.2.7 UHE Rosana

Último aproveitamento do rio Paranapanema, a UHE Rosana se situa próximo à foz deste rio, entre os municípios de Rosana (SP) e Diamante do Norte (PR) (Figura 2.18). Sua construção começou em julho de 1980. O primeiro grupo gerador entrou em operação em 1987 e os outros três grupos foram instalados somente entre 1994 e 1996, quando as obras de implantação da usina foram concluídas e a capacidade total chegou a 354 MW (<http://www.duke-energy.com.br/usinas/Paginas/Usinas.aspx>, acesso em 13/01/2014).



Fontes: Google Earth e <http://sigel.aneel.gov.br/sigel.html>, acessos em 16/01/2014
 Figura 2.18: Localização da UHE Rosana

O reservatório da UHE Rosana é de compensação. O poço vazio existente localiza-se no lado direito da casa de força, entre a unidade geradora quatro e o vertedor de superfície (Figura 2.19).



Fonte: Google Earth, acesso em 16/01/2014
 Figura 2.19: Vista aérea da UHE Rosana

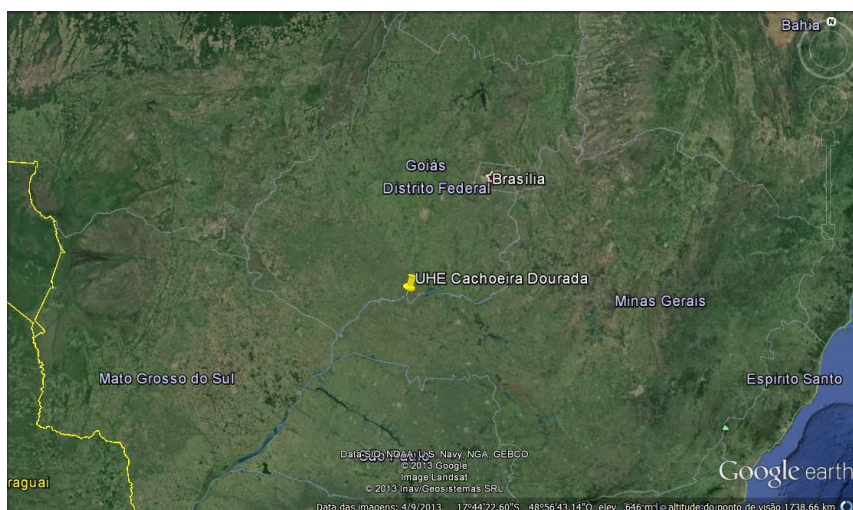
2.2.2.8 UHE Cachoeira Dourada

A UHE Cachoeira Dourada situa-se no rio Paranaíba, entre os municípios de Cachoeira Dourada (GO) e Cachoeira Dourada (MG). A usina opera com dez unidades geradoras distribuídas em quatro casas de máquinas ao longo do mesmo eixo. A capacidade total instalada é de 658 MW (<http://www.endesageracaobrasil.com.br>, acesso em 16/01/2014).

A empresa Endesa Brasil detém a concessão do aproveitamento, que possui reservatório de compensação e um poço vazio na margem esquerda da casa de máquinas número quatro. A montante de Cachoeira Dourada localiza-se a UHE Itumbiara e a jusante a UHE São Simão, ambas com reservatório de acumulação.

A UHE Cachoeira Dourada possui uma condição peculiar quanto aos tipos de turbina hidráulica existentes em suas casas de máquinas. Na casa de máquinas número três as turbinas são do tipo Francis e nas demais são do tipo Kaplan. Tal arranjo foi viabilizado devido à queda bruta do aproveitamento, trinta e quatro metros, encontrar-se na região de transição entre turbinas Francis e Kaplan do diagrama queda bruta x velocidade específica, o qual é utilizado para determinação do tipo de turbina dos aproveitamentos hidrelétricos (Voith Hydro, 2007).

A Figura 2.20 ilustra a localização da UHE Cachoeira Dourada. A Figura 2.21 apresenta uma vista aérea da usina, com indicações do posicionamento das casas de máquinas e do poço vazio existente.



Fontes: Google Earth e <http://sigel.aneel.gov.br/sigel.html>, acessos em 17/01/2014

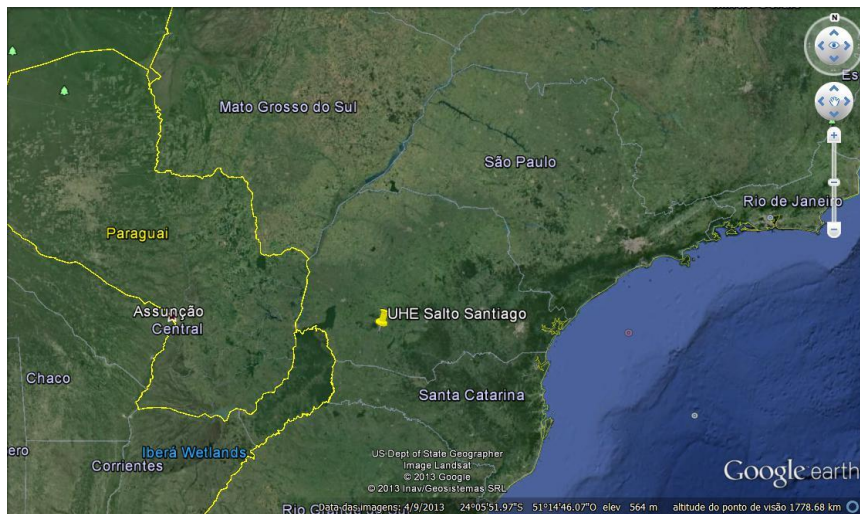
Figura 2.20: Localização da UHE Cachoeira Dourada



Fonte: Google Earth – Panoramio, acesso em 17/01/2014
 Figura 2.21: Vista aérea da UHE Cachoeira Dourada

2.2.2.9 UHE Salto Santiago

A usina Salto Santiago está localizada no rio Iguaçu, município de Saudades do Iguaçu (PR) (Figura 2.22). Sua capacidade instalada é de 1.420 MW, composta por quatro unidades geradoras com turbina Francis, que entraram em operação entre dezembro de 1980 e setembro de 1982. A concessão do aproveitamento pertence ao agente Tractebel Energia, do Grupo GDF Suez (<http://www.tractebelenergia.com.br/wps/portal/internet/parque-gerador/usinas-hidreletricas/uhe-salto-santiago>, acesso em 17/01/2014).



Fontes: Google Earth e <http://sigel.aneel.gov.br/sigel.html>, acessos em 18/01/2014
 Figura 2.22: Localização da UHE Salto Santiago

O reservatório da UHE Salto Santiago, de acumulação, é o último com esta característica na cascata do rio Iguaçu, condição que contribui para a regularização das vazões afluentes às duas usinas localizadas a jusante, Salto Osório e Governador José Richa, ambas providas com reservatório de compensação. Os dois poços vazios com possibilidade de motorização estão localizados do lado esquerdo da casa de máquinas (Figura 2.23).



Fonte: Google Earth – Panoramio, acesso em 18/01/2014
 Figura 2.23: Vista do canal de fuga da UHE Salto Santiago

3 ESTIMATIVA DO POTENCIAL DE MOTORIZAÇÃO ADICIONAL DAS USINAS ANALISADAS

3.1 Metodologia

Esta seção descreve a metodologia utilizada neste trabalho para estimativa do potencial de motorização de cada uma das usinas hidrelétricas apresentadas no capítulo anterior. O objetivo da metodologia é a análise das perspectivas de motorização adicional, por meio do dimensionamento da quantidade de poços a motorizar e dos correspondentes montantes de potência nova a disponibilizar nos aproveitamentos hidrelétricos.

Para os dimensionamentos são utilizados dados operacionais hidroenergéticos medidos e consolidados ao longo de dez anos (outubro de 2002 a setembro de 2012). Os dados foram obtidos junto ao Centro Nacional de Operação do Sistema Elétrico (CNOS), possuem discretização diária e se referem às seguintes grandezas:

- (i) Vazão defluente total, vazão vertida e vazão turbinada (m^3/s);
- (ii) Potência média produzida (MW médios);
- (iii) Produtividade (MW médios / m^3/s); e
- (iv) Potência média vertida (MW médios).

Não existem dados sobre a separação dos vertimentos turbináveis pelas unidades geradoras existentes dos não turbináveis por estas unidades, ou seja, aqueles que ocorrem em alguns períodos devido à falta de máquinas nos poços vazios. Somente neste caso há benefício em aumentar a capacidade instalada. Tais dados permitiriam uma aproximação mais precisa do montante de potência nova a disponibilizar.

A energia elétrica produzida por uma unidade geradora de uma usina hidrelétrica não depende apenas de sua potência, mas também de seu fator de capacidade. Cada empreendimento opera com um fator de capacidade médio, que é uma grandeza que representa o quociente entre a geração média de energia em um dado período de tempo, um ano por exemplo, e a energia que ela poderia gerar se sua potência instalada fosse utilizada continuamente (Gomes, 2013).

A potência média vertida não pode ser totalmente turbinável pelas unidades existentes. Nela estão incluídos vertimentos decorrentes de vazões elevadas em épocas de cheia, que causam elevação na cota do canal de fuga, diminuição da queda bruta e da capacidade de turbinagem.

As unidades geradoras operam com potências parciais ou mesmo não operam em certos períodos, por restrições hidrológicas, elétricas, energéticas e de manutenção. Dentre estas restrições, incluem-se:

- (i) Manutenção de reserva de potência;
- (ii) Variação de demanda (despacho de carga);
- (iii) Restrições no nível de jusante (defluência máxima); e
- (iv) Unidades geradoras sob manutenção forçada, ou programada.

Deste contexto, infere-se que tanto na potência média produzida como na vertida, oriundas dos dados operacionais hidroenergéticos, se encontram implícitas as restrições elencadas. Assim, o fator de capacidade médio operativo, FCM, no período pode ser calculado a partir da equação (3.1):

$$FCM = \frac{PMP}{PI \times FCPI} \quad (3.1)$$

onde PMP é a potência média produzida, em MW médios, PI é a potência instalada, em MW, e FCPI é o fator de correção da potência instalada, que considera manutenções forçadas e programadas.

FCPI é obtido com o auxílio da equação (3.2):

$$FCPI = (1 - TEIF) \times (1 - TEIP) \quad (3.2)$$

onde TEIF é a taxa equivalente de indisponibilidade forçada e TEIP é a taxa equivalente de indisponibilidade programada. Os percentuais de TEIF e TEIP estão implícitos nos dados operacionais disponibilizados; todavia, eles não foram apurados pelo CNOS. Neste trabalho foi adotado o valor médio de 0,88 para o FCPI.

A quantidade de poços a motorizar, QPM, base para a determinação dos montantes de potência e energia novas para atendimento principalmente ao horário de ponta de carga do SIN, provém da equação (3.3):

$$QPM = \frac{PMV \times FCM}{PMUP} \quad (3.3)$$

onde PMV é a potência média vertida, em MW médios, e PMUP é a potência média unitária produzida, em MW médios, que é o quociente entre a potência média produzida e o número de unidades geradoras em operação em cada UHE.

Da equação (3.4) se obtém o montante de potência nova a disponibilizar, PND, em MW, correspondente à quantidade de poços a motorizar.

$$PND = QPM \times PU \quad (3.4)$$

onde PU é a potência unitária das unidades geradoras existentes, em MW.

O fator de capacidade médio aplicado à motorização adicional, $FCM_{mot. \text{adic.}}$, é calculado pela equação (3.5):

$$FCM_{mot. \text{adic.}} = \frac{PMV \times FCM}{PND \times FCPI} \quad (3.5)$$

3.2 Dados operacionais

As Tabelas 3.1 e 3.2 compilam os dados operacionais hidroenergéticos médios obtidos para a UHE São Simão, ao longo do horizonte de dez anos de medições consolidadas pelo CNOS.

Tabela 3.1: Dados operacionais hidroenergéticos médios – UHE São Simão

Vazão turbinada média (m³/s)	2.192,60
Vazão vertida média (m³/s)	386,90
Vazão total defluente média (turbinada + vertida) (m³/s)	2.579,50
Potência média produzida (MW médios)	1.353,63
Produtividade média (MW médios / m³/s)	0,61
Potência média vertida (MW médios)	238,14

Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS

As demais dezoito tabelas de dados operacionais hidroenergéticos médios, obtidas para as outras nove usinas estudadas, fazem parte do Anexo B desta dissertação.

Tabela 3.2: Potência anual média vertida – UHE São Simão

Período anual	Potência média vertida (MW médios)
Outubro 2002 a setembro 2003	17,34
Outubro 2003 a setembro 2004	180,85
Outubro 2004 a setembro 2005	103,87
Outubro 2005 a setembro 2006	537,85
Outubro 2006 a setembro 2007	585,07
Outubro 2007 a setembro 2008	311,43
Outubro 2008 a setembro 2009	23,08
Outubro 2009 a setembro 2010	369,88
Outubro 2010 a setembro 2011	169,96
Outubro 2011 a setembro 2012	82,03
Média - outubro 2002 a setembro 2012	238,14

Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS

A relação entre potência média vertida (bruta) e potência média produzida pelas usinas no período considerado, apresenta os seguintes resultados:

- UHE São Simão $\rightarrow 17,59\%$ $((238,14 / 1.353,63) \times 100)$;
- UHE Jaguará $\rightarrow 18,05\%$ $((57,45 / 318,36) \times 100)$;
- UHE Três Irmãos $\rightarrow 2,61\%$ $((8,36 / 320,02) \times 100)$;
- UHE Porto Primavera $\rightarrow 13,91\%$ $((159,20 / 1.144,87) \times 100)$;
- UHE Luiz Gonzaga (Itaparica) $\rightarrow 5,34\%$ $((46,40 / 868,73) \times 100)$;
- UHE Governador Bento Munhoz (Foz do Areia) $\rightarrow 23,24\%$ $((147,67 / 635,33) \times 100)$;
- UHE Taquaruçu $\rightarrow 7,66\%$ $((19,00 / 247,92) \times 100)$;
- UHE Rosana $\rightarrow 9,88\%$ $((22,04 / 222,89) \times 100)$;
- UHE Cachoeira Dourada $\rightarrow 4,70\%$ $((18,61 / 396,03) \times 100)$; e
- UHE Salto Santiago $\rightarrow 28,02\%$ $((224,11 / 799,86) \times 100)$.

A análise das relações acima permite inferir que, em termos médios, as cinco usinas com maior potencial técnico de motorização de seus poços vazios são São Simão, Jaguará, Porto

Primavera, Foz do Areia e Salto Santiago. Em contrapartida, as cinco com menor perspectiva são Três Irmãos, Itaparica, Taquaruçu, Rosana e Cachoeira Dourada.

A produtividade média relaciona a potência média produzida e a vazão média turbinada. Seu valor depende do volume armazenado. Porém, a variação da produtividade é muito pequena, principalmente em usinas com reservatório de compensação, pois a potência média produzida e a vazão média turbinada são grandezas diretamente proporcionais na função de produção de usinas hidrelétricas, o que implica na necessidade de maiores vazões turbinadas para menores níveis de montante.

De maneira análoga, da relação entre potência média vertida e vazão média vertida, resultaria praticamente o mesmo valor de produtividade, caso a vazão média vertida, ou parte dela, fosse turbinada.

A Tabela 3.3 apresenta informações adicionais às fornecidas pelo CNOS. Estas informações se referem a GF, vazão média de longo termo (Q_{MLT}) e vazão nominal ($Q_{nominal}$), que é a somatória das vazões nominais das turbinas existentes.

Tabela 3.3: Dados adicionais aos fornecidos pelo CNOS

UHE	GF (MW médios)	Potência média produzida (MW médios)	Q_{MLT} (m³/s)	$Q_{defluente}$ (turbinada + vertida) (m³/s)	$Q_{nominal}$ (Σ das vazões nominais das turbinas existentes) (m³/s)
São Simão	1.281,00	1.353,63	2.415,00	2.579,50	2.550,00 (1,06 x Q_{MLT})
Jaguara	336,00	318,36	1.072,00	954,15	1.100,00 (1,03 x Q_{MLT})
Três Irmãos	217,50	320,02	808,00	834,21	2.040,00 (2,52 x Q_{MLT})
Porto Primavera	1.017,00	1.144,87	7.248,00	7.786,53	9.122,40 (1,26 x Q_{MLT})
Itaparica	959,00	868,73	2.741,00	1.966,75	3.306,00 (1,21 x Q_{MLT})
Foz do Areia	576,00	635,33	656,00	691,87	1.432,00 (2,18 x Q_{MLT})
Taquaruçu	201,00	247,91	1.154,00	1.211,12	2.415,00 (2,09 x Q_{MLT})
Rosana	177,00	222,89	1.295,00	1.340,67	2.104,00 (1,62 x Q_{MLT})
Cachoeira Dourada	415,00	396,03	1.638,00	1.585,90	2.373,00 (1,45 x Q_{MLT})
Salto Santiago	723,00	799,86	1.004,00	1081,52	1.516,00 (1,51 x Q_{MLT})

Fonte: Elaboração própria, com dados da ANEEL e do CNOS

Da Tabela 3.3, verifica-se que:

- (i) As usinas de São Simão, Três Irmãos, Porto Primavera, Foz do Areia, Taquaruçu, Rosana e Salto Santiago, apresentaram potência média produzida acima da garantia física contratada. Em contrapartida, Jaguara, Itaparica e Cachoeira Dourada produziram menos energia em relação a sua garantia física;
- (ii) Todas as usinas apresentaram valores de vazão defluente ($Q_{defluente}$) próximos de Q_{MLT} , à exceção da UHE Itaparica, cujo valor de vazão defluente total no período ficou 28,25% abaixo de Q_{MLT} . Esta situação indica que a vazão média do rio São Francisco durante os anos de 2002 a 2012, na região onde se localiza a UHE Itaparica, foi menor que a Q_{MLT} medida no período histórico de vazões, entre os anos de 1931 e 2011;
- (iii) As usinas analisadas apresentaram as seguintes relações entre Q_{MLT} e $Q_{nominal}$:
 - UHE São Simão $\rightarrow Q_{nominal}$ 6% superior à Q_{MLT} ;
 - UHE Jaguara $\rightarrow Q_{nominal}$ 3% superior à Q_{MLT} ;
 - UHE Três Irmãos $\rightarrow Q_{nominal}$ 152% superior à Q_{MLT} ;
 - UHE Porto Primavera $\rightarrow Q_{nominal}$ 26% superior à Q_{MLT} ;
 - UHE Itaparica $\rightarrow Q_{nominal}$ 21% superior à Q_{MLT} ;
 - UHE Foz do Areia $\rightarrow Q_{nominal}$ 118% superior à Q_{MLT} ;
 - UHE Taquaruçu $\rightarrow Q_{nominal}$ 109% superior à Q_{MLT} ;
 - UHE Rosana $\rightarrow Q_{nominal}$ 62% superior à Q_{MLT} ;
 - UHE Cachoeira Dourada $\rightarrow Q_{nominal}$ 45% superior à Q_{MLT} ; e
 - UHE Salto Santiago $\rightarrow Q_{nominal}$ 51% superior à Q_{MLT} .

É usual se dimensionar a vazão nominal das turbinas instaladas em uma usina hidrelétrica para um valor 50% superior à Q_{MLT} . As usinas São Simão, Jaguara, Porto Primavera e Itaparica apresentam valores para o somatório das vazões nominais de suas turbinas instaladas, muito inferiores ao usual, o que pode indicar situação de submotorização. Em contrapartida, Três Irmãos, Foz do Areia e Taquaruçu apresentaram valores superiores ao dobro de Q_{MLT} , situação que pode indicar supermotorização destas usinas.

Em análises de perspectivas de motorização adicional, quatro tipos de situação provenientes da relação entre o fator de capacidade médio operativo e a potência média vertida podem ser

observados:

- Baixo fator de capacidade médio operativo e alta potência média vertida: perspectiva de motorização adicional, apesar de tal situação indicar que não está havendo necessidade de maior turbinagem pelas máquinas existentes, o que pode denotar restrições de ordem sistêmica, ou grande sazonalidade hidrológica.
- Baixo fator de capacidade médio operativo e baixa potência média vertida: baixa perspectiva de motorização, pois indica supermotorização, ou motorização original adequada na usina;
- Alto fator de capacidade médio operativo e alta potência média vertida: boa perspectiva de motorização adicional, pois esta situação indica submotorização; e
- Alto fator de capacidade médio operativo e baixa potência média vertida: perspectiva de motorização existente, mas menor que a anterior. Dependendo das condições operacionais, pode não ser viável a motorização adicional.

As potências novas a disponibilizar por usina, conforme a metodologia adotada, são parciais comparativamente às potências nominais das unidades geradoras existentes. Deste modo, como os poços vazios foram executados para abrigar unidades geradoras dimensionalmente iguais às existentes, cada motorização adicional será considerada neste trabalho como tendo a mesma potência unitária das máquinas instaladas. Essa potência unitária é tratada aqui como acréscimo de reserva de potência operativa, sendo a potência da unidade geradora regulada pelo distribuidor da turbina hidráulica, conforme a necessidade sistêmica vinculada ao despacho horário de carga.

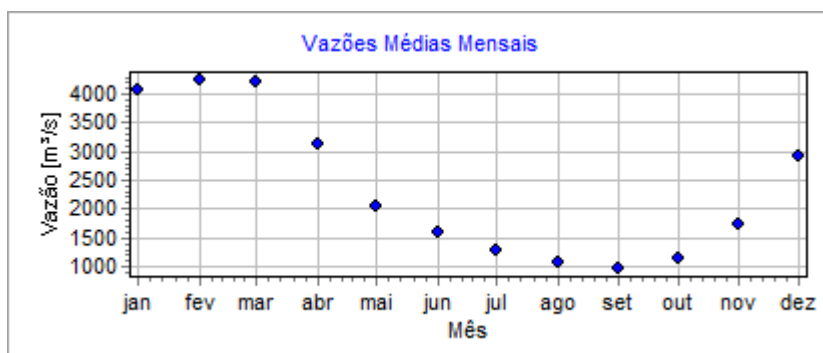
Todavia, do ponto de vista técnico, é possível realizar a motorização adicional dos poços vazios existentes, por meio da instalação de unidades geradoras com potência nominal até 20% maior em relação à potência nominal das máquinas originais. Esta possibilidade depende de quanto o novo projeto poderá ser otimizado no tocante ao perfil hidráulico das partes girantes e estacionárias da turbina, comportamento do escoamento, classe de isolamento de condutores, novos materiais, etc. (Voith Hydro, 2013).

3.3 Resultados

A substituição de valores das tabelas de características técnicas e dos dados operacionais hidroenergéticos médios das usinas nas equações (3.1), (3.3), (3.4) e (3.5), produz os resultados indicados nas Tabelas 3.4 a 3.13.

3.3.1 UHE São Simão

A Figura 3.1 ilustra a sazonalidade hidrológica do rio Paranaíba no local da UHE São Simão através das vazões médias mensais ao longo do ano. A Tabela 3.4 apresenta um quadro resumo dos resultados da UHE São Simão, relativamente a motorização adicional e estimativa do potencial de atendimento da carga no período de ponta do SIN.



Fonte: Software HydroLab – Coordenação da Operação de Sistemas Eletroenergéticos - COSE - UNICAMP, acesso em 26/01/2014

Figura 3.1: Vazões médias mensais na UHE São Simão

Tabela 3.4: Quadro resumo dos resultados da motorização adicional da UHE São Simão

FCM	0,90
QPM	0,95 (1)
PND (MW)	270,75 (285)
FCM _{mot. adic.}	0,85

Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS

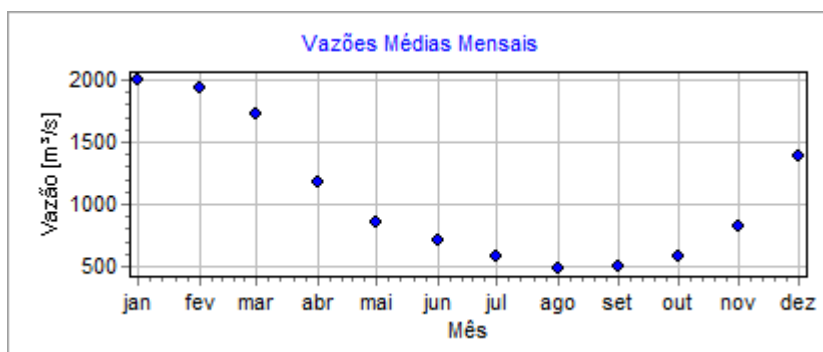
Como resultado da aplicação da equação (3.3), obteve-se o valor 0,95 para o QPM (equivalente a 270,75 MW), que foi arredondado para 1 poço (285 MW).

A UHE São Simão apresentou, no período analisado, um alto fator de capacidade médio operativo e uma alta potência média bruta vertida (17,59 % da potência média produzida), condições que corroboram, do ponto de vista operacional, a motorização de um dos quatro poços. Adicionalmente, a somatória das vazões nominais das turbinas existentes (apenas 6% superior a Q_{MLT}) indica uma submotorização da usina.

Desta análise conclui-se, então, que, dos quatro poços vazios existentes na UHE São Simão, há potência média vertida suficiente para motorizar um deles, com uma capacidade adicional total de 285 MW.

3.3.2 UHE Jaguará

A sazonalidade hidrológica do rio Grande no local da UHE Jaguará está ilustrada na Figura 3.2, por meio das vazões médias mensais ao longo do ano. A Tabela 3.5 apresenta um quadro resumo dos resultados da motorização adicional e estimativa do potencial de atendimento ao período de ponta da UHE Jaguará.



Fonte: Software HydroLab – Coordenação da Operação de Sistemas Eletroenergéticos - COSE – UNICAMP, acesso em 26/01/2014

Figura 3.2: Vazões médias mensais na UHE Jaguará

Tabela 3.5: Quadro resumo dos resultados da motorização adicional da UHE Jaguará

FCM	0,85
QPM	0,61 (1)
PND (MW)	64,66 (106)
FCM _{mot. adic.}	0,52

Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS

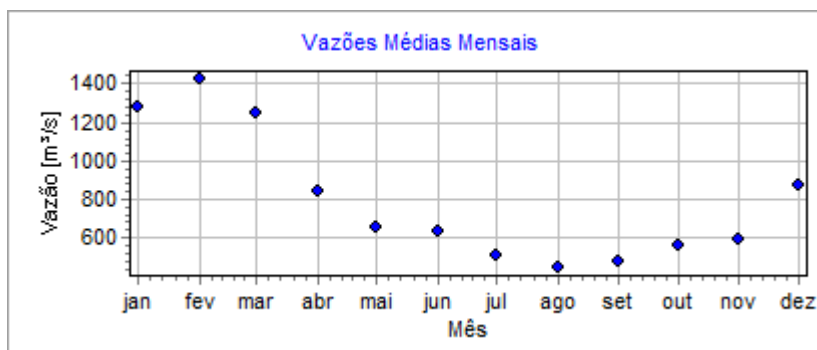
A aplicação da equação (3.3) resultou no valor 0,61 para QPM (equivalente a 64,66 MW), que foi arredondado para 1 poço (106 MW).

A UHE Jaguará apresentou, tal qual São Simão, um alto fator de capacidade médio operativo e uma alta potência média bruta vertida (18,05 % da potência média produzida), condições que justificam, operacionalmente, a motorização de um dos dois poços. Além disso, a somatória das vazões nominais das turbinas existentes (apenas 3 % superior a Q_{MLT}), indica uma submotorização da usina.

Dos resultados apresentados, conclui-se que, dos dois poços vazios de Jaguará, há potência média vertida suficiente para motorizar um deles, com uma capacidade adicional total de 106 MW.

3.3.3 UHE Três Irmãos

A Figura 3.3 ilustra a sazonalidade hidrológica do rio Tietê no local da UHE Três Irmãos, através das vazões médias mensais ao longo do ano.



Fonte: Software HydroLab – Coordenação da Operação de Sistemas Eletroenergéticos - COSE – UNICAMP, acesso em 26/01/2014

Figura 3.3: Vazões médias mensais na UHE Três Irmãos

A Tabela 3.6 apresenta o quadro resumo dos resultados da motorização adicional da UHE

Três Irmãos.

Tabela 3.6: Quadro resumo dos resultados da motorização adicional da UHE Três Irmãos

FCM	0,45
QPM	0.06 (1)
PND (MW)	9,69 (161,50)
$FCM_{mot. adic.}$	0,03

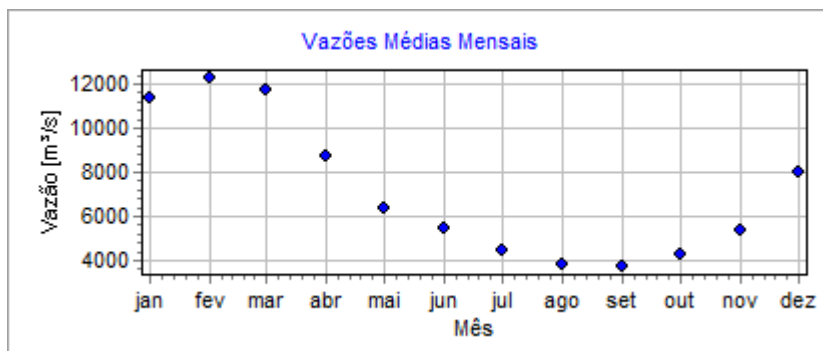
Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS

A aplicação da equação (3.3) rendeu um resultado, para QPM, de 0,06 (equivalente a 9,69 MW), que foi arredondado para 1 poço (161,50 MW).

A usina Três Irmãos apresentou um baixo fator de capacidade médio operativo e baixa potência média bruta vertida (2,61 % da potência média produzida), condições que pouco colaboram para a viabilização operacional da motorização de um dos três poços vazios existentes, mesmo considerando sua condição de reservatório equivalente com a UHE Ilha Solteira. O somatório das vazões nominais das turbinas existentes (152 % acima de Q_{MLT}) revela uma supermotorização da casa de máquinas da usina.

3.3.4 UHE Porto Primavera

A Figura 3.4 ilustra as vazões médias mensais, ao longo do ano, recorrentes na UHE Porto Primavera, localizada no rio Paraná.



Fonte: Software HydroLab – Coordenação da Operação de Sistemas Eletroenergéticos – COSE - UNICAMP, acesso em 26/01/2014

Figura 3.4: Vazões médias mensais na UHE Porto Primavera

A Tabela 3.7 apresenta um quadro resumo dos resultados da motorização adicional e estimativa do potencial de atendimento ao período de ponta do SIN da UHE Porto Primavera.

Tabela 3.7: Quadro resumo dos resultados da motorização adicional da UHE Porto Primavera

FCM	0,84
QPM	1,64 (2)
PND (MW)	180,40 (220)
FCM _{mot. adic.}	0,69

Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS

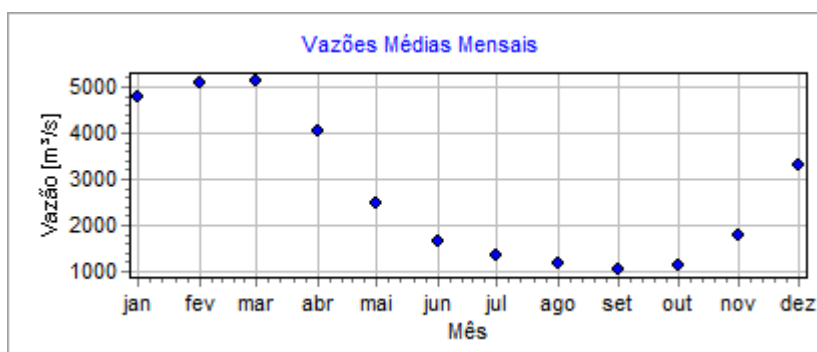
Resultou da aplicação da equação (3.3) um valor de 1,64 para QPM (equivalente a 180,40 MW), que foi arredondado para 2 poços (220 MW).

A UHE Porto Primavera apresentou, no período analisado, um alto fator de capacidade médio operativo e uma elevada potência média bruta vertida (13,91% da potência média produzida), condições que contribuem operacionalmente para a motorização de dois dos quatro poços. A somatória das vazões nominais das turbinas existentes (26 % acima de Q_{MLT}) permite inferir uma situação de submotorização na usina.

Dos resultados apresentados, conclui-se que, dos quatro poços vazios de Porto Primavera, há potência média vertida suficiente para motorizar dois deles, com uma capacidade adicional total de 220 MW.

3.3.5 UHE Luiz Gonzaga (Itaparica)

A sazonalidade hidrológica do rio São Francisco no sítio da UHE Luiz Gonzaga, mais conhecida como UHE Itaparica, está ilustrada na Figura 3.5, por meio de suas vazões médias mensais ao longo do ano.



Fonte: Software HydroLab – Coordenação da Operação de Sistemas Eletroenergéticos - COSE – UNICAMP, acesso em 26/01/2014

Figura 3.5: Vazões médias mensais na UHE Itaparica

A Tabela 3.8 apresenta um quadro resumo com os resultados da motorização adicional e estimativa do potencial de atendimento ao período de ponta da UHE Itaparica.

Tabela 3.8: Quadro resumo dos resultados da motorização adicional da UHE Itaparica

FCM	0,67
QPM	0,21 (1)
PND (MW)	51,79 (246,60)
FCM _{mot. adic.}	0,15

Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS

O cálculo de QPM, através da equação (3.3), resultou no valor 0,21 (equivalente a 51,79 MW), que foi arredondado para 1 poço (246,60 MW).

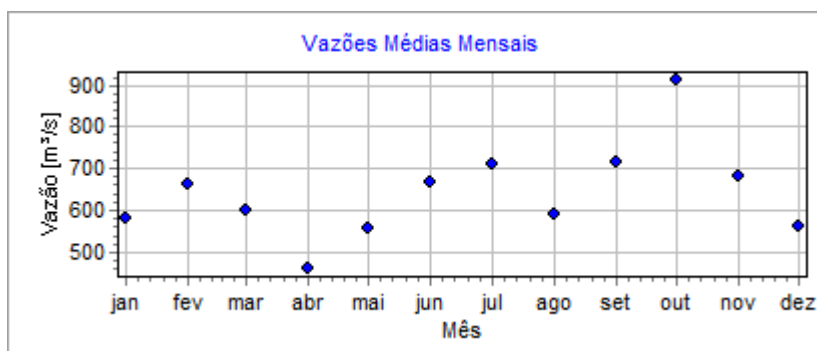
A UHE Itaparica apresentou fator de capacidade médio operativo entre médio e alto (0,67). Sua potência média bruta vertida foi baixa no período (5,34% da potência média produzida). Esta situação permite inferir que existe perspectiva operacional de motorização adicional, mesmo que pequena devido à baixa potência média vertida, apesar do somatório das vazões nominais das turbinas existentes (21% superior a Q_{MLT}) apontar para a condição de submotorização da usina. Tal

contexto pode estar vinculado com o fato de que as vazões do rio São Francisco, defluentes à UHE Itaparica nos anos de 2002 a 2012 terem sido 28,25 % menores que a Q_{MLT} medida no período histórico de vazões do rio, entre 1931 e 2011.

Mesmo considerando as ressalvas apresentadas, há potência média vertida suficiente para motorizar um dos quatro poços vazios de Itaparica, para atendimento aos horários de ponta do sistema interligado com uma capacidade adicional de 246,60 MW.

3.3.6 UHE Governador Bento Munhoz (Foz do Areia)

A sazonalidade hidrológica do rio Iguaçu na UHE Governador Bento Munhoz, mais conhecida como UHE Foz do Areia, está ilustrada na Figura 3.6, através das vazões médias mensais ao longo do ano. A Tabela 3.9 apresenta o quadro resumo de motorização adicional da UHE Foz do Areia.



Fonte: Software HydroLab – Coordenação da Operação de Sistemas Eletroenergéticos - COSE - UNICAMP, acesso em 26/01/2014

Figura 3.6: Vazões médias mensais na UHE Foz do Areia

Tabela 3.9: Quadro resumo dos resultados da motorização adicional da UHE Foz do Areia

FCM	0,43
QPM	0,40 (1)
PND (MW)	167,60 (419)
FCM _{mot. adic.}	0,17

Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS

O valor de QPM resultante da aplicação da equação (3.3) é 0,40 (equivalente a 167,60 MW), que foi arredondado para 1 poço (419 MW).

Foz do Areia apresentou um baixo fator de capacidade médio operativo e uma alta potência média bruta vertida (23,24 % da potência média produzida) no período analisado. Estas condições são favoráveis, sob uma perspectiva operacional, para uma motorização adicional, apesar de nos dez anos em análise ter ocorrido, em muitos períodos, turbinagens parciais. Estas turbinagens indicam a existência de restrições de ordem sistêmica, tais como diminuição do deplecionamento do reservatório, ou grandes indisponibilidades por manutenção das unidades geradoras e / ou de seus transformadores e bays de linhas de transmissão. Adicionalmente, a somatória das vazões nominais das turbinas existentes (118% acima de Q_{MLT}) indica supermotorização da casa de máquinas, o que é, entretanto, incompatível com o alto vertimento ocorrido.

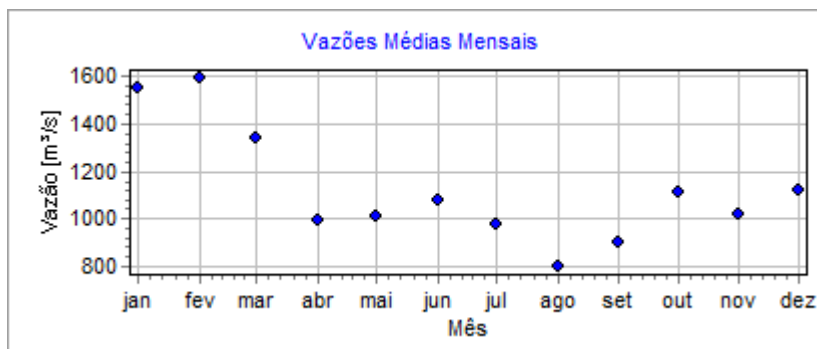
O contexto descrito no parágrafo anterior é justificado, principalmente, por dois motivos:

- (i) A sazonalidade hidrológica do rio Iguaçu, representada pelas vazões médias mensais na UHE Foz do Areia, tem apresentado um comportamento irregular (Figura 3.6); e
- (ii) A UHE Foz do Areia possui rebaixamento do nível d'água do tubo de sucção de suas turbinas, para permitir a operação de seus geradores como motores em certos períodos, ou seja, operação no modo de compensação síncrona para fornecimento / absorção de potência reativa e controle de tensão nas linhas de transmissão vinculadas à usina. Esta é uma demanda sistêmica, sendo a operação em compensação síncrona um serviço ancilar cujos custos são cobertos pelos Encargos de Serviços do Sistema (ESS). A operação em compensação síncrona, porém, tem como consequência o aumento considerável dos vertimentos, uma vez que as unidades geradoras operam sem passagem de água pelas suas turbinas hidráulicas, em decorrência do rebaixamento do nível d'água para a região abaixo do rotor das turbinas.

Pode-se concluir que, mesmo com a ocorrência de operação em compensação síncrona por determinados períodos, há potência média vertida suficiente para motorizar um dos dois poços vazios de Foz do Areia, adicionando 419 MW de capacidade instalada à usina.

3.3.7 UHE Taquaruçu

A Figura 3.7 ilustra, através das vazões médias mensais ao longo do ano, a sazonalidade hidrológica do rio Paranapanema na UHE Taquaruçu.



Fonte: Software HydroLab – Coordenação da Operação de Sistemas Eletroenergéticos - COSE - UNICAMP, acesso em 26/01/2014

Figura 3.7: Vazões médias mensais na UHE Taquaruçu

Os resultados do cálculo da motorização adicional e a estimativa do potencial de atendimento ao período de ponta do SIN pela UHE Taquaruçu estão indicados na Tabela 3.10.

Tabela 3.10: Quadro resumo dos resultados da motorização adicional da UHE Taquaruçu

FCM	0,54
QPM	0,21 (1)
PND (MW)	22,05 (105)
FCM _{mot. adic.}	0,11

Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS

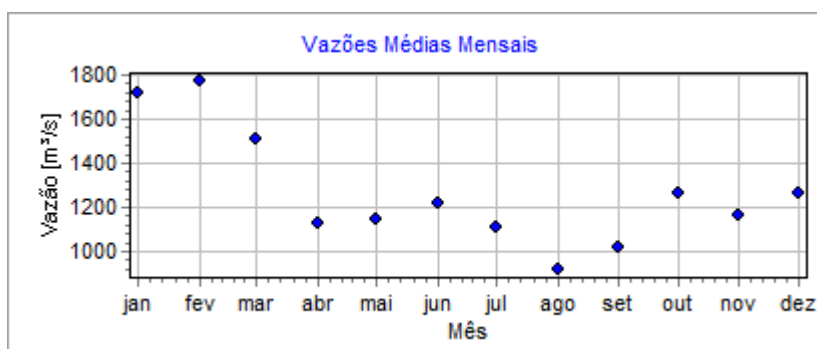
Resulta da aplicação da equação (3.3) o valor 0,21 para QPM (equivalente a 22,05 MW), que foi arredondado para 1 poço (105 MW).

A usina Taquaruçu apresentou, no período analisado, valores adequados tanto para o fator de capacidade médio operativo (0,54) quanto para a potência média bruta vertida (7,66 % da potência média produzida). Estes dados permitem concluir que a motorização da usina está adequada, do ponto de vista operacional, apesar da somatória das vazões nominais das turbinas existentes (109% superior a Q_{MLT}), indicar supermotorização.

Mesmo nestas condições, existe potência média vertida suficiente para a motorização do único poço vazio de Taquaruçu, em atendimento à demanda de ponta do sistema, uma vez que o resultado de 22,05 MW não é desprezível em se tratando de disponibilização de potência. A capacidade instalada da usina seria acrescida em 105 MW, mesma potência unitária das máquinas existentes.

3.3.8 UHE Rosana

A sazonalidade hidrológica do rio Paranapanema no local da UHE Rosana está ilustrada, por meio das suas vazões médias mensais ao longo do ano, na Figura 3.8. A Tabela 3.11 apresenta um quadro resumo com os resultados da motorização adicional e estimativa do potencial de atendimento ao período de ponta da UHE Rosana.



Fonte: Software HydroLab – Coordenação da Operação de Sistemas Eletroenergéticos - COSE - UNICAMP, acesso em 26/01/2014

Figura 3.8: Vazões médias mensais na UHE Rosana

Tabela 3.11: Quadro resumo dos resultados da motorização adicional da UHE Rosana

FCM	0,72
QPM	0,28 (1)
PND (MW)	24,78 (88,50)
FCM _{mot. adic.}	0,20

Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS

O valor encontrado para QPM, utilizando a equação (3.3), foi 0,28 (equivalente a 24,78 MW).

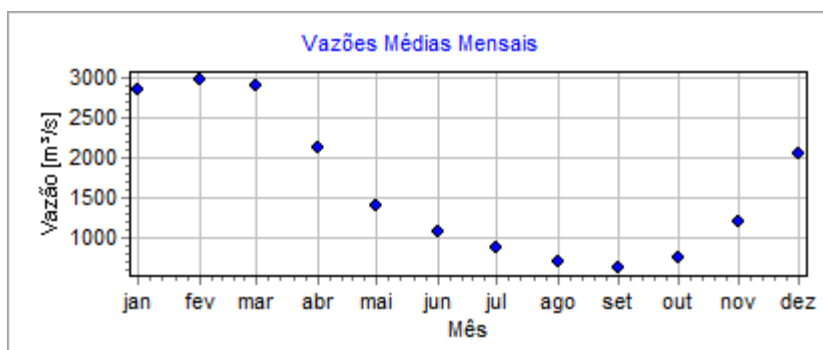
Este valor foi arredondado para 1 poço (88,50 MW).

A usina Rosana apresentou, no período analisado, um alto fator de capacidade médio operativo e uma potência média bruta vertida equivalente a 9,88 % da potência média produzida. Estes dados, juntamente com o fato da somatória das vazões nominais das turbinas existentes ser 62% maior que Q_{MLT} , permitem concluir que a motorização da usina está adequada. Mesmo assim, existe a possibilidade, do ponto de vista operacional, de motorização do único poço vazio existente.

Deste modo, a exemplo de Taquaruçu, há potência média vertida suficiente para motorização do poço vazio da UHE Rosana, em atendimento à demanda de ponta do sistema, representada pelos 24,78 MW obtidos, com um acréscimo de 88,50 MW na capacidade instalada.

3.3.9 UHE Cachoeira Dourada

A Figura 3.9 ilustra, através das vazões médias mensais ao longo do ano, a sazonalidade hidrológica do rio Paranaíba na UHE Cachoeira Dourada.



Fonte: Software HydroLab – Coordenação da Operação de Sistemas Eletroenergéticos - COSE – UNICAMP, acesso em 26/01/2014

Figura 3.9: Vazões médias mensais na UHE Cachoeira Dourada

A Tabela 3.12 apresenta um quadro resumo com os resultados de motorização adicional da UHE Cachoeira Dourada.

Tabela 3.12: Quadro resumo dos resultados da motorização adicional da UHE Cachoeira Dourada

FCM	0,68
QPM (localizado na casa de máquinas 4)	0,32 (1)
PND (MW)	33,60 (105)
FCM _{mot. adic.}	0,14

Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS

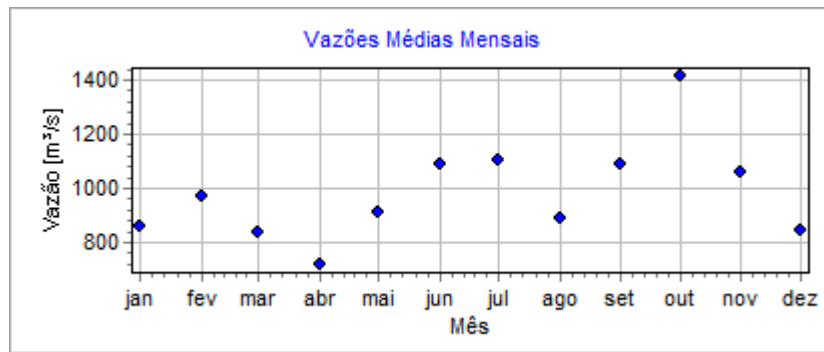
O cálculo de QPM, através da equação (3.3), fornece o valor 0,32 (equivalente a 33,60 MW), que foi arredondado para 1 poço (105 MW).

Cachoeira Dourada apresentou, no período analisado, um fator de capacidade médio operativo entre médio e alto (0,67). Sua potência média bruta vertida foi baixa no período (4,7 % da potência média produzida). Nestas condições, a perspectiva operacional de motorização adicional é pequena, principalmente devido à baixa potência média vertida, mas, também, devido ao fato da somatória das vazões nominais das turbinas existentes (45 % acima de Q_{MLT}) indicar uma motorização adequada da usina.

Apesar destas ressalvas, há potência média vertida suficiente para motorização do único poço vazio existente na casa de máquinas quatro da UHE Cachoeira Dourada, para atendimento à demanda de ponta do sistema, com uma capacidade adicional total de 105 MW.

3.3.10 UHE Salto Santiago

A sazonalidade hidrológica do rio Iguaçu na UHE Salto Santiago está ilustrada, através das vazões médias mensais ao longo do ano, na Figura 3.10. A Tabela 3.13 apresenta o quadro resumo dos resultados de motorização adicional e estimativa do potencial de atendimento ao período de ponta do SIN da UHE Salto Santiago.



Fonte: Software HydroLab – Coordenação da Operação de Sistemas Eletroenergéticos - COSE - UNICAMP, acesso em 26/01/2014

Figura 3.10: Vazões médias mensais na UHE Salto Santiago

Tabela 3.13: Quadro resumo dos resultados da motorização adicional da UHE Salto Santiago

FCM	0,64
QPM	0,72 (1)
PND (MW)	255,60 (355)
FCM _{mot. adic.}	0,45

Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS

O cálculo de QPM através da equação (3.3) fornece 0,72 como resultado (equivalente a 255,60 MW), que foi arredondado para 1 poço (355 MW).

A UHE Salto Santiago apresentou, no período analisado, um fator de capacidade médio operativo entre médio e alto (0,64) e uma alta potência média bruta vertida (28,02 % da potência média produzida). Tais condições contribuem, do ponto de vista operacional, para a motorização de um dos dois poços vazios existentes. Apesar da somatória das vazões nominais das turbinas existentes (51 % acima de Q_{MLT}) indicar que a usina tem uma motorização adequada, a alta potência média bruta vertida, a maior relativamente à potência média produzida dentre as dez usinas objeto desta dissertação, sinaliza a viabilidade operacional da motorização de um dos poços.

Desta análise conclui-se, então, que, dos dois poços vazios existentes na UHE Salto Santiago, existe potência média vertida suficiente para motorizar um deles, com uma capacidade adicional total de 355 MW.

A viabilidade econômica da motorização dos poços das dez usinas hidrelétricas em estudo é analisada no capítulo cinco desta dissertação, levando em conta os resultados apresentados nesta seção e no capítulo quatro.

4 SIMULAÇÕES SISTÊMICAS DO GANHO ENERGÉTICO NA PONTA

Neste capítulo são apresentadas a metodologia e os resultados das simulações sistêmicas do ganho energético, equivalente à garantia física de energia que remunera o agente gerador. As simulações foram realizadas no CEPEL, da Eletrobrás, utilizando as potências a serem instaladas nos poços a motorizar, calculadas no capítulo três. Foi utilizado o modelo Suishi, em sua versão 8.1.1, acoplado ao Newave versão 19 (CEPEL, 2014).

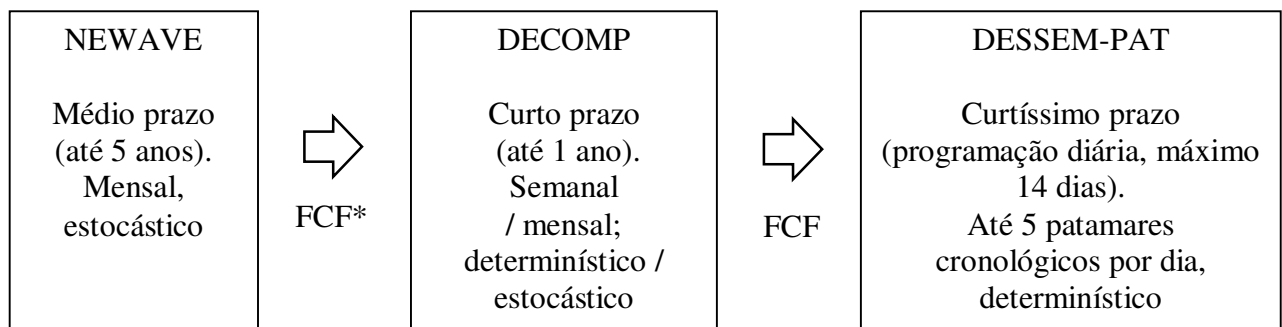
4.1 Metodologia de simulação

A possibilidade da instalação de unidades geradoras adicionais em hidrelétricas em operação deve considerar as restrições operativas previamente existentes nestas usinas, bem como possíveis restrições hidrológicas e ambientais que possam ocorrer em função da maior defluência resultante do engolimento das turbinas adicionais. A formulação do modelo Suishi engloba esta e outras restrições hidroenergéticas determinantes para os resultados das simulações de ganho energético.

4.1.1 O modelo Suishi

O ONS executa o planejamento da operação do SIN com a utilização de uma cadeia de modelos matemáticos desenvolvidos pelo CEPEL. Atualmente, o ONS utiliza os modelos computacionais Newave e Decomp para o planejamento de médio e curto prazo, respectivamente. O modelo para programação da operação de curtíssimo prazo, Dessem-PAT, está em fase de validação.

A Figura 4.1 ilustra esta cadeia de modelos.



** Função de custo futuro*

Fonte: Elaboração própria com base nos manuais dos modelos do CEPEL

Figura 4.1: Cadeia de modelos desenvolvidos pelo CEPEL para o planejamento da operação do SIN

O modelo Suishi, também chamado de Suishi-O, surgiu como uma evolução dos modelos de simulação desenvolvidos pelo CEPEL. É um modelo de simulação, a usinas individualizadas, da operação energética de sistemas hidrotérmicos interligados (CEPEL, 2009).

Um dos objetivos do planejamento da operação do sistema hidrotérmico brasileiro é determinar uma operação estratégica que produza metas de geração para as usinas do sistema, em cada período do planejamento, de forma a minimizar o custo total de operação ao longo do horizonte de planejamento. Neste contexto, o modelo Newave é utilizado na etapa de planejamento energético de médio prazo do SIN. Uma vez que os resultados do modelo Newave são determinados a subsistemas equivalentes de energia, faz-se necessário obter as metas de geração individualizadas para as usinas hidrelétricas ao longo do horizonte planejado.

O modelo Suishi pode ser caracterizado como um modelo de simulação a usinas hidrelétricas individualizadas que operam em um sistema hidrotérmico interligado, tal como o sistema brasileiro (CEPEL, 2013).

O processo de solução do modelo Suishi é dividido em duas etapas: a primeira é a otimização do balanço hidrotérmico entre subsistemas e a segunda é simulação a usinas hidrelétricas individualizadas (CEPEL, 2013). A rigor, a primeira etapa de solução equivale ao problema resolvido pelo modelo Newave durante a simulação final da operação do sistema. O objetivo do Suishi nesta primeira etapa é definir metas de geração hidráulica e térmica para cada subsistema equivalente, mediante a solução de um problema de programação linear. Assim como no modelo Newave, tal problema tem como objetivo a minimização da soma do custo presente com o custo

futuro, sujeito a determinadas restrições, tais como as de balanço hídrico, atendimento à demanda, armazenamento máximo permissível, geração hidráulica máxima e à função de custo futuro proveniente do Newave.

Na segunda etapa do processo de solução, as metas de geração hidráulica nos subsistemas equivalentes alimentam o módulo de simulação a usinas individualizadas. O objetivo desta etapa é distribuir as metas de geração hidráulica de cada subsistema entre as suas respectivas usinas hidrelétricas, por meio da reprodução de heurísticas operativas, procedimento que é denominado “simulação da operação”. Esta simulação é realizada segundo uma política de operação, cujas principais características são:

- (i) Baseada em prioridades (automáticas, ou definidas pelo usuário) e faixas operativas (definidas pelo usuário);
- (ii) Procura manter todos os reservatórios do sistema, na medida do possível, dentro de uma mesma faixa de operação;
- (iii) Considera o efeito do deplecionamento de um reservatório em reservatórios a jusante;
- (iv) Procura manter livre a faixa superior dos reservatórios (volume de espera de cheias) para aumentar a capacidade de armazenamento perante o excesso de afluências durante o período úmido, minimizando os vertimentos e as inundações a jusante; e
- (v) Procura manter cheia a faixa inferior dos reservatórios para evitar uma perda excessiva de potência no sistema devido à redução da queda bruta.

Ao final da etapa de simulação, duas situações distintas podem ser observadas:

1. Atendimento das metas de geração hidráulica provenientes da etapa de otimização do modelo Suishi; e
2. Não atendimento das metas de geração hidráulica, ocasionado por um déficit ou um excesso na soma da geração hidráulica individualizada. Nestes casos, o modelo Suishi irá realimentar a primeira etapa do processo (otimização do balanço hidrotérmico), procurando redefinir a meta de geração hidráulica máxima (em caso de déficit de geração) ou de energia armazenada máxima (em caso de excesso de geração), de tal forma que as metas de geração hidráulica a subsistemas equivalentes possam ser atendidas na segunda etapa do processo de solução.

A seguir estão indicadas algumas características importantes do modelo Suishi:

- (i) Simula até dez subsistemas hidrotérmicos eletricamente interligados, mas hidraulicamente independentes;

- (ii) Considera restrições operativas locais decorrentes do uso múltiplo da água;
- (iii) Simula múltiplas séries hidrológicas em paralelo;
- (iv) Viabiliza estudos de porte (horizontes e configurações); e
- (v) Admite quatro modos de simulação (simulação estática, simulação dinâmica, simulação estática com cálculo da energia firme e simulação estática com cálculo da energia garantida).

O modo de simulação dinâmica permite analisar, entre outros fatores, o efeito do crescimento do mercado e da entrada em operação de novas unidades geradoras (expansão hidrotérmica).

4.1.2 Dados utilizados

Os dados adicionados nas simulações, além dos já contidos no processo de planejamento do ONS e de programação do CEPEL, foram, para cada usina analisada: (i) a quantidade de poços a motorizar; e (ii) a potência nova a disponibilizar (MW).

4.2 Simulações

As simulações realizadas utilizaram o modo de simulação dinâmica do Suishi 8.1.1, em um horizonte de cinco anos de planejamento da operação energética. O horizonte simulado abrangeu o período de março de 2014 a dezembro de 2018, com a utilização de séries históricas de vazões de 1931 a 2012. A plataforma de dados para acoplamento entre a versão 19 do Newave e o Suishi 8.1.1, foi baseada no PMO, do ONS, de março de 2014.

Foram realizadas duas simulações; a primeira sem a adição dos dados citados no item 4.1.2 e a segunda inserindo tais dados. A diferença representa o ganho energético que faz parte da análise de viabilidade econômica da motorização adicional.

4.3 Resultados obtidos

A Tabela 4.1 apresenta os resultados das simulações realizadas para determinar o ganho energético correspondente à garantia física resultante da motorização adicional de cada usina analisada neste trabalho.

Tabela 4.1: Resultados das simulações do ganho energético da motorização dos poços vazios

Usinas	Potência original instalada (MW)	Potência nova a disponibilizar (MW)	Nova potência instalada (MW)	Geração média original (MW médios)	Nova geração média (MW médios)	Ganho energético (MW médios)	Fator de capacidade obtido
São Simão	1.710,00	285,00	1.995,00	1.224,44	1.279,19	54,75	0,19
Jaguara	424,00	106,00	530,00	333,30	361,10	27,80	0,26
Três Irmãos ¹	807,50	161,50	969,00	2.107,78	2.117,69	9,91	0,06
Porto Primavera	1.540,00	220,00	1.760,00	1.033,43	1.054,43	21,00	0,10
Itaparica	1.479,60	246,60	1.726,20	934,03	948,79	14,76	0,06
Foz do Areia	1.676,00	419,00	2.095,00	677,30	704,24	26,94	0,06
Taquaruçu	525,00	105,00	630,00	227,66	229,59	1,93	0,02
Rosana	354,00	88,50	442,50	203,65	208,16	4,51	0,05
Cachoeira Dourada	658,00	105,00	763,00	381,84	388,44	6,60	0,06
Salto Santiago	1.420,00	355,00	1.775,00	781,98	812,67	30,69	0,09
		Σ 2.091,60				Σ 198,89	0,10

Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS e CEPEL

No atual modelo regulatório do setor elétrico brasileiro, a garantia física de uma usina hidrelétrica equivale à sua energia assegurada. A garantia física, definida no contrato de concessão da usina, forma o lastro de comercialização de energia que representa a base das receitas do agente gerador e define a valoração do ativo de geração.

Conforme se pode verificar na Tabela 4.1, o ganho energético, apesar de apresentar montantes não desprezíveis, é muito pequeno em relação à potência nova a disponibilizar. Essa condição não colabora para a viabilidade econômica e evidencia a magnitude das restrições

¹ Reservatório equivalente com a usina hidrelétrica Ilha Solteira, visto que os dois reservatórios são interligados por meio do canal Pereira Barreto.

sistêmicas vinculadas à operação do SIN.

5 VIABILIDADE ECONÔMICA DA MOTORIZAÇÃO ADICIONAL

5.1 Metodologia adotada

A viabilidade econômica de um projeto de repotenciação, assim como de qualquer projeto de investimento, depende da relação entre o custo de implantação e a receita proveniente do projeto, uma vez concretizado (CESP, 2013).

A principal fonte de remuneração de uma usina hidrelétrica é a venda de sua energia gerada, mediante contratos celebrados no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e / ou no Ambiente de Contratação Livre (ACL), ou ainda no mercado de curto prazo da CCEE². Em todas estas situações, as receitas são limitadas pela garantia física da usina, exceto na situação explicitada na nota de rodapé número dois. Neste caso a energia secundária pode ser maior que a garantia física.

A garantia física definida no contrato de concessão é atribuída com base na contribuição da usina para a garantia de suprimento ao SIN. Já a garantia de suprimento ao SIN é definida como a máxima quantidade de energia que este sistema pode suprir, atendendo o risco de déficit de energia até 5% e a igualdade entre custos marginais de operação e de expansão (CMO igual CME). O montante de energia é rateado entre os empreendimentos de geração que fazem parte do sistema. A metodologia de cálculo da garantia física de novos empreendimentos de geração de energia elétrica do SIN está definida na Portaria MME nº 258, de 28/07/2008 (MME, 2008).

Nesta dissertação, foi realizada uma análise da viabilidade econômica da motorização adicional nas dez usinas estudadas, com base na venda do ganho energético desta motorização, assumido aqui como sendo sua garantia física³, no ACL. No ACL, consumidores livres e comercializadores podem comprar energia elétrica de agentes de geração (produtores independentes, concessionárias de serviço público, autoprodutores com excedente) ou de comercializadoras de energia elétrica. Os consumidores podem negociar livremente, neste

² Receita extra pode ser obtida por meio da venda de energia secundária no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

³ Para a comercialização do ganho energético da motorização adicional, é necessário solicitar a alteração da garantia física, pois o agente gerador só pode comercializar o seu lastro de garantia física.

ambiente, variáveis contratuais como prazo, preços, variação do preço ao longo do tempo e serviços referentes a comercialização. O consumidor no mercado livre está exposto aos preços da energia elétrica, podendo obter preços melhores que os praticados no mercado cativo, mas com exposição a riscos.

Os preços dos contratos de longo prazo no mercado livre são influenciados por fatores tais como o preço negociado nos leilões do mercado regulado, o preço de liquidação das diferenças (PLD) e a estratégia dos agentes para minimização de seus riscos. As cotações de energia elétrica para os anos futuros no ACL são correlacionadas com as previsões de preços no ACR pela teoria da arbitragem, uma vez que os geradores podem vender sua oferta em ambos os mercados, e, se já existe um preço acordado para a venda no mercado regulado, admite-se que o preço no mercado livre deva estar próximo ao preço obtido nos leilões. No longo prazo, o preço dos contratos no ACL também inclui a valoração do risco assumido pelo vendedor. O risco pode estar referido a certas exigências contratuais, avaliação de crédito do vendedor, etc. Também se utiliza a curva *forward*, a qual determina o preço anual futuro da energia com base na expectativa dos agentes, por meio de cotações, previsão de oferta e demanda, expansão do sistema, etc.

Em função destas possibilidades, o ACL tem atraído grandes geradores e vem sendo considerado um ambiente confiável de aquisição de energia elétrica por valores negociáveis.

Foram montados, durante os trabalhos que resultaram nesta dissertação, fluxos de caixa para as receitas e despesas envolvidas nas motorizações adicionais, e utilizou-se o critério da taxa interna de retorno para se determinar a viabilidade econômica dos investimentos requeridos. Como a vida útil estimada das novas unidades geradoras é de aproximadamente 30 anos, este foi o período escolhido para o horizonte temporal dos fluxos de caixa.

Os dados utilizados e as hipóteses assumidas na análise econômica são descritos a seguir:

- (i) Foram simulados quatro preços⁴ para a venda do ganho energético da motorização no ACL. Três deles foram assumidos constantes ao longo do período de análise: R\$ 100,00/MWh; R\$ 120,00 / MWh e R\$ 140,00 / MWh. O quarto preço foi simulado de uma forma aleatória no intervalo de R\$ 100,00 / MWh a R\$ 150,00 / MWh nos dez primeiros anos da análise e de R\$ 100,00 / MWh a R\$ 200,00 / MWh nos vinte anos subsequentes. O objetivo deste quarto caso foi simular as variações do PLD, com base no Plano da Operação Energética 2013/2017

⁴ Os quatro preços simulados podem eventualmente ser superiores no futuro, em função da escassez hidrológica que vem ocorrendo a partir de 2013, principalmente no subsistema sudeste/centro-oeste do SIN.

(PEN 2013/2017, revisão 1), elaborado pelo ONS, que leva em conta o mecanismo de aversão ao risco (CVaR) recentemente implantado no modelo NEWAVE;

- (ii) Custo unitário médio de uma unidade geradora completa com turbina Francis ou Kaplan, incluindo seus sistemas auxiliares e serviços auxiliares de corrente alternada (CA) e corrente contínua (CC), transformador elevador da tensão, pequenas intervenções remanescentes de ordem civil, engenharia de propostas, engenharia do produto, engenharia de fabricação, transporte, montagem e comissionamento: R\$ 1.300.000,00 / MW instalado para unidades geradoras com turbina Francis e R\$ 1.700.000,00 / MW instalado para unidades geradoras com turbina Kaplan. Os dados de custo do investimento foram obtidos por intermédio de pesquisas de mercado realizadas junto a fabricantes e fornecedores de turbinas hidráulicas, hidro geradores, equipamentos eletromecânicos e sistemas de automação para usinas hidrelétricas. Em adição, foram consultados dados de despesas de capital (CAPEX) utilizados em projetos de usinas hidrelétricas;
- (iii) A depreciação das unidades geradoras é linear durante 10 anos, a uma taxa anual de 10%;
- (iv) Assume-se que o investimento será realizado com recursos próprios do agente gerador;
- (v) Assume-se que os custos de operação e manutenção, tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST), seguro e administração correspondam a 3%, 2%, 1,5% e 1,5% dos custos da geração, respectivamente;
- (vi) O encargo de P&D, a taxa da CCEE / ONS, a taxa da ANEEL e o PIS / COFINS são de 1%, 1%, 0,5% e 3,65% da receita operacional líquida, respectivamente;
- (vii) A contribuição social sobre o lucro líquido (CSSL) é de 12%;
- (viii) Em relação ao imposto de renda, incide uma alíquota principal de 15% sobre a base de cálculo apurada na forma de lucro tributável e uma alíquota adicional de 10% sobre a parcela da base de cálculo do lucro tributável que exceder a R\$ 20.000,00 mensais. Ambas as alíquotas incidem após o desconto da depreciação do ativo;
- (ix) Não se considera a inflação nos fluxos de caixa; e
- (x) A taxa mínima de atratividade adotada para o investimento é de 10%.

Com o preço e a quantidade adicional de energia definidos, é possível estimar uma receita ao longo do horizonte contratual. Com esta receita é possível avaliar a viabilidade do investimento para instalação das novas unidades geradoras.

5.2 Dados de custo

As unidades geradoras com turbinas Kaplan possuem um custo mais elevado do que as unidades equipadas com turbinas Francis, devido a três fatores principais: (i) dupla regulação (distribuidor e rotor); (ii) presença do mecanismo de acionamento das pás do rotor; e (iii) partes e componentes com maiores dimensões devido às maiores vazões admitidas pelas turbinas Kaplan. Estes fatores elevam o consumo de matérias-primas, horas de fabricação, custo de transporte, etc., das turbinas Kaplan.

Tanto para as unidades com turbinas Francis quanto Kaplan, os custos poderiam ser menores se houvesse ganho de escala, ou seja, fornecimento de um número maior de unidades geradoras por usina. Todavia, o ganho de escala no fornecimento não é aplicável neste trabalho, pois somente a UHE Porto Primavera apresenta mais de um poço vazio com motorização viável do ponto de vista técnico-operacional.

A Tabela 5.1 apresenta a divisão percentual aproximada dos equipamentos e serviços que perfazem o total do custo do investimento decorrente do fornecimento das novas unidades geradoras, sejam estas equipadas com turbinas hidráulicas Francis ou Kaplan.

Tabela 5.1: Divisão percentual dos equipamentos e serviços no custo total do investimento

Unidade geradora	Montagem eletromecânica	Sistemas auxiliares eletromecânicos e serviço auxiliar de CA e CC	Transformador elevador de tensão	Engenharia civil remanescente
62%	17%	11%	5%	5%

Fonte: Elaboração própria, com dados de fabricantes de equipamentos e de despesas de capital (CAPEX) em projetos de usinas hidrelétricas

5.3 Resultados

Os resultados da análise da viabilidade econômica da motorização adicional de cada usina são apresentados nesta seção, em conformidade com a metodologia, dados utilizados, hipóteses assumidas e preços descritos na seção 5.1. Para as usinas que apresentam inviabilidade econômica

de motorização adicional, uma análise de sensibilidade verifica a partir de qual preço da energia o investimento se torna viável. As taxas internas de retorno (TIRs) e demais resultados encontrados após a realização das análises econômicas estão indicados nas Tabelas 5.2 a 5.11.

5.3.1 UHE São Simão

A Tabela 5.2 apresenta os principais parâmetros da análise de viabilidade econômica da motorização adicional da UHE São Simão.

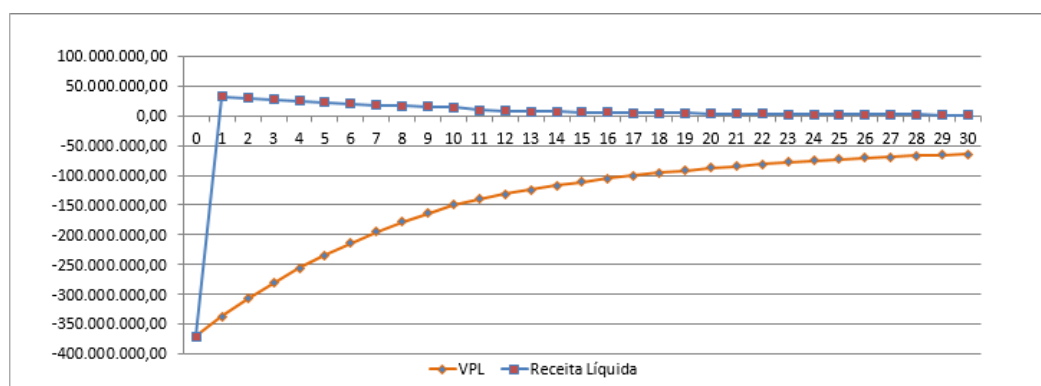
Tabela 5.2: VPL, ano a ano, TIR e período de retorno do investimento na UHE São Simão

Ano / Preços da energia elétrica	Valor Presente Líquido - VPL (R\$)			
	R\$ 100,00 / MWh	R\$ 120,00 / MWh	R\$ 140,00 / MWh	PLD - R\$ 151,23 / MWh
0	-370.500.000,00	-370.500.000,00	-370.500.000,00	-370.500.000,00
1	-337.802.647,97	-333.086.359,39	-328.370.070,80	-325.721.874,76
2	-308.077.782,50	-299.073.958,83	-290.070.135,16	-285.014.488,17
3	-281.055.177,51	-268.153.594,69	-255.252.011,86	-248.007.773,10
4	-256.489.172,99	-240.044.172,74	-223.599.172,49	-214.365.304,85
5	-234.156.441,60	-214.490.152,78	-194.823.863,97	-183.781.242,80
6	-213.853.958,52	-191.259.225,55	-168.664.492,59	-155.977.550,03
7	-195.397.155,72	-170.140.200,80	-144.883.245,88	-130.701.465,70
8	-178.618.244,08	-150.941.087,39	-123.263.930,69	-107.723.207,21
9	-163.364.688,05	-133.487.347,92	-103.610.007,79	-86.833.881,31
10	-149.497.818,93	-117.620.312,04	-85.742.805,16	-67.843.585,04
11	-140.397.739,99	-106.701.899,69	-73.006.059,39	-54.085.845,06
12	-132.124.940,96	-96.776.070,29	-61.427.199,61	-41.578.808,72
13	-124.604.214,57	-87.752.589,01	-50.900.963,44	-30.208.775,68
14	-117.767.190,58	-79.549.424,21	-41.331.657,83	-19.872.382,01
15	-111.551.714,23	-72.092.001,66	-32.632.289,10	-10.475.660,49
16	-105.901.281,18	-65.312.526,62	-24.723.772,07	-1.933.186,38
17	-100.764.523,86	-59.149.367,49	-17.534.211,13	5.832.699,17
18	-96.094.744,48	-53.546.495,56	-10.998.246,64	12.892.595,13
19	-91.849.490,49	-48.452.975,62	-5.056.460,74	19.310.682,36
20	-87.990.168,69	-43.822.502,94	345.162,80	25.145.307,12
21	-84.481.694,33	-39.612.982,33	5.255.729,66	30.449.511,45

22	-81.292.172,18	-35.786.145,41	9.719.881,35	35.271.515,38
23	-78.392.606,58	-32.307.202,76	13.778.201,07	39.655.155,32
24	-75.756.637,86	-29.144.527,62	17.467.582,63	43.640.282,53
25	-73.360.302,66	-26.269.368,40	20.821.565,87	47.263.125,46
26	-71.181.816,12	-23.655.587,29	23.870.641,54	50.556.619,03
27	-69.201.373,81	-21.279.422,65	26.642.528,51	53.550.704,09
28	-67.400.971,70	-19.119.272,97	29.162.425,76	56.272.599,60
29	-65.764.242,52	-17.155.500,54	31.453.241,44	58.747.050,06
30	-64.276.306,90	-15.370.252,87	33.535.801,15	60.996.550,48
TIR	7,65%	9,45%	11,16%	12,09%
Período de retorno	Não aplicável	Não aplicável	20 anos	17 anos
Viabilidade	Inviável	Inviável	Viável	Viável

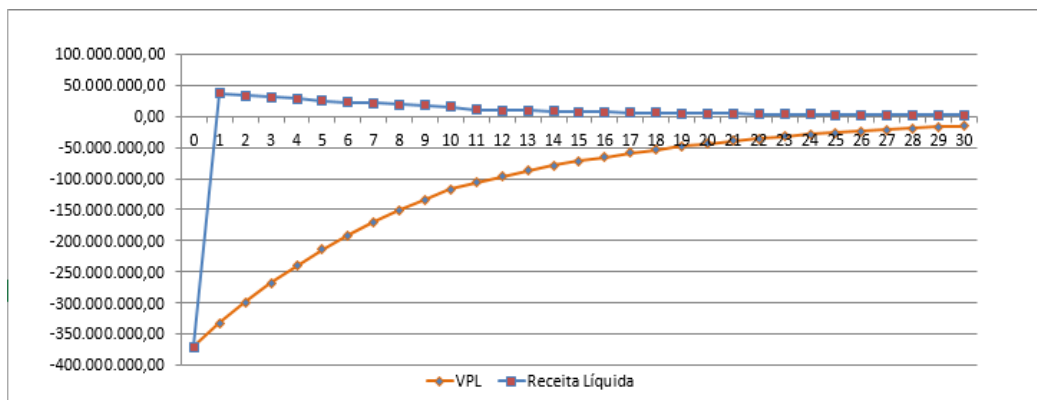
Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS e CEPEL

Os gráficos de VPL e receita líquida associados a cada um dos quatro preços de energia elétrica estão representados nas Figuras 5.1 a 5.4.

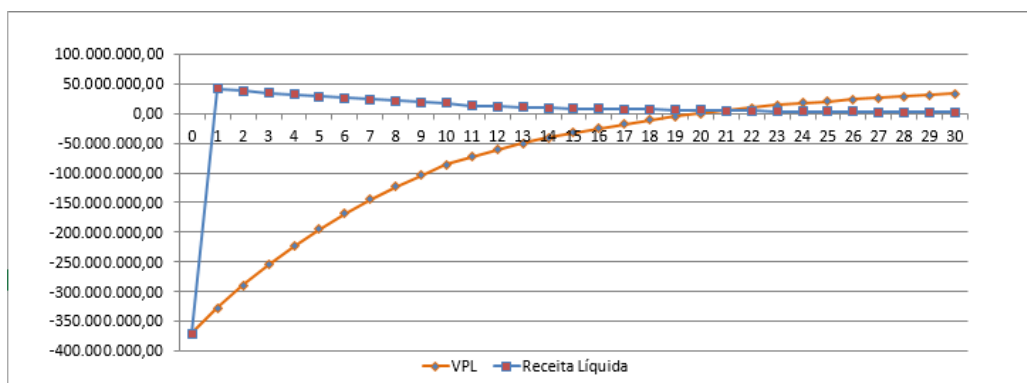


Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS e CEPEL

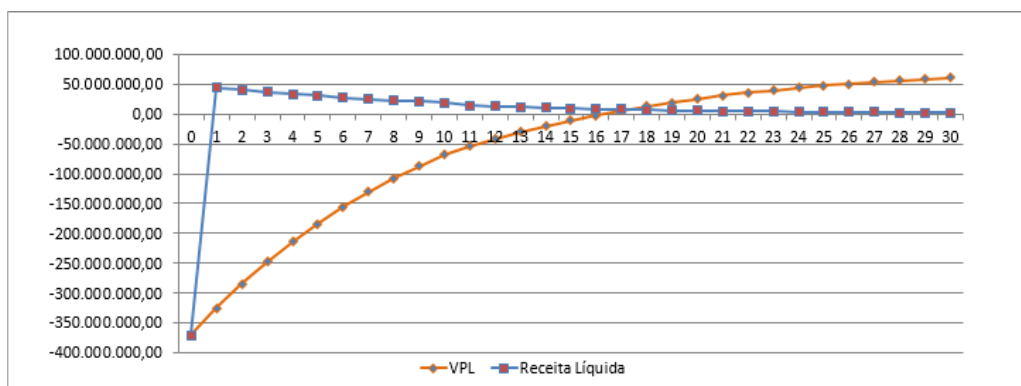
Figura 5.1: São Simão - Fluxo de caixa para preço de R\$ 100,00 / MWh



Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS e CEPEL
 Figura 5.2: São Simão - Fluxo de caixa para preço de R\$ 120,00 / MWh



Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS e CEPEL
 Figura 5.3: São Simão - Fluxo de caixa para preço de R\$ 140,00 / MWh



Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS e CEPEL
 Figura 5.4: São Simão - Fluxo de caixa para PLD anual médio de R\$ 151,23 / MWh

Desta análise, conclui-se, então, que a motorização adicional de um dos quatro poços vazios de São Simão é economicamente viável apenas para o preço de R\$ 140,00 / MWh e para PLDs a partir deste valor.

5.3.2 UHE Jaguará

Os principais parâmetros da análise de viabilidade econômica da motorização adicional da UHE Jaguará estão indicados na Tabela 5.3.

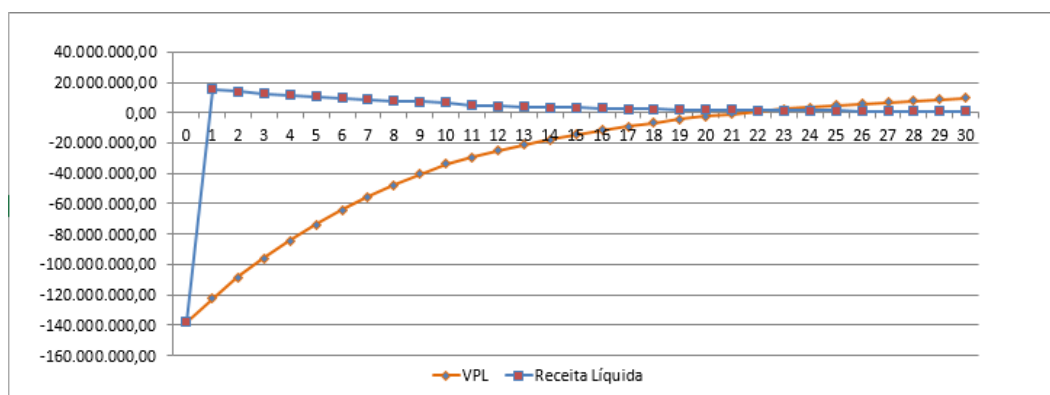
Tabela 5.3: VPL, ano a ano, TIR e período de retorno do investimento na UHE Jaguará

Ano / Preços da energia elétrica	VPL (R\$)			
	R\$ 100,00 / MWh	R\$ 120,00 / MWh	R\$ 140,00 / MWh	PLD - R\$ 143,21 / MWh
0	-137.800.000,00	-137.800.000,00	-137.800.000,00	-137.800.000,00
1	-122.421.878,51	-120.027.090,57	-117.632.302,63	-117.247.939,17
2	-108.441.768,06	-103.869.900,18	-99.298.032,30	-98.564.247,51
3	-95.732.576,74	-89.181.545,28	-82.630.513,82	-81.579.073,27
4	-84.178.766,45	-75.828.495,37	-67.478.224,29	-66.138.005,78
5	-73.675.302,55	-63.689.359,09	-53.703.415,62	-52.100.671,70
6	-64.126.699,01	-52.653.780,65	-41.180.862,29	-39.339.458,90
7	-55.446.150,33	-42.621.436,62	-29.796.722,90	-27.738.356,35
8	-47.554.742,44	-33.501.123,86	-19.447.505,27	-17.191.899,49
9	-40.380.735,27	-25.209.930,44	-10.039.125,61	-7.604.211,44
10	-33.858.910,57	-17.672.481,88	-1.486.053,19	1.111.868,61
11	-29.234.026,62	-12.124.303,52	4.985.419,59	7.731.530,15
12	-25.029.586,68	-7.080.505,01	10.868.576,66	13.749.404,27
13	-21.207.368,54	-2.495.233,63	16.216.901,27	19.220.198,93
14	-17.732.624,78	1.673.194,89	21.079.014,56	24.193.648,61
15	-14.573.766,82	5.462.675,36	25.499.117,54	28.714.966,51
16	-11.702.077,76	8.907.657,61	29.517.392,98	32.825.255,51
17	-9.091.451,34	12.039.459,66	33.170.370,66	36.561.881,87
18	-6.718.154,60	14.886.552,42	36.491.259,45	39.958.814,93
19	-4.560.612,11	17.474.818,58	39.510.249,26	43.046.935,89
20	-2.599.209,84	19.827.787,81	42.254.785,46	45.854.318,58
21	-816.116,88	21.966.850,74	44.749.818,36	48.406.484,66
22	804.876,73	23.911.453,41	47.018.030,09	50.726.635,65
23	2.278.507,29	25.679.274,02	49.080.040,75	52.835.863,81
24	3.618.171,42	27.286.383,66	50.954.595,90	54.753.343,97
25	4.836.047,91	28.747.392,43	52.658.736,95	56.496.507,74
26	5.943.208,36	30.075.582,22	54.207.956,08	58.081.202,08
27	6.949.717,86	31.283.027,48	55.616.337,11	59.521.833,30

28	7.864.726,49	32.380.704,99	56.896.683,50	60.831.498,04
29	8.696.552,52	33.378.593,64	58.060.634,76	62.022.102,36
30	9.452.758,00	34.285.765,13	59.118.772,27	63.104.469,92
TIR	10,88%	13,12%	15,26%	15,69%
Período de retorno	22 anos	14 anos	11 anos	10 anos
Viabilidade	Viável	Viável	Viável	Viável

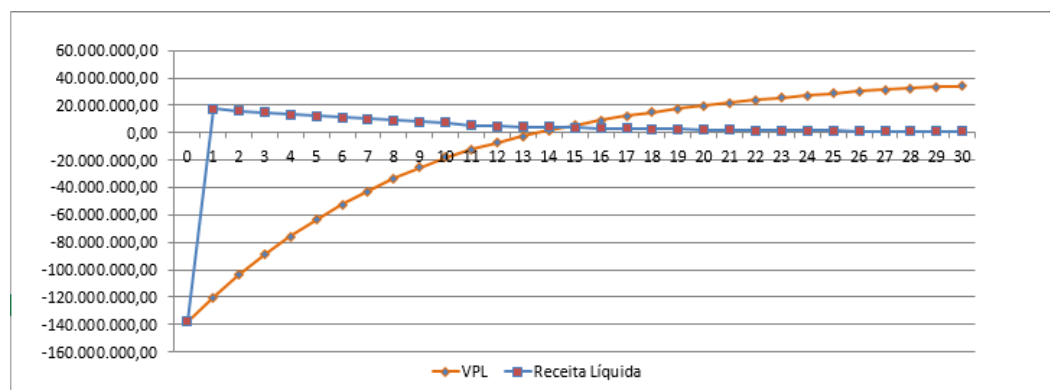
Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS e CEPEL

Os gráficos de VPL e receita líquida associados a cada um dos quatro preços de energia elétrica estão representados nas Figuras 5.5 a 5.8.



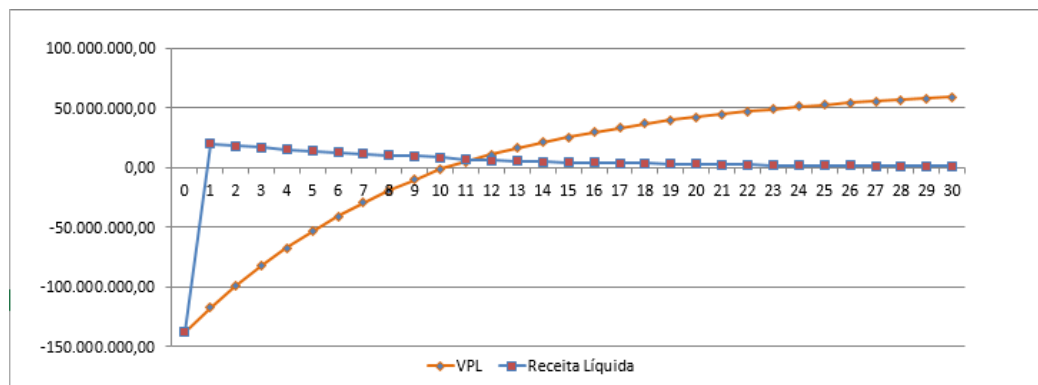
Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS e CEPEL

Figura 5.5: Jaguará - Fluxo de caixa para R\$ 100,00 / MWh

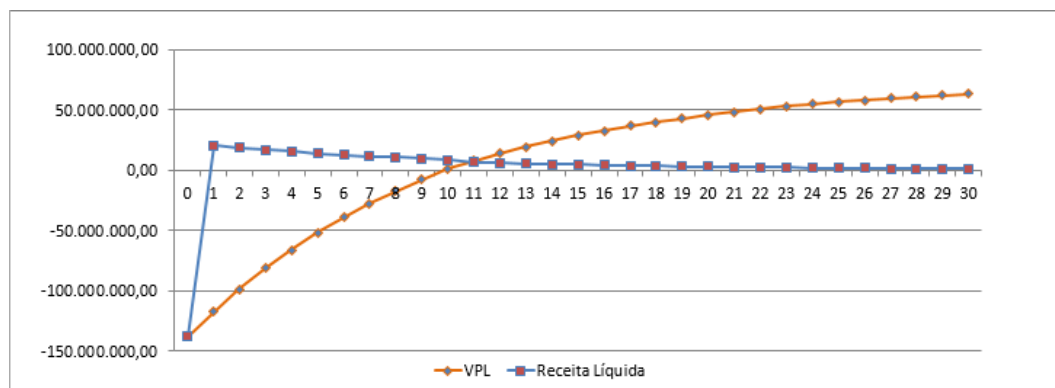


Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS e CEPEL

Figura 5.6: Jaguará - Fluxo de caixa para R\$ 120,00 / MWh



Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS e CEPEL
 Figura 5.7: Jaguará - Fluxo de caixa para R\$ 140,00 / MWh



Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS e CEPEL
 Figura 5.8: Jaguará - Fluxo de caixa para PLD anual médio de R\$ 143,21 / MWh

Esta análise revela que a motorização adicional de um dos dois poços vazios da UHE Jaguará é economicamente viável para os quatro preços de energia elétrica adotados.

5.3.3 UHE Três Irmãos

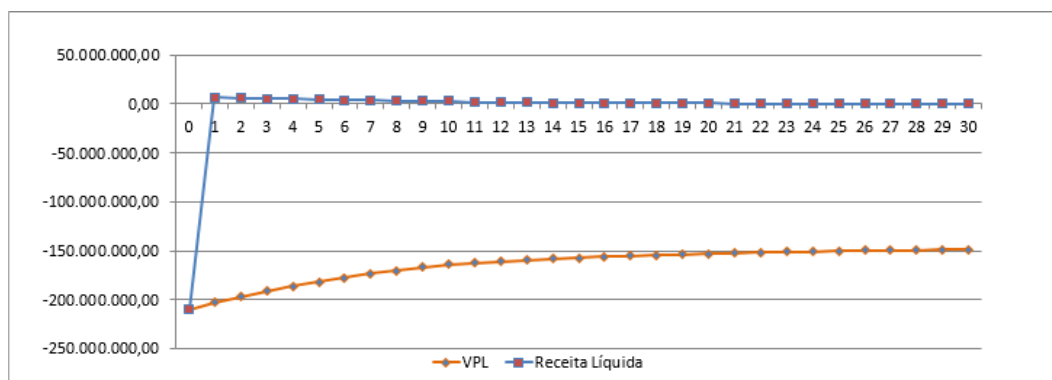
A Tabela 5.4 mostra os principais parâmetros da análise de viabilidade econômica da motorização adicional da UHE Três Irmãos.

Tabela 5.4: VPL, ano a ano, TIR e período de retorno do investimento na UHE Três Irmãos

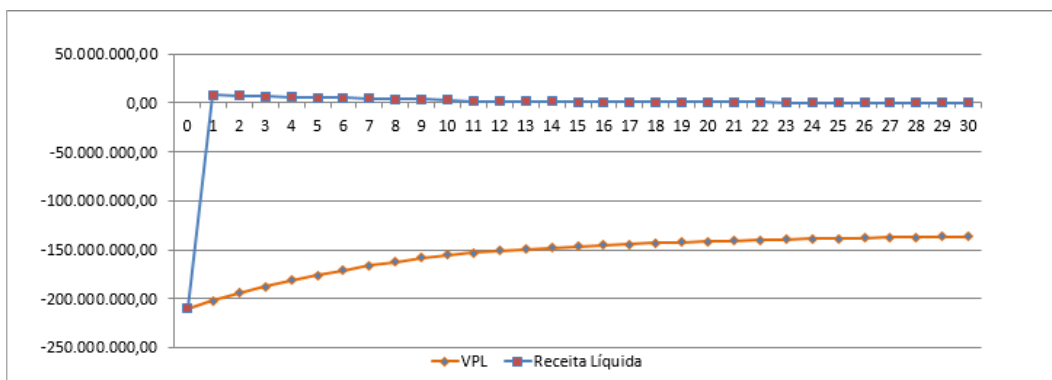
Ano / Preços da energia elétrica	VPL (R\$)			
	R\$ 100,00 / MWh	R\$ 120,00 / MWh	R\$ 140,00 / MWh	PLD - R\$ 144,09 / MWh
0	-209.950.000,00	-209.950.000,00	-209.950.000,00	-209.950.000,00
1	-203.174.749,22	-201.819.699,06	-200.464.648,91	-200.187.541,15
2	-197.015.430,33	-194.428.516,39	-191.841.602,46	-191.312.578,56
3	-191.416.049,51	-187.709.259,42	-184.002.469,32	-183.244.430,75
4	-186.325.703,32	-181.600.843,99	-176.875.984,65	-175.909.750,92
5	-181.698.115,87	-176.047.739,05	-170.397.362,22	-169.241.860,16
6	-177.491.218,20	-170.999.461,83	-164.507.705,47	-163.180.141,30
7	-173.666.765,76	-166.410.118,91	-159.153.472,06	-157.669.487,78
8	-170.189.990,82	-162.237.988,98	-154.285.987,14	-152.659.802,77
9	-167.029.286,32	-158.445.143,59	-149.861.000,85	-148.105.543,67
10	-164.155.918,60	-154.997.102,33	-145.838.286,05	-143.965.308,12
11	-162.501.850,69	-153.013.903,20	-143.525.955,71	-141.585.670,45
12	-160.998.152,59	-151.210.994,91	-141.423.837,23	-139.422.363,48
13	-159.631.154,32	-149.571.987,37	-139.512.820,42	-137.455.720,78
14	-158.388.428,61	-148.081.980,51	-137.775.532,41	-135.667.863,78
15	-157.258.677,97	-146.727.428,83	-136.196.179,68	-134.042.539,23
16	-156.231.631,94	-145.496.018,20	-134.760.404,47	-132.564.971,46
17	-155.297.953,72	-144.376.554,00	-133.455.154,28	-131.221.728,04
18	-154.449.155,35	-143.358.859,27	-132.268.563,20	-130.000.597,65
19	-153.677.520,46	-142.433.682,24	-131.189.844,03	-128.890.479,11
20	-152.976.034,20	-141.592.612,22	-130.209.190,24	-127.881.280,45
21	-152.338.319,41	-140.828.003,11	-129.317.686,80	-126.963.827,11
22	-151.758.578,70	-140.132.903,91	-128.507.229,12	-126.129.778,63
23	-151.231.541,69	-139.500.995,55	-127.770.449,42	-125.371.552,73
24	-150.752.417,13	-138.926.533,41	-127.100.649,68	-124.682.256,46
25	-150.316.849,36	-138.404.295,10	-126.491.740,84	-124.055.623,49
26	-149.920.878,65	-137.929.532,99	-125.938.187,34	-123.485.957,15
27	-149.560.905,28	-137.497.931,08	-125.434.956,89	-122.968.078,66
28	-149.233.656,76	-137.105.565,71	-124.977.474,66	-122.497.280,04
29	-148.936.158,11	-136.748.869,91	-124.561.581,72	-122.069.281,29
30	-148.665.704,79	-136.424.601,01	-124.183.497,23	-121.680.191,51
TIR	-1,49%	-0,25%	0,88%	1,10%
Período de retorno	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável
Viabilidade	Inviável	Inviável	Inviável	Inviável

Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS e CEPEL

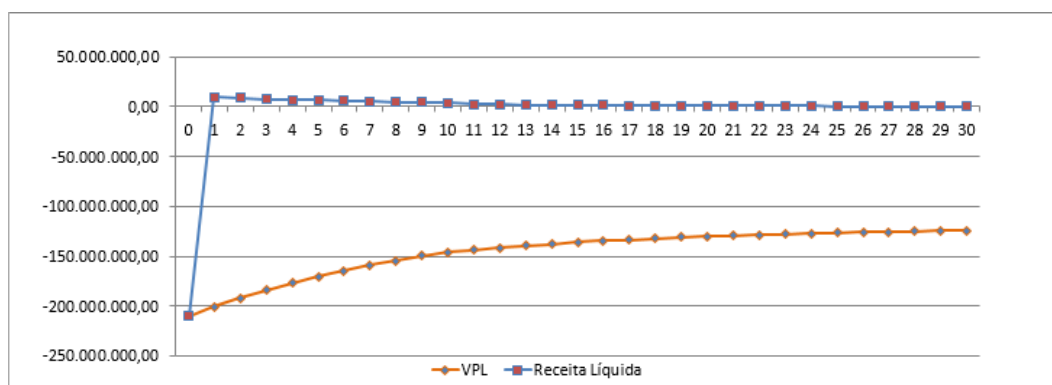
Os gráficos de VPL e receita líquida associados aos preços de energia elétrica são apresentados nas Figuras 5.9 a 5.12.



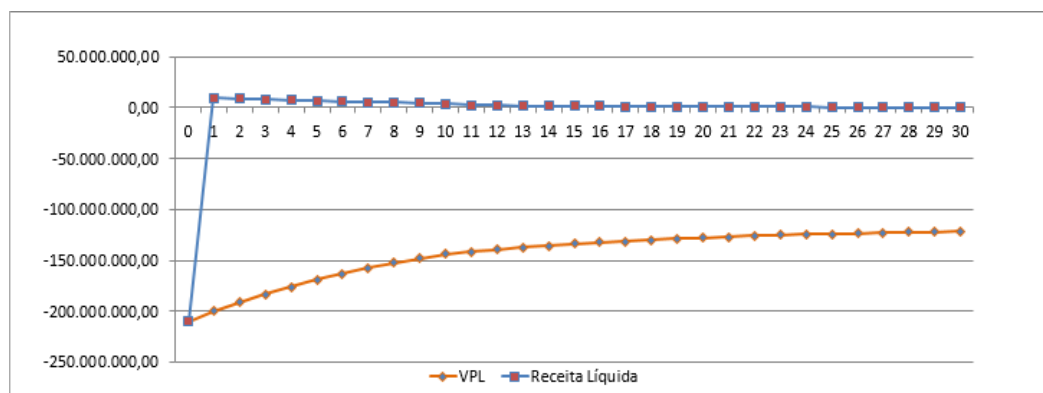
Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS e CEPEL
Figura 5.9: Três Irmãos - Fluxo de caixa para R\$ 100,00 / MWh



Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS e CEPEL
Figura 5.10: Três Irmãos - Fluxo de caixa para R\$ 120,00 / MWh



Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS e CEPEL
Figura 5.11: Três Irmãos - Fluxo de caixa para R\$ 140,00 / MWh



Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS e CEPEL
 Figura 5.12: Três Irmãos - Fluxo de caixa para PLD anual médio de R\$ 144,09 / MWh

Resulta da análise que a motorização adicional de um dos três poços vazios de Três Irmãos é economicamente inviável para os quatro preços de energia elétrica adotados neste trabalho. O empreendimento se tornaria viável a partir de preços em torno de R\$ 450,00 / MWh, conforme análise de sensibilidade realizada nos fluxos de caixa da UHE Três Irmãos; neste patamar de preço, o prazo de retorno do investimento alcançaria dezenove anos.

5.3.4 UHE Porto Primavera

Os principais parâmetros da análise de viabilidade econômica da motorização adicional da UHE Porto Primavera estão expostos na Tabela 5.5.

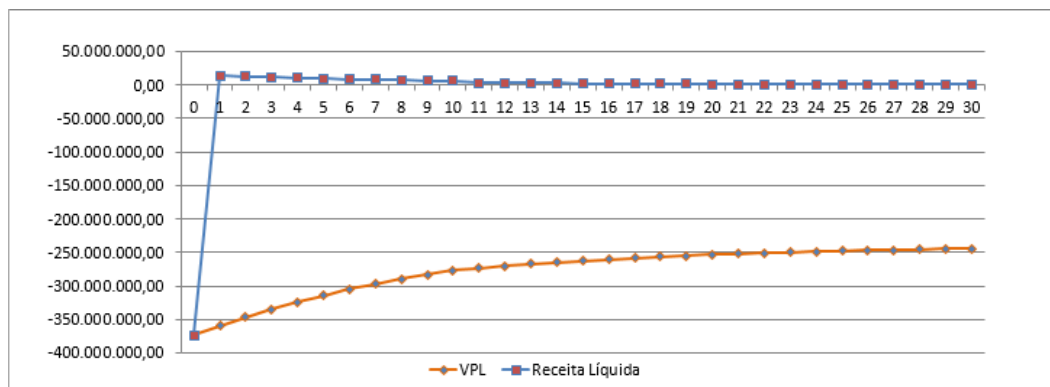
Tabela 5.5: VPL, ano a ano, TIR e período de retorno do investimento na UHE Porto Primavera

Ano / Preços da energia elétrica	VPL (R\$)			
	R\$ 100,00 / MWh	R\$ 120,00 / MWh	R\$ 140,00 / MWh	PLD - R\$ 147,80 / MWh
0	-374.000.000,00	-374.000.000,00	-374.000.000,00	-374.000.000,00
1	-359.642.758,18	-356.771.309,82	-353.899.861,45	-353.038.426,95
2	-346.590.720,17	-341.108.864,20	-335.627.008,23	-334.765.573,72
3	-334.725.231,06	-326.870.277,27	-319.015.323,48	-319.340.437,88
4	-323.938.422,78	-313.926.107,34	-303.913.791,89	-306.719.872,20
5	-314.132.233,44	-302.158.680,12	-290.185.126,81	-292.500.897,65
6	-305.217.515,85	-291.461.019,02	-277.704.522,19	-279.752.851,50

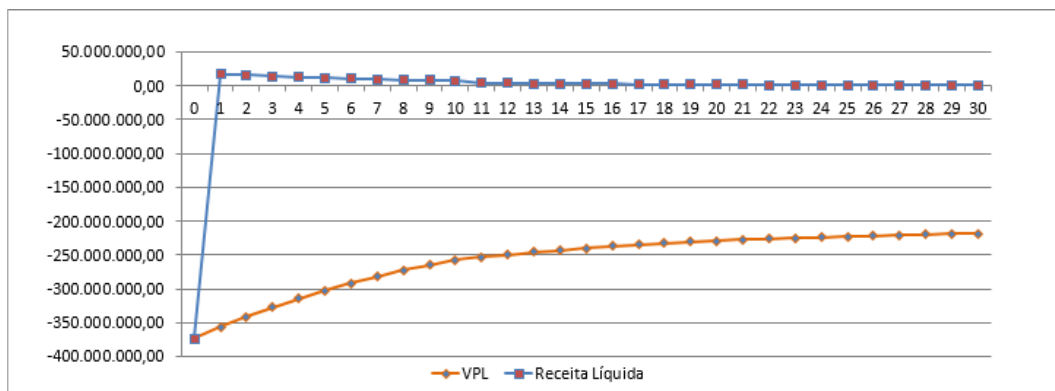
7	-297.113.227,14	-281.735.872,57	-266.358.517,99	-269.946.662,16
8	-289.745.691,94	-272.894.830,33	-256.043.968,72	-259.411.086,83
9	-283.047.932,68	-264.857.519,21	-246.667.105,75	-249.699.335,89
10	-276.959.060,61	-257.550.872,74	-238.142.684,86	-241.601.136,05
11	-273.463.385,67	-253.357.745,18	-233.252.104,68	-235.734.122,21
12	-270.285.499,36	-249.545.811,03	-228.806.122,70	-229.829.830,21
13	-267.396.511,80	-246.080.416,35	-224.764.320,90	-226.566.178,02
14	-264.770.159,48	-242.930.057,55	-221.089.955,63	-221.765.198,83
15	-262.382.566,46	-240.066.095,01	-217.749.623,56	-217.900.860,29
16	-260.212.027,35	-237.462.492,69	-214.712.958,04	-214.690.969,49
17	-258.238.809,97	-235.095.581,50	-211.952.353,03	-211.812.256,33
18	-256.444.976,00	-232.943.844,05	-209.442.712,11	-209.159.454,02
19	-254.814.217,84	-230.987.719,10	-207.161.220,36	-206.454.985,44
20	-253.331.710,42	-229.209.423,69	-205.087.136,95	-204.188.639,84
21	-251.983.976,40	-227.592.791,49	-203.201.606,58	-202.249.329,83
22	-250.758.763,66	-226.123.125,86	-201.487.488,07	-200.474.098,09
23	-249.644.933,89	-224.787.066,20	-199.929.198,50	-198.626.909,66
24	-248.632.361,38	-223.572.466,51	-198.512.571,63	-196.604.201,25
25	-247.711.840,91	-222.468.284,97	-197.224.729,02	-195.297.992,53
26	-246.875.004,12	-221.464.483,57	-196.053.963,01	-194.102.181,82
27	-246.114.243,41	-220.551.936,84	-194.989.630,27	-193.242.760,20
28	-245.422.642,76	-219.722.348,90	-194.022.055,05	-192.137.197,70
29	-244.793.914,89	-218.968.178,05	-193.142.441,22	-191.119.596,59
30	-244.222.344,10	-218.282.568,19	-192.342.792,28	-190.416.880,86
TIR	-0,32%	1,02%	2,26%	2,54%
Período de retorno	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável
Viabilidade	Inviável	Inviável	Inviável	Inviável

Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS e CEPEL

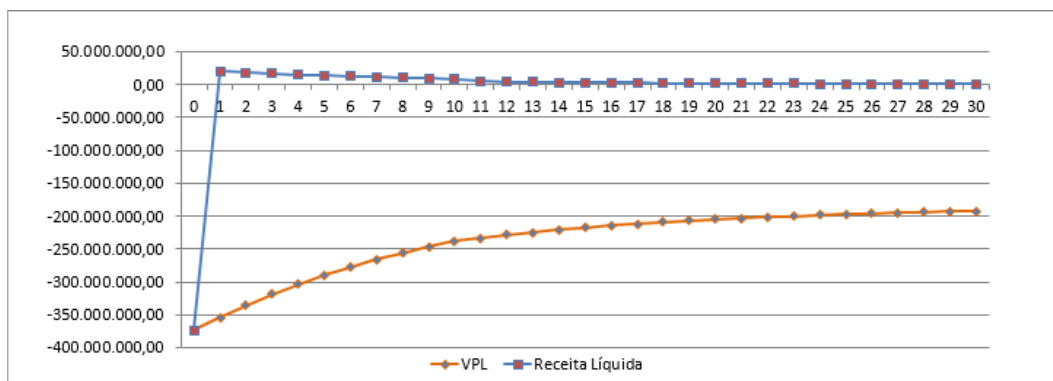
Os gráficos de VPL e receita líquida associados a cada um dos quatro preços de energia elétrica adotados estão ilustrados nas Figuras 5.13 a 5.16.



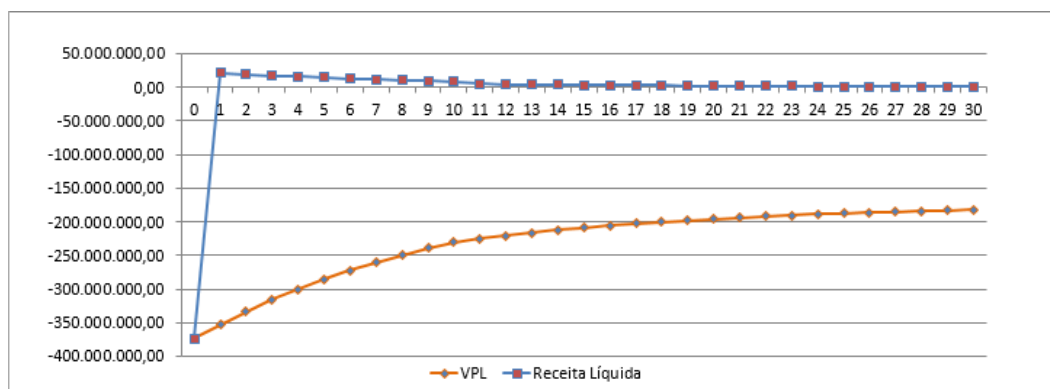
Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS e CEPEL
 Figura 5.13: Porto Primavera - Fluxo de caixa para preço de R\$ 100,00 / MWh



Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS e CEPEL
 Figura 5.14: Porto Primavera - Fluxo de caixa para preço de R\$ 120,00 / MWh



Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS e CEPEL
 Figura 5.15: Porto Primavera - Fluxo de caixa para preço de R\$ 140,00 / MWh



Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS e CEPEL
 Figura 5.16: Porto Primavera - Fluxo de caixa para PLD anual médio de R\$ 147,80 / MWh

Assim, conclui-se que a motorização adicional de dois dos quatro poços vazios da UHE Porto Primavera é economicamente inviável para os quatro preços de energia elétrica. O empreendimento se tornaria viável a partir de preços em torno de R\$ 340,00 / MWh, mas mesmo assim com altíssimo prazo para retorno do investimento (24 anos). No caso da motorização de apenas um poço, a viabilização se daria a partir de R\$ 300,00 / MWh com prazo de retorno de 22 anos, sendo o ganho energético de 12,56 MW médios.

5.3.5 UHE Luiz Gonzaga (Itaparica)

A Tabela 5.6 apresenta os principais parâmetros da análise de viabilidade econômica da motorização adicional da UHE Itaparica.

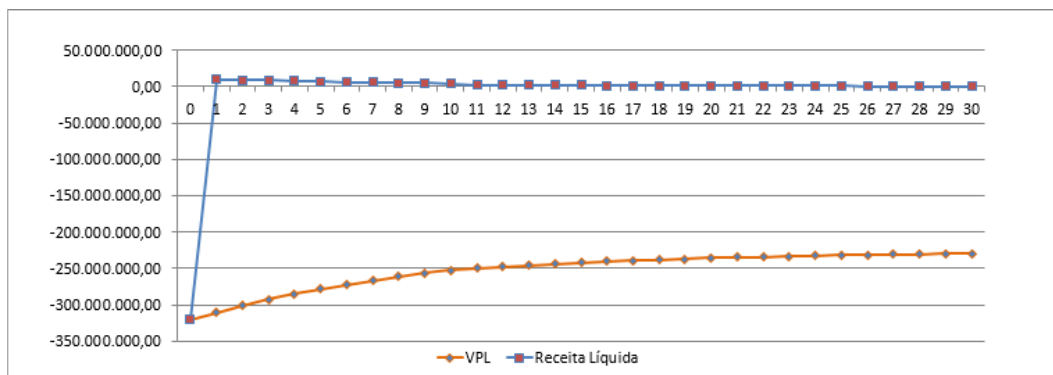
Tabela 5.6: VPL, ano a ano, TIR e período de retorno do investimento na UHE Itaparica

Ano / Preços da energia elétrica	VPL (R\$)			
	R\$ 100,00 / MWh	R\$ 120,00 / MWh	R\$ 140,00 / MWh	PLD - R\$ 145,55 / MWh
0	-320.580.000,00	-320.580.000,00	-320.580.000,00	-320.580.000,00
1	-310.488.910,04	-308.470.692,04	-306.452.474,05	-305.892.418,56
2	-301.315.191,89	-297.462.230,27	-293.609.268,64	-292.540.071,79
3	-292.975.448,12	-287.454.537,74	-281.933.627,36	-280.401.574,73
4	-285.393.862,87	-278.356.635,44	-271.319.408,02	-269.366.577,41
5	-278.501.512,64	-270.085.815,17	-261.670.117,70	-259.334.761,65

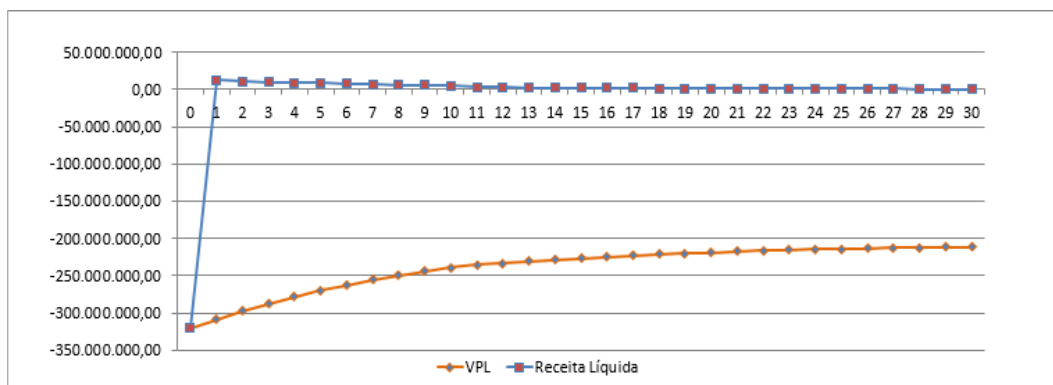
6	-272.235.739,71	-262.566.887,66	-252.898.035,60	-250.214.929,15
7	-266.539.582,50	-255.731.499,00	-244.923.415,50	-241.924.172,33
8	-261.361.257,77	-249.517.509,32	-237.673.760,87	-234.387.120,68
9	-256.653.689,82	-243.868.427,79	-231.083.165,75	-227.535.255,54
10	-252.374.082,60	-238.732.899,12	-225.091.715,65	-221.306.287,23
11	-249.914.622,98	-235.783.229,94	-221.651.836,91	-217.730.375,34
12	-247.678.750,59	-233.101.712,51	-218.524.674,43	-214.479.546,36
13	-245.646.139,33	-230.663.969,39	-215.681.799,44	-211.524.247,28
14	-243.798.310,91	-228.447.839,27	-213.097.367,63	-208.837.611,75
15	-242.118.466,90	-226.433.175,53	-210.747.884,17	-206.395.215,82
16	-240.591.335,97	-224.601.663,04	-208.611.990,12	-204.174.855,88
17	-239.203.035,13	-222.936.651,69	-206.670.268,25	-202.156.346,85
18	-237.940.943,46	-221.423.005,00	-204.905.066,55	-200.321.338,63
19	-236.793.587,39	-220.046.962,56	-203.300.337,74	-198.653.149,35
20	-235.750.536,42	-218.796.014,89	-201.841.493,36	-197.136.613,63
21	-234.802.308,27	-217.658.789,73	-200.515.271,20	-195.757.944,80
22	-233.940.282,67	-216.624.948,68	-199.309.614,68	-194.504.609,50
23	-233.156.623,04	-215.685.093,18	-198.213.563,31	-193.365.213,77
24	-232.444.205,19	-214.830.679,08	-197.217.152,97	-192.329.399,47
25	-231.796.552,61	-214.053.939,00	-196.311.325,39	-191.387.750,11
26	-231.207.777,53	-213.347.811,65	-195.487.845,77	-190.531.705,24
27	-230.672.527,45	-212.705.877,69	-194.739.227,93	-189.753.482,62
28	-230.185.936,48	-212.122.301,37	-194.058.666,26	-189.046.007,52
29	-229.743.581,05	-211.591.777,44	-193.439.973,84	-188.402.848,34
30	-229.341.439,74	-211.109.482,96	-192.877.526,18	-187.818.158,17
TIR	-1,66%	-0,44%	0,68%	0,98%
Período de retorno	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável
Viabilidade	Inviável	Inviável	Inviável	Inviável

Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS e CEPEL

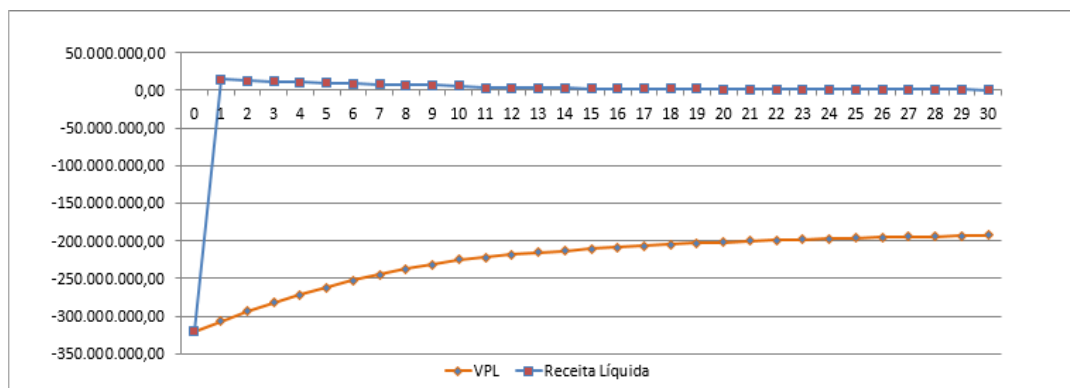
Os gráficos de VPL e receita líquida correspondentes aos preços de energia elétrica adotados neste trabalho estão nas Figuras 5.17 a 5.20.



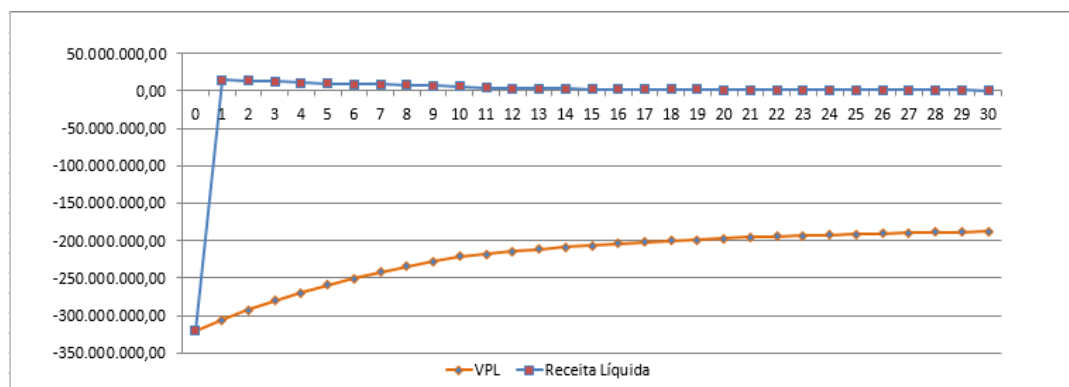
Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS e CEPEL
 Figura 5.17: Itaparica - Fluxo de caixa para R\$ 100,00 / MWh



Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS e CEPEL
 Figura 5.18: Itaparica - Fluxo de caixa para R\$ 120,00 / MWh



Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS e CEPEL
 Figura 5.19: Itaparica - Fluxo de caixa para R\$ 140,00 / MWh



Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS e CEPEL
 Figura 5.20: Itaparica - Fluxo de caixa para PLD anual médio de R\$ 145,55 / MWh

Esta análise mostra que a motorização adicional de um dos quatro poços vazios da UHE Itaparica é economicamente inviável para os quatro preços de energia elétrica. O investimento se torna viável a partir de um preço de R\$ 450,00 / MWh, com prazo de retorno de vinte anos.

5.3.6 UHE Governador Bento Munhoz (Foz do Areia)

Os principais parâmetros da análise de viabilidade econômica da motorização adicional da UHE Foz do Areia estão indicados na Tabela 5.7.

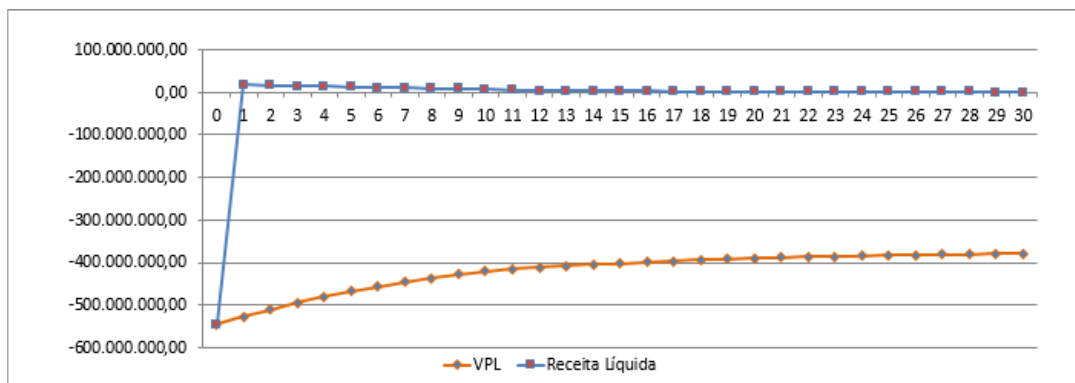
Tabela 5.7: VPL, ano a ano, TIR e período de retorno do investimento na UHE Foz do Areia

Ano / Preços da energia elétrica	VPL (R\$)			
	R\$ 100,00 / MWh	R\$ 120,00 / MWh	R\$ 140,00 / MWh	PLD - R\$ 150,17 / MWh
0	-544.700.000,00	-544.700.000,00	-544.700.000,00	-544.700.000,00
1	-526.281.709,78	-522.598.051,74	-518.914.393,69	-517.041.253,58
2	-509.537.809,58	-502.505.371,50	-495.472.933,42	-491.896.938,65
3	-494.316.082,13	-484.239.298,56	-474.162.514,98	-469.038.470,54
4	-480.478.148,08	-467.633.777,70	-454.789.407,32	-448.258.044,98
5	-467.898.208,04	-452.537.849,65	-437.177.491,25	-429.366.749,01
6	-456.461.898,91	-438.814.278,69	-421.166.658,47	-412.192.843,59
7	-446.065.254,24	-426.338.305,09	-406.611.355,94	-396.580.202,30
8	-436.613.759,09	-414.996.510,91	-393.379.262,73	-382.386.892,03
9	-428.021.490,78	-404.685.788,93	-381.350.087,09	-369.483.882,70

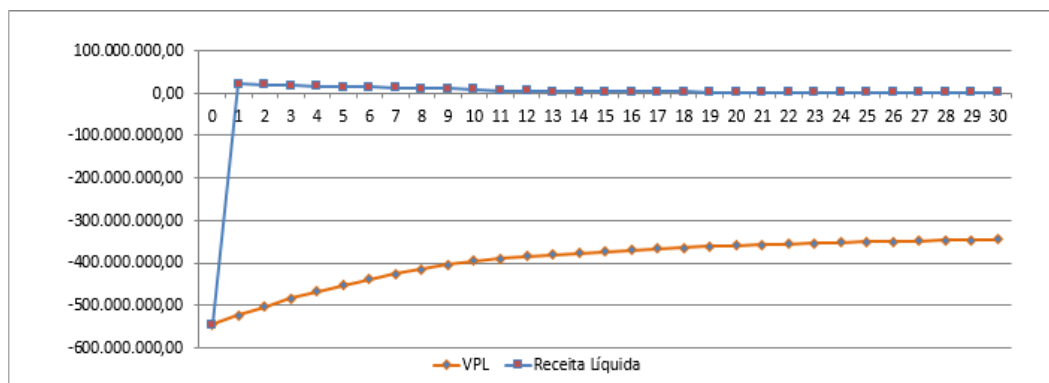
10	-420.210.337,76	-395.312.405,31	-370.414.472,86	-357.753.874,21
11	-415.728.265,54	-389.935.601,02	-364.142.936,50	-351.027.366,59
12	-411.653.654,44	-385.047.597,12	-358.441.539,81	-344.912.359,66
13	-407.949.462,52	-380.603.957,21	-353.258.451,90	-339.353.262,46
14	-404.582.015,33	-376.564.284,57	-348.546.553,81	-334.299.537,72
15	-401.520.699,69	-372.891.854,89	-344.263.010,09	-329.705.242,51
16	-398.737.685,48	-369.553.282,46	-340.368.879,43	-325.528.610,50
17	-396.207.672,56	-366.518.216,61	-336.828.760,66	-321.731.672,30
18	-393.907.660,82	-363.759.065,84	-333.610.470,86	-318.279.910,31
19	-391.816.741,05	-361.250.746,95	-330.684.752,86	-315.141.944,86
20	-389.915.904,90	-358.970.457,06	-328.025.009,22	-312.289.249,00
21	-388.187.872,03	-356.897.466,25	-325.607.060,46	-309.695.889,12
22	-386.616.933,06	-355.012.929,15	-323.408.925,23	-307.338.289,24
23	-385.188.806,73	-353.299.713,60	-321.410.620,47	-305.195.016,61
24	-383.890.510,06	-351.742.244,92	-319.593.979,78	-303.246.586,96
25	-382.710.240,36	-350.326.364,30	-317.942.488,24	-301.475.287,27
26	-381.637.267,91	-349.039.200,10	-316.441.132,30	-299.865.014,82
27	-380.661.838,40	-347.869.050,83	-315.076.263,26	-298.401.130,78
28	-379.775.084,31	-346.805.278,77	-313.835.473,23	-297.070.327,11
29	-378.968.944,22	-345.838.213,25	-312.707.482,28	-295.860.505,59
30	-378.236.089,60	-344.959.062,79	-311.682.035,97	-294.760.667,84
TIR	-1,20%	0,07%	1,23%	1,79%
Período de retorno	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável
Viabilidade	Inviável	Inviável	Inviável	Inviável

Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS e CEPEL

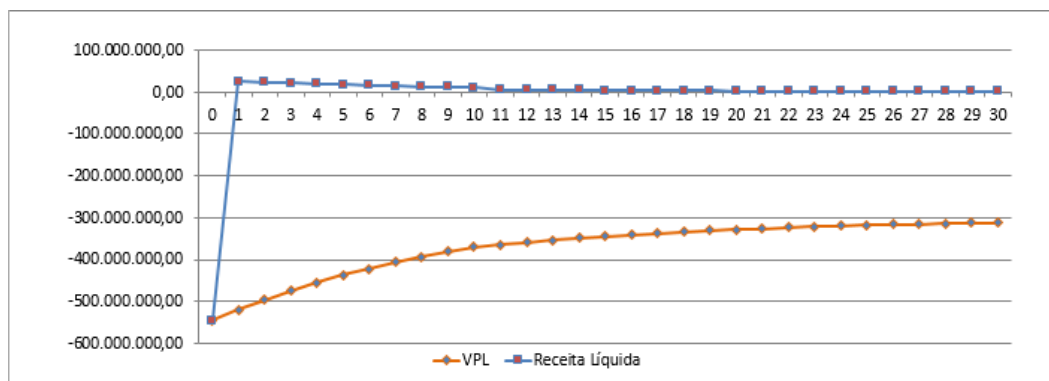
Os gráficos de VPL e receita líquida correspondentes aos preços de energia elétrica adotados nestas simulações estão ilustrados nas Figuras 5.21 a 5.24.



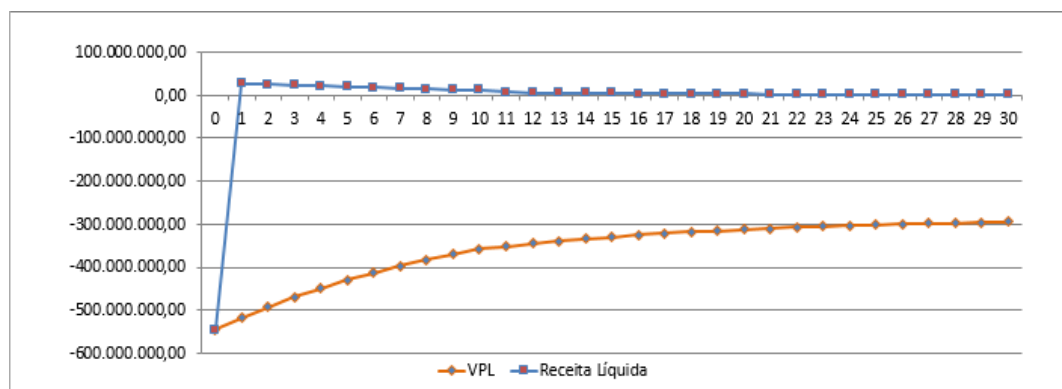
Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS e CEPEL
 Figura 5.21: Foz do Areia - Fluxo de caixa para R\$ 100,00 / MWh



Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS e CEPEL
 Figura 5.22: Foz do Areia - Fluxo de caixa para R\$ 120,00 / MWh



Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS e CEPEL
 Figura 5.23: Foz do Areia - Fluxo de caixa para R\$ 140,00 / MWh



Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS e CEPEL
 Figura 5.24: Foz do Areia - Fluxo de caixa para PLD anual médio de R\$ 150,17 / MWh

A análise revela que a motorização adicional de um dos dois poços vazios de Foz do Areia é economicamente inviável para os quatro preços de energia elétrica adotados. O empreendimento se torna viável a partir de preços em torno de R\$ 400,00 / MWh, mas com altíssimo prazo de retorno (24 anos).

5.3.7 UHE Taquaruçu

A Tabela 5.8 mostra os principais parâmetros da análise de viabilidade econômica da motorização adicional da UHE Taquaruçu.

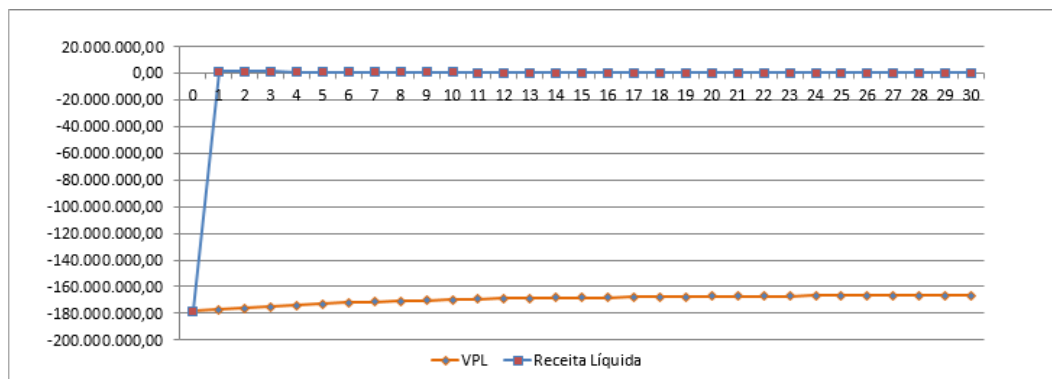
Tabela 5.8: VPL, ano a ano, TIR e período de retorno do investimento na UHE Taquaruçu

Ano / Preços da energia elétrica	VPL (R\$)			
	R\$ 100,00 / MWh	R\$ 120,00 / MWh	R\$ 140,00 / MWh	PLD - R\$ 155,13 / MWh
0	-178.500.000,00	-178.500.000,00	-178.500.000,00	-178.500.000,00
1	-177.180.501,11	-176.916.601,33	-176.652.701,55	-176.453.061,37
2	-175.980.956,66	-175.477.148,00	-174.973.339,33	-174.592.208,07
3	-174.890.461,71	-174.168.554,05	-173.446.646,40	-172.900.523,25
4	-173.899.102,67	-172.978.923,20	-172.058.743,73	-171.362.627,96
5	-172.997.867,17	-171.897.440,60	-170.797.014,04	-169.964.541,34
6	-172.178.562,17	-170.914.274,61	-169.649.987,04	-168.693.553,50
7	-171.433.739,45	-170.020.487,34	-168.607.235,23	-167.538.110,00
8	-170.756.627,88	-169.207.953,45	-167.659.279,03	-166.487.706,83

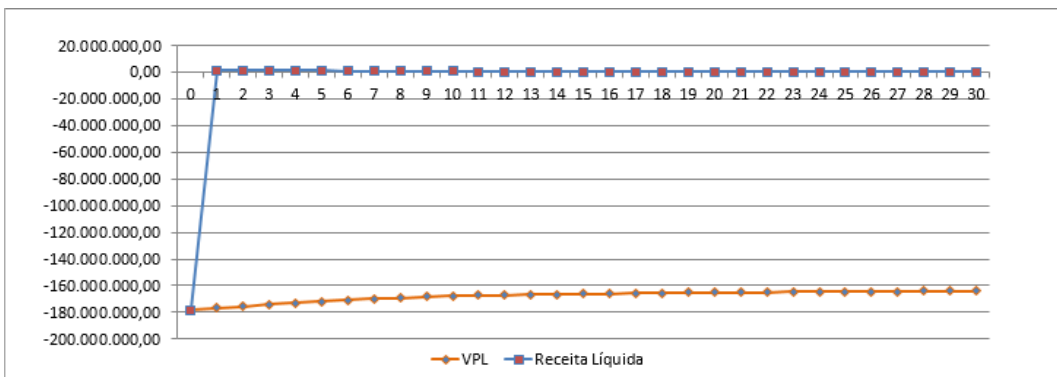
9	-170.141.071,91	-168.469.286,29	-166.797.500,67	-165.532.794,85
10	-169.581.475,57	-167.797.770,68	-166.014.065,80	-164.664.693,05
11	-169.252.567,63	-167.404.763,53	-165.556.959,43	-164.159.095,62
12	-168.953.560,42	-167.047.484,30	-165.141.408,18	-163.699.461,60
13	-168.681.735,68	-166.722.685,00	-164.763.634,32	-163.281.612,48
14	-168.434.622,27	-166.427.412,91	-164.420.203,54	-162.901.749,65
15	-168.209.973,73	-166.158.983,73	-164.107.993,74	-162.556.419,81
16	-168.005.747,78	-165.914.957,21	-163.824.166,64	-162.242.483,58
17	-167.820.087,82	-165.693.114,92	-163.566.142,01	-161.957.087,01
18	-167.651.306,04	-165.491.440,10	-163.331.574,17	-161.697.635,59
19	-167.497.868,06	-165.308.099,37	-163.118.330,67	-161.461.770,66
20	-167.358.378,99	-165.141.425,97	-162.924.472,95	-161.247.347,99
21	-167.231.570,74	-164.989.904,70	-162.748.238,66	-161.052.418,30
22	-167.116.290,51	-164.852.158,09	-162.588.025,66	-160.875.209,48
23	-167.011.490,31	-164.726.933,90	-162.442.377,48	-160.714.110,56
24	-166.916.217,39	-164.613.093,72	-162.309.970,05	-160.567.656,99
25	-166.829.605,66	-164.509.602,66	-162.189.599,66	-160.434.517,39
26	-166.750.867,71	-164.415.519,87	-162.080.172,03	-160.313.481,38
27	-166.679.287,76	-164.329.990,06	-161.980.692,36	-160.203.448,65
28	-166.614.215,08	-164.252.235,69	-161.890.256,30	-160.103.418,90
29	-166.555.058,09	-164.181.549,90	-161.808.041,70	-160.012.482,75
30	-166.501.279,02	-164.117.290,09	-161.733.301,16	-159.929.813,54
TIR	-9,08%	-8,30%	-7,61%	-7,14%
Período de retorno	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável
Viabilidade	Inviável	Inviável	Inviável	Inviável

Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS e CEPEL

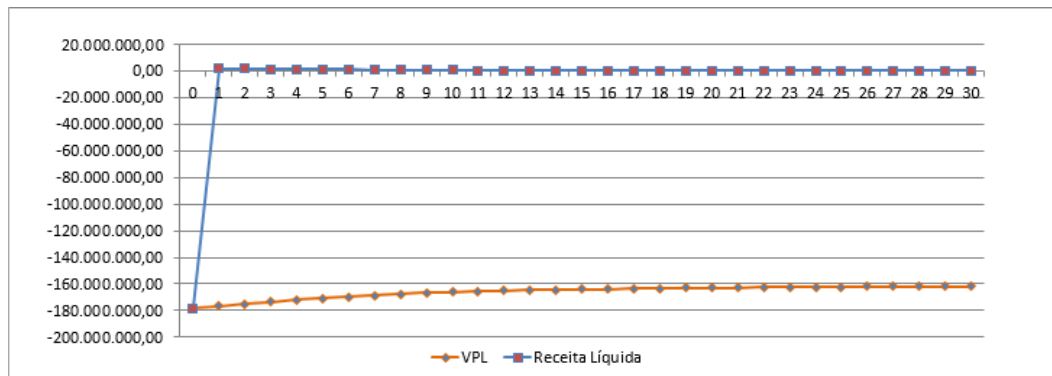
Os gráficos de VPL e receita líquida associados a cada preço de energia elétrica estão representados nas Figuras 5.25 a 5.28.



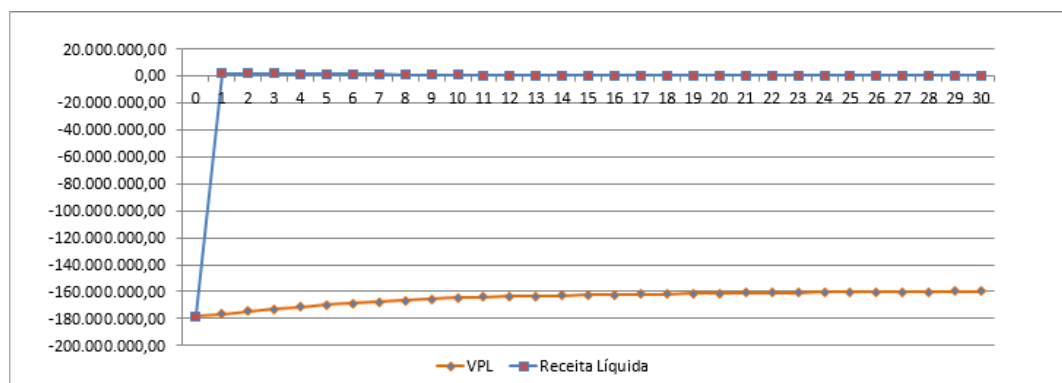
Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS e CEPEL
 Figura 5.25: Taquaruçu - Fluxo de caixa para preço de R\$ 100,00 / MWh



Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS e CEPEL
 Figura 5.26: Taquaruçu - Fluxo de caixa para preço de R\$ 120,00 / MWh



Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS e CEPEL
 Figura 5.27: Taquaruçu - Fluxo de caixa para preço de R\$ 140,00 / MWh



Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS e CEPEL
 Figura 5.28: Taquaruçu - Fluxo de caixa para PLD anual médio de R\$ 155,13 / MWh

A motorização adicional do único poço vazio de Taquaruçu é economicamente inviável para quaisquer dos quatro preços. O investimento se tornaria viável a partir de preços extremamente altos, em torno de R\$ 1.800,00 / MWh, e assim mesmo com prazo de retorno de vinte e cinco anos.

5.3.8 UHE Rosana

Os principais parâmetros da análise de viabilidade econômica da motorização adicional da UHE Rosana estão indicados na Tabela 5.9.

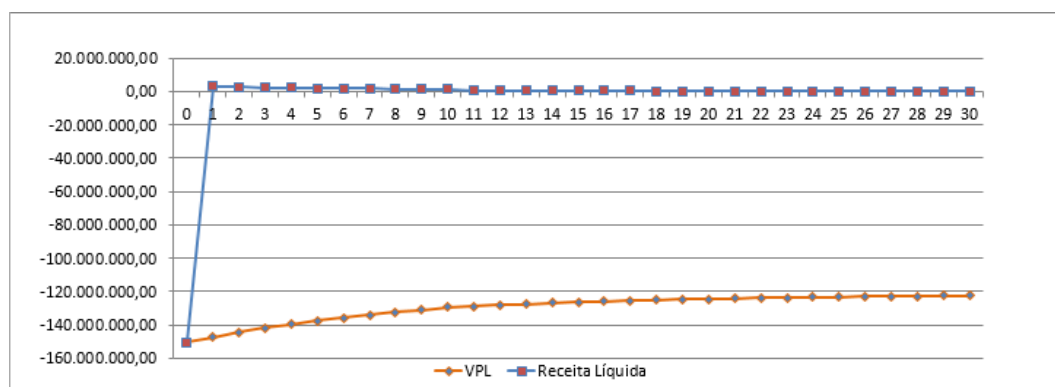
Tabela 5.9: VPL, ano a ano, TIR e período de retorno do investimento na UHE Rosana

Ano / Preços da energia elétrica	VPL (R\$)			
	R\$ 100,00 / MWh	R\$ 120,00 / MWh	R\$ 140,00 / MWh	PLD - R\$ 142,47 / MWh
0	-150.450.000,00	-150.450.000,00	-150.450.000,00	-150.450.000,00
1	-147.366.611,40	-146.749.933,68	-146.133.255,96	-146.057.096,26
2	-144.563.530,85	-143.386.237,03	-142.208.943,20	-142.063.547,41
3	-142.015.275,81	-140.328.330,98	-138.641.386,14	-138.433.048,45
4	-139.698.680,32	-137.548.416,39	-135.398.152,45	-135.132.594,85
5	-137.592.684,42	-135.021.221,30	-132.449.758,19	-132.132.182,49
6	-135.678.142,69	-132.723.771,23	-129.769.399,77	-129.404.534,89
7	-133.937.650,21	-130.635.180,25	-127.332.710,29	-126.924.855,25
8	-132.355.384,32	-128.736.461,18	-125.117.538,04	-124.670.601,04
9	-130.916.960,78	-127.010.352,94	-123.103.745,09	-122.621.279,02

10	-129.609.303,02	-125.441.163,62	-121.273.024,22	-120.758.259,01
11	-128.851.959,90	-124.534.034,25	-120.216.108,60	-119.682.844,78
12	-128.163.466,16	-123.709.371,19	-119.255.276,22	-118.705.195,49
13	-127.537.562,76	-122.959.677,49	-118.381.792,23	-117.816.423,40
14	-126.968.559,66	-122.278.137,77	-117.587.715,88	-117.008.448,78
15	-126.451.284,12	-121.658.556,21	-116.865.828,29	-116.273.926,39
16	-125.981.033,63	-121.095.300,24	-116.209.566,84	-115.606.178,77
17	-125.553.533,19	-120.583.249,36	-115.612.965,53	-114.999.135,48
18	-125.164.896,42	-120.117.748,56	-115.070.600,70	-114.447.277,94
19	-124.811.590,26	-119.694.566,01	-114.577.541,76	-113.945.589,26
20	-124.490.402,85	-119.309.854,61	-114.129.306,36	-113.489.508,65
21	-124.198.414,30	-118.960.116,96	-113.721.819,63	-113.074.889,91
22	-123.932.970,15	-118.642.173,65	-113.351.377,16	-112.697.963,79
23	-123.691.657,30	-118.353.134,28	-113.014.611,27	-112.355.303,67
24	-123.472.281,97	-118.090.371,22	-112.708.460,46	-112.043.794,48
25	-123.272.849,86	-117.851.495,70	-112.430.141,54	-111.760.604,30
26	-123.091.547,94	-117.634.336,14	-112.177.124,35	-111.503.158,69
27	-122.926.728,01	-117.436.918,36	-111.947.108,71	-111.269.117,22
28	-122.776.891,71	-117.257.447,65	-111.738.003,59	-111.056.352,25
29	-122.640.676,90	-117.094.292,46	-111.547.908,03	-110.862.929,55
30	-122.516.845,24	-116.945.969,56	-111.375.093,88	-110.687.090,73
TIR	-4,19%	-3,16%	-2,23%	-2,12%
Período de retorno	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável
Viabilidade	Inviável	Inviável	Inviável	Inviável

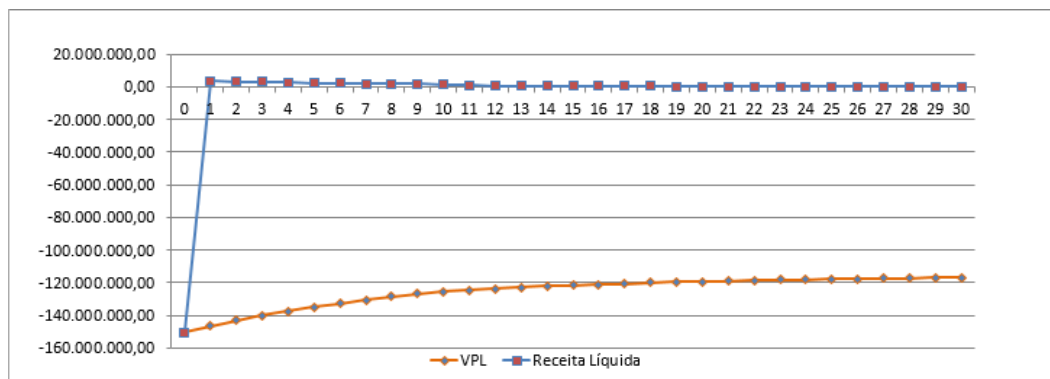
Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS e CEPEL

Os gráficos de VPL e receita líquida associados aos preços da energia elétrica simulados neste estudo são indicados nas Figuras 5.29 a 5.32.

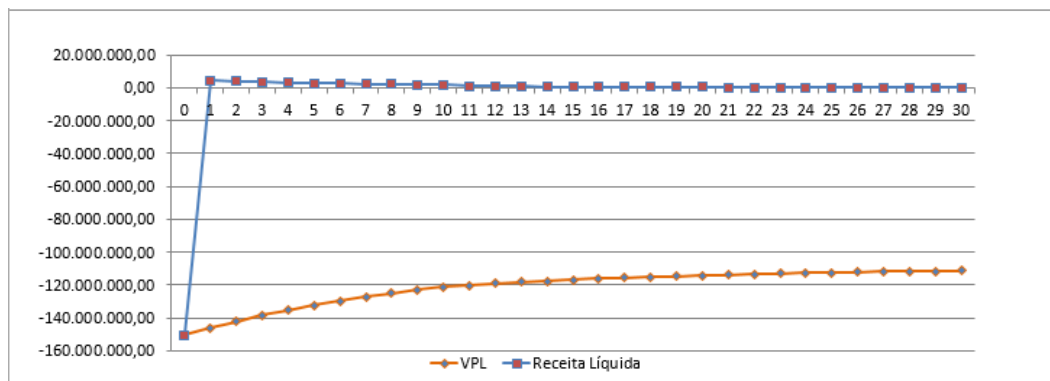


Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS e CEPEL

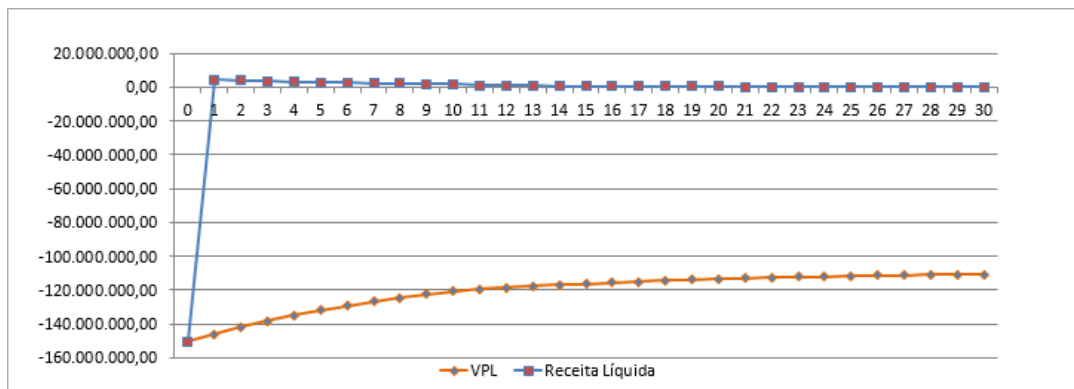
Figura 5.29: Rosana - Fluxo de caixa para preço de R\$ 100,00 / MWh



Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS e CEPEL
 Figura 5.30: Rosana - Fluxo de caixa para preço de R\$ 120,00 / MWh



Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS e CEPEL
 Figura 5.31: Rosana - Fluxo de caixa para preço de R\$ 140,00 / MWh



Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS e CEPEL
 Figura 5.32: Rosana - Fluxo de caixa para PLD anual médio de R\$ 142,47 / MWh

A motorização adicional do único poço vazio da UHE Rosana é economicamente inviável para os quatro preços. O empreendimento se torna viável a partir de preços em torno de R\$ 650,00 / MWh, com prazo de retorno de vinte e cinco anos.

5.3.9 UHE Cachoeira Dourada

A Tabela 5.10 apresenta os principais parâmetros da análise de viabilidade econômica da motorização adicional da UHE Cachoeira Dourada.

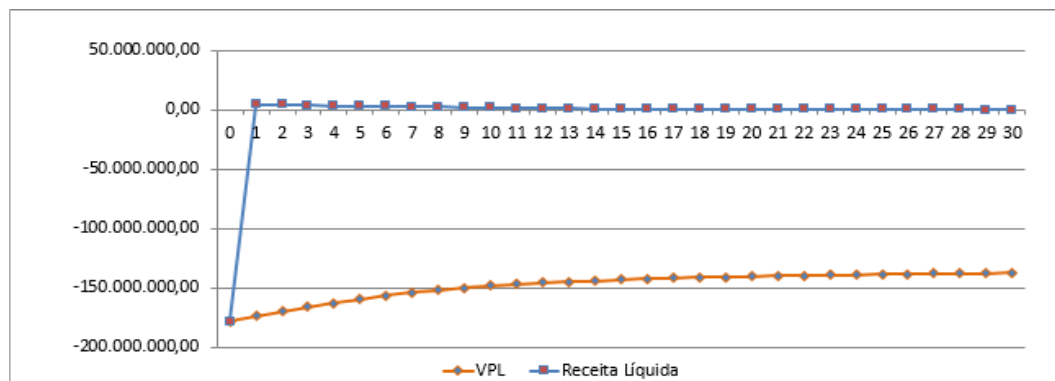
Tabela 5.10: VPL, ano a ano, TIR e período de retorno do investimento na UHE Cachoeira Dourada

Ano / Preços da energia elétrica	VPL (R\$)			
	R\$ 100,00 / MWh	R\$ 120,00 / MWh	R\$ 140,00 / MWh	PLD - R\$ 149,43 / MWh
0	-178.500.000,00	-178.500.000,00	-178.500.000,00	-178.500.000,00
1	-173.987.724,00	-173.085.268,80	-172.182.813,60	-171.757.305,97
2	-169.885.654,91	-168.162.785,89	-166.439.916,87	-165.627.584,13
3	-166.156.501,19	-163.687.801,43	-161.219.101,67	-160.055.109,73
4	-162.766.361,45	-159.619.633,73	-156.472.906,02	-154.989.223,91
5	-159.684.416,22	-155.921.299,47	-152.158.182,71	-150.383.873,16
6	-156.882.647,84	-152.559.177,41	-148.235.706,97	-146.197.190,67
7	-154.335.585,67	-149.502.702,81	-144.669.819,94	-142.391.115,67
8	-152.020.074,61	-146.724.089,53	-141.428.104,46	-138.931.047,49
9	-149.915.064,56	-144.198.077,47	-138.481.090,38	-135.785.530,97
10	-148.001.419,05	-141.901.702,86	-135.801.986,67	-132.925.970,49
11	-146.897.010,23	-140.578.094,64	-134.259.179,06	-131.279.810,36
12	-145.893.002,20	-139.374.814,44	-132.856.626,68	-129.783.301,15
13	-144.980.267,64	-138.280.923,35	-131.581.579,07	-128.422.838,24
14	-144.150.508,94	-137.286.476,91	-130.422.444,87	-127.186.053,77
15	-143.396.182,85	-136.382.434,68	-129.368.686,51	-126.061.704,25
16	-142.710.431,87	-135.560.578,12	-128.410.724,37	-125.039.568,33
17	-142.087.021,88	-134.813.435,78	-127.539.849,69	-124.110.353,85
18	-141.520.285,52	-134.134.215,48	-126.748.145,44	-123.265.613,42
19	-141.005.070,65	-133.516.742,48	-126.028.414,30	-122.497.667,57
20	-140.536.693,50	-132.955.403,39	-125.374.113,27	-121.799.534,98
21	-140.110.896,09	-132.445.095,12	-124.779.294,15	-121.164.868,99
22	-139.723.807,53	-131.981.178,51	-124.238.549,49	-120.587.899,91
23	-139.371.908,85	-131.559.436,14	-123.746.963,44	-120.063.382,56
24	-139.052.000,95	-131.176.033,99	-123.300.067,03	-119.586.548,61
25	-138.761.175,59	-130.827.486,58	-122.893.797,57	-119.153.063,20
26	-138.496.788,90	-130.510.625,29	-122.524.461,69	-118.758.985,55
27	-138.256.437,36	-130.222.569,58	-122.188.701,80	-118.400.733,14

28	-138.037.935,96	-129.960.700,75	-121.883.465,54	-118.075.049,14
29	-137.839.298,33	-129.722.638,18	-121.605.978,03	-117.778.972,77
30	-137.658.718,66	-129.506.217,66	-121.353.716,66	-117.509.812,44
TIR	-3,00%	-1,89%	-0,87%	-0,43%
Período de retorno	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável
Viabilidade	Inviável	Inviável	Inviável	Inviável

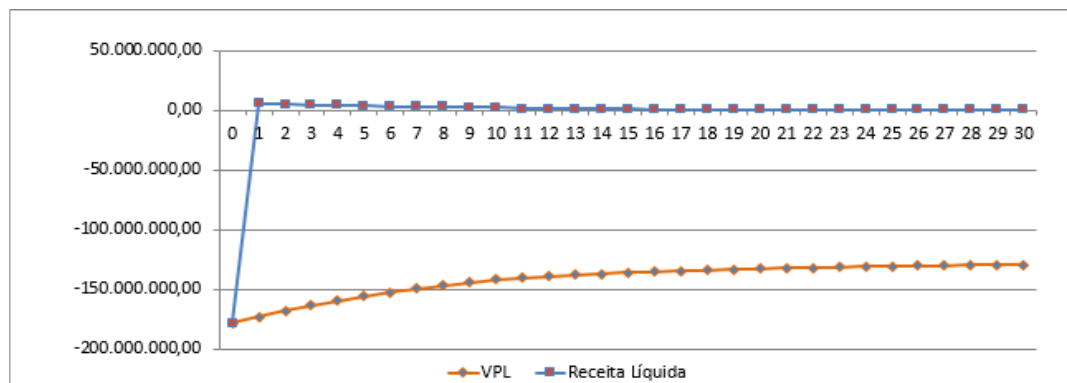
Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS e CEPEL

Os gráficos de VPL e receita líquida associados aos preços de energia elétrica aqui simulados estão ilustrados nas Figuras 5.33 a 5.36.



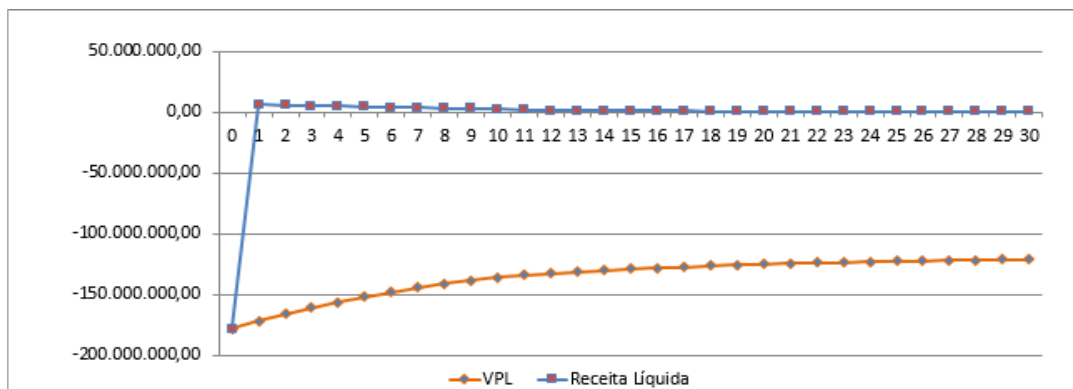
Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS e CEPEL

Figura 5.33: Cachoeira Dourada - Fluxo de caixa para R\$ 100,00 / MWh

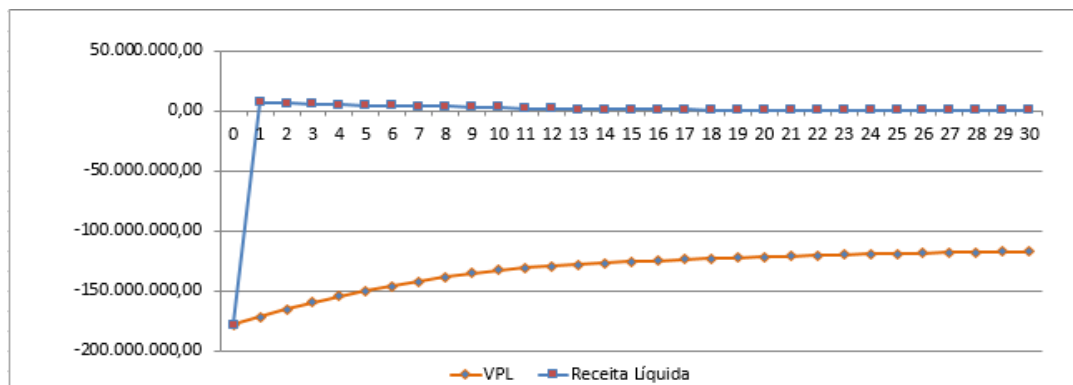


Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS e CEPEL

Figura 5.34: Cachoeira Dourada - Fluxo de caixa para R\$ 120,00 / MWh



Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS e CEPEL
 Figura 5.35: Cachoeira Dourada - Fluxo de caixa para R\$ 140,00 / MWh



Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS e CEPEL
 Figura 5.36: Cachoeira Dourada - Fluxo de caixa para PLD anual médio de R\$ 149,43 / MWh

A análise mostra que a motorização adicional do poço vazio existente na casa de máquinas número quatro da UHE Cachoeira Dourada é economicamente inviável para os quatro preços da energia elétrica. O empreendimento se torna viável, a partir de preços em torno de R\$ 550,00 / MWh, com prazo de retorno de vinte e um anos.

5.3.10 UHE Salto Santiago

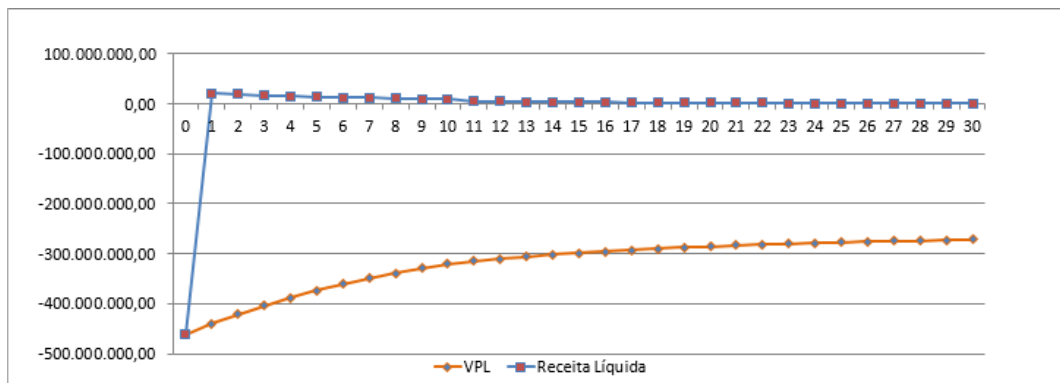
Os principais parâmetros da análise de viabilidade econômica da motorização adicional da UHE Salto Santiago estão expostos na Tabela 5.11.

Tabela 5.11: VPL, ano a ano, TIR e período de retorno do investimento na UHE Salto Santiago

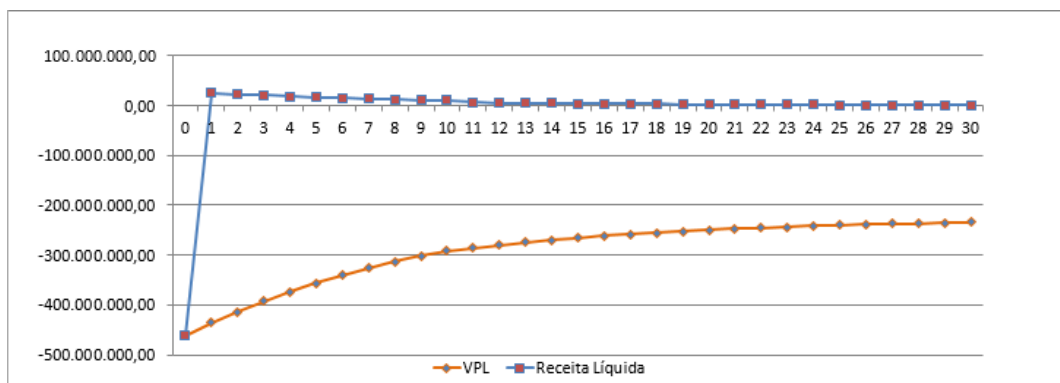
Ano / Preços da energia elétrica	VPL (R\$)			
	R\$ 100,00 / MWh	R\$ 120,00 / MWh	R\$ 140,00 / MWh	PLD - R\$ 157,70 / MWh
0	-461.500.000,00	-461.500.000,00	-461.500.000,00	-461.500.000,00
1	-440.517.916,60	-436.321.499,92	-432.125.083,24	-428.411.254,48
2	-421.443.295,33	-413.431.954,39	-405.420.613,46	-398.330.576,73
3	-404.102.730,53	-392.623.276,64	-381.143.822,75	-370.984.506,05
4	-388.338.580,72	-373.706.296,87	-359.074.013,01	-346.124.441,80
5	-374.007.535,44	-356.509.042,53	-339.010.549,61	-323.524.383,39
6	-360.979.312,45	-340.875.174,94	-320.771.037,43	-302.978.875,74
7	-349.135.473,38	-326.662.568,05	-304.189.662,73	-284.301.141,51
8	-338.368.346,94	-313.742.016,33	-289.115.685,72	-267.321.383,13
9	-328.580.050,18	-301.996.060,22	-275.412.070,26	-251.885.239,14
10	-319.681.598,58	-291.317.918,30	-262.954.238,02	-237.852.380,97
11	-314.576.800,82	-285.193.843,35	-255.810.885,88	-229.806.968,53
12	-309.936.075,57	-279.626.502,48	-249.316.929,40	-222.492.957,21
13	-305.717.234,44	-274.565.283,51	-243.413.332,59	-215.843.856,02
14	-301.881.924,32	-269.964.175,36	-238.046.426,40	-209.799.218,57
15	-298.395.278,76	-265.781.349,77	-233.167.420,78	-204.304.093,62
16	-295.225.600,97	-261.978.781,05	-228.731.961,12	-199.308.525,48
17	-292.344.075,71	-258.521.900,39	-224.699.725,07	-194.767.099,90
18	-289.724.507,30	-255.379.281,61	-221.034.055,93	-190.638.531,20
19	-287.343.081,46	-252.522.355,45	-217.701.629,44	-186.885.286,91
20	-285.178.148,89	-249.925.149,85	-214.672.150,81	-183.473.246,66
21	-283.210.028,36	-247.564.053,85	-211.918.079,33	-180.371.391,88
22	-281.420.827,89	-245.417.602,93	-209.414.377,98	-177.551.523,90
23	-279.794.282,00	-243.466.283,92	-207.138.285,85	-174.988.007,56
24	-278.315.603,92	-241.692.357,55	-205.069.111,19	-172.657.538,15
25	-276.971.351,12	-240.079.697,21	-203.188.043,31	-170.538.929,60
26	-275.749.303,12	-238.613.642,36	-201.477.981,60	-168.612.921,83
27	-274.638.350,39	-237.280.865,22	-199.923.380,05	-166.862.005,67
28	-273.628.393,37	-236.069.249,64	-198.510.105,91	-165.270.263,71
29	-272.710.250,62	-234.967.780,93	-197.225.311,24	-163.823.225,56
30	-271.875.575,39	-233.966.445,74	-196.057.316,08	-162.507.736,34
TIR	0,92%	2,38%	3,75%	4,89%
Período de retorno	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável
Viabilidade	Inviável	Inviável	Inviável	Inviável

Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS e CEPEL

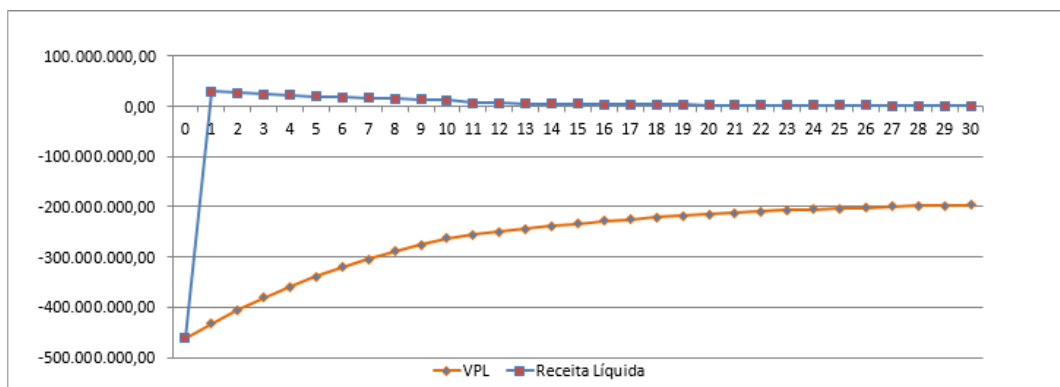
Os gráficos de VPL e receita líquida correspondentes aos quatro preços estão ilustrados nas Figuras 5.37 a 5.40.



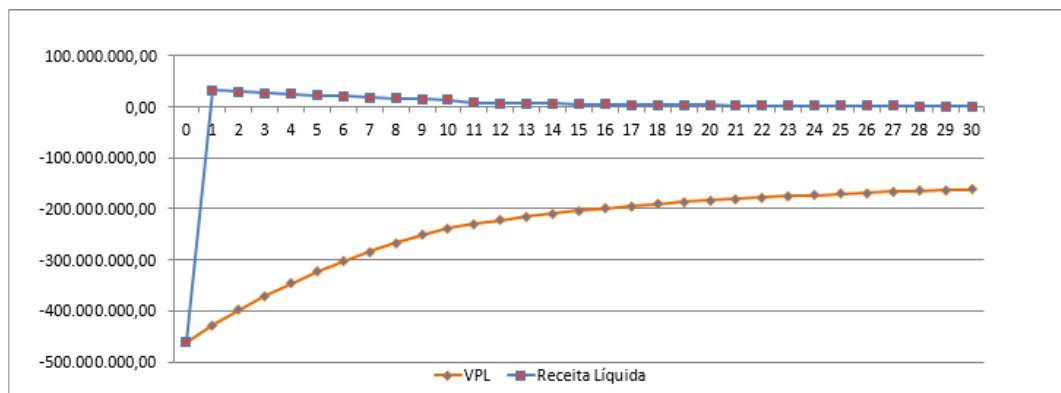
Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS e CEPEL
 Figura 5.37: Salto Santiago - Fluxo de caixa para preço de R\$ 100,00 / MWh



Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS e CEPEL
 Figura 5.38: Salto Santiago - Fluxo de caixa para preço de R\$ 120,00 / MWh



Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS e CEPEL
 Figura 5.39: Salto Santiago - Fluxo de caixa para preço de R\$ 140,00 / MWh



Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS e CEPEL

Figura 5.40: Salto Santiago - Fluxo de caixa para PLD anual médio de R\$ 157,70 / MWh

Da análise se conclui que a motorização adicional de um dos dois poços vazios existentes na UHE Salto Santiago é economicamente inviável para os quatro preços de energia elétrica. O investimento se torna viável a partir de preços em torno de R\$ 300,00 / MWh, com prazo de retorno de vinte e três anos.

A Tabela 5.12 resume os resultados obtidos para as dez usinas hidrelétricas estudadas, quanto às viabilidades operacional e econômica de motorização adicional.

Tabela 5.12: Resumo dos resultados obtidos para as dez usinas hidrelétricas estudadas

Usinas	Quantidade de poços vazios	Quantidade de poços vazios com viabilidade operacional de motorização	Quantidade de poços vazios com viabilidade operacional e econômica de motorização	Ganho de energia (MW médios)	Potência nova a disponibilizar (MW)
São Simão	4	1	1 (apenas para R\$ 140,00 / MWh e para PLDs a partir deste valor)	54,75	285
Jaguara	2	1	1 (para todos os 4 preços de energia elétrica)	27,80	106
Três Irmãos (reservatório equivalente com a usina Ilha Solteira)	3	1	-	9,91	161,50
Porto Primavera	4	2	-	21,00	220
Itaparica	4	1	-	14,76	246,60
Foz do Areia	2	1	-	26,94	419
Taquaruçu	1	1	-	1,93	105
Rosana	1	1	-	4,51	88,50
Cachoeira Dourada	1	1	-	6,60	105
Salto Santiago	2	1	-	30,69	355
Total	24	11	2	82,55 (com viabilidade operacional e econômica)	391 (com viabilidade operacional e econômica)
				116,34 (somente com viabilidade operacional)	1.700,60 (somente com viabilidade operacional)
				Σ 198,89	Σ 2.091,60

Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS e CEPEL

6 ASPECTOS REGULATÓRIOS

6.1 Experiência internacional

Um dos objetivos dos estudos de repotenciação de usinas hidrelétricas por meio da motorização de poços vazios existentes, objeto deste trabalho, consiste na abordagem regulatória em outros países vinculada ao assunto. Esta análise busca subsidiar futuros normativos que possam vir a ser aplicados no setor elétrico brasileiro (SEB), principalmente no que tange à comercialização e pagamento de serviços ancilares, potência média gerada e capacidade instalada para atendimento à ponta de carga.

Sistemas de potência requerem serviços ancilares para manter a confiabilidade e o suporte ao fornecimento de energia elétrica aos consumidores. Energia e capacidade instalada por si só não são suficientes para a operação confiável de sistemas de potência. Os serviços ancilares são necessários para prover os recursos indispensáveis à manutenção do equilíbrio instantâneo e contínuo entre a geração e a carga, e gerenciar os fluxos de potência (Kirby, 2007).

Os principais serviços ancilares são: (i) reserva de regulação, que inclui os controles de frequência, tensão e geração; (ii) reserva girante; (iii) reserva permanente ou não girante e (iv) capacidade de auto restabelecimento. Destes, os que são afetados pela motorização dos poços são os três primeiros.

A seguir são apresentadas algumas sistemáticas de pagamentos por potência média gerada e por capacidade, em diversos mercados atacadistas no mundo, com destaque para a remuneração de serviços ancilares.

6.1.1 América do Norte

A América do Norte apresenta um mercado de capacidade bastante desenvolvido, com estudos de confiabilidade detalhados, assegurando aos agentes total transparência e uniformidade

no tratamento das informações, além de estímulo ao investimento em capacidade instalada suplementar. Ainda que tais sistemas apresentem características muito distintas do sistema brasileiro, a forma com que desenvolveram seu mercado de capacidade, bem como os estudos que vêm implementando ao longo do tempo, provêm subsídios para o contínuo aperfeiçoamento do SEB (Nery *et al.*, 2012).

Nos mercados atacadistas desregulamentados dos Estados Unidos (por exemplo, mercados do dia seguinte e mercados de energia em tempo real), os participantes apresentam lances nos leilões de energia e de serviços ancilares a um determinado operador independente do sistema. Os operadores realizam os leilões para selecionar os recursos ofertados, os níveis de produção provenientes destes recursos e os preços de equilíbrio dos mercados. Estes são, então, liquidados com base nos preços de equilíbrio. Este regime de liquidação foi amplamente aceito, em oposição ao regime em que os pagamentos dos lances selecionados são determinados conforme cada lance. Nestas condições, os operadores independentes procuram minimizar o custo total da oferta em seus leilões, para determinação tanto das seleções advindas da licitação como dos níveis de geração daí decorrentes (Yan *et al.*, 2008).

A minimização do custo total de pagamento nos leilões dos operadores é uma decisão crucial para os consumidores e para as empresas de geração, uma vez que a seleção afetará tanto os lances quanto os preços de equilíbrio. Além disso, os preços de equilíbrio têm impactos financeiros em operações a prazo, bem como sobre decisões de investimento a longo prazo.

6.1.2 União Europeia

No mercado europeu de energia elétrica, a segurança do abastecimento não é mais exclusivamente uma questão nacional, devendo ser tratada no âmbito pan-europeu. A partir desta perspectiva, a geração e a adequação dos recursos devem ser aplicadas e coordenadas em nível regional europeu, buscando maximizar o benefício ao mercado interno e evitar os efeitos de distorções (ACER, 2013).

O objetivo do processo de integração do mercado, em curso na Europa, é assegurar uma utilização transfronteiriça eficaz da capacidade de produção existente e promover o

desenvolvimento eficiente do sistema.

Em mercados exclusivamente de energia, em alguns períodos a margem entre a capacidade disponível e a demanda de ponta de carga pode diminuir ou se tornar negativa, fazendo com que os preços da eletricidade subam acima dos custos marginais de operação. Durante estas ocasiões de falta de capacidade, o sistema se defronta com preços extremamente elevados, potencialmente acima do "valor da carga perdida". A interação entre capacidade disponível e demanda determina o nível economicamente ótimo de capacidade instalada através dos preços estabelecidos no mercado. O nível de adequação é, portanto, determinado pelo mercado.

Reservas estratégicas são essencialmente unidades geradoras mantidas disponíveis para emergências, quando o mercado não é capaz de cobrir a demanda. A contratação de capacidade está associada a metas de reservas futuras de capacidade no mercado atacadista, particularmente em situações de escassez.

Os pagamentos de capacidade representam um preço fixo por MW pago aos geradores pela capacidade disponibilizada, sendo o montante determinado por um órgão independente. Este tipo de pagamento incentiva os geradores a investirem em nova capacidade, complementando as receitas que estes recebem da venda de energia elétrica no mercado atacadista. Pagamentos de capacidade podem ser referidos à capacidade total das usinas, mas também podem ser aplicados exclusivamente à nova capacidade. Neste último caso, o pagamento é explicitamente destinado a ampliar os incentivos ao investimento necessário.

Os leilões de capacidade na União Europeia configuram um regime centralizado em que a capacidade total requerida é definida antes da oferta, por um organismo independente. O preço é definido na respectiva licitação e pago aos participantes que obtêm sucesso no leilão. A capacidade contratada deve ser disponibilizada de acordo com os termos do contrato. Atualmente, vários estados membros da União Europeia (Finlândia, Grécia, Irlanda, Irlanda do Norte, Itália, Portugal, Espanha e Suécia) já implantaram mecanismos de remuneração de capacidade, enquanto Bélgica, Dinamarca, França, Alemanha e Grã-Bretanha consideram fazê-lo.

Os mercados nacionais de energia da Irlanda e da Grã Bretanha possuem requisitos obrigatórios para que seus grandes geradores garantam o fornecimento dos principais serviços ancilares referentes à reserva operativa e à disponibilização de potência reativa. Na Grã Bretanha, há tanto arranjos de mercado como contratos bilaterais não licitados para estes serviços. Os custos de aquisição de serviços ancilares nos mercados atacadistas destes dois países variam devido às

diferentes categorias utilizadas, o que impossibilita a comparação destas categorias em uma mesma base. De uma forma geral, o valor dos serviços ancilares se situa entre 1% a 10% do volume total de negócios do mercado, sendo a reserva de capacidade o componente de maior peso dentre os serviços ancilares.

Em 2007 estava em estudo nos países nórdicos a introdução de um novo contrato financeiro, contrato para a capacidade de ponta, que iria conceder aos agentes de geração o direito de receber a diferença entre o preço à vista médio da eletricidade nos horários de ponta e a média geral deste preço. O pagamento dos serviços ancilares de reserva girante e reserva permanente no mercado nórdico é resultado de negociações, ou licitações no mercado aberto (Kristiansen, 2007).

A seguir estão relacionadas as condições específicas de cada país nórdico:

- (i) Noruega: a reserva girante é adquirida através de contratos negociados, enquanto a reserva permanente é adquirida através do mercado aberto. Os preços dos serviços ancilares neste país são negociados ou baseados no mercado, e são recuperados por meio de tarifas do sistema;
- (ii) Suécia: a reserva girante e a reserva permanente são adquiridas através de contratos negociados;
- (iii) Dinamarca: o pagamento da reserva girante inclui um pagamento anual de capacidade e um pagamento pela energia utilizada; e
- (iv) Finlândia: a remuneração das reservas girante e permanente contempla um pagamento pela capacidade disponibilizada e um pagamento pela energia utilizada, que varia de acordo com o preço do mercado de curto prazo.

No sistema nórdico, 75% da reserva girante é fornecida por energia hidrelétrica produzida principalmente na Noruega e Suécia, pois a fonte hidráulica dispõe de altas constantes de inércia e baixo custo de partidas e paradas.

No mercado espanhol, os serviços ancilares são comercializados por meio de contratos bilaterais firmados pelos vendedores e compradores. Nos últimos anos os serviços ancilares tem colaborado na solução dos desafios provenientes da integração de energias renováveis no parque gerador espanhol, especialmente a energia eólica (La Fuente, 2010).

6.1.3 Ásia e Oceania

Nos mercados de energia elétrica da Austrália, Nova Zelândia e Cingapura os grandes geradores devem garantir o fornecimento dos principais serviços ancilares referentes à reserva operativa e à disponibilização de potência reativa. No mercado australiano a aquisição de serviços ancilares se iniciou com contratos a termo; posteriormente, estes contratos foram substituídos por lances em tempo real no mercado de curto prazo. Os custos de aquisição dos serviços ancilares nestes países variam em função das categorias utilizadas, o que impossibilita a comparação em uma mesma base. De modo aproximado, a exemplo do que ocorre na Grã Bretanha, o valor dos serviços ancilares se situa entre 1% a 10% do volume total de negócios, tendo a reserva de capacidade a maior participação percentual (SKM, 2009).

Os serviços ancilares no sistema interligado do sudoeste australiano são adquiridos pelo operador independente do mercado, de acordo com as regras do mercado atacadista local. Há contratos bilaterais com agentes do mercado para o fornecimento de reserva girante, contemplando um componente de disponibilidade e um de energia. O pagamento da disponibilidade de reserva girante baseia-se nos custos marginais do fornecimento; a proporção definida em 2009 era de 15% do custo marginal para os períodos de ponta e 12% para os períodos fora da ponta.

6.1.4 América Latina

Mesmo com iniciativas independentes entre os países latino americanos, houve nos últimos dez anos convergência a um modelo de mercado que garanta a suficiência com eficiência na geração. Este modelo incluiu: (i) incentivos a contratos a termo para induzir a entrada de nova capacidade (competição “pelo mercado” e não “no mercado”), com obrigatoriedade da existência de lastro físico para sua cobertura e (ii) uso de leilões como mecanismo de incentivo à contratação eficiente e estabelecimento de preços de repasse realistas.

No mercado chileno, as solicitações para fornecimento de serviços ancilares são emitidas anualmente pelo Centro de Despacho Econômico de Carga. A Comissão Nacional de Energia

requer que todas as unidades de geração certificadas para fornecer um serviço, o façam no mercado de curto prazo. O despacho econômico determina a exigência horária total para cada serviço ancilar e aloca esses requisitos horários para cada unidade de geração elegível a prestar o serviço. Proprietários de unidades que estão deficitários relativamente à sua exigência podem comprar o serviço dos participantes do mercado que podem fornecer mais do que sua quantidade contratada (Wolak, 2011).

O custo variável de curto prazo para fornecimento de reserva girante por uma unidade de geração, corresponde ao custo de oportunidade de fornecimento de energia a partir dessa unidade. Este custo de oportunidade é dado pela diferença entre o preço horário do sistema e o custo variável de geração da unidade.

6.2 Estrutura regulatória vigente no Brasil

O porte e as características do SEB permitem considerá-lo único em âmbito mundial. O sistema de geração e transmissão de energia elétrica é um sistema hidrotérmico de grande porte, com múltiplos proprietários e grande predominância da fonte hidráulica. Nem mesmo a Noruega, que também apresenta predominância de geração hidrelétrica, se aproxima do Brasil no que se refere à capacidade dos reservatórios do SEB.

Conforme mencionado na seção 4.3, no atual modelo regulatório do setor elétrico brasileiro, a garantia física de uma hidrelétrica, definida no contrato de concessão juntamente com sua potência assegurada, forma seu lastro de comercialização, base das receitas para a empresa de geração.

Como estas receitas definem o valor dos ativos de geração, o valor das usinas depende da sua garantia física de energia, sem a correspondente valoração comercial da garantia física de potência (CESP, 2013).

A Portaria MME nº 861, de 18/10/2010, determina que, quando comprovado o aumento de garantia física de energia, a usina poderá comercializar o montante correspondente. As empresas podem solicitar revisão da garantia física de uma usina hidrelétrica quando houver alteração em uma ou mais das características técnicas listadas a seguir (MME, 2010):

- (i) Potência instalada (MW);
- (ii) Perdas hidráulicas nominais no circuito adutor (m);
- (iii) Rendimento da turbina (%);
- (iv) Rendimento do gerador (%);
- (v) Queda líquida nominal (m); e
- (vi) Alteração do número de unidades geradoras.

O acréscimo de potência eleva o MUST (Montante de Utilização do Sistema de Transmissão) e consequentemente a tarifa de uso dos sistemas de transmissão. O MUST é o encargo setorial relacionado à potência contratada de uma usina ao se conectar ao sistema de transmissão de energia elétrica.

A garantia física de potência é exigida como lastro para comercialização de energia⁵, mas não se constitui em serviço com valor comercial, apesar de ser essencial como reserva de capacidade para o atendimento à carga. Os agentes geradores e comercializadores devem possuir lastro de potência, o que origina, quando necessário, transações posteriores para liquidação de diferenças não contratadas.

A falta de regulação específica para comercialização de reserva de potência no horizonte de longo prazo ocasiona a subvalorização dos ativos de geração operacionalmente adequados para atendimento à ponta de carga, principalmente nos casos de ampliação da capacidade instalada de usinas existentes. A valoração destes serviços de geração poderá, no médio prazo, reduzir os custos sociais de interrupção, tanto os custos preventivos suportados pelos Encargos de Serviço do Sistema (ESS), quanto os corretivos representados pelos custos de interrupção do fornecimento.

O ONS vem utilizando, nos últimos anos, energia proveniente de usinas termelétricas para atender a demanda no horário de ponta de carga. Como esta forma de geração é mais cara, a conta de energia elétrica dos consumidores tende a aumentar. Por conta disto, o Operador Nacional defende a criação de estímulos para investimentos na ampliação da capacidade instalada nas usinas hidrelétricas existentes (Gomes, 2013).

A Nota Técnica nº 026/2011-SRG/ANEEL, tal qual proposto nesta dissertação, trata a repotenciação de usinas hidrelétricas como uma questão de atendimento à demanda máxima, com

⁵ O Decreto nº 5.163/2004 determina que 100% do consumo de distribuidores e consumidores livres sejam cobertos em termos de energia e potência, através de geração própria e contratos de compra de energia. A apuração da cobertura da contratação de potência, realizada desde 2009, está prevista para ser efetivada, em termos de penalidades, a partir de 2014.

ganhos energéticos provenientes do turbinamento de vazões que seriam vertidas.

O atendimento à demanda máxima associado à reserva de potência operativa, bem como o controle secundário de frequência do sistema, são serviços ancilares com previsão legal de remuneração e competência delegada à ANEEL para estabelecer os mecanismos desta remuneração (ANEEL, 2011).

Nestas condições, a melhor alternativa de curto / médio prazo analisada até o momento pela Superintendência dos Serviços de Geração da ANEEL (SRG/ANEEL), para incentivo à instalação de unidades geradoras adicionais e mitigação dos problemas de atendimento à demanda máxima, é a realização de leilões para contratação e disponibilização dos serviços ancilares de reserva de potência operativa, em MW, e controle secundário de frequência do sistema. Tais leilões devem privilegiar os menores preços para a disponibilização desses serviços ao longo da vida útil das novas unidades geradoras, estabelecendo-se uma receita anual ou mensal suficiente para a amortização dos investimentos e suporte dos custos de operação e manutenção pelo empreendedor.

O acréscimo de garantia física, mesmo que em valores pouco significativos, pode ser utilizado para comercialização no ambiente livre ou regulado, devendo a receita proveniente estimular o empreendedor a reduzir seu preço nos leilões propostos acima.

É oportuno salientar que, apesar desta contratação objetivar o incremento de RPO disponível no sistema, não necessariamente este adicional de potência deve ser utilizado somente como RPO e controle secundário de frequência. O ONS, por sua prerrogativa e competência, define quais unidades geradoras farão parte da RPO e quais participarão do despacho energético em cada instante. Assim, com uma maior folga, o ONS pode planejar a utilização da RPO de forma mais adequada nos momentos de atendimento à demanda máxima, quando o sistema mais necessita de recursos disponíveis.

A MP 579/2012, convalidada na Lei nº 12.783/2013, que propõe a antecipação da renovação das concessões do setor elétrico que vencem entre 2012 e 2017, produziu um impacto negativo sobre as iniciativas e o planejamento de repotenciação das usinas hidrelétricas dos agentes de geração que não optaram pela renovação de suas concessões nos termos daquela MP. Neste caso se encontram, por exemplo, a CEMIG (usinas São Simão e Jaguará), a COPEL (usina Foz do Areia) e a CESP (usina Jupia).

O poder concedente poderá autorizar, conforme regulamento, a ampliação de usinas hidrelétricas cujas concessões forem prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783, observado o

princípio da modicidade tarifária. As concessões que não forem prorrogadas, nos termos desta Lei, serão licitadas, na modalidade leilão, por até trinta anos.

O novo contrato de concessão prevê que as geradoras terão direito a uma receita anual fixada pela ANEEL, denominada Receita Anual de Geração (RAG). A RAG possui uma parcela de “custos gerenciáveis”, denominada custo da Gestão dos Ativos de Geração (GAG), outra de encargos de uso e conexão, e uma terceira parcela para ajuste conforme a indisponibilidade apurada.

A recente Audiência Pública (AP) nº 031/2014, proposta pela ANEEL com prazo para contribuições entre três de julho e trinta e um de agosto de 2014, teve como objetivo a obtenção de subsídios para o aprimoramento da regulamentação do parágrafo 6º do artigo 1º da Lei nº 12.783/2013 (Lei das concessões). O parágrafo 6º trata da realização de investimentos que serão considerados nas tarifas, com vistas a manter a qualidade e a continuidade da prestação do serviço pelas usinas hidrelétricas (http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/dspListaAudiencia.cfm?attAnoAud=2014&attAnoFasAud=2014&id_area=13, acesso em 15/08/2014).

Neste contexto, usinas hidrelétricas com concessão renovada deverão ter plano de investimentos para melhorias e ampliações passíveis de remuneração, a serem feitos a cada cinco anos. Esses investimentos se somariam à RAG definida para cada empreendimento na prorrogação dos contratos de concessão. No caso das ampliações, o valor aplicado seria incorporado à receita no reajuste posterior à conclusão da obra.

Em caso de ampliação da capacidade instalada por inclusão de novas unidades geradoras, é necessária a autorização do poder concedente. Com o aumento da potência, a parcela de operação e manutenção teria um incremento por volta de R\$ 130.000,00 / MW ampliado, em valores de outubro de 2012. Calculado pela média do custo de operação e manutenção das usinas com contratos renovados, esse valor seria ajustado e incorporado ao custo global de operação e manutenção na revisão tarifária, quando passaria a compor a base de remuneração.

6.3 Alternativas possíveis

A discussão sobre a repotenciação de usinas hidrelétricas por meio da motorização de poços vazios existentes recebeu contribuições importantes provenientes da AP nº 018/2012. Desta AP não resultou minuta de Resolução Normativa por parte da ANEEL, tendo seu efeito se restringido em contribuir com o conceito apresentado na Nota Técnica nº 026/2011-SRG/ANEEL (http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/dspListaContribuicao.cfm?attAnoAud=2012&attIdeFasAud=623&attAnoFasAud=2012&id_area=13, acesso em 13/02/2014).

Como já comentado neste capítulo, o ONS vem demonstrando crescente preocupação com a severa diminuição da capacidade do sistema em atender a demanda máxima, com reserva operativa adequada, somente com os recursos disponíveis em fonte hidráulica. A AP 018/2012 trouxe muitas contribuições relacionadas à proposta de realização de leilões para contratação de reserva de potência, com o objetivo de mitigar, no curto / médio prazo, os custos relacionados ao atendimento da demanda máxima por centrais geradoras termelétricas. O principal problema identificado reside na incapacidade do marco regulatório atual fornecer sinais adequados de preço para incentivar acréscimos na capacidade de atendimento da ponta de carga do sistema.

Neste sentido, a regulamentação de um mercado de potência, com sinais econômicos adequados, é uma das possíveis soluções estruturais do mercado. Adicionalmente, a efetiva implantação da garantia física de potência, como lastro de um serviço com valor comercial, será importante para a viabilização dessa regulamentação e para a confiabilidade do suprimento.

A Nota Técnica nº 070/2013-SRG/ANEEL elencou as principais contribuições provenientes da AP 018/2012, as quais são relacionadas a seguir (ANEEL, 2013):

- (i) A ABDIB⁶ e a geradora AES Tietê solicitam que o MUST não seja alterado, na hipótese de aumento na potência instalada que não traga necessidade de reforços na rede;
- (ii) A ABRAGE e a APINE⁷ sugerem que o recálculo de garantia física, nos termos da Portaria MME nº 861/2010, seja realizado previamente a qualquer leilão para contratação de potência adicional, permitindo ao agente de geração considerar este ganho na oferta que irá realizar

⁶ ABDIB – Associação Brasileira da Infraestrutura e Indústrias de Base.

⁷ APINE – Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica.

em um eventual leilão de potência;

- (iii) A ABDIB, Endesa Brasil e Duke Energy Brasil solicitam que a receita associada à inserção de unidades geradoras seja isenta do rateio de inadimplência do mercado de curto prazo. Essa demanda traz similaridade com outras relacionadas a ressarcimento de serviços ancilares. Em virtude de alguns agentes se encontrarem credores na CCEE, para determinados montantes, em razão do ressarcimento pela prestação de serviços ancilares, acabam tendo parte desses valores glosados para honrar o rateio de inadimplência entre todos os agentes contratados;
- (iv) A EDP Brasil sugere o estabelecimento de uma receita fixa para incentivar os projetos de aumento de potência. Essa parcela fixa seria auferida durante todo o período de amortização do investimento, enquanto o agente também faria jus a uma Tarifa Energética de Otimização (TEO) nos demais períodos em que essa potência adicional se encontrar despachada (período hidrológico favorável ou atendimento de ponta);
- (v) As contribuições encaminhadas por Petrobras, Neoenergia, ABIAPE⁸ e ABRACE⁹ focam a comparação entre o custo para atendimento da ponta horária por meio de centrais geradoras termelétricas, ou usinas hidrelétricas com unidades adicionais;
- (vi) A Secretaria de Acompanhamento Econômico do Ministério da Fazenda (SEAE / MF) questiona o motivo da opção pelo leilão de RPO em detrimento da preparação do mercado de potência em 2014. O órgão destaca que a proposta apresentada na Nota Técnica nº 026/2011-SRG/ANEEL trata de medida de curto / médio prazo, que não resolve o problema de falta de incentivos para o aumento da potência no SIN;
- (vii) A SEAE / MF também menciona, com respaldo no art. 4º da Lei nº 12.783/2013, a possibilidade de inserção da questão da RPO na licitação, prorrogação ou renovação das concessões de geração;
- (viii) A SEAE / MF, por fim, solicita a avaliação, no caso de um eventual leilão: (a) dos custos a serem incorridos por cada usina; (b) quanto isto representaria em termos de incremento de potência para a reserva do sistema; e (c) da capacidade de oferta de potência de cada usina, associada a seu perfil de vertimento, de forma que seja otimizada a operação da reserva do sistema;
- (ix) A contribuição recebida do ONS estima a necessidade de geração térmica, acima da

⁸ ABIAPE – Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia.

⁹ ABRACE – Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres.

inflexibilidade, em 7.300 MW em 2014, 9.400 MW em 2015 e 6.000 MW em 2016.

Considerando que a contribuição encaminhada pelo ONS é de maio de 2012, é oportuno incluir as conclusões apresentadas no PEN 2013/2017, emitido pelo Operador. Assim, a seguir são transcritos importantes trechos deste documento, no tocante ao atendimento da ponta de carga do sistema:

“2.1 Conclusões

(...)

17. Com relação ao atendimento da demanda máxima do SIN, o balanço estático de ponta indica que a capacidade líquida disponível prevista no horizonte do PEN 2013 é sempre superior à demanda instantânea projetada, incluindo a reserva operativa necessária. Entretanto, a tendência é de que seja necessário o despacho de geração térmica acima das inflexibilidades declaradas pelos agentes de geração térmica, dependendo da severidade das perdas por deplecionamento dos reservatórios e/ou restrições internas na malha de transmissão. Soma-se a esses eventos o progressivo aumento da participação da geração térmica na oferta e da expansão hidráulica calcada em usinas com baixa e/ou nenhuma regularização, o que reduz a disponibilidade hidráulica no horário de demanda máxima;”

“2.2 Recomendações

(...)

4. Considerando o perfil atual de expansão da oferta, com parcela significativa de termoeletricas, recomenda-se que nos estudos de planejamento da expansão da oferta no âmbito do MME sejam também consideradas as necessidades de atendimento à demanda máxima do SIN, de forma que o dimensionamento da capacidade instalada para o atendimento à ponta seja o mais econômico possível;
5. Neste sentido, é recomendável ao MME e ANEEL a manutenção e avanço nos estudos de criação de incentivos econômicos e regulatórios para motorização dos poços existentes em algumas usinas já em operação (...).”

7 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

7.1 Conclusões

Este trabalho analisa a viabilidade operacional e econômica do atendimento da demanda de ponta do Sistema Interligado Nacional através da motorização de poços em usinas hidrelétricas existentes. Os resultados encontrados mostram que somente a remuneração do ganho de energia resultante desta motorização adicional não viabiliza economicamente a instalação de unidades geradoras na maioria dos poços vazios disponíveis nas usinas hidrelétricas analisadas. Nestas condições, e sendo a solução técnica conhecida, o principal objetivo passa a ser a obtenção de soluções econômica e regulatória que fomentem a viabilização da solução técnica sob a ótica do mercado comercializador de energia elétrica, uma vez que o ganho energético é muito pequeno em relação à potência nova a disponibilizar, conforme ficou demonstrado no capítulo quatro.

Dos vinte e quatro poços vazios existentes nas usinas analisadas neste trabalho, onze apresentam viabilidade operacional de motorização.

A análise da Tabela 5.12 revela que, das dez usinas estudadas, apenas duas (São Simão e Jaguará) apresentaram viabilidade técnica-operacional e econômica de motorização adicional, sendo São Simão viável para dois dos quatro preços de energia elétrica e Jaguará viável para os quatro preços adotados nos cálculos. A soma dos ganhos de energia obtidos pelas duas usinas citadas acrescentaria 82,55 MW médios ao SIN. Adicionando a este valor o ganho de energia proveniente das oito usinas que não apresentaram viabilidade econômica de motorização para nenhum dos quatro preços, o ganho energético passaria para 198,89 MW médios.

O total de potência nova a disponibilizar seria de 391 MW no âmbito das duas usinas economicamente viáveis e de 2.091,60 MW no total das dez usinas estudadas.

A geração térmica fora da ordem de mérito de custo, seja por problemas elétricos e / ou energéticos (balanço de ponta e reserva de potência), seja para preservação dos reservatórios, sinaliza os benefícios sistêmicos resultantes da expansão da capacidade hidrelétrica para atendimento da ponta de carga. À guisa de exemplificação deste ganho econômico, considere-se um hipotético despacho termelétrico flexível de 300 MW médios, em horário de ponta de carga

“estendido” (14 às 22 horas), proveniente de usina termelétrica (UTE) a óleo Diesel ou óleo combustível, com custo variável unitário (CVU) de R\$ 400,00 / MWh (valor que pode ser considerado conservador para este tipo de UTE). Comparando tal despacho com um mesmo despacho de 300 MW médios hidrelétrico, utilizando o maior dos preços fixos adotados neste trabalho (R\$ 140,00 / MWh), seria obtida a seguinte economia no período de oito horas de ponta “estendida”, em apenas um dia: $(R\$ 400,00 / MWh - R\$ 140,00 / MWh) \times (300 \text{ MW médios}) \times (8 \text{ horas}) = R\$ 624.000,00$.

Do ponto de vista dinâmico, as unidades geradoras hidráulicas são as mais recomendadas para prover inércia, potência reativa e capacidade de regulação de tensão e velocidade ao SIN.

Dentre os benefícios que a motorização de poços vazios em usinas hidrelétricas pode trazer ao setor elétrico brasileiro, destacam-se os seguintes:

- (i) Nova fonte de receita ao agente gerador e disponibilização de energia nova de fonte renovável proveniente de usina existente;
- (ii) Ganhos na operação energética e aumento da disponibilidade de potência horária ao SIN, praticamente sem contrapartida socioambiental; e
- (iii) Economia operacional pela diminuição do uso de blocos de geração térmica no horário de ponta de carga.

Todavia, para incentivar investimentos deste tipo, é necessário a criação de novas formas de fomento regulatório, dentre as quais podem ser citadas:

- (i) Realização de leilões regionais para venda de potência, sendo os geradores remunerados por contratos de disponibilidade específicos para esta modalidade de suprimento, com financiamento via Encargos de Serviços do Sistema (ESS) ou outro mecanismo;
- (ii) Utilização da alternativa acima como reserva de potência operativa para atendimento tanto à demanda máxima horária quanto a serviços ancilares (por exemplo, controle secundário de frequência e reservas girante / permanente); e
- (iii) Desenvolvimento de um mercado de garantia física de potência para remuneração da potência nova disponibilizada ao sistema, especialmente no atendimento aos horários de ponta.

Considerando a situação regulatória vigente (pagamento por garantia física de energia), as três formas de fomento acima elencadas caracterizariam, de certo modo, uma quebra de paradigma. Nestas condições, então, a remuneração do gerador seria composta, além da receita oriunda da

garantia física, pela potência fornecida em atendimento ao período de ponta e pela contribuição aos serviços ancilares. Estas receitas adicionais contribuiriam para melhorar os resultados da análise de viabilidade econômica da motorização adicional, apresentada no capítulo cinco desta dissertação, o que incentivaria as ações de motorização dos poços vazios estudados.

Em um sistema predominantemente hidrelétrico como o brasileiro, o crescimento da demanda de energia requer a instalação de novas usinas. Em um sistema predominantemente termelétrico é a demanda de ponta que requer a instalação de novas usinas. No caso de um sistema com equilíbrio entre geração hidrelétrica e geração termelétrica, como se projeta o sistema brasileiro no médio prazo, ora a demanda de energia, ora a demanda de ponta, requerem a instalação de novas unidades geradoras. Logo, o planejamento e a regulação do SEB necessitam, desde já, se preparar para esta nova situação, onde um adequado atendimento da ponta de carga será muito mais importante do que tem sido até agora; se isto não ocorrer, perturbações sistêmicas relativamente frequentes serão difíceis de serem evitadas.

7.2 Recomendações

Este trabalho procurou ampliar a discussão sobre a repotenciação de usinas hidrelétricas no Brasil, com ênfase na motorização de poços vazios existentes nestas usinas para atendimento à demanda de ponta de carga do SIN. Foram apresentadas novas informações, uma nova abordagem metodológica e novos resultados oriundos de sua aplicação, relativamente a estudos anteriores, bem como alternativas de ações que podem fomentar este tipo de investimento, ainda não praticadas até hoje nas hidrelétricas do país preparadas para receber novas unidades geradoras.

A contribuição desta dissertação pode servir como motivação para futuros estudos por parte de órgãos governamentais, universidades e agentes setoriais, que busquem aprimorar os aspectos técnicos, econômicos e regulatórios sobre este tema. Estudos posteriores podem aprofundar as questões aqui discutidas, utilizando diferentes abordagens, premissas e horizonte de análise, porém buscando sempre elucidações acerca dos benefícios sistêmicos provenientes da motorização dos poços vazios e possíveis incentivos regulatórios que viabilizem e proporcionem retorno aos investimentos.

Os seguintes temas podem motivar pesquisas em futuros trabalhos, como desdobramentos das questões regulatórias tratadas nesta dissertação:

- (i) Diagnóstico dos bons e maus resultados da segunda reforma do SEB (2004), a qual buscou garantir a expansão da geração de modo eficiente;
- (ii) Reavaliação da adequação dos contratos por disponibilidade para as fontes eólica e térmica a biomassa; e
- (iii) Aprimoramento da lei de formação das demandas a contratar nos leilões de energia de reserva para propiciar o atendimento aos serviços ancilares.

Referências

ACER. Agency for the Cooperation of Energy Regulators. **Capacity remuneration mechanisms and the internal market for electricity**, 2013. p 1; 3-4, 6-8, 15, 18-20, 23.

ANEEL. **Empreendimentos em operação: Banco de Informações de Geração (BIG)**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 30/12/2013.

ANEEL. **Atlas Energia Hidráulica**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/energia_hidraulica/4_3.htm>. Acesso em: 30/12/2013.

ANEEL. **Nota Técnica nº 026/2011-SRG/ANEEL**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/hotsite/arr/NT026.pdf>>. Acesso em: 02/01/2014.

ANEEL. **Bacias hidrográficas no Brasil**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?id_area=104>. Acesso em: 07/01/2014.

ANEEL. **Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico**. Disponível em: <<http://sigel.aneel.gov.br/sigel.html>>. Acesso em: 07/01/2014.

ANEEL. **Bacias hidrográficas no Brasil**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?id_area=110>. Acesso em: 07/01/2014.

ANEEL. **Audiência Pública 018/2012**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/dspListaContribuicao.cfm?attAnoAud=2012&attIdeFasAud=623&attAnoFasAud=2012&id_area=13>. Acesso em: 13/02/2014.

ANEEL. **Nota Técnica nº 070/2013-SRG/ANEEL**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/018/resultado/nt_070_-_repotenciacao_ap-018-2012-r04.doc_-_gnsj.pdf>. Acesso em: 13/02/2014.

ANEEL. **Usina Três Irmãos é leiloada**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=7803&id_area>

a=90>. Acesso em: 28/03/2014.

ANEEL. **Audiência Pública 031/2014.** Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/dspListaAudiencia.cfm?attAnoAud=2014&attAnoFasAud=2014&id_area=13>. Acesso em: 15/08/2014.

BERMANN, C.; VEIGA, J.R.C.; Rocha, G.S. **A repotenciação de usinas hidrelétricas como alternativa para o aumento da oferta de energia no Brasil com proteção ambiental.** WWF. Grupo de estudos de política energética. São Paulo, ago. 2004. p. 7, 11-19.

CEMIG. **Usinas hidrelétricas.** Disponível em: <http://www.cemig.com.br/sites/Imprensa/pt-br/fotos/Paginas/usinas_hidreletricas.aspx>. Acesso em: 07/01/2014.

CEMIG. **Usinas hidrelétricas.** Disponível em: <http://www.cemig.com.br/pt-br/a_cemig/Nossa_Historia/Paginas/Usinas_Hidreletricas.aspx>. Acesso em: 08/01/2014.

CEPEL. **Manual de Referência do Modelo SUISHI-O.** CEPEL: Rio de Janeiro, 2009. p. 1-45.

CEPEL. **Visita técnica.** Avenida Horácio Macedo, 354. Cidade Universitária. 20941-911 – Rio de Janeiro – RJ. Sra. Maria Elvira Maceira e Sr. Fábio Batista. Visita técnica em 29/04/2014.

CESP. **Usina hidrelétrica Três Irmãos.** Disponível em: <http://www.cesp.com.br/portalCesp/portal.nsf/V03.02/Empresa_Usina3Irmaos?OpenDocument&Menu=5%20-%20menu_lateral@@002_004_004>. Acesso em: 10/01/2014.

CESP. **Usina hidrelétrica Porto Primavera.** Disponível em: <http://www.cesp.com.br/portalCesp/portal.nsf/V03.02/Empresa_UsinaPorto?OpenDocument&Menu=5%20-%20menu_lateral@@002_004_003>. Acesso em: 11/01/2014.

CESP. **Metodologia para Avaliação Integrada da Ampliação da Capacidade Instalada em Centrais Hidrelétricas: Enfoques Sistêmico e Empresarial. Relatório Técnico RT 04.** CESP: São Paulo, 2013. p. 6-11.

CHESF. **Usina Luiz Gonzaga.** Disponível em: <<http://www.chesf.gov.br/portal/page/portal/chesf>>

portal/paginas/sistema_chesf/sistema_chesf_geracao/container_geracao?p_name=8A2EEA
BD3BE1D002E0430A803301D002>. Acesso em: 11/01/2014.

CNOS. **Visitas técnicas.** SIA Sul – Área de Serviços Públicos – Lote A – 71215-000 – Brasília – DF. Srs. Wildes de Sousa Carvalho e Wilkens Geraldês Filho. Visitas técnicas em 16/10/2012 e 19/02/2013.

COPEL. **Usina Bento Munhoz.** Disponível em:
<<http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2F044b34faa7cc1143032570bd0059aa29%2Fe307f2c9b2edc56303257412004fdb91>>. Acesso em: 11/01/2014.

COSE. **Coordenação da Operação de Sistemas Eletroenergéticos.** Software HydroLab. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas. Acesso em 26/01/2014.

DEB. **Usinas.** Duke Energy Brasil (DEB). Disponível em: <<http://www.duke-energy.com.br/usinas/Paginas/Usinas.aspx>>. Acesso em: 12/01/2014.

Eletrobrás. **Transição hidrotérmica.** Disponível em:
<<http://www.aben.com.br/Arquivos/63/63.pdf>>. Acesso em: 31/12/2013.

Endesa Brasil. **Endesa Cachoeira.** Disponível em:
<<http://www.endesageracaobrasil.com.br>>. Acesso em: 16/01/2014.

EPE. **Nota técnica DEN 03/08: Considerações sobre repotenciação e modernização de usinas hidrelétricas.** EPE: Rio de Janeiro, 2008. p. 14-17, 36-37.

EPE. **Nota técnica N° EPE-DEE-RE-061/2012: Repotenciação e instalação de unidades geradoras adicionais em usinas existentes.** EPE: Rio de Janeiro, 2012. p. 1-6.

EPE. **Nota técnica N° EPE-DEE-RE-112/2012: Estudos de ampliação de usinas hidrelétricas-restrições operativas e viabilidade técnica e econômica.** EPE: Rio de Janeiro, 2012a. p. 7-21.

EPE/MME. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2023 (PDE 2023).** EPE: Rio de Janeiro, MME: Brasília, 2014. p. 66-113.

EPE. **Nota técnica DEA 17/12: Avaliação socioambiental de usinas hidrelétricas.** EPE: Rio de Janeiro, 2012b. p. 4-15, 32.

EPE/MME. **Plano Nacional de Energia 2030 (PNE 2030).** EPE: Rio de Janeiro, MME: Brasília, 2007. p. 145-150.

GOMES, Elisa de Podestá. **Potencial de repotenciação de usinas hidrelétricas no Brasil e sua viabilização.** 2013. Dissertação (Mestrado) - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

KIRBY, B. **Ancillary services: technical and commercial insights.** Wärtsilä, 2007. p. 1, 7, 24.

KRISTIANSEN, T. **The Nordic approach to market-based provision of ancillary services.** Elsevier. Energy Policy. 2007. p. 3681, 3683, 3696-3697.

LA FUENTE, I. **Ancillary services in Spain: dealing with high penetration of renewable energy.** Red Eléctrica de España. 2010. p. 2-3, 13.

MARZANO, L.G.B.; BATISTA, FÁBIO; MACEIRA, MARIA E.; MELO, A.C.G.; JUSTINO, T.C.; GINAID, A. Avaliação da capacidade de atendimento à ponta do sistema elétrico brasileiro utilizando modelo de simulação a usinas individualizadas. In: XXII SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (SNPTEE/13), 2013, Brasília. **Anais...**Brasília: XXII SNPTEE, 2013.

MME. **Portaria MME nº 258, de 28/07/2008.** MME: Brasília, 2008.

MME. **Portaria SPE/MME nº 02, de 12/02/2010.** MME: Brasília, 2010.

MME. **Portaria MME nº 861, de 10/10/2010.** MME: Brasília, 2010a.

NERY, E. (Organizador); AZEVEDO, A.; SILVA, A. L.; BEZERRA, B.; FLACH, B.; ARAÚJO, E. M. de A.; FITTIPALDI, E. H. D.; NEVES, E.; MOREIRA, F. R. V.; RAMOS, F.; DOILE, G. N. D.; CHIPP, H.; MELLO, J. C. O.; MATTOS, L. V.; BARROSO, L. A.; PAZZINI, L. H. A.; SILVEIRA, M. A. N.; DAVID, P. A. M.-S.; SAVOIA, R.; VAIRO, S.; CAVALCANTI, T. H.; VIEIRA FILHO, X. **Mercados e Regulação de Energia Elétrica.** Editora Interciência, 2012. Cap. 5, p. 201-202, 220, 268-269, 313.

ONS. **Relatório executivo do Programa Mensal de Operação (PMO) - Jan. 2014.** Disponível em: <<http://www.ons.org.br/operacao/relatorioexecutivoPMO.aspx>>. Acesso em: 04/01/2014.

ONS. **Diagrama esquemático das usinas hidrelétricas do SIN (Sistema Interligado Nacional).** Disponível em: <http://www.ons.org.br/conheca_sistema/pop_diagrama_esquemat_usinas.aspx>. Acesso em: 07/01/2014.

ONS. **Plano da Operação Energética 2013/2017 (PEN 2013/2017, revisão 1).** ONS: Rio de Janeiro, 2013. p. 15.

Presidência da República. **Decreto nº 5.163/2004, de 30/03/2004.** Casa Civil, Subchefia para Assuntos Jurídicos: Brasília, 2004.

Presidência da República. **Medida Provisória nº 579/2012, de 11/09/2012.** Casa Civil, Subchefia para Assuntos Jurídicos: Brasília, 2012.

Presidência da República. **Lei nº 12.783/2013, de 11/01/2013.** Casa Civil, Subchefia para Assuntos Jurídicos: Brasília, 2013.

SÁ JÚNIOR, GENTIL NOGUEIRA DE; MUNHOZ, FERNANDO COLLI; SILVA, RUI G. ALTIERI. Perspectivas de repotenciação de centrais hidrelétricas no Sistema Interligado Nacional. In: XXI SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (SNPTEE/11), 2011, Florianópolis. **Anais...** Florianópolis: XXI SNPTEE, 2011.

SANTOS, CÍCERO M. Reflexões sobre a modernização do parque hidrogerador diante dos avanços tecnológicos e dos instrumentos regulatórios. In: XVII SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (SNPTEE/03), 2003, Uberlândia. **Anais...** Uberlândia: XVII SNPTEE, 2003.

SKM. Sinclair Knight Merz. **Ancillary service standard and requirements study.** Independent Market Operator, 2009. p. – 5, 19, 24, 29-31, 52.

Tractebel. **UHE Salto Santiago.** Tractebel. Disponível em: < <http://www.tractebelenergia.com.br/wps/portal/internet/parque-gerador/usinas-hidreletricas/uhe-salto-santiago>>. Acesso em: 18/01/2014.

VEIGA, José R. Campos da. **Oportunidades de negócio com a repotenciação de usinas - aspectos técnicos, econômicos e ambientais.** 2001. Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo.

VOITH HYDRO. **Arquivos internos**, 2007.

VOITH HYDRO. **Visitas técnicas.** Rua Friedrich von Voith, 825. Jardim São João (Jaraguá). 02995-000 – São Paulo – SP. Sr. Roberto Avigni. Visitas técnicas em 28/11/2013 e 11/03/2014.

WOLAK, F.A. **An Ancillary Services Payment Mechanism for the Chilean Electricity Supply Industry**, 2011. p. 2, 5-6, 9.

YAN, J. H.; STERN, G. A.; LUH, P. B.; ZHAO, F. Payment versus bid cost – minimization in ISO markets. **IEEE Power and Energy Magazine**, march/april, p. 24, 36. 2008.

ANEXO A - Características técnicas das usinas

Tabela A.1: Características técnicas da UHE Jaguará

Dados Básicos	
Potência instalada	424 MW
Garantia física ou energia assegurada	336 MW médios
Número de unidades geradoras em operação	4
Número de poços vazios existentes	2
Dados Hidrometeorológicos	
Vazão média de longo termo - Q_{MLT}	1.072 m ³ /s
Vazão mínima média mensal	227 m ³ /s
Período do histórico de vazões	1931-2011
Reservatório	
Tipo	Compensação
N.A. máximo excepcional	558,50 m
N.A. máximo normal	558,50 m
N.A. mínimo normal	555,50 m
Volume útil	90 hm ³
Canal de Fuga	
N.A. máximo excepcional	513,00 m
N.A. normal de jusante	512,60 m
N.A. mínimo normal	510,00 m
Estruturas de Descarga, ou Vertimento	
Tipo	De superfície, controlado
Capacidade máxima de descarga	14.100 m ³ /s
Tipo das comportas	Setor
Número de comportas	6
Turbinas	
Tipo	Francis de eixo vertical
Potência unitária	106 MW
Vazão nominal unitária	275 m ³ /s
Rotação	100 rpm
Queda Líquida	44,10 m
Geradores	
Potência unitária de projeto	112 MVA
Tensão nominal	13,8 kV
Rotação Nominal	100 rpm
Fator de potência	0,95

Fonte: Elaboração própria, com dados da ANEEL e da CEMIG

Tabela A.2: Características técnicas da UHE Três Irmãos

Dados Básicos	
Potência instalada	807,50 MW
Garantia física ou energia assegurada	217,50 MW médios
Número de unidades geradoras em operação	5
Número de poços vazios existentes	3
Dados Hidrometeorológicos	
Vazão média de longo termo - Q_{MLT}	808 m ³ /s
Vazão mínima média mensal	151 m ³ /s
Período do histórico de vazões	1931-2011
Reservatório	
Tipo	Acumulação
N.A. máximo excepcional	328,40 m
N.A. máximo normal	328,00 m
N.A. mínimo normal	323,00 m
Volume útil	3.450 hm ³
Canal de Fuga	
N.A. máximo excepcional	284,75 m
N.A. normal de jusante	282,40 m
N.A. mínimo normal	279,00 m
Estruturas de Descarga, ou Vertimento	
Tipo	De superfície, controlado
Capacidade máxima de descarga	8.876 m ³ /s
Tipo das comportas	Setor
Número de comportas	4
Turbinas	
Tipo	Francis de eixo vertical
Potência unitária	161,50 MW
Vazão nominal unitária	408 m ³ /s
Rotação	85,70 rpm
Queda Líquida	45,80 m
Geradores	
Potência unitária de projeto	170 MVA
Tensão nominal	14,40 kV
Rotação Nominal	85,70 rpm
Fator de potência	0,95

Fonte: Elaboração própria, com dados da ANEEL e da CESP

Tabela A.3: Características técnicas da UHE Porto Primavera

Dados Básicos	
Potência instalada	1.540 MW
Garantia física ou energia assegurada	1.017 MW médios
Número de unidades geradoras em operação	14
Número de poços vazios existentes	4
Dados Hidrometeorológicos	
Vazão média de longo termo - Q_{MLT}	7.248 m ³ /s
Vazão mínima média mensal	1.867 m ³ /s
Período do histórico de vazões	1931-2011
Reservatório	
Tipo	Compensação
N.A. máximo excepcional	259,70 m
N.A. máximo normal	259,00 m
N.A. mínimo normal	257,00 m
Volume útil	618 hm ³
Canal de Fuga	
N.A. máximo excepcional	244,60 m
N.A. normal de jusante	239,80 m
N.A. mínimo normal	237,80 m
Estruturas de Descarga, ou Vertimento	
Tipo	De superfície, controlado
Capacidade máxima de descarga	44.144 m ³ /s
Tipo das comportas	Setor
Número de comportas	16
Turbinas	
Tipo	Kaplan de eixo vertical
Potência unitária	110 MW
Vazão nominal unitária	651,60 m ³ /s
Rotação	75 rpm
Queda Líquida	18,30 m
Geradores	
Potência unitária de projeto	117 MVA
Tensão nominal	13,80 kV
Rotação Nominal	75 rpm
Fator de potência	0,94

Fonte: Elaboração própria, com dados da ANEEL e da CESP

Tabela A.4: Características técnicas da UHE Luiz Gonzaga

Dados Básicos	
Potência instalada	1.479,60 MW
Garantia física ou energia assegurada	959 MW médios
Número de unidades geradoras em operação	6
Número de poços vazios existentes	4
Dados Hidrometeorológicos	
Vazão média de longo termo – Q_{MLT}	2.741 m ³ /s
Vazão mínima média mensal	501 m ³ /s
Período do histórico de vazões	1931-2011
Reservatório	
Tipo	Acumulação
N.A. máximo excepcional	305,40 m
N.A. máximo normal	304,00 m
N.A. mínimo normal	299,00 m
Volume útil	3.549 hm ³
Canal de Fuga	
N.A. máximo excepcional	255,75 m
N.A. normal de jusante	252,00 m
N.A. mínimo normal	250,00 m
Estruturas de Descarga, ou Vertimento	
Tipo	De superfície, controlado
Capacidade máxima de descarga	28.850 m ³ /s
Tipo das comportas	Setor
Número de comportas	9
Turbinas	
Tipo	Francis de eixo vertical
Potência unitária	246,60 MW
Vazão nominal unitária	457,43 m ³ /s
Rotação	81,80 rpm
Queda líquida	50,80 m
Geradores	
Potência unitária de projeto	274 MVA
Tensão nominal	16 kV
Rotação nominal	81,80 rpm
Fator de potência	0,90

Fonte: Elaboração própria, com dados da ANEEL e da CHESF

Tabela A.5: Características técnicas da UHE Governador Bento Munhoz

Dados Básicos	
Potência instalada	1.676 MW
Garantia física ou energia assegurada	576 MW médios
Número de unidades geradoras em operação	4
Número de poços vazios existentes	2
Dados Hidrometeorológicos	
Vazão média de longo termo – Q_{MLT}	656 m ³ /s
Vazão mínima média mensal	80 m ³ /s
Período do histórico de vazões	1931-2011
Reservatório	
Tipo	Acumulação
N.A. máximo excepcional	745,00 m
N.A. máximo normal	742,00 m
N.A. mínimo normal	700,00 m
Volume útil	3.804,69 hm ³
Canal de Fuga	
N.A. máximo excepcional	617,00 m
N.A. normal de jusante	607,00 m
N.A. mínimo normal	602,00 m
Estruturas de Descarga, ou Vertimento	
Tipo	De superfície, controlado
Capacidade máxima de descarga	11.000 m ³ /s
Tipo das comportas	Setor
Número de comportas	4
Turbinas	
Tipo	Francis de eixo vertical
Potência unitária	419 MW
Vazão nominal unitária	358 m ³ /s
Rotação	128,60 rpm
Queda líquida	135,00 m
Geradores	
Potência unitária de projeto	465 MVA
Tensão nominal	16,50 kV
Rotação nominal	128,60 rpm
Fator de potência	0,90

Fonte: Elaboração própria, com dados da ANEEL e da COPEL

Tabela A.6: Características técnicas da UHE Taquaruçu

Dados Básicos	
Potência instalada	525 MW
Garantia física ou energia assegurada	201 MW médios
Número de unidades geradoras em operação	5
Número de poços vazios existentes	1
Dados Hidrometeorológicos	
Vazão média de longo termo - Q_{MLT}	1.154 m ³ /s
Vazão mínima média mensal	200 m ³ /s
Período do histórico de vazões	1931-2011
Reservatório	
Tipo	Compensação
N.A. máximo excepcional	285,00 m
N.A. máximo normal	284,00 m
N.A. mínimo normal	282,00 m
Volume útil	138,13 hm ³
Canal de Fuga	
N.A. máximo excepcional	267,40 m
N.A. normal de jusante	260,05 m
N.A. mínimo normal	256,10 m
Estruturas de Descarga, ou Vertimento	
Tipo	De superfície, controlado
Capacidade máxima de descarga	18.108 m ³ /s
Tipo das comportas	Setor
Número de comportas	9
Turbinas	
Tipo	Kaplan de eixo vertical
Potência unitária	105 MW
Vazão nominal unitária	483,84 m ³ /s
Rotação	85,71 rpm
Queda líquida	22,70 m
Geradores	
Potência unitária de projeto	112 MVA
Tensão nominal	13,8 kV
Rotação nominal	85,71 rpm
Fator de potência	0,90

Fonte: Elaboração própria, com dados da ANEEL e da DEB

Tabela A.7: Características técnicas da UHE Rosana

Dados Básicos	
Potência instalada	354 MW
Garantia física ou energia assegurada	177 MW médios
Número de unidades geradoras em operação	4
Número de poços vazios existentes	1
Dados Hidrometeorológicos	
Vazão média de longo termo - Q_{MLT}	1.295 m ³ /s
Vazão mínima média mensal	227 m ³ /s
Período do histórico de vazões	1931-2011
Reservatório	
Tipo	Compensação
N.A. máximo excepcional	258,10 m
N.A. máximo normal	258,00 m
N.A. mínimo normal	256,00 m
Volume útil	407,56 hm ³
Canal de Fuga	
N.A. máximo excepcional	247,30 m
N.A. normal de jusante	241,00 m
N.A. mínimo normal	235,60 m
Estruturas de Descarga, ou Vertimento	
Tipo	De superfície, controlado
Capacidade máxima de descarga	20.032 m ³ /s
Tipo das comportas	Setor
Número de comportas	8
Turbinas	
Tipo	Kaplan de eixo vertical
Potência unitária	88,50 MW
Vazão nominal unitária	526 m ³ /s
Rotação	75 rpm
Queda líquida	17,60 m
Geradores	
Potência unitária de projeto	88,90 MVA
Tensão nominal	13,8 kV
Rotação nominal	75 rpm
Fator de potência	0,90

Fonte: Elaboração própria, com dados da ANEEL e da DEB

Tabela A.8: Características técnicas da UHE Cachoeira Dourada

Dados Básicos	
Potência instalada	658 MW
Garantia física ou energia assegurada	415 MW médios
Número de unidades geradoras em operação	10
Número de poços vazios existentes	1
Dados Hidrometeorológicos	
Vazão média de longo termo - Q_{MLT}	1.638 m ³ /s
Vazão mínima média mensal	417 m ³ /s
Período do histórico de vazões	1931-2011
Reservatório	
Tipo	Compensação
N.A. máximo excepcional	431,60 m
N.A. máximo normal	431,50 m
N.A. mínimo normal	428,00 m
Volume útil	370 hm ³
Canal de Fuga	
N.A. máximo excepcional	404,00 m
N.A. normal de jusante	399,00 m
N.A. mínimo normal	396,30 m
Estruturas de Descarga, ou Vertimento	
Tipo	De superfície, controlado
Capacidade máxima de descarga	16.000 m ³ /s
Tipo das comportas	Setor
Número de comportas	10
Turbinas (Casa de Máquinas 1 - duas turbinas)	
Tipo	Kaplan de eixo vertical
Potência unitária	17 MW
Vazão nominal unitária	67 m ³ /s
Rotação	150 rpm
Queda líquida	30 m
Turbinas (Casa de Máquinas 2 - três turbinas)	
Tipo	Kaplan de eixo vertical
Potência unitária	54 MW
Vazão nominal unitária	183 m ³ /s
Rotação	128,10 rpm
Queda líquida	30 m
Turbinas (Casa de Máquinas 3 - três turbinas)	
Tipo	Francis de eixo vertical
Potência unitária	84 MW
Vazão nominal unitária	306 m ³ /s
Rotação	81,80 rpm
Queda líquida	30 m
Turbinas (Casa de Máquinas 4 - duas turbinas)	
Tipo	Kaplan de eixo vertical
Potência unitária	105 MW
Vazão nominal unitária	365 m ³ /s
Rotação	102,80 rpm
Queda líquida	30 m
Geradores (Casa de Máquinas 1 - dois geradores)	
Potência unitária de projeto	25 MVA
Tensão nominal	11 kV
Rotação nominal	150 rpm

Fator de potência	0,90
Geradores (Casa de Máquinas 2 - três geradores)	
Potência unitária de projeto	60 MVA
Tensão nominal	13,8 kV
Rotação nominal	128,10 rpm
Fator de potência	0,90
Geradores (Casa de Máquinas 3 - três geradores)	
Potência unitária de projeto	93,33 MVA
Tensão nominal	13,8 kV
Rotação nominal	81,80 rpm
Fator de potência	0,90
Geradores (Casa de Máquinas 4 - dois geradores)	
Potência unitária de projeto	106 MVA
Tensão nominal	13,8 kV
Rotação nominal	102,80 rpm
Fator de potência	0,90

Fonte: Elaboração própria, com dados da ANEEL e da Endesa Brasil

Tabela A.9: Características técnicas da UHE Salto Santiago

Dados Básicos	
Potência instalada	1.420 MW
Garantia física ou energia assegurada	723 MW médios
Número de unidades geradoras em operação	4
Número de poços vazios existentes	2
Dados Hidrometeorológicos	
Vazão média de longo termo - Q_{MLT}	1.004 m ³ /s
Vazão mínima média mensal	115 m ³ /s
Período do histórico de vazões	1931-2011
Reservatório	
Tipo	Acumulação
N.A. máximo excepcional	509,00 m
N.A. máximo normal	506,00 m
N.A. mínimo normal	481,00 m
Volume útil	4.112,92 hm ³
Canal de Fuga	
N.A. máximo excepcional	419,00 m
N.A. normal de jusante	400,00 m
N.A. mínimo normal	393,00 m
Estruturas de Descarga, ou Vertimento	
Tipo	De superfície, controlado
Capacidade máxima de descarga	27.830 m ³ /s
Tipo das comportas	Setor
Número de comportas	8
Turbinas	
Tipo	Francis de eixo vertical
Potência unitária	355 MW
Vazão nominal unitária	379 m ³ /s
Rotação	120 rpm
Queda líquida	106 m
Geradores	
Potência unitária de projeto	370 MVA
Tensão nominal	19 kV
Rotação nominal	120 rpm
Fator de potência	0,96

Fonte: Elaboração própria, com dados da ANEEL e da Tractebel Energia

ANEXO B – Dados operacionais

Tabela B.1: Dados operacionais hidroenergéticos médios – UHE Jaguará

Vazão turbinada média (m ³ /s)	807,65
Vazão vertida média (m ³ /s)	146,50
Vazão total defluente média (turbinada + vertida) (m ³ /s)	954,15
Potência média produzida (MW médios)	318,36
Produtividade média (MW médios / m ³ /s)	0,39
Potência média vertida (MW médios)	57,45

Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS

Tabela B.2: Potência anual média vertida – UHE Jaguará

Período anual	Potência média vertida (MW médios)
Outubro 2002 a setembro 2003	6,04
Outubro 2003 a setembro 2004	3,09
Outubro 2004 a setembro 2005	105,31
Outubro 2005 a setembro 2006	69,86
Outubro 2006 a setembro 2007	92,53
Outubro 2007 a setembro 2008	54,19
Outubro 2008 a setembro 2009	101,96
Outubro 2009 a setembro 2010	50,77
Outubro 2010 a setembro 2011	47,77
Outubro 2011 a setembro 2012	42,99
Média - outubro 2002 a setembro 2012	57,45

Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS

Tabela B.3: Dados operacionais hidroenergéticos médios – UHE Três Irmãos

Vazão turbinada média (m ³ /s)	813,12
Vazão vertida média (m ³ /s)	21,09
Vazão total defluente média (turbinada + vertida) (m ³ /s)	834,21
Potência média produzida (MW médios)	320,02
Produtividade média (MW médios / m ³ /s)	0,39
Potência média vertida (MW médios)	8,36

Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS

Tabela B.4: Potência anual média vertida – UHE Três Irmãos

Período anual	Potência média vertida (MW médios)
Outubro 2002 a setembro 2003	1,03
Outubro 2003 a setembro 2004	1,19
Outubro 2004 a setembro 2005	5,22
Outubro 2005 a setembro 2006	0,57
Outubro 2006 a setembro 2007	7,99
Outubro 2007 a setembro 2008	0,57
Outubro 2008 a setembro 2009	0,51
Outubro 2009 a setembro 2010	33,69
Outubro 2010 a setembro 2011	31,64
Outubro 2011 a setembro 2012	1,19
Média - outubro 2002 a setembro 2012	8,36

Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS

Tabela B.5: Dados operacionais hidroenergéticos médios – UHE Porto Primavera

Vazão turbinada média (m ³ /s)	6.962,35
Vazão vertida média (m ³ /s)	824,18
Vazão total defluente média (turbinada + vertida) (m ³ /s)	7.786,53
Potência média produzida (MW médios)	1.144,87
Produtividade média (MW médios / m ³ /s)	0,16
Potência média vertida (MW médios)	159,20

Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS

Tabela B.6: Potência anual média vertida – UHE Porto Primavera

Período anual	Potência média vertida (MW médios)
Outubro 2002 a setembro 2003	217,48
Outubro 2003 a setembro 2004	59,56
Outubro 2004 a setembro 2005	118,86
Outubro 2005 a setembro 2006	222,16
Outubro 2006 a setembro 2007	345,23
Outubro 2007 a setembro 2008	59,56
Outubro 2008 a setembro 2009	44,49
Outubro 2009 a setembro 2010	285,69
Outubro 2010 a setembro 2011	189,21
Outubro 2011 a setembro 2012	50,56
Média - outubro 2002 a setembro 2012	159,20

Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS

Tabela B.7: Dados operacionais hidroenergéticos médios – UHE Luiz Gonzaga (Itaparica)

Vazão turbinada média (m ³ /s)	1.871,66
Vazão vertida média (m ³ /s)	95,09
Vazão total defluente média (turbinada + vertida) (m ³ /s)	1.966,75
Potência média produzida (MW médios)	868,73
Produtividade média (MW médios / m ³ /s)	0,46
Potência média vertida (MW médios)	46,40

Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS

Tabela B.8: Potência anual média vertida – UHE Luiz Gonzaga (Itaparica)

Período anual	Potência média vertida (MW médios)
Outubro 2002 a setembro 2003	222,83
Outubro 2003 a setembro 2004	0,00
Outubro 2004 a setembro 2005	7,33
Outubro 2005 a setembro 2006	0,00
Outubro 2006 a setembro 2007	222,83
Outubro 2007 a setembro 2008	0,00
Outubro 2008 a setembro 2009	7,33
Outubro 2009 a setembro 2010	0,00
Outubro 2010 a setembro 2011	0,00
Outubro 2011 a setembro 2012	3,80
Média - outubro 2002 a setembro 2012	46,40

Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS

Tabela B.9: Dados operacionais hidroenergéticos médios – UHE Governador Bento Munhoz (Foz do Areia)

Vazão turbinada média (m ³ /s)	585,14
Vazão vertida média (m ³ /s)	106,73
Vazão total defluente média (turbinada + vertida) (m ³ /s)	691,87
Potência média produzida (MW médios)	635,33
Produtividade média (MW médios / m ³ /s)	1,08
Potência média vertida (MW médios)	147,67

Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS

Tabela B.10: Potência anual média vertida – UHE Governador Bento Munhoz (Foz do Areia)

Período anual	Potência média vertida (MW médios)
Outubro 2002 a setembro 2003	52,48
Outubro 2003 a setembro 2004	31,28
Outubro 2004 a setembro 2005	173,67
Outubro 2005 a setembro 2006	268,28
Outubro 2006 a setembro 2007	109,37
Outubro 2007 a setembro 2008	0,00
Outubro 2008 a setembro 2009	89,55
Outubro 2009 a setembro 2010	383,77
Outubro 2010 a setembro 2011	279,99
Outubro 2011 a setembro 2012	88,29
Média - outubro 2002 a setembro 2012	147,67

Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS

Tabela B.11: Dados operacionais hidroenergéticos médios – UHE Taquaruçu

Vazão turbinada média (m ³ /s)	1.144,50
Vazão vertida média (m ³ /s)	66,62
Vazão total defluente média (turbinada + vertida) (m ³ /s)	1.211,12
Potência média produzida (MW médios)	247,91
Produtividade média (MW médios / m ³ /s)	0,22
Potência média vertida (MW médios)	19,00

Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS

Tabela B.12: Potência anual média vertida – UHE Taquaruçu

Período anual	Potência média vertida (MW médios)
Outubro 2002 a setembro 2003	1,16
Outubro 2003 a setembro 2004	0,07
Outubro 2004 a setembro 2005	53,19
Outubro 2005 a setembro 2006	33,53
Outubro 2006 a setembro 2007	4,56
Outubro 2007 a setembro 2008	0,03
Outubro 2008 a setembro 2009	15,68
Outubro 2009 a setembro 2010	71,08
Outubro 2010 a setembro 2011	4,30
Outubro 2011 a setembro 2012	6,59
Média - outubro 2002 a setembro 2012	19,00

Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS

Tabela B.13: Dados operacionais hidroenergéticos médios – UHE Rosana

Vazão turbinada média (m ³ /s)	1.238,68
Vazão vertida média (m ³ /s)	101,99
Vazão total defluente média (turbinada + vertida) (m ³ /s)	1.340,67
Potência média produzida (MW médios)	222,89
Produtividade média (MW médios / m ³ /s)	0,18
Potência média vertida (MW médios)	22,04

Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS

Tabela B.14: Potência anual média vertida – UHE Rosana

Período anual	Potência média vertida (MW médios)
Outubro 2002 a setembro 2003	4,92
Outubro 2003 a setembro 2004	0,07
Outubro 2004 a setembro 2005	57,15
Outubro 2005 a setembro 2006	41,53
Outubro 2006 a setembro 2007	6,35
Outubro 2007 a setembro 2008	0,09
Outubro 2008 a setembro 2009	12,27
Outubro 2009 a setembro 2010	86,42
Outubro 2010 a setembro 2011	2,45
Outubro 2011 a setembro 2012	9,32
Média - outubro 2002 a setembro 2012	22,04

Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS

Tabela B.15: Dados operacionais hidroenergéticos médios – UHE Cachoeira Dourada

Vazão turbinada média (m ³ /s)	1.526,33
Vazão vertida média (m ³ /s)	59,57
Vazão total defluente média (turbinada + vertida) (m ³ /s)	1.585,90
Potência média produzida (MW médios)	396,03
Produtividade média (MW médios / m ³ /s)	0,26
Potência média vertida (MW médios)	18,61

Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS

Tabela B.16: Potência anual média vertida – UHE Cachoeira Dourada

Período anual	Potência média vertida (MW médios)
Outubro 2002 a setembro 2003	73,33
Outubro 2003 a setembro 2004	9,29
Outubro 2004 a setembro 2005	1,03
Outubro 2005 a setembro 2006	6,78
Outubro 2006 a setembro 2007	66,85
Outubro 2007 a setembro 2008	14,30
Outubro 2008 a setembro 2009	2,48
Outubro 2009 a setembro 2010	6,66
Outubro 2010 a setembro 2011	4,81
Outubro 2011 a setembro 2012	0,69
Média - outubro 2002 a setembro 2012	18,61

Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS

Tabela B.17: Dados operacionais hidroenergéticos médios – UHE Salto Santiago

Vazão turbinada média (m ³ /s)	874,41
Vazão vertida média (m ³ /s)	207,11
Vazão total defluente média (turbinada + vertida) (m ³ /s)	1.081,52
Potência média produzida (MW médios)	799,86
Produtividade média (MW médios / m ³ /s)	0,91
Potência média vertida (MW médios)	224,11

Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS

Tabela B.18: Potência anual média vertida – UHE Salto Santiago

Período anual	Potência média vertida (MW médios)
Outubro 2002 a setembro 2003	127,83
Outubro 2003 a setembro 2004	50,51
Outubro 2004 a setembro 2005	281,66
Outubro 2005 a setembro 2006	355,06
Outubro 2006 a setembro 2007	232,73
Outubro 2007 a setembro 2008	0,00
Outubro 2008 a setembro 2009	142,85
Outubro 2009 a setembro 2010	544,52
Outubro 2010 a setembro 2011	437,59
Outubro 2011 a setembro 2012	69,89
Média - outubro 2002 a setembro 2012	224,11

Fonte: Elaboração própria, com dados do CNOS

**ANEXO C – Arquivo magnético – Planilhas do CNOS e planilhas
de viabilidade técnica e econômica**